

ISSN 1682-721X

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ



НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ

3'2012

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ
науковий журнал,
виходить 4 рази на рік,
вересень, 2012 р.
Видається з 01.03.1994 р.

УДК 55(477)(051)
ББК 26.3(4УКР)Я5
М61

ЗАСНОВНИКИ:

Державна служба геології та надр
України, Український державний
геологорозвідувальний інститут

Зареєстровано у Державній
реєстраційній службі України,
свідоцтво про державну реєстрацію
серія КВ № 19022-7902ПР від
05.06.2012 р.

ГОЛОВНИЙ РЕДАКТОР:

Олег Альбертович Проскураков

РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:

Сергій Володимирович Гошовський
(заст. головного редактора)
Михайло Валентинович Гейченко
(заст. головного редактора)
Світлана Олексіївна Некрасова
(відповідальний секретар)
Олександр Борисович Бобров
Юрій Іванович Войтенко
Петро Федосійович Гожик
Іван Гаврилович Зезекало
Леонід Васильович Ісаков
Михайло Васильович Кочкур
Михайло Дмитрович Красножон
Євстахій Іванович Крижанівський
Ярослав Григорович Лазарук
Олександр Іванович Левченко
Георгій Григорович Лютий
Олена Ігорівна Ляшенко
Борис Ігорович Малюк
Володимир Сергійович Міщенко
Олександр Володимирович Плотников
Олександр Миколайович Пономаренко
Василь Леонтійович Приходько
Георгій Ілліч Рудько
Віталій Іванович Старостенко
Анатолій Петрович Толкунов
Микола Васильович Фоцій
Ігор Семенович Чуприна
Василь Якович Шевчук
В'ячеслав Михайлович Шестопапов
Євген Олександрович Яковлев

У разі передруку посилання
на "Мінеральні ресурси України"
обов'язкове

Рекомендовано до друку
вченою радою УкрДГРІ
протокол № 3 від 04.07.2012 р.

Видавництво УкрДГРІ,
свідоцтво про державну реєстрацію
№ 182 серія ДК від 18.09.2000 р. 04114,
м. Київ, вул. Автозаводська, 78

Адреса редакції:
04114, м. Київ, вул. Автозаводська, 78

Київ
УкрДГРІ
2012

© УкрДГРІ, 2012

3/2012

ЗМІСТ

- Інтерв'ю голови Держгеонадр України О. А. Проскуракова редколегії
журналу "Мінеральні ресурси України" 3
- ГЕЙЧЕНКО М. В., МАЛЮК Б. І.
Участь делегації Держгеонадр України в роботі 34-го Міжнародного гео-
логічного конгресу (м. Брісбен, Австралія, 5–10 серпня 2012 року) 5
- ЗУР'ЯН О. В.
Щодо створення інформаційної системи моніторингу та наукового супро-
водження надрокористування 9
- ЯЦЕНКО Г. М.
Нові аспекти мінерагенії алмаза на південно-західній окраїні Східноєвро-
пейської платформи (про діяльність алмазної школи Львівського націо-
нального університету імені Івана Франка) 11
- БУРЛУЦЬКИЙ М. С., КУРИЛО М. М.
Зв'язок промислових концентрацій германію та якісних параметрів вугіл-
ля Лисичанського геолого-промислового району 16
- КАЛАШНИК Г. А., КОВРИЖКІН М. О., КОВАЛЬОВ С. Г.
Щодо захисту інтересів України на вітчизняному ринку гранатового кон-
центрату 19
- ГЛАДУН В. В.
Прогнозно-перспективні об'єкти – резерв ефективного освоєння нафтога-
зового потенціалу України 23
- ТОЛКУНОВ А. А.
Урахування геологічного ризику під час дослідження інвестиційної приваб-
ливості нафтогазоперспективних об'єктів 28
- РОСЛИЙ І. С., СКРЕБЕЦЬ М. О.
Актуальність дорозвідки брахіантиклінальних структур південно-східної
частини Дніпровсько-Донецького авлакогену. Стаття 1. Геологічний роз-
виток та оцінка газонасності Слов'янської складки 30
- ПРИЛЄПОВА Г. І.
Комплексне використання даних геофізичних досліджень свердловин
і сейсморозвідки для стратифікації майкопсько-понтичних відкладів пів-
денної частини Азовського моря 37
- ЗАЯЦЬ Х. Б.
Геологічна будова прикордонної з Польщею території передгір'я Україн-
ських Карпат 43
- Світлої пам'яті Анатолія Семеновича Дранника 47

ІНТЕРВ'Ю ГОЛОВИ ДЕРЖГЕОНАДР УКРАЇНИ О. А. ПРОСКУРЯКОВА РЕДКОЛЕГІЇ ЖУРНАЛУ “МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ”

Указом Президента України № 320 від 16 травня 2012 року головою Державної служби геології та надр України призначено Олега Альбертовича Проскурякова. Яке бачення голови Держгеонадр України на деякі проблеми геологічної галузі редколегія журналу “Мінеральні ресурси України” з’ясувала в О. А. Проскурякова.

– Ви – людина не нова як в геологічній галузі, так і в Державній службі геології та надр України й знаєте проблеми і зсередини, і ззовні. Якими Ви бачите пріоритети діяльності Держгеонадр, яких змін варто очікувати?

– Як ви знаєте, я не прихильник революційних змін. Про це вже говорив під час знайомства з колективом Державної геологічної служби, коли був призначений уперше головою. Ідо мене Службу очолювали знані фахівці, які користувалися повагою й довірою геологів виробничих колективів і керівництва держави. Доцільним вбачаю залишити ті ж пріоритети, які були раніше, змістивши деякі акценти, виходячи з новими завданнями, що виникають із виконання Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року. Це дасть можливість у повному обсязі отримувати інформацію про геологічну будову й зміни геологічного середовища території країни, підтримувати на належному рівні економічну й енергетичну безпеку держави. У напрямі надкористування плануємо здійснювати політику збалансованого й раціонального використання й охорони надр, залучати вітчизняні та іноземні інвестиції в геологічну й гірничодобувну галузі. Важливим вбачається сегмент контролю за дотриманням законодавства щодо користування надрами.

З різних причин останніми роками досить безсистемно проводилися колегії. На це є пояснення об’єктивного й суб’єктивного характеру.

Нині йде становлення Служби з новими повноваженнями. Ми плануємо відновити щоквартальні засідання колегії Держгеонадр, на яких заслуховуватимуться результати діяльності галузі за звітний період, розглядатимуться злободенні питання діяльності Держгеонадр. Так, уже в липні відбулася колегія з розгляду сучасного стану й перспектив розвитку регіональних робіт в Україні. Крім того, проводитимуться “круглі столи”, на порядок денний яких виноситимуться питання, що хвилюють широку громадськість країни. Ми плануємо також продовжувати плідне співробітництво з інститутами НАН України й спеціалізованими вищими та середніми навчальними закладами.

На сьогодні Служба має статус центрального органу виконавчої влади. Це розширює перелік функцій, завдань та повноважень. Поряд з цим це підвищує відповідальність ДСГН і мою особисту за кінцеві результати. Розраховую на активну допомогу апарату Держгеонадр, геологічних підприємств, на плідну співпрацю з профільним комітетом Верховної Ради України, іншими центральними й місцевими органами влади.

– Чи задоволені, як виконується Загальнодержавна програма розвитку МСБ до 2030 року? Що Ви оцінюєте як позитивне, а що як негативне? Якими бачите пріоритети під час розподілу фінансування на наступний 2013 рік?

– Загальнодержавна програма розвитку мінерально-си-

ровинної бази України на період до 2030 року (Програма), затверджена Законом України від 21 квітня 2011 року № 3268-VI, протягом декількох років готувалася фахівцями Державної геологічної служби, погоджувалася із зацікавленими центральними органами влади. Програма набула статусу закону. І це є головним позитивним моментом. На сьогодні ДСГН має свій дороговказ – Програму. Її прийняття створило умови для планомірного проведення регіональних геологічних досліджень, пошуків та розвідки необхідних для економіки країни корисних копалин, зокрема стратегічно важливих, накопичення й зберігання геологічної інформації про надра, встановлення кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів корисних копалин у надрах, проведення наукових досліджень у сфері геологічного вивчення й використання надр. Іншими словами, проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР), без яких неможливий сталий економічний розвиток держави, має законне підґрунтя. Проте стан виконання Програми, яка почала діяти з 2011 року, ні в якому разі не може бути визнаний задовільним. Так, у перший же рік її виконання держбюджетом на розвиток МСБ було виділено 500 млн грн замість 847 млн грн, передбачених Програмою, а профінансовано 441,7 млн грн, що становило лише 52 %. З урахуванням хронічного недофінансування протягом останніх років ситуація в галузі стала критичною. Вона значно погіршилась

у 2012 році. Держбюджетом було передбачено 225 млн грн замість 883 млн грн, визначених Програмою. У II кварталі держбюджетом на розвиток МСБ було додатково спрямовано 775 млн грн. Проте, з них 210 млн грн – це кошти на переоснащення галузі, 520,6 млн грн – на нафту й газ і лише 44,4 млн грн – на решту видів ГРР (18 напрямів, серед яких науковий супровід, регіональні зйомки, буріння артезіанських свердловин, ГРР на вугілля, радіоактивну сировину, метали й неметали, гідрогеологічні, інженерно- та еколого-геологічні роботи тощо). Варто зазначити, що додаткові кошти були виділені, виходячи з досить непрості ситуації, пов’язаної з нестачею в країні вуглеводнів, а також з урахуванням високого коефіцієнта зношеності основного обладнання. Але підприємства галузі, які були не задіяні в нафтогазовій геології, опинилися майже в катастрофічному стані: робочий тиждень становить 1–3 дні, кращі фахівці знайшли інші місця роботи (в приватних компаніях, за кордоном); утрачені темпи розвитку ГРР, зокрема геологічного й геофізичного вивчення території України. Україна почала втрачати провідні позиції у світі по окремих напрямках досліджень. Наприклад, видані аркуші “Державної геологічної карти, масштабу 1:200 000” (Держгеолкарта-200) відповідають найкращим світовим зразкам, а по багатьох позиціях – детальності, інформативності, набору супроводжувальних карт, схем та інших графічних матеріалів – перевищують їх; нині роботи зі складання Держгеолкарти-200 ледь жевріють, багато фахівців, які проводили роботи, курирували їх та розглядали кінцеві звітні матеріали, звільнилися. Україна втрачає репутацію надійного партнера з виконання міжнародних проектів по лінії Міжурядради. Ми це добре усвідомлюємо й плануємо виправляти ситуацію. У наших планах – суттєве збільшення фінансування робіт регіонального блока, наукового супроводу ГРР, гідрогеологічних та інже-

нерно-геологічних досліджень. Звісно, разовим збільшенням фінансування проблему не вирішити, але якщо на місцях виконавці побачать, що це наша довгострокова політика, яка ґрунтується насамперед на безумовному виконанні Закону України про затвердження Загальнодержавної програми розвитку МСБ на період до 2030 року, фахівці почнуть повертатися на підприємства, займатимуться улюбленою справою на користь держави.

– Останнім часом у засобах масової інформації ведеться багато розмов про сланцевий газ. Чи не могли б Ви розповісти, яка ситуація з цим видом корисної копалини?

– По-перше, треба визначитися, що залучає до себе поняття “сланцевий газ”. Різні дослідники по всьому світу розуміють під цим терміном газ усіх слабопористих порід басейнів центрального типу, природний газ у горючих сланцях, нетрадиційний газ (газ-метан вугільних родовищ) тощо. Ми будемо вести мову про газ, який можна вилучати зі сланців, що містять органічну речовину (3–5 %, зрідка до 8–10 %). Останніми роками він став важливим джерелом природного газу в США. Вибухоподібний ріст видобутку сланцевого газу пов'язаний, з одного боку, з різким підвищенням цін на вуглеводні, а з другого боку – з розширенням технологічних можливостей, зокрема впровадженням горизонтального буріння. Сланці мають значну щільність і низьку пористість, у зв'язку з чим не утворюють великих скупчень (родовищ). Концентрація газу в сланцях набагато менша, ніж у вугіллі, вмісних їх пісковиках і природних газових родовищах (0,2–3,2 млрд м³/км²), але завдяки залученню в розвідку, а потім і в розробку великих площ і товщ можна отримати значну кількість такого газу. Отримання синтетичного газу з горючих сланців унаслідок термічної їх переробки поки що є економічно невигідним.

Оскільки ні ціна на енергоносії, ні питання їх дефіциту не стояли перед Україною у XX столітті, то відповідно не велися

й цілеспрямовані пошуково-розвідувальні роботи на сланцевий газ з оцінкою їх запасів. Звертаю вашу увагу на те, що в Україні немає своїх розробок з методики техніки й технологій пошуків, розвідки й видобутку сланцевого газу, а іноземні потребуватимуть часу на адаптацію до умов України.

На користь реальності перспектив видобутку сланцевого газу в Україні свідчить той факт, що в цьому році дві відомі у світі компанії – “Шеврон” (США) і “Шелл” (Нідерланди) – отримали спеціальні дозволи на Олеську (Західний регіон) і Юзівську (Східний регіон) площі. Ці компанії протягом 5 років за власні кошти мають виконати ГРР з метою пошуків родовищ сланцевого газу; у разі отримання позитивних результатів вони розпочнуть його розробку.

На думку низки експертів, Україна має значний ресурсний потенціал сланцевого газу – від 2 до 8 трлн м³. Крім зазначених територій, перспективними в цьому відношенні є:

– Східна частина Дніпровсько-Донецької западини;

– Львівсько-Волинський (Льоблінський) вугільний басейн;

– менілітові сланці Карпат;

– сарматський і тортонський яруси Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савицький, Новоселицький, Михайлівський прояви);

– протерозойські відклади прикордонної частини України й Молдавії (Наславчинський прояв);

– сланці Криму тріас-юрського віку.

До недавнього часу вони не розглядалися і не оцінювалися як можливе джерело сланцевого газу.

– У зв'язку з цим, чи не зашкодить “надмірна” увага до сланцевої тематики пошуку нових покладів традиційних енергоресурсів?

– Стосовно ГРР на традиційні види енергетичної сировини зазначу, що розвідка родовищ корисних копалин, тобто третя стадія ГРР, є найбільш затратною у всьому геологорозвідувальному про-

цесі. Фінансувати її (особливо на високоліквідну сировину, до якої належать енергетичні види корисних копалин) за кошти держбюджету є недоцільним. Тому частка цих робіт серед усіх видів ГРР, що виконуються за держбюджетні асигнування, останніми 20-ма роками постійно й неухильно зменшується. Виходячи з цього, Держгеонадра акцентують основну увагу на регіональних і пошукових роботах.

Ресурсні можливості Західного, Східного та Південного регіонів обмежені, навряд чи варто очікувати тут відкриття нових великих родовищ нафти й газу. Натомість шельфи Чорного й Азовського морів, на думку експертів УкрДГРІ, поки що недооцінені, передусім через недостатню їх вивченість. Тут у подальшому й будуть зосереджуватися ГРР.

Вугілля для України є традиційним природним енергоносієм. Прогнозно-пошукові роботи, безумовно, будуть продовжуватися, а дослідження щодо проблеми газу-метану розвиватимуться. На кам'яне вугілля ГРР в основному провадитимуться в Донбасі, меншою мірою – у Львівсько-Волинському вугільному басейні, на буре вугілля – в Кіровоградській області. Цей напрям ГРР збережеться й надалі.

Стратегією розвитку України передбачено розвивати атомну енергетику, вибудувати замкнутий цикл використання ядерного палива. У наших планах – розвивати ГРР різних стадій на уран, а в майбутньому, можливо, і на торій.

Думаю, зі сказаного чітко видно, що так звана сланцева тематика не заважатиме розвивати роботи на традиційні мінеральні енергоносії.

– Що зроблено у 2012 році у сфері надрокористування? Чому не провадиться аукціони з продажу спеціальних дозволів на користування надрами та які надходження до держбюджету очікуються від продажу спецдозволів?

– У 2012 році Держгеонадра України розглянула 348 заяв з пакетами документів на засіданнях робочої групи

Державної служби геології та надр України відповідно до Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615 (Порядок), серед них:

– щодо продовження строку дії 53 спеціальних дозволів на користування надрами;

– щодо переоформлення 143 спеціальних дозволів на користування надрами;

– щодо внесення змін до 129 спеціальних дозволів на користування надрами;

– щодо внесення змін до 23 програм робіт, які є невід'ємною частиною Угоди про умови користування надрами.

На засіданнях Комісії з питань надрокористування розглянуто 278 заяв з пакетами документів згідно з Порядком.

Відповідно до пункту 20 Порядку видано один дублікат.

Згідно з Порядком проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами, затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 30.06.2011 № 594, усього підготовлено й планується опублікувати пропозиції щодо продажу на аукціоні спеціальних дозволів на користування 14 ділянками надр. Заплановано надходження до загального фонду державного бюджету від продажу спеціальних дозволів на користування надрами – 32 003 610 грн.

Затримка щодо проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами пов'язана з процедурою проведення закупівель по підготовці аукціонної й геологічної інформації, а також із ненаданням погоджень органів місцевого самоврядування в установлені терміни. Так на сьогодні погоджено ділянок надр 17, не погоджено – вісім, отримано проміжних відповідей – 13, надіслано листів – 15.

У 2012 році Держгеонадра України вже видала 588 спеціальних дозволів на користування надрами, рішення по яких ухвалювалося в цьому році, а саме:

– для геологічного вивчення (зокрема дослідно-промис-

лової розробки) – 160 (п'ять спеціальних дозволів по аукціону 2011 року);

– для видобування – 416 (сім спеціальних дозволів по аукціону 2011 року).

Законом України “Про Державний бюджет України на 2012 рік” заплановано наповнення загального фонду державного бюджету від збору за видачу спеціальних дозволів на користування надрами й коштів від продажу таких дозволів в обсязі 660 000 000,00 грн. Держгеонадра докладатиме зусиль, щоб виконати це завдання. Станом на 20 червня 2012 р. надходження до загального фонду державного бюджету від продажу й надання спеціальних дозволів на користування надрами становлять 206 815 791,00 грн, у тому числі по аукціону 2011 року – 5 850 430,00 грн.

– У серпні цього року в Австралії відбувся XXXIV Міжнародний геологічний конгрес. Яку участь у ньому брала Держгеонадра?

– У роботі МГК України була представлена офіційною делегацією на чолі з головою Держгеонадр. До її складу ввійшли представники Міністерства геології, геологічних підприємств, а також співробітники інших відомств (НАНУ, НАК “Нафтогаз Україна”, спеціалізованих навчальних закладів). Члени української делегації взяли активну участь у більшості заходів МГК. Уперше Україна була представлена на виставці своїм боксом, в якому дано інформацію про Державну службу геології та надр України, вітчизняні геологічні підприємства, сучасний стан геологічної вивченості та МСБ, перспективи розвитку гірничо-геологічної галузі тощо.

А взагалі, що стосується міжнародної діяльності Держгеонадр, то цей напрям потребує суттєвого підсилення.

Дякуємо Вам, Олесе Альбертовичу, від імені геологів України за змістовні й вичерпні відповіді.

М. В. ГЕЙЧЕНКО, заступник директора Департаменту геології Державної служби геології та надр України,
Б. І. МАЛЮК, в. о. заступника директора УкрДГРІ

УЧАСТЬ ДЕЛЕГАЦІЇ ДЕРЖГЕОНАДР УКРАЇНИ В РОБОТІ 34-ГО МІЖНАРОДНОГО ГЕОЛОГІЧНОГО КОНГРЕСУ (М. БРІСБЕН, АВСТРАЛІЯ, 5–10 СЕРПНЯ 2012 РОКУ)



Промова її високостві губернатора Квінсленду пані Пенелопи Уенслі на церемонії відкриття 34-го МГК

Міжнародний геологічний конгрес (далі Конгрес, МГК) є визнаним засобом демонстрації найновіших здобутків в області геологічного вивчення, раціонального використання та охорони надр. У Конгресі беруть участь делегації геологічних служб майже всіх країн світу. Цей форум геологічної спільноти світу проводиться один раз на чотири роки, щоразу в іншій країні. Усталеною практикою Конгресу є організація виставки, на якій облаштовуються стенди і бокси, за допомогою яких національні геологічні служби, геологорозвідувальні та видобувні компанії, науково-дослідні установи світу, громадські організації на кшталт спілки геологів тощо мають можливість представити найважливіші результати своєї діяльності. Участь делегації Держгео-

надр України в роботі МГК відповідає інтересам розвитку національної геологічної галузі, сприяє запровадженню в Україні нових науково-методичних підходів і технологічних розробок світового рівня, підвищенню ефективності геологічного вивчення й використання надр держави, розвитку і зміцненню зв'язків з геологічними службами і провідними гірничо-геологічними компаніями світу.

Метою участі делегації Держгеонадр України в 34-му МГК було ознайомлення із сучасним світовим станом розвитку наук про Землю, останніми досягненнями в області геологічного вивчення і раціонального використання надр у різних країнах світу, представлення виставкової експозиції Держгеонадр та обговорення перспектив співробітництва Держгеонадр з геологічними службами, геологорозвідувальними і видобувними ком-

паніями, науково-дослідними установами світу.

Варто зауважити, що участь у зазначених заходах розглядається як складова загальних зусиль Держгеонадр на шляху розвитку двосторонніх відносин з геологічними службами та підприємствами геологічної галузі інших країн, відтак питання, які піднімаються на подібних зустрічах, здебільшого формуються з позицій Закону України “Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року” від 21.04.2011 р. № 3268-IV, де передбачено широке залучення іноземних інвестицій для розвитку мінерально-сировинної бази України.

Основні завдання делегації Держгеонадр полягали в наступному:

– взяти участь у пленарних засіданнях 34-го МГК, під час яких ознайомитися

із сучасним світовим станом розвитку наук про Землю, останніми досягненнями в області геологічного вивчення і раціонального використання надр у різних країнах світу;

- представити доповіді про структуру та функції Держгеонадр, мінерально-сировинний потенціал України, систему обліку запасів і ресурсів корисних копалин в Україні;

- представити виставково-експозицію Держгеонадр з метою поширення у світі інформації про геологічну галузь України, системні зміни останніх років у сфері геологічного вивчення і раціонального використання надр в Україні, доробки і досягнення галузі, нові перспективні напрями пошуково-розвідувальних і науково-дослідних робіт;

- провести робочі зустрічі з представниками австралійських геологорозвідувальних і видобувних компаній, ділових кіл, зокрема за сприяння Міністерства закордонних справ України та Посольства України в Австралії.

Щороку у світі організуються десятки конгресів, конференцій і симпозіумів з питань геології та корисних копалин, однак Міжнародний геологічний конгрес, який проводиться один раз на чотири роки, майже в ті самі терміни, що й Олімпійські ігри, вважається найвищим форумом світової геологічної спільноти. Саме на МГК затверджуються рамкові документи, спеціальні класифікації, схеми і кодекси, які надалі стають стандартами повсякденної діяльності геологічних установ та організацій. Водночас МГК є місцем для широкого обміну найновішими розробками, побудовами і досягненнями, чимало з яких згодом визначають стратегію й тактику розвитку геологічних служб, виробничих підприємств і компаній, наукових установ і навчальних закладів. Відтак,

ознайомлення керівництва і провідних фахівців Держгеонадр з останніми досягненнями в галузі геологічного вивчення і використання надр повною мірою відповідає інтересам вирішення завдань, які стоять перед геологічною і видобувною галузями України.

34-й МГК вирізнявся широким колом питань порядку денного, за його програмою працювало 37 секцій, 24 тематичних семінари, проведено понад 10 симпозіумів за певними напрямками, зокрема, з питань створення геологічної карти світу, 29 польових геологічних екскурсій, а також більше 20 робочих зустрічей комітетів і підкомітетів Міжнародного союзу геологічних наук, який у період між Конгресами виконує функції координатора і розробника ініціатив за участю геологічної спільноти, тих чи інших міжвідомчих стратегій (реагування на зміни клімату, небезпечних геологічних явищ, просторових інформаційних технологій). Загалом у Конгресі взяло участь 6 012 делегатів із 112 країн. На Конгресі представлено 3 232 доповіді учасників, у виставковій експозиції було представлено 283 бокси (в т. ч. виставковий бокс Держгеонадр України). Пріоритети і загальну спрямованість роботи 34-го МГК можна бачити на прикладі тематики пленарних засідань, яких проведено п'ять, по одному на кожен робочий день Конгресу, з місцем проведення в головному залі Конгрес-центру м. Брісбена.

Пленарне засідання 1. Ресурси майбутнього – забезпечення потреб населення світу, чисельність якого зростає (06.08.2012).

У доповідях розглянуто майбутні потреби та наявність ресурсів корисних копалин. Очікується, що на 2050 рік чисельність населення у світі перевищить 9 млрд чоловік, з яких більше

половини буде проживати в міських районах. Це, з одного боку, буде вимагати більших, ніж у минулому, обсягів мінеральних ресурсів, особливо металів та енергетичної сировини, а з іншого боку – чималих сучасних зусиль для виявлення таких ресурсів і нових видобувних технологій. Зростання чисельності населення може призвести до скорочення наявних обсягів води в багатьох частинах світу, відтак ще одним завданням є захист водних ресурсів у багатьох країнах як наслідок зміни клімату і зменшення запасів підземних вод. Ці процеси впливатимуть на здоров'я людей, глобальний захист продуктів харчування і довкілля.

Пленарне засідання 2. Енергія в сучасному світі, де суспільством вживаються заходи для зменшення викидів CO₂ в атмосферу (07.08.2012).

На засіданні розглянуто чинники створення енергетики майбутнього, яка буде супроводжуватись меншими за обсягами атмосферними викидами CO₂, і низку потенційно наявних джерел енергії з особливою увагою до геоджерел (горючі корисні копалини, геотермія, ядерна енергетика, гідроенергетика). Розглянута ресурсна база корисних копалин, доступність ресурсів, видобуток і використання, технологічні та інші обмеження, екологічний вплив, використання різних джерел енергії нині та в середній перспективі.

Пленарне засідання 3. Земля і людина – життя на неспокійній Землі (08.08.2012).

Усе більша частина населення світу, особливо в країнах, що розвиваються, відчуває потенційний ризик небезпечних геологічних явищ. Розглянуто, яким чином взаємодія людини з геологічними процесами формує людське суспільство та як людина адаптується до життя в безпосередній близькості до та-

ких небезпечних геологічних явищ, як вулкани, землетруси, цунамі та повені. Крім того, розглянуто вплив геологічних катастроф минулого на людське суспільство, прогрес в оцінці і зменшенні ризиків геологічних катастроф, особливо по відношенню до найбільших міст, вплив людини на геосферу, біосферу та ландшафт, нашу потенційну роль у збільшенні вразливості суспільства до небезпечних геологічних процесів.

Пленарне засідання 4. Геологічні свідчення змін клімату Землі в минулому у зв'язку з прогнозами змін клімату в майбутньому (09.08.2012).

Розглянуто наявну геологічну інформацію про колишні зміни клімату і прогнози на майбутнє. Обговорені масштаби зміни клімату, рівня моря, вмісту CO₂ в атмосфері та пов'язаних з цим температур, взаємодія геосфера-біосфера, чутливість клімату, можливі значення цих чинників на майбутні зміни клімату.

Пленарне засідання 5. Цифрова Земля – інформаційний вибух у геологічних науках (10.08.2012).

У доповідях відзначено цифрову революцію та інформаційний вибух, які вирізняють останні роки і визначають майбутні напрями розвитку геології. Швидкий прогрес моніторингу геологічних процесів і чинників у реальному часі і вимірах, ГІС-технології, що застосовуються в картографуванні, інтернет-технології та інші засоби телекомунікаційної передачі даних роблять геологічні та геопросторові дані глобальними, доступними і надійними, відтак придатними для використання не лише для безпосередніх геологічних робіт і досліджень, але й у сферах, далеких від їх первинного походження. Це розширює інформаційну базу, яка разом зі зростаючим розумінням глобальних геологічних процесів стає

все важливішою для урядів і суспільства в сучасному світі. Конкретні напрями включають дистанційні методи, геологію 4D із GPS-підтримкою четвертого виміру, небезпечні геологічні явища та екологічний моніторинг, регіональні і глобальні геофізичні бази даних, 3D геологічне картування.

Зазначені пріоритети загальнодержавної програми розвитку геологічної галузі України, визначеними керівними нормативними документами, зокрема, Указом Президента України “Про положення про Державну службу геології та надр України” від 06.04.2011 р. № 391/2011 і Законом України “Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року” від 21.04.2011 р. № 3268-IV. Разом з тим, для членів делегації Держгеонадр, зокрема ДКЗ України, було дуже корисним уточни-

ти окремі аспекти світової стратегії розвитку наук про Землю, зокрема в тій частині, яка стосується підвищення ефективності використання мінеральних ресурсів, забезпечення наступних поколінь корисними копалинами при дотриманні тенденцій їх споживання та відновлення ресурсної бази, які встановились в останні роки. Варто відзначити в цьому ракурсі, що в Держгеонадрах проводиться оцінка можливості відкриття нової тематики з питань зміни клімату, зокрема геологічного зберігання CO₂ при одночасному розширенні ресурсної бази вуглеводневої сировини, зокрема сланцевого газу.

Участь членів делегації Держгеонадр у пленарних засіданнях і стендових сесіях включала доповіді, в яких на розгляд світової геологічної спільноти була представлена тематична інформація про здобутки й новітні процеси розвитку геологічної галу-

зі України, зокрема, роль Держгеонадр як центрального органу виконавчої влади України. На Конгресі оголошено такі доповіді:

1. Управління мінеральними ресурсами в Державній службі геології та надр України (ДСГНУ) – Л. М. Гончарук, перший заступник голови Держгеонадр (09.08.2012).

2. Геологія та корисні копалини України – Б. І. Малюк, в. о. заступника директора Українського державного геологорозвідувального інституту (07.08.2012).

3. Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин в Україні – Г. І. Рудько, голова ДКЗ України (09.08.2012).

4. Стратегія використання ресурсів питних підземних вод для водопостачання населення України – Г. І. Рудько, голова ДКЗ України (06.08.2012).

5. Медична геологія як новий науковий напрям –

Г. І. Рудько, голова ДКЗ України (стендова доповідь) (09.08.2012).

Зазначені доповіді були оголошені згідно з програмою Конгресу, викликали зацікавленість і запитання в аудиторії і дали змогу належним чином поінформувати представників інших країн про розвиток відповідних напрямів та отримані результати в Україні.

З метою ширшого ознайомлення світової геологічної спільноти з розробками і досягненнями Держгеонадр, зокрема НАК “Надра України”, на 34-му МГК було організовано виставковий бокс. Технічну і фінансову підтримку експозиції Держгеонадр здійснено Геологічною службою Фінляндії в межах спільного українсько-фінського проекту ICI-GIMI. До складу експозиції входило шість постерів:

1. Структура та основні функції Держгеонадр України.

2. Геологічна і тектонічна карти України масштабу



Члени делегації Держгеонадр і представники АГСЄ біля виставкового стенду Держгеонадр України (зліва направо): Т. Я. Бардигола, С. В. Гошовський, П. Уолл (АГСЄ), В. М. Бенько, О. М. Щукін, Л. Демікелі (АГСЄ), Г. І. Рудько, М. В. Фощій

1:1 000 000, відомості про стан геолого-картувальних робіт в Україні, зокрема з видання “Держгеолкарти-200” другого покоління.

3. Карта корисних копалин України масштабу 1:1 000 000 та відомості про конкурси на укладання угод про розподіл продукції, оголошені у 2012 р.

4. Презентаційні матеріали Національної акціонерної компанії “Надра України”

5. Презентаційні матеріали Державної комісії України по запасах корисних копалин і КП “Південукргеологія”

6. Матеріали згаданого проекту ICI-GIMI (співвиконавці: Геологічна служба Фінляндії, Держгеонадра, УкрДГРІ).

Під час роботи Конгресу виставковий стенд відвідували представники геологічних служб, геологорозвідувальних і видобувних компаній різних країн (загалом декілька сотень відвідувачів). Найбільше відвідувачі цікавились картами геологічного змісту України, станом розвитку геологорозвідувальних робіт, геологією і корисними копалинами окремих регіонів (більшість – Криворіжжям), законодавством України в галузі гірничо-геологічного використання надр, можливістю співробітництва в різних напрямках геологічного вивчення і розробки родовищ корисних копалин, наявністю сучасного обладнання, яке використовується на різних стадіях ГРП тощо. Велику зацікавленість викликала інформація про спільний українсько-фінської проект ICI-GIMI. Серед відвідувачів були колишні студенти вищих навчальних закладів України (з Монголії, Шрі-Ланки, Сирії, Ефіопії та ін. країн). У перший день роботи МГК (6 серпня) у виставковому боксі Держгеонадр відбулась робоча

зустріч керівництва Держгеонадр з Генеральним секретарем Асоціації геологічних служб Європи п. Л. Демікелі. Серед іншого, були обговорені зміст і терміни офіційного візиту п. Л. Демікелі в Україну наприкінці 2012 року.

Особливим складовим блоком перебування делегації Держгеонадр на 34-му МГК була низка робочих зустрічей, організованих за сприяння Міністерства закордонних справ України і Посольства України в Австралії. Мінерально-сировинний комплекс Австралії займає вагомe місце у світі, її геологорозвідувальні та видобувні компанії належать до числа провідних інвесторів відповідного сектору світової економіки. З іншого боку, останніми роками керівництво Держгеонадр України здійснює значні зусилля в напрямку встановлення взаємовигідних відносин з іноземними компаніями та інвесторами, пов'язаними з геологорозвідувальними і видобувними формами діяльності, з метою залучення іноземних інвестицій у розвиток мінерально-сировинної бази України. З урахуванням цього Держгеонадра намагались використати 34-й МГК і перебування на ньому згаданої делегації для налагодження ділових контактів з австралійськими компаніями та інвесторами, які можуть бути зацікавленими в здійсненні відповідної діяльності в Україні. Так, відповідно до програми, розробленої спільно Посольством України в Австралії (С. С. Сташевський) і Держгеонадрами (Б. І. Малюк), під час 34-го МГК у м. Брісбені і Канберрі проведено такі робочі зустрічі:

Брісбен (06–07.08.2012, Л. М. Гончарук, Б. І. Малюк, М. Г. Максименцев).

1. Компанія “BHP Billiton” (віце-президент департаменту геологічної розвідки

А. Аррібас, головний геолог департаменту геологічної розвідки Дж. Коутс, 06.08.2012).

2. Компанія “Rio Tinto” (директор з питань геологічної розвідки і досліджень Дж. Райнбергер, 06.08.2012).

3. Компанія “VALE” (Vale do rio Doce – CVRD; менеджер з питань розвитку В. Віейра, 07.08.2012).

4. Компанія “Maptek” (старший геолог М. Маск, 07.08.2012).

5. Компанія “CSIRO” (Commonwealth Scientific Industrial Research Organisation; директор геологічного департаменту Дж. Лоу, менеджер з питань розвитку У. Робертсон, керівник пошуково-геохімічного сектору Р. Хоу, 07.08.2012).

Канберра (09.08.2012, Л. М. Гончарук, М. Г. Максименцев).

1. Посольство України в Австралії (тимчасовий повірений у справах України в Австралії С. Сташевський).

2. Союз українських організацій Австралії (голова Української ради штату Нова Південна Валія П. Лютак).

3. Департамент природних ресурсів, енергетики і туризму Австралії (помічник начальника відділу міжнародного співробітництва Д. Медден).

4. Австралійська торговельна комісія (помічник начальника відділу зростання та нових ринків Управління міжнародних питань Д. Стівенсон).

5. Департамент закордонних справ і торгівлі Австралії (дипломат Управління Європи С. Райс).

6. Об'єднання “Minerals Council of Australia” (помічник директора з питань оподаткування Б. Конрой).

7. Австралійська Торгово-промислова палата (директор з питань торгівлі та міжнародних справ Б. Кларк).

Крім того, супровідні матеріали делегації Держгеонадр, які поширювались

серед учасників зазначених робочих зустрічей, також передані до Департаменту природних ресурсів і шахт штату Квінсленд і Торгово-промислової палати штату Квінсленд і Бізнесової агенції штату Квінсленд.

У підсумку зазначених зустрічей керівництво Держгеонадр і НАК “Надра України” встановило нові ділові відносини з представниками австралійських інституцій та агенцій, які на державному рівні відповідають за геологічне вивчення і використання надр і регулюють нормативно-правові та фінансово-економічні питання в цьому секторі, а також з представниками мінерально-сировинного бізнесу, зокрема геологорозвідувальних і видобувних компаній Австралії, зацікавлених у різних формах співробітництва з Україною, та Австралійської біржі цінних паперів для можливого обговорення питання виведення на цю біржу окремих компаній мінерально-сировинного комплексу України. Очікується, що подальший розвиток досягнутих домовленостей буде й надалі здійснюватись Держгеонадрами спільно з Міністерством закордонних справ України і Посольством України в Австралії.

Під головуванням Генерального директора Геологічної служби Фінляндії (ГТК) Еліаса Екдаля відбулось засідання представників геологічних служб СНД, які мають двостороннє співробітництво з ГТК на кшталт українсько-фінської ICI-GIMI. У зустрічі брали участь керівник геологічної служби Таджикистану, заступник голови Державного комітету геології Казахстану, керівник департаменту Киргизстану. Українську сторону представляв заступник директора департаменту геології М. Гейченко. На зустрічі були заслухані доповіді щодо попередніх резуль-

татів спільних двосторонніх проектів, визначені напрями їх розвитку координації.

Участь делегації Держгеонадр у пленарних засіданнях 34-го МГК, ознайомлення із сучасним світовим станом розвитку наук про Землю, останніми досягненнями в галузі геологічного вивчення і раціонального використання надр у різних країнах світу надає можливість поступово запроваджувати відповідні світові стандарти у сфері розвитку геологічної галузі України. Доповіді членів делегації на 34-му МГК сприяли поширенню інформації про структуру та функції Держгеонадр як надійної основи для подальшого розвитку і поглиблення співробітництва з геологічними службами, виробничими підприємствами, науковими і навчальними установами інших країн світу. Виставкова експозиція Держгеонадр і безпосереднє спілкування з її відвідувачами дала можливість подати інформацію про діяльність Держгеонадр, розробки і здобутки геологічної галузі України, показати приклад співробітництва з геологічними службами країн Європи за спільним українсько-фінським проектом ICI-GIMI. Налагодження співробітництва з геологорозвідувальними і видобувними компаніями Австралії, на нашу думку, сприятиме залученню іноземних інвестицій у розвиток мінерально-сировинної бази України, створить додатковий потенціал для розвитку в Україні моніторингу і наукового супроводу робіт з геологічного вивчення і використання надр (аудиту робіт, які проводяться користувачами надр), зокрема систематизації та обробки геологічної інформації, яка отримується виробничими підприємствами Держгеонадр.

Організація робочих зустрічей членів делегації

Держгеонадр з представниками австралійських геологорозвідувальних і видобувних компаній, науково-дослідних установ, фінансових і промислових груп, які здійснюють діяльність у сфері геологічного вивчення і використання надр, проводилась у тісній співпраці з Посольством України в Австралії (тимчасовий повірений у справах України в Австралії С. Сташевський), що дало змогу отримати корисний досвід взаємодії Держгеонадр з підрозділами Міністерства закордонних справ України, який надалі може плідно використовуватись для організації подібних заходів під час візитів делегацій Держгеонадр до інших країн.

Наприкінці зазначимо, що участь у міжнародних геологічних конгресах, інших спеціалізованих форумах є необхідною складовою діяльності Держгеонадр України та її структурних підрозділів. На них визначаються подальші тенденції розвитку геології загалом, її окремих напрямів. Безпосередньо біля тематичних стендів відбувається спілкування з фахівцями інших країн. У подальшому необхідно завчасно готуватися до таких форумів і розширювати коло їх учасників. В ідеалі, на наступному МГК, який пройде через 4 роки в Південно-Африканській Республіці, бажано, щоб брали участь представники всіх геологічних підприємств, наукових та учбових закладів. Сьогодні в це важко повірити, але до цього необхідно прагнути.

О. В. ЗУР'ЯН, заступник директора УкрДГРІ з виробництва, економіки та загальних питань

ЩОДО СТВОРЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ТА НАУКОВОГО СУПРОВОДЖЕННЯ НАДРОКОРИСТУВАННЯ

Головні принципи державної політики у сфері надрокористування – державне управління й регулювання в цій галузі та раціональне використання надр [2].

Виконання державної політики у сфері використання надр Указом Президента України покладено на Державну службу геології та надр України [7]. Виходячи з того, що в зазначеному Указі ключовим завданням визначено “забезпечення раціонального використання надр”, фахівці Державної служби геології та надр України вирішили запровадити комплекс запобіжних заходів у вигляді наукового супроводження надрокористування на постійній основі, що знайшло своє відображення в Постанові Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 р. № 615 [6]. Зазначена Постанова передбачає, що в Угоді про умови користування надрами необхідно передбачати проведення моніторингу й наукового супроводження надрокористування (МтНС). Згодом для організації проведення моніторингу й наукового супроводження надрокористування наказами Держгеонадр були затверджені

“Положення про проведення моніторингу та наукового супроводження надрокористування” [4], з яких видно, що роботами з моніторингу та наукового супроводження планується охопити всіх надрокористувачів.

Головною метою проведення моніторингу й наукового супроводження є забезпечення ефективного та раціонального використання надр. Об'єктом моніторингу й наукового супроводження є:

- ділянка надр, яка визначена в дозволі й Угоді про умови користування надрами;
- усі види робіт, що передбачені Програмою робіт надрокористувача;
- зміни геологічного середовища в зоні очікуваного впливу робіт з користування надрами.

Під час проведення моніторингу й наукового супроводження здійснюється системне регулярне спостереження за об'єктом надрокористування та виконанням умов, передбачених Угодою про умови користування надрами, та оцінка стану й прогнозування змін геологічного середовища. Склад загальних (приблизних) напрямів моніторингу й наукового супроводження для різних видів геологічного вивчення надр та

надкористування наведено в “Методичних рекомендаціях з проведення моніторингу й наукового супроводження надкористування”, які розробили наукові співробітники Українського державного геологорозвідувального інституту (УкрДГРІ). Так, наприклад, у разі проведення наукового супроводження розробки родовища підземних вод фахівці УкрДГРІ мають оцінити: технічний проект розробки родовища та його відповідність рішенням ДКЗ України з оцінки експлуатаційних запасів підземних вод; відповідність геологічних завдань і проектів робіт надкористувача Угоді на користування надрами; наявність затвердженої зони санітарної охорони; представництво режимної об’єктові мережі; рівень і схему освоєності родовища; рівень впливу розробки родовища підземних вод на навколишнє природне середовище та визначення причин виснаження й забруднення, якщо ці чинники зафіксовані в процесі розробки родовища; необхідність довивчення родовища з метою переоцінки запасів.

Проведення моніторингу й наукового супроводження здійснюють спеціалізовані державні геологічні підприємства, акредитовані Державною службою геології та надр України, із застосуванням єдиної нормативної й методичної бази, форм і форматів представлення інформації. Таким чином, з одного боку, здійснюється відбір найбільше відповідних до цієї роботи підприємств, а з іншого, – забезпечується наявність конкурентного середовища виконавців зазначених робіт.

Підставою для проведення робіт з моніторингу й наукового супроводження є договір, що укладається між надкористувачем і спеціалізованим підприємством. У ньому визначаються умови й порядок проведення моніторингу та наукового супроводження,

оплати робіт, їх склад та вартість, порядок розрахунків, відповідальність сторін, звітність та інші умови відповідно до специфіки об’єкта та виду користування надрами. Такий договір укладається на весь строк дії Угоди про умови користування надрами (або проекту робіт у разі його наявності), а його вартість залежить від складності геологічної будови та умов надкористування (тектоніка, гідрогеологічні та термобаричні умови, умови залягання продуктивних пластів тощо), кількості свердловин, які експлуатує надкористувач, величини ресурсів і запасів корисних копалин. При цьому допускається, що надані надкористувачем дані можуть містити конфіденційну інформацію, зміст якої та умови її охорони визначаються окремою Угодою про конфіденційність.

Під час проведення робіт спеціалізоване підприємство ознайомлюється з геологічним завданням, Угодою про умови користування надрами, характеристикою ділянки надр, Програмою робіт надкористувача, технічним завданням на складання геологічних проектів та геологічними проектами, після чого розробляє цільову програму моніторингу та оцінки очікуваного впливу робіт з користування надрами на геологічне середовище; бере участь у проведенні спеціальних геологічних, геофізичних, гідрогеологічних, дослідних робіт, аналізі їх результатів і рекомендацій щодо методики проведення робіт; готує пропозиції щодо оптимізації проведення всіх етапів, визначених Програмою робіт надкористувача, своєчасної розробки технічних (технологічних) рішень щодо запобігання несприятливого впливу робіт з користування надрами на геологічне середовище.

За результатами моніторингу й наукового супроводження до Державної служби геології та надр України пода-

ється щорічний звіт, в якому відображаються: повнота та якість виконаних етапів робіт з користування надрами, дотримання нормативно-методичних документів; очікувані й фактичні зміни геологічного середовища під впливом проведених робіт з користування надрами; дотримання термінів виконання етапів, передбачених Програмою робіт надкористувача; виявлені недоліки й рекомендації щодо їх усунення; додаткові заходи й роботи, необхідність в яких виникла в процесі виконання Програми.

Щоб запобігти можливо-му зниженню якості наукової складової та для незалежного наукового оцінювання результатів моніторингу та наукового супроводження, Державною службою геології та надр України при Українському державному геологорозвідувальному інституті створено спеціалізовану Експертну раду, що буде здійснювати розгляд та оцінку звітної науково-технічної документації й результатів робіт з моніторингу й наукового супроводження для всіх спеціалізованих підприємств. Звітні матеріали на розгляд до Експертної ради подаються спеціалізованими підприємствами, установами, організаціями, які проводять моніторинг та наукове супроводження, у терміни, що визначені календарними планами, та в разі необхідності. За результатами своєї роботи Експертна рада надає роз’яснення щодо всіх аспектів практичного застосування конкретних методик проведення моніторингу й наукового супроводження надкористувача та рекомендації стосовно подальшого його ведення в конкретних умовах.

У процесі МтНС утворюється величезний за обсягом масив інформації, для управління яким виникає потреба в побудові інформаційної системи (ІС). Інформаційна систе-

ма, за визначенням праці [1], збирає, обробляє, зберігає, аналізує та розповсюджує інформацію для певних цілей, тобто для цілей МтНС. Інформаційна система складається з **вхідної інформації** (повнота та якість виконаних етапів робіт з користування надрами, фактичні зміни геологічного середовища під впливом проведених робіт з користування надрами, терміни виконання етапів, передбачених Програмою робіт надкористувача, тощо) та вихідної (звіти, розрахунки, очікувані зміни геологічного середовища).

Інформаційні системи можуть функціонувати на різних ієрархічних рівнях: національному, галузевому, на рівні підприємства. У разі МтНС загальна інформаційна система буде залучати до свого складу кілька незалежних інформаційних систем – одну галузевого рівня та решту рівня підприємства. Галузева ІС, завданням якої є надання інформаційної підтримки при ухваленні рішень керівництву уповноваженого органу державного управління під час виконання державної політики у сфері використання надр, як вхідну інформацію буде отримувати звіти спеціалізованих підприємств, а вихідною інформацією буде аналіз і прогноз стану надкористування по галузі загалом. ІС підприємства, з одного боку, мають бути системою збору й обробки інформації від надкористувачів, а з іншого, – системою управління виконання робіт з МтНС. Обмеження доступу до даних ІС підприємства ззовні зумовлене тим, що в її базах даних будуть розміщуватися дані, які є конфіденційними. Але незалежно від цих відмінностей, створення й функціонування ІС МтНС [5] має ґрунтуватись: на засадах узгодженості нормативно-методичного й організаційного забезпечення; сумісності технічного,

інформаційного та програмного забезпечення системності спостережень за станом геологічного середовища; своєчасності отримання, комплексності оброблення та використання інформації від надкористувачів; об'єктивності первинної, аналітичної та прогнозної інформації.

Отже, аналіз нормативно-правових документів і літератури з питань моніторингу геологічного середовища показує, що актуальним є питання створення комплексної інформаційної системи моніторингу й наукового супроводження надкористування. При цьому інформаційна система галузевого рівня має ознаки інформаційно-аналітичної експертної системи. Інформаційна система рівня підприємства має складніший характер і має об'єднувати в собі інтелектуальну систему планування робіт з МГНС та інформаційно-аналітичну систему підтримки рішень експерта з наукового супроводження надкористування.

ЛІТЕРАТУРА

1. Абдикаев Н. М. Проектирование интеллектуальных систем в экономике. М.: Российская экономическая академия, 2004.
2. Кодекс України про надра від 27.07.1994.
3. Методичні рекомендації з проведення моніторингу та наукового супроводження надкористування.
4. Положення про моніторинг та наукове супроводження надкористування (затверджене наказом Державної служби геології та надр від 1.08.2012. № 378)
5. Постанова КМ України "Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довілля" від 30.03.1998, № 391.
6. Постанова КМ України "Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами" від 30.05.2011. № 615.
7. Указ Президента України від 6 квітня 2011 року № 391/2011 "Про затвердження Положення про Державну службу геології та надр України"

УДК 551.76/77:551.221

Г. М. ЯЦЕНКО, д-р геол.-минерал. наук, професор (Львовский национальный университет имени Ивана Франко)

НОВЫЕ АСПЕКТЫ МИНЕРАГЕНИИ АЛМАЗА НА ЮГО-ЗАПАДНОЙ ОКРАИНЕ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

(О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АЛМАЗНОЙ ШКОЛЫ ЛЬВОВСКОГО НАЦИОНАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ИМЕНИ ИВАНА ФРАНКО)

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

Алмазная школа во Львовском национальном университете основана трудами акад. В. С. Соболева. Рассмотрены этапы и новые направления ее деятельности. Определены место алмазов в общей минерагении и связи со щелочными метасоматическими и гидротермальными процессами. Предложена модель флюидизатно-эксплозивного пороодо- и рудообразования. Установлено, что флюидизатно-эксплозивная деятельность на этапах активизации продолжалась вплоть до неогена. Расширены области предполагаемого распространения алмазов на юго-западной окраине Восточно-Европейской платформы.

Diamond School at Lviv National University was founded by acad. V. S. Sobolev. The stages and new directions of its activity are considered. The place of diamonds in total minera-geny, relations to the alkaline metasomatic and hydrothermal processes are defined. A model of fluidizate-explosive rock and ore formation is suggested. Fluidizate-explosive activity at the stages of activation continued until the Neogene was investigated. The suggested arrangement of diamond in the south-western outskirts of the East European platform are expanded.

Работы по алмазной проблеме начали выполняться на кафедре петрографии геологического факультета Львовского университета с середины XX ст. благодаря деятельности проф. В. С. Соболева. Минералогия алмазов изучалась на кафедре минералогии, руководимой проф. Е. К. Лазаренко. Значительный вклад в кристаллографию алмазов внес проф. З. В. Бартошинский. Подруководством проф. Е. М. Лазько проведены работы по формационному анализу, стратиграфии и минерагении докембрийского основания Украинского щита. Позже сложились условия для комплексного изучения алмазоносных формаций основания и чехла щита, а также поисков алмазов на новой основе.

В 1957 г. В. С. Соболев с группой учеников был приглашен в г. Новосибирск для

работы в Институте геологии и геофизики Сибирского отделения АН СССР, где получили дальнейшее развитие его представления об алмазоносности Сибирской платформы, высказанные еще в 30-х годах. Проведенные работы способствовали обнаружению алмазоносных кимберлитов и выделению на платформе соответствующих провинций. В изучении алмазоносности Сибири и других регионов участвуют многие выпускники университета.

До 2005 г. алмазную школу возглавлял выпускник университета, ученик акад. В. С. Соболева проф. А. П. Бобриевич, имевший большой опыт работы в области геологии и петрографии алмазоносных кимберлитов Сибири и Украины. Основным объектом его исследований после Сибирской платформы стала юго-западная часть Восточно-Европейской платформы. Работы сосредоточились на Украинском щите, ис-

кали кимберлиты и россыпи алмазов. По направлению деятельности данный этап можно назвать кимберлитовым магматическим. Перечень соответствующих опубликованных трудов приведен в издании, посвященном истории геологического факультета Львовского университета [1].

К завершению XX ст. общая проблема алмазов расширилась благодаря открытию в мире новых типов алмазоносных пород и их проявлений (бразильский, уральский, кокчетавский, днестровский типы алмазов, алмазоносные лампроиты, астроблемы и т. д.), соответственно, расширились и области деятельности. Проведенные на факультете работы позволили предложить флюидизатно-эксплозивную модель происхождения и распространения алмазов [18]. На этой основе определены связи структур, формаций и алмазов основания и чехла юго-западной окраины платформы, а также

показана роль флюидизатно-эксплозивных процессов в формировании рудных и нерудных полезных ископаемых (черные и благородные металлы, редкие, включая уран, и редкоземельные элементы, а также фосфор, графит, фтор, бор и др.). Широкий круг сосуществующих во флюидизатно-эксплозивных образованиях некогерентных элементов определяется общими связями с мантией, а также соотношениями с породами коры в эксплозивных структурах. Установлены новые коллекторы перемещенных алмазов.

В алмазной сфере во Львовском университете работали и работают геологи львовской школы – профессора Г. М. Яценко и Ю. И. Федоришин, доценты В. А. Хмелевский, Е. М. Сливко, С. Н. Бекеша, И. В. Побережская, У. И. Феношина, научные сотрудники Р. А. Затхей, О. В. Гайовский, И. Г. Яценко, О. А. Бучковская и др. Исследованиями охвачены Украинский щит, его склоны и сопредельные территории платформы – Вольнь, Придобруджье и Прикарпатье [18]. Установлены проявления лампроитов, поэтому новый этап можно назвать лампроитовым. Создана флюидизатно-эксплозивная модель особого типа рудогенеза, составной частью которого являются алмазы, предложено выделить, наряду с магматическими, метаморфическими и осадочными образованиями, самостоятельный тип пород и формаций – флюидизатно-эксплозивный.

Формирование флюидизатно-эксплозивных проявлений полезных ископаемых определено формациями, структурами и минерагенией, свойственной стабилизированным объектам (платформы, щиты со склонами, прогибы и их плечи, зоны и области активизации). Этому способствуют разломы, достигающие мантии, открывающие пути для проник-

новения флюидизатов. При активизации в зонах разломов происходит мгновенное раскрытие, давление вначале падает, затем последующими взрывными процессами усиливается, благоприятствуя формированию и перемещению флюидизатов, которые устремляются к поверхности, в пределах коры, и в стороны. Их компоненты локализируются в коре и достигают поверхности, распределяясь в чехле. Взрывы также способствуют повышению проницаемости земной коры, дезинтеграции, инициируют на регрессивной стадии метасоматические и гидротермальные процессы, способствуя общему рудогенезу. В состав флюидизатов входят некогерентные элементы, газы, пары, устойчивые мантийные частицы. Набор компонентов и их соотношения, температуры формирования и давления переменны. Попутно привлекается материал пересекаемых пород, образуются хаотические смеси. Флюидизаты химически агрессивны, имеют щелочной характер, судя по лампроитам и метасоматитам, но изначально восстановительные. К поверхности обстановка преобразуется в окислительную, что отражается на особенностях последующего рудогенеза. Полезные компоненты смешанного состава в изменяющихся условиях дифференцируются и переотлагаются. Взаимообмен с вмещающими образованиями, метасоматоз активно влияют на специфику формирующихся месторождений. Метасоматический рудогенез при падении температур и давлений сменяется гидротермальным. Алмазы устойчивы, поэтому сохраняются в изменяющихся условиях. Примером могут быть переотложенные алмазы в метаморфизованных граувакках кокчетавского типа в Казахстане или на золоторудном Клиновском месторождении Кировоградского блока Украинского щита [12].

Флюидизатно-эксплозивные проявления генетически амагматичны. Мобилизуемые в небольшом объеме расплавы рассеиваются при взрывах в виде туч стекловатых частиц, пеплов, на поверхности смешиваются с осадками, затем быстро разлагаются, преобразуясь в продукты выветривания. В литологически благоприятной карбонатной среде чехла активно формируются разные месторождения.

Особое место занимают скопления кластитового материала в основных субщелочных формациях, протрузиях, характерных для протерозоя [13]. Они содержат титановую, редкоземельно-редкометалльную, апатитовую и иную минерализацию (структуры конической формы Быстревская, Голосковская, трубка Мрия и другие на щите) [16]. Признаки кластитовых образований имеет стратиформная метаморфизованная метаграувакковая формация (чечелевская свита) Кировоградского блока, граниты-рапакиви и др.

В протрузиях на поздних фазах проявляются флюидизатно-эксплозивные алмазоносные образования лампроитового типа, а также “песчанистые туфы”, как в трубке Аргайл (Австралия). На щите они отмечены в Восточном Приазовье (трубка Мрия и др.) [14], а также в Кировоградском и Подольском блоках [15]. Алмазам нередко сопутствует самородная минерализация.

При эксплозиях в водной среде и на поверхности образуются стратиформные эксплозивно-осадочные формации. Формируются особые, стратиформные амагматические залежи изначально флюидизатно-эксплозивного происхождения (месторождения титана, алюминия, железа, марганца, фосфора в чехле платформы) [18]. Возможны смешения компонен-

тов разного состава и происхождения.

Эксплозивные проявления в зонах разломов представлены трубками, дайками, силлами, зонами проникновения, штокверками, залежами рассеянного по трещинам эндогенного материала в структурах чехла. В благоприятных условиях при участии компонентов флюидизатов образуются специфические разные по форме кластитовые, глинистые, известковистые, глиноземистые, фосфатные, железистые, марганцовистые и другие формации, альбититы, калишпатиты с редкометалльной и редкоземельной минерализацией. Поздние гидротермальные проявления способствуют формированию месторождений золота, барита, флюорита и др. С флюидизатно-эксплозивными процессами косвенно связано проникновение газов, рассматриваемое как “дыхание” Земли (водород и др.).

Породы флюидизатно-эксплозивного происхождения вследствие проницаемости структур и несбалансированности состава слагающих сообществ некогерентных элементов и минералов активно выветриваются, образуя алмазоносные и рудоносные первично-эксплозивные коры, которые часто принимают за измененные магматические или осадочные образования.

Этапы активизации периодически охватывают стабилизированные структуры земной коры от архея до неогена включительно. Со временем форма их проявления и характер рудогенеза видоизменяются.

Есть основания полагать, что приведенная тенденция исторического развития с участием периодов активизации не приостановилась. О возможности будущих проявлений свидетельствуют связанные с недавней эксплозивной деятельностью

потепления и похолодания, оледенения в четвертичное время. При эксплозиях нарушаются сбалансированные условия в земной коре, гидро- и атмосфере. Возникающие пыльные тучи и влага в атмосфере задерживают потоки солнечной энергии, вызывая похолодания и оледенения, изменяя течения в океанах и т. д. Примерами недавних проявлений является Попигаийский взрыв, извержения вулкана Санторин в Средиземном море и другие события эксплозивного характера.

Оледенения на Вольни имеют местное происхождение, судя по составу вынесенных обломков в четвертичных отложениях. Материал не привлечен ледником из Скандинавии, как считается, а перемещен снизу. Обломки и кластитовая часть, судя по керну скважин, соответствуют породам местных разрезов основания и чехла. На Вольни сообщества кластитов основания и чехла включают алмазы и минералы-спутники алмазов. Парастерезисы имеют выдержанный состав местных компонентов, они не могли быть принесенными из Скандинавии [20].

В юго-западной части перикратонного опускания Восточно-Европейской платформы в чехле распространены обломки субщелочных пород основания, встречаются лампроиты. Эксплозивный материал служит инструментом зондирования основания на глубину и по площади, является поисковым признаком. В составе обломочного материала чаще других встречаются желваки фосфоритов чехла, калиевых гранитов основания, субщелочных лампрофиров и гранофиров коростенского комплекса и иных образований. Нередки обломки красных песчаников овручского типа и известняков, частицы метасоматиче-

ских и гидротермальных пород. В озерных отложениях Вольни отмечены мелкие зерна алмазов [20]. Изложенное базируется на конкретном новом материале.

Следует отметить, что детальные поиски и минералогическое опробование объектов привели к выявлению в составе флюидизатно-эксплозивных образований не только спутников алмазов – пиропов, которым обычно при поисках уделяют особое внимание. Встречаются также мелкие частицы самородных металлов (включая благородные), шлаков, стекол и др. Их изучение важно для выявления источников сноса и определения особенностей рудогенеза.

Флюидизатно-эксплозивные формации и рудогенез в истории Украинского щита. Проведенные в рамках алмазной школы комплексные исследования и разработанная флюидизатно-эксплозивная модель позволяет объединить проблему алмазов с общим породо- и рудообразованием, что открывает новые возможности для поисков различных полезных ископаемых. Выделены новые типы алмазоносных и рудоносных формаций, пород и проявлений. Они рассматриваются в историческом аспекте.

В составе раннепротерозойских флюидизатно-эксплозивных и родственных им формаций представлены метаморфизованные и неметаморфизованные стратиформные, протрузивные, кластовые образования, в том числе кимберлит-лампроитового ряда. С ними связаны проявления алмазов, золота, урана, графита, редких и рассеянных элементов и других полезных ископаемых протрузивного, эксплозивного и осадочного типов.

Древние формации разнообразны, полифациально метаморфизованы, слабоультраметаморфизованы,

приурочены к зонам древних разломов, склонам прогибов, представлены кластитовыми протрузиями, включают дайки субщелочных пород, лампроитов и лампрофиров, стратиформные алмазоносные отложения.

В Кировоградском блоке щита на Клинцовском золоторудном месторождении в породах вмещающей флишовой метаграувакковой формации раннепротерозойского времени обнаружены мелкие алмазы кокчетавского типа и эклогитоподобные породы. Совпадают также общая геологическая обстановка, состав и возраст гранитоидов Кировоградского блока и Кокчетавского массива. Сопоставимы зоны разломов, к которым приурочены и золоторудные месторождения [18].

В Кировоградском блоке известны и дайки слабометаморфизованных слюдястых кимберлитов этого времени (Щорсовский и Лелековский участки). Они расположены в гранитном массиве. В кимберлитах отмечены знаки золота [17]. Поблизости находятся месторождения урана, связанные со щелочными метасоматитами, золота, в регионе – поля рудоносных флюидизатно-эксплозивных структур фанерозоя.

Протерозойские кластитовые образования в форме даек, режы – конических протрузий, выявлены и в архейских блоках (Подольский и др.). В составе формации гиперстеновых гнейсов и кристаллических сланцев и эндербитах района Бандуровского максимума в Подольском блоке отмечены слюдясто-пироксеновые брекчиевые и кимберлитоподобные дайки [16]. Породам формации протрузивного типа основного субщелочного состава (Быстревская, Глудоская, Ждановская протрузии, трубка Мрия и др.) присущи сообщества некогерентных элементов: титана, циркония, самород-

ных, редких и редкоземельных элементов, встречаются фосфаты и мелкие алмазы. Они относятся и к более поздним флюидизатно-эксплозивным фазам.

С позднепротерозойским и этапами связываются проявления траппов и, соответственно, фрагментов кимберлитов в тектонических структурах. Однако, в составе трапповой формации объединены разновозрастные образования, вплоть до меловых. Подобные проявления относятся к склонам щита и бортам палеопротрузий. В составе трапповых структур находятся интересные с точки зрения алмазоносности субщелочные разновидности базальтоидов. Для них характерны проявления самородной меди, благородных металлов, фосфоритов.

В фанерозое ситуация существенно изменяется, структуры платформ отчетливее разграничиваются на чехол и основание, но этапы активизации повторяются. Формации проявляются в ином, не метаморфизованном виде. На поверхность выносятся не только компоненты основания, но и пересекаемого чехла. От эрозии сохраняются пологие отрицательные фрагменты структур чехла, выполненные смешанными с осадочными флюидизатно-эксплозивными отложениями. Особенно показательны они в Кировоградском блоке (Кировоградско-Смелянское и другие поля).

Новые данные, касающиеся алмазоносных структур и формаций палеозойских и х этапов активизации, связаны с алмазоносными и потенциально алмазоносными конгломератами девона, которые считаются докембрийскими. Это породы белокоровичской свиты одноименного прогиба, верхов разреза криворожской серии и др. [11]. Подобные формации характерны для рудоносных прогибов щита.

В Кировоградском блоке находится Ровненское поле минетт девона, близких к лампроитам (название от с. Ровное в Новоукраинском р-не Кировоградской обл.). Ими сложены трубка и дайки. В основании чехла в одной из них обнаружены мелкие алмазы. Минеральные сообщества включают также зерна граната, диопсида, чешуйки тетраферрифлогопита, частицы самородных минералов (золото, серебро, медь и др.). Характерны овализированные, оплавленные высокотемпературные минералы (муассанит, циркон), а также ильменит, рутил, кианит, серпентин (по оливину), класты глубинных пород [18]. Их состав расширяет круг представлений о генезисе алмазов и открывает перспективы их обнаружения на новых площадях и в новых структурах.

На Волини, в Шацком приозерье, в озерных отложениях установлены мелкие алмазы, минералы-спутники местного происхождения, частицы самородных металлов. В песчаном карьере с. Ростань распространены фрагменты пород глубинных источников: взрывные брекчии с обломками отложений палеозоя, юры, карбонатных формаций маастрихта [19]. Посредством взрывов на поверхность выносились обломки пород кристаллического основания, включая лампроиты (с. Ростань).

На западном склоне Украинского щита и в пределах Волини траппы проявились не только в докембрии и палеозое, но и позже, в м е л о в о е время [18]. Флюидизатно-взрывные структуры мел-палеогенового возраста образуют поля в чехле Кировоградского блока (Кировоградско-Смелянское, Зеленогайское и др.) [17, 20]. В этих структурах осадочные породы, особенно карбонатные, чередуются с флюидизатно-взрывными. К их компонентам относятся не только

алмазы. В соответствующих структурах известны месторождения бокситов, железных руд, марганца и другие.

Молодой возраст имеет часть сопоставимых взрывно-терригенных образований в составе грушкинской и горбашевской свит, которые в структурах западного склона Украинского щита относят к венду [18]. Соответствующие взрывные структуры в значительной мере эродированы. На Волини в сопоставимых молодых отложениях выделяются ореолы рассеяния пиропов и других спутников алмаза, связанные с палеоостровами мелового и более позднего времени [2]. Их породы являются, видимо, флюидизатно-взрывными первоисточниками пиропов для более поздних коллекторов.

Распространение, структурное положение и особенности отмеченных алмазоносных образований в разной мере присущи разновозрастным тектоническим блокам Украинского щита, соответствующим архонам, протонам, тектонам, включая их основание и чехол [5]. На территории юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы выделяются Подольский, Западно-Приазовский архоны, Волинский, Приднестровский, Кировоградский протон и Полесский тектон [18]. Протонами и тектонами сложено глубокопогруженное основание юго-западного перикратонного опускания, для которого не характерны архоны [5]. Протоны и особенно тектоны, прежде всего на склонах щита, отличаются от архонов субщелочной направленностью рудоносных взрывных процессов и, соответственно, составом потенциально алмазоносных формаций.

Проявления взрывных структур чехла региона отличаются не только алмазной специализацией.

В благоприятных условиях формируются месторождения и проявления различных металлов (золота, урана, титана, редких и редкоземельных элементов), бокситов и нерудных полезных ископаемых (графит, апатит, флюорит, барит, сапониты, каолины, бентониты, глауконит и др.). Их возникновение инициируется флюидизатно-взрывными процессами, направленность зависит от состава флюидизатов, вмещающих пород и условий формирования. Различные проявления особенно характерны для протонов и тектонов, где чехол мощнее и лучше сохранился. Формирование рудных проявлений происходит на заключительных стадиях взрывных процессов в условиях снижения температур и давлений и активизации метасоматических и гидротермальных проявлений в полях взрывных структур в основании и в чехле. В последующем формируются коры выветривания как по породам основания, так и чехла.

Ведущее положение в аспекте алмазоносности в пределах Украины пока остается за щитом – структурой, в целом перспективной и достаточно хорошо изученной в аспекте классической алмазоносности. При совершенствовании представлений о чехле, формах и составе рудоносных структур и формаций, возрасте, связях с основанием, уточнении происхождения сопутствующих рудных и нерудных проявлений полезных ископаемых будут повышаться перспективы чехла. Особое значение для рудоносности имеет влияние мезо-кайнозойских флюидизатно-взрывных процессов. В разрезах отложений молодого чехла распространены также коры и россыпи переотложенных взрывных рудных минералов (месторождения ильменита, циркона и др.). Коры

выветривания и коллекторы близки к местам локализации поздних взрывных структур, россыпи не всегда формируются на породах кристаллического основания, как считается. Дезинтеграция пород основания при взрывах также благоприятствует формированию россыпей.

В связи со сказанным повышается значение отложенного чехла для поисков первоисточников алмазов методом шлихового опробования. Предшествующие исследователи этим путем получили положительные данные о возможной алмазоносности щита и его окружения. Были выявлены поля распространения пиропов и мелких алмазов на щите и в пределах юго-западного перикратонного опускания [2]. Однако детализация и поиски коренных источников выполнялись в небольшом объеме, так как считалось, что они удалены по времени формирования, расстоянию от первичных алмазоносных структур, в основном докембрийских. Однако установлено, что источники алмазов балтской свиты следует искать поблизости и в структуре молодого возраста.

Новые данные относительно происхождения касаются также стратиформных и брекчиевых железорудных, марганцевых, титановых, циркониевых, фосфатных и других месторождений, связанных с флюидизатно-взрывными явлениями в чехле. Следует отметить, что соответствующие образования слагают не только трубки и дайки, иногда они локализируются в прожилковых полях и зонах рассеянной проницаемости, что существенно дополняет представления о происхождении и локализации полезных компонентов. Алмазоносные образования этого типа известны на Урале. Изучения проявлений в чехле являются одним из аспектов деятельности алмазной школы. Флюидизатно-взрывное направление породо-

рудообразования открывает перспективы и новые пути для поисков алмазов. Алмазы не являются исключительным явлением в минерагении.

Принятое направление в последние годы параллельно начало развиваться не только алмазной школой Львовского университета. В России работают коллективы Пермского госуниверситета и Института геологии Коми НЦ УрО РАН (А. Я. Рыбальченко, В. И. Силаев и др. [8]). Известны труды ученых Санкт-Петербурга [7], Воронежа [10] и др. Ранее подобные работы, но в рудном направлении, не охватывающем алмазы, проводили П. Ф. Иванкин [6], Г. И. Туговик [9] и другие ученые. На территории Украины над близкими проблемами работают Ю. В. Гейко [3], А. А. Калашник [20] и др. Особенно следует отметить работы А. А. Калашник на территории Кировоградского блока Украинского щита. Результаты по рудной части данной проблемы находят практическое применение. Железорудное направление развивается Н. Л. Дерябиным [4].

В Львовском университете исследования ведутся в контакте с геологами научных учреждений и геологической службой Украины. Параллельно развивается и золоторудная тематика [13, 17]. Установлено, что проявления золота, редких металлов в корах выветривания нередко также связаны с флюидизатно-эксплозивными образованиями в чехле, а не с породами основания [18]. Целесообразно в данном аспекте рассматривать перспективы юго-западной части Восточно-Европейской платформы при металлогенических построениях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Білоніжка П., Матковський О., Павлунь М., Сливко Є. Геологічний факультет Львівського національного університету імені Івана Франка (1945–2010). Львів: Видавничий центр Львів. нац. університету, 2010. 504 с.

2. Бобрівич О. П., Дружинін Л. М., Смірнов Г. І. Алмазонасність теригенних утворень балтської світи України. К.: Наукова думка, 1973. 170 с.

3. Гейко Ю. В., Гурский Д. С., Лыков Л. И., Металиди В. С., Павлюк В. Н., Приходько В. Л., Цымбал С. Н., Шимкив Л. М. Перспективы коренной алмазонасности Украины. К.: Центр Европы, 2006. 200 с.

4. Дерябин Н. И. Импрегнитовые породы рудовмещающих каналов Кривбасса//Сов. геология. 1990. № 9. С. 111–116.

5. Доусон Дж. Кимберлиты и ксенолиты в них. М.: Мир, 1983. 300 с.

6. Иванкин П. Ф. Морфоструктуры и петрогенезис глубинных разломов. М.: Недра, 1991. 256 с.

7. Казак А. П., Копылова Н. Н., Толмачёва Е. В., Якобсон К. Э. Флюидно-эксплозивные образования в осадочных комплексах. Санкт-Петербург: ГГУП “Минерал”, 2008. 42 с.

8. Леснов Ф. П., Яценко Г. М., Бекеша С. Н. и др. Первые данные о химическом составе цирконов из металампроитов трубки Мрия (Северо-Западное Приазовье, Украина)//Уральская минералогическая школа: материалы докладов. Екатеринбург, 2010. С. 106–107.

9. Рыбальченко А. Я., Рыбальченко Т. М., Силаев В. И. Теоретические основы прогнозирования и поисков коренных месторождений алмазов туффизитового типа//Изв. Коми

НЦ УрО РАН 2011. Вып. 1 (5). С. 54–65.

10. Савко А. Д., Шевырев Л. Т. Проблемы алмазонасности юга Восточно-Европейской платформы//Материалы международной конференции, посвященной 90-летию Воронежского государственного университета, г. Воронеж, 12–16 ноября 2008 г. Воронеж, 2008. С. 178–180.

11. Яценко Г. М., Паранько И. С. Формации и стратиграфия Овручского и Белокоровичского прогибов//Геол. журн. 1984. № 1. С. 58–64.

12. Яценко Г. М., Бабинин О. К., Квасниця В. М. та ін. Попереднє повідомлення про алмази в золотоносному метаморфічному комплексі докембрію (Український щит)//Мінерал. зб. 1999. № 49. Вип. 1. С. 154–164.

13. Яценко Г. М., Бабинин А. К., Гурский Д. С. и др. Месторождения золота в гнейсовых комплексах докембрия Украинского щита. К.: Геинформ. 1998. 256 с.

14. Яценко Г. М., Бекеша С. Н., Гайовский О. В., Яценко И. Г. Эпохи активизации, рудоносные структуры и формации лампроитового типа в архейских и протерозойских блоках Украинского щита. Статья 1. Западно-Приазовский блок//Мін. ресурси України. 2010. № 4. С. 27–32.

15. Яценко Г. М., Бекеша С. Н., Гайовский О. В., Яценко И. Г. Эпохи активизации, рудоносные структуры и формации лампроитового типа в архейских и протерозойских блоках Укра-

инского щита. Статья 2. Кировоградский блок//Мін. ресурси України. 2011. № 1. С. 25–30.

16. Яценко Г. М., Гайовський О. В., Лавро В. О. Про мінеральні кластитові складові порід флюїдизатно-експлозивних структур//Вісник Львів. ун-ту. Серія геол. 2008. Вип. 22. С. 25–29.

17. Яценко Г. М., Гайовський О. В., Сливко Є. М., Братчук О. М., Мархай О. І., Якубенко П. Ф., Яценко В. Г. Металогенія золота протоплатформних структур Українського щита (Кіровоградський блок). К.: Логос, 2009. 243 с.

18. Яценко Г. М., Гурский Д. С., Сливко Е. М., Гейко Ю. В., Приходько В. Л., Росихина А. И., Дроздецкий В. В., Яценко В. Г. Алмазонасные формации и структуры юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. Опыт минерагении алмаза. К.: УкрГТРИ, 2002. 331 с.

19. Яценко Г. М., Павлюк Т. О., Яценко В. Г., Лавро В. О., Росихина А. І. Алмазонасні формації фанерозою Волині//Вісник Львів. ун-ту. Серія геол. 2006. Вип. 20. С. 19–35.

20. Яценко Г., Кир'янов М., Калашник Г., Гайовський О., Сливко Є., Яценко І., Соломатіна Л. Мінералогічні особливості рудоносних порід чохла Кіровоградського блока Українського щита на прикладі теригенно-глинистої алмазонасної формації//Мінерал. зб. 2009. № 59. Вип. 1. С. 144–159.

Рукопис отримано 21.08.2012

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ

Редакція приймає оригінальні, раніше не опубліковані статті геологічної, геолого-мінералогічної та технічної тематик.

Статті слід надсилати у друкованому (два примірники) й електронному вигляді, бажано українською мовою. Електронний варіант приймається на компакт-дискі чи електронною поштою.

Обсяг однієї наукової статті – до 12 стор. машинопису через 2 інтервали (разом з табл., фото, рис. та підписами до них, бібліографічним списком, анотацією), оглядової – 6–7 стор., інформаційного повідомлення – 3–4 стор.

До рукопису необхідно додати акт експертизи й такі відомості про автора/авторів: прізвище, ім'я та по батькові (повністю); вчене звання й вчений ступінь; посада чи професія; місце роботи (назва установи чи організації); адреса місця роботи, номер телефону; адреса місця проживання, номер телефону, електронна адреса.

До кожної статті обов'язково навести: номер УДК, анотацію (мовою оригіналу та бажано англійською), бібліографічний список за алфавітом (оформлений відповідно до сучасних вимог), рисунки, таблиці та підписи до них (окремі файли).

Комп'ютерні макети рисунків приймаються в разі дотримання таких умов.

Р а с т р о в а графіка: чорно-біле зображення – *.tif чи *.psd (Adobe PhotoShop); повнокольорове зображення – *.tif, *.eps, *.psd-формат, розрізнення 300 dpi. Кольорова модель СМУК, чорний колір в одному каналі.

В е к т о р н а графіка: файли формату *.ai, *.eps (Adobe Illustrator) чи *.cdr (Corel Draw). Використані шрифти мають бути подані окремо або переведені у криві. Растрову графіку до векторного макета не заносити.

- Редколегія може не поділяти думки автора.
- Автори відповідають за точність викладених фактів, даних, цитат, бібліографічних довідок, написання географічних назв, власних імен, геологічних термінів тощо.

УДК 553.94

М. С. БУРЛУЦЬКИЙ, заступник начальника Управління – начальник відділу контролю за використанням надр (Управління державного геологічного контролю за веденням робіт з геологічного вивчення та використання надр),
М. М. КУРИЛО, доцент кафедри геології родовищ корисних копалин (КНУ ім. Т. Шевченка)

ЗВ'ЯЗОК ПРОМИСЛОВИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ ГЕРМАНІЮ ТА ЯКІСНИХ ПАРАМЕТРІВ ВУГІЛЛЯ ЛИСИЧАНСЬКОГО ГЕОЛОГО- ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Визначено головні закономірності розподілу германію у вугільних пластах Лисичанського геолого-промислового району для виявлення найперспективніших ділянок для супутнього вилучення металу. Установлено, що розподіл германію за простяганням чітко узгоджується зі зміною ступеня метаморфізму вугілля й фіксується зростання вмісту металу в північно-західному напрямку. Визначено, що найбільш збагаченими металом виявляються найменш потужні пласти.

It's defined the main regularities of germanium distribution in coal seams of Lisichansk geological and industrial area to identify the prospective areas for the extraction of associated metal. It is established that the distribution of germanium along the strike of seams is consistent with the trend of changes in the degree of metamorphism of coal and it's recorded an increase in metal content to the north-west. It's defined that the least powerful sections of seams are the most enriched in germanium.

Постановка проблеми. Злободенність проблеми освоєння запасів германію вітчизняних вугільних родовищ пов'язана з питанням технологічних можливостей і економічної ефективності такого виробництва. Перспективи розвитку мінерально-сировинної бази германію в Україні вважаються досить великими, зважаючи на можливість відновлення виробництва на коксохімічних підприємствах Донбасу. Необхідність детального вивчення й проведення наступної геолого-економічної оцінки запасів

германію у вугіллі Донбасу пов'язана з такими чинниками: 1) наявністю великих запасів вугілля (площею до 30 % шахтних полів) з промисловими концентраціями германію; 2) можливістю налагодження супутнього вилучення германію для виробництва германію та експорту сировини; 3) можливістю поліпшення економічної ефективності роботи вугільних підприємств завдяки комплексному освоєнню запасів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Вивченням германію у вугіллі Донбасу та оцінкою можливостей його супутнього

вилучення детально почали займатися в 50–60-х роках ХХ ст. В опублікованих роботах Є. О. Погребиського, І. П. Ломашова, Б. І. Лосева [2, 5] висвітлені головні закономірності розподілу германію у вугіллі, його органічною й неорганічною частинами, описані форми розміщення германію у вугіллі та геологічні умови його розподілу у вугільних родовищах. У цей само період трестами “Луганськгеологія”, “Артемгеологія”, “Дніпрогеологія” проведені роботи щодо обґрунтування доцільності промислового виробництва германію з енергетичного вугілля Донбасу, результати яких викладені у фондових матеріалах. У 70–80-х роках ХХ ст. вивчення супутніх корисних копалин і компонентів вугільних родовищ було продовжене в роботах В. Р. Клера, Ф. Я. Саприкіна [1, 3, 6], в яких викладені методичні рекомендації щодо проведення промислової оцінки вугільних родовищ на рідкісні елементи та особливості підрахунку запасів. У роботах сучасного періоду трапляються оцінки германієності вугільних пластів Донбасу, зокрема для Донецько-Макіївського, Петропавлівського, Красноармійського та Луганського вуглепромислових районів [7].

Об'єктом нашого дослідження є Лисичанський геолого-промисловий район, у межах якого систематичне вивчення германію почалося із середини 50-х років ХХ ст. У 80-х роках “Ворошиловградгеологія” було проведено низку досліджень стосовно вивчення закономірностей розподілу германію у вугіллі й здійснено підрахунок запасів германію у вугільних пластах. У зазначених роботах цей геолого-промисловий район розглядався як можлива сировинна база для розміщення підприємств з

отримання зольних відходів, збагачених германієм.

Виділення не вирішених раніше частин проблеми й формулювання мети статті. У більшій частині опублікованих досліджень висвітлюються геолого-геохімічні особливості, генезис, закономірності розподілу германію у вугленосних товщах і шахтних водах Донбасу, охарактеризовані методи пошуків, розвідки та оцінки запасів супутнього металу. Метою цього дослідження є визначення закономірностей розподілу германію у вугільних пластах Лисичанського геолого-промислового району для виявлення найперспективніших ділянок для супутнього вилучення металу. Ці дослідження також необхідні для подальшої геолого-економічної оцінки запасів германію й коригування параметрів підрахунку запасів відповідно до виявлених закономірностей.

Виклад основного матеріалу. У межах Донбасу виявлені такі залежності германієності вугілля [1, 3]:

– серед різних стадій метаморфізму найбагатшим на германій, як правило, є вугілля найменш метаморфозоване;

– уміст Ge залежить від потужності пластів і зростає в тонких пластах і зонах виклинювання, причому максимальні концентрації фіксуються в прикривельних частинах.

– дуже нерівномірно поширений германій у речовині вугілля, оскільки концентрації металу пов'язані з органічною частиною вугілля.

Для геолого-промислових районів Донбасу поширення концентрацій германію узгоджується зі зміною ступеня метаморфізму вугілля. Для досліджених шахтних полів Донбасу найбільші зафіксовані концентрації металу пов'язані з пластами низькометаморфозованого вугілля марок Д, ДГ, Г.

Середній уміст германію у вугіллі шахтних полів Донбасу становить 3 г/т, при цьому підвищений уміст металу фіксується в більшості західних і південно-західних геолого-промислових районах. Для Донецько-Макіївського, Петропавлівського, Красноармійського та Луганського вуглепромислових районів концентрація металу в середньому становить 4,7 г/т, максимально сягає 63,4 г/т [7]. Зокрема для шахтних полів Петропавлівського району уміст германію коливається в межах 8,6–9,1 г/т, Красноармійського району – 8,6–9,8 г/т, Донецько-Макіївського району – 7,0–7,3 г/т [7]. Такі значення значно нижчі від зафіксованих концентрацій металу у вугільних пластах k_8^H , k_8^B , l_2^1 , l_5 , l_6 у межах Лисичанського району (таблиця). За даними праці [3], фоновим умістом германію вважається значення 1,5 г/т, а локально-високим – 50–3 000 г/т. Для досліджуваних пластів Лисичанського району уміст Ge значно перевищує фонові значення (рис. 1, 2) і в багатьох випадках наближається до локально-високих концентрацій або перевищує їх нижню межу.

Лисичанський геолого-промисловий район розміщений у північно-західній частині Донбасу, у межах Луганської області. Вугленосні відклади в межах району мають простягання з північного заходу на південний схід, завдовжки 37 км і завширшки близько 8 км. У геологічній будові беруть участь відклади кам'яновугільної системи світи C_2^3 - C_3^2 . Вугленосними є відклади середнього карбону, які представлені товщами пісковиків, алевролітів, аргілітів, вапняків та вугілля, які перешаровуються між собою. Верхній карбон вважається майже безвугільним. Вугільні пласти робочої потужності розподіляються таким чином: C_2^7 – m_3^H , m_3^B , m_6 , m_6^2 , m_6^3 , m_8 ; C_2^6 – l_1 , l_2^1 , l_3 , l_4 , l_5 , l_6 , l_7 , l_8 , l_8^1 ; C_2^5 – k_7 , k_7^1 , k_8^H , k_8^B ; C_2^4 – i_3 ; C_2^3 – h_8 .

Для нашого дослідження вибрані пласти k_8^H , k_8^B , l_2^1 , l_5 , l_6 , які є досить витриманими за потужністю й характеризуються простою та складною будовою. У разі складної будови пласти розділені прошарками пустих порід на дві, рідше більше, вугільні пачки. За особливостями будови окремо вирізняється пласт k_8 , який у межах Лисичанського району розділяється на

окремі пласти – k_8^H та k_8^B . На деяких ділянках вони зближуються й розглядаються як один складний пласт.

Вугілля досліджуваного району за вихідним матеріалом є гумусовим з незначними й рідкісними прошарками вугілля сапропелево-гумусового походження. Гумусове вугілля переважно належить до кларено-дюренового типу, геліфікована речовина становить не менше 70 % загального складу. За ступенем метаморфізму вугілля належить до марок Д і Г, при цьому газове вугілля виділяють лише в межах Матроського купола в пластах світи C_2^5 і нижньої частини C_2^6 .

Германій у вугіллі поширений нерівномірно. Значно відрізняються за середнім умістом металу окремі пласти та їх ділянки. Для виявлення основних закономірностей розподілу германію у вугільних пластах k_8^H , k_8^B , l_2^1 , l_5 , l_6 у межах Лисичанського району визначалися залежності концентрації металу від потужності пласта, за простяганням і глибиною залягання за допомогою графічної кореляції. Використовувалися дані опробування вугільних пластів, які проводилися під час

розвідувальних та експлуатаційних робіт на шахтах Привольнянська, Новодружівська, ім. Мельникова, Капустіна, 60-річчя РУ. При цьому опрацьовувалися дані по окремих пластах за їх простяганням і глибиною, оскільки в такому разі унеможливується вплив стратиграфічного чинника.

У межах Лисичанського району підтверджуються більшість загальних закономірностей розподілу германію у вугіллі, крім цього, мають і особливості, притаманні саме цій території. У досліджуваних пластах концентрації германію містяться в межах від перших десятих відсотків до декількох десятків г/т, у середньому становлять по пласту k_8 12,59 г/т, по пласту l_2^1 – 9,29 г/т, по пласту l_5 – 17,06 г/т, по пласту l_6 – 17,55 г/т. Ці значення в декілька разів перевищують середні показники по інших районах Донбасу та мінімальні промислові значення, які за сучасними вимогами мають перевищувати 10 г/т для енергетичного вугілля і 3 г/т для коксівного вугілля.

Графічне зображення розподілу концентрації германію у вугільних пластах у межах Лисичанського району наведено на рис. 1, 2. Для графічних побудов використовувалась умовна система координат.

Зальні характеристика обраних вугільних пластів наведено в таблиці.

У межах Лисичанського геолого-промислового району досить чітко простежуються загальні закономірності розподілу германію, пов'язані зі ступенем метаморфізму вугілля, потужністю пластів та глибиною їх залягання. У цьому разі головними критеріями й показниками впливу метаморфізму вугілля на уміст супутнього германію були глибина залягання й опробування пластів та їх якісні

Таблиця. Загальна характеристика вугільних пластів k_8^H , k_8^B , l_2^1 , l_5 , l_6 у межах Лисичанського району

Пласт	Кількісні характеристики					
	Н, м	т, м	А, %	V, %	S, %	Ge, г/т
k_8						
Середнє	850,74	1,10	19,49	40,32	2,35	12,59
Максимальне	1169,13	1,98	58,50	49,00	5,38	46,22
Мінімальне	387,20	0,17	1,31	20,00	1,00	1,72
l_2^1						
Середнє	822,15	0,91	17,51	43,47	3,67	9,29
Максимальне	1261,90	1,28	44,50	54,60	7,20	39,94
Мінімальне	161,74	0,28	4,50	36,00	2,10	0,24
l_5						
Середнє	751,80	0,73	12,77	41,71	2,49	17,06
Максимальне	1212,30	1,08	45,20	50,50	5,90	99,43
Мінімальне	177,00	0,39	2,30	35,70	0,50	0,40
l_6						
Середнє	681,37	0,73	10,51	39,24	1,74	17,55
Максимальне	1195,50	1,17	39,00	51,90	11,90	85,58
Мінімальне	86,20	0,30	1,00	32,30	0,80	0,00

просторові зміни із заходу на схід та від периферійної частини басейну до його центральної частини. За результатами досліджень роз-

поділ германію у вугільних пластах певною мірою має обернену залежність до зміни ступеня метаморфізму вугілля, що узгоджується із

загальними положеннями теорії метаморфізму вугілля й пояснюється також хімічними властивостями цього металу й температурним режимом його накопичення.

На рис. 1 наведено зміни концентрації германію в пластах з глибиною їх залягання, де спостерігається поступове зменшення вмісту металу із збільшенням глибини залягання пластів. На рис.2 наведено розподіл концентрацій германію в пластах k_8^a , k_8^b , l_2^1 за простяганням, де чітко фіксується зростання вмісту металу зі сходу на захід та в північному напрямку. Подібна закономірність простежується і в загальних характеристиках пластів, наведених у таблиці. Найбільші середні значення вмісту Ge (понад 17 г/т) фіксуються для пластів l_5 , l_6 , які мають меншу глибину залягання. Крім цього, підвищений вміст металу пов'язаний з меншими потужностями пластів l_5 , l_6 ,

що пояснюється тим, що процеси концентрації германію проходили в основному на геохімічних бар'єрах, які виникають при торфовотворенні і в діагенетичних процесах на стадії бурого вугілля. Локальні високі концентрації германію можуть бути також пов'язані з гідротермальними процесами, які спостерігаються в районі робіт.

Окремо досліджувалися залежності між концентраціями Ge й типами покрівлі та підшови вугільного пласта, які найчастіше представлені глинистими сланцями, піщаними сланцями, пісковиками та вапняками. Були визначені рангові коефіцієнти кореляції, які зафіксували лише дуже слабкий кореляційний зв'язок між концентраціями Ge та типом покрівлі вугільних пластів k_8 і l_2^1 . Для опрацьованих даних по пластах k_8^a , k_8^b , де було виявлено слабку залежність між цими характеристиками, зафіксовано,

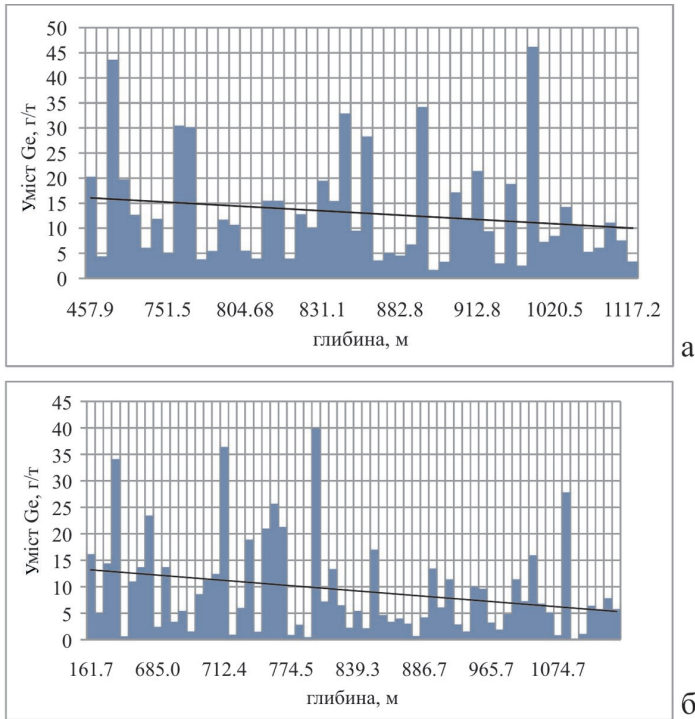
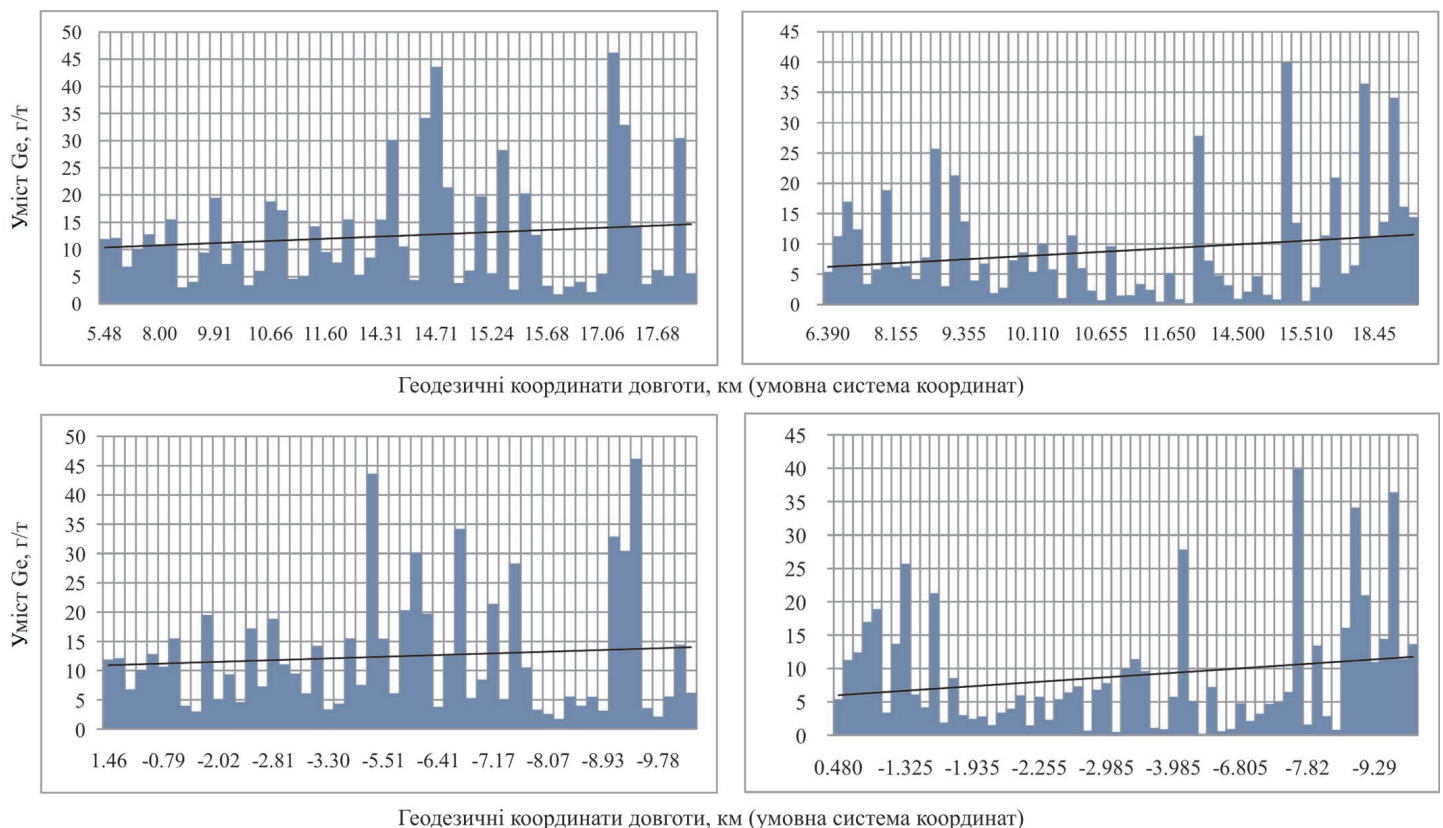


Рис. 1. Залежність концентрації германію в пластах k_8^a , k_8^b (а) l_2^1 (б) залежно від глибини залягання

У пластах k_8^a , k_8^b

По пласту l_2^1



Геодезичні координати довготи, км (умовна система координат)

Рис. 2. Розподіл концентрацій германію за простяганням у пластах k_8^a , k_8^b , l_2^1

що найбільші абсолютні й середні значення вмісту металу (понад 40 г/т) спостерігаються в разі, коли покрівля пласта представлена глинистими сланцями.

Висновки. Визначені залежності вмісту германію від якісних характеристик вугільних пластів для Лисичанського геолого-промислового району свідчать про такі особливості концентрації металу:

– відносно високий порівняно з іншими районами Донбасу середній уміст германію по пластах K_8^a , K_8^b , I_2^1 , I_5 , I_6 ;

– розподіл германію за простяганням узгоджується зі зміною ступеня метаморфізму вугілля й фіксується зростання вмісту металу зі сходу на захід і в північному напрямку, тобто зі зменшенням ступеня метаморфізму;

– найбільші концентрації металу характерні для найменш потужних ділянок пластів, а особливо їх прикрівельних частин.

Ураховуючи досвід промислового вилучення германію з вугільних пластів Лисичанського району, яке проводилося у II половині ХХ ст, та позитивні зміни на ринку мінеральної сировини (відчутне зростання цін – на германій на 35–50 % і додатні темпи виробництва металу), комплексна переоцінка й розробка германієносних вугільних пластів є одним з найраціональніших способів освоєння запасів вугілля Лисичанського геолого-промислового району.

ЛІТЕРАТУРА

1. Клер В. Р. Изучение сопутствующих полезных ископаемых при разведке угольных месторождений. М.: Недра, 1979. 272 с.

2. Ломашов И. П., Лосев Б. И. Германій в ископаемых углях. М.: Изд-во Академии наук, 1962. 165 с.

3. Металлогения и геохимия угленосных и сланцесодержа-

щих толщ СССР. Закономерности концентрации элементов и методы их изучения/В. Р. Клер, В. Ф. Ненахова, Ф. Я. Сапрыкин и др. М.: Наука, 1988. 256 с.

4. Мінеральні ресурси України та світу. К.: ДНВП Геоінформ України, 2009. 602 с.

5. Погребницкий Е. О. О некоторых закономерностях распределения германия в углях Донецкого бассейна. М.: Недра, 1960. 362 с.

6. Сапрыкин Ф. Я., Богданов В. В. Методическое руководство по изучению и оценке месторождений угля на германий и другие редкие элементы. М.: Недра, 1967. 312 с.

7. Шевченко О. А., Прокурня Ю. А. Германій в углях і шахтних водах Донбасу//Уголь Украины, 2001. № 11–12.

УДК 549.621.9:622.235

А. А. КАЛАШНИК, канд. геол. наук, главный геофизик (ГРЭ-37 КП “Кировогеология”),

Н. А. КОВРИЖКИН, канд. техн. наук, доцент,

С. Г. КОВАЛЕВ, аспирант (КНТУ)

О ЗАЩИТЕ ИНТЕРЕСОВ УКРАИНЫ НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ РЫНКЕ ГРАНАТОВОГО КОНЦЕНТРАТА

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

В статье изложены результаты изучения микротрещиноватости частиц граната концентратов, полученных из пород гранитогнейсовой формации Завальевского месторождения Кировоградской области. Обоснована необходимость создания условий для получения и реализации качественного гранатового концентрата с отечественных горнодобывающих предприятий.

The results of studying micro-jointing particles of garnet from the concentrates which received from rocks of a granitic-gneissic formation of the Zavalevsky deposit from Kirovograd region are describes in the paper. Necessity of creation conditions for reception and realization of a qualitative garnet concentrate from the national mining enterprises is proved in article.

Общая постановка проблемы

Украина располагает одной из мощных сырьевых баз граната в СНГ и Европе [2]. Запасы граната разведаны на ряде объектов Кировоградской (попутные запасы граната Завальевского месторождения графита) и Винницкой (Слободское месторождение граната и Ивановское месторождение гранита с попутными запасами граната) областей [2], но отечественное сырье на ряде объектов пока добывается в ограниченных объемах или не добывается вообще из-за отсутствия инвестиций, новых технологий по переработке граната на отечественных горнодобывающих и перерабатывающих предприятиях. Рынок гранатового концентрата на сегодняшний день в большей мере обеспечивает вну-

тренние потребности страны за счет экспортируемого сырья из Чехии, Австралии, Индии, часто довольно сомнительного качества, в частности по показателю радиоактивности, обусловленному присутствием в концентратах плохо извлекаемых радиоактивных примесей, в первую очередь ториеносных монацита, а также циркона (малакона), апатита. Получение чистых концентратов с радиоактивностью первого класса из высокопримесных радиоактивных исходных трудоемко и дорого, поэтому показатели удельной активности зачастую замалчиваются. В то же время мы имеем отечественные источники гранатовых концентратов, которые генетически характеризуются низкопримесным содержанием радиоактивных минералов, в первую очередь Завальевское месторождение,

материнскими породами граната, на котором являются гранат-биотитовые гнейсы и кварциты. На сегодняшний день на уровень промышленного производства высококачественного гранатового концентрата при попутной эксплуатации Завальевского графитового месторождения выходит ЗАО “Завальевский графит”. Необходимо создать условия для развития отечественной перерабатывающей промышленности, способствовать внедрению новых технологий обогащения и предварительной обработки гранатового концентрата на отечественных месторождениях. Добыча и переработка граната на месторождениях Украины могут стать стратегически важными для экономики страны уже в ближайшем будущем, исходя из нужд предприятий других отраслей отечественной промышленности.

Гранат обладает высоким удельным весом и повышенной сопротивляемостью к истиранию. Из-за высокого сопротивления к разрушению (прочности) гранатовый песок все более и более востребован, с одной стороны, как многократное неметаллическое абразивное вещество для шлифовки, и с другой стороны как продукт для гидроабразивной резки различного рода материалов под высоким давлением. Европейские страны уже давно используют гранатовый концентрат для очистки воды в поли- и мономинеральных мультимедийных фильтрах. Несмотря на то, что этот минерал намного дороже кварца, его использование при очистке воды окупает затраты более высокой длительностью службы фильтров по сравнению с кварцевыми (до 10 раз) и очень высоким качеством механической очистки. Общее потребление гранатового концентрата на

мировом рынке по отраслям следующее: очистка поверхностей – 40 %, очистка воды – 24 %, водоструйное резание – 12 %, абразивы – 12 %, щадящие абразивы – 6 %, нефтяная промышленность – 4 %, прочие – 2 % [2].

ЗАО “Завальевский графит” выходит на уровень промышленной производительности высококачественного и более дешевого относительно ввозимого в Украину гранатового концентрата и способен существенным образом обеспечить им внутренние потребности нашей страны. Кроме того, попутное промышленное производство гранатового концентрата обеспечивает рациональное и максимально полное использование ресурсов Завальевского графитового месторождения.

Одним из технических требований, предъявляемых к качеству гранатового концентрата как мягкого абразива, является характер трещиноватости частиц – густота трещин, их направленность, глубина проникновения в тело частицы минерала. Степень трещиноватости обуславливается **генетическими** причинами (в первую очередь, различными условиями минералообразования, также степенью проявленности наложенных процессов: тектоническими, метаморфическими, гипергенными). Выбранная схема технологического обогащения и условия измельчения в дробилках, мельницах и дезинтеграторах предопределяют степень формирования **техногенной** трещиноватости.

Гранаты относятся к группе минералов, присутствие которых в породах обуславливает генетическое трещинообразование. Разновидности этого минерала, как правило, в условиях практически всех фаций метаморфизма не образуют

резко вытянутых индивидов. Основные кристалломорфологические свойства – сингония кубическая, встречаются в хорошо выраженных кристаллах – ромбододекаэдрах, тетрагонтриоктаэдрах или комбинации этих форм, отсутствие спайности. Однако, при некоторых термодинамических условиях и особенно при наличии водных растворов в процессе перекристаллизации и обменных реакциях могут образовываться индивиды и агрегаты вытянутой и пластинчатой формы и поэтому в благоприятных тектонических условиях могут обуславливать генетическое трещинообразование. Кристаллы граната могут становиться вытянутыми вдоль краев синклинали в

условиях динамического влияния растягивающих тектонических напряжений при формировании синклиналей, что может обуславливать высокую природную трещиноватость и снижение абразивно-эксплуатационных свойств – формирование в процессе обогащения гранатосодержащих пород значительного содержания фракции – 0,1 мм, образования при дроблении обломков нежелательных форм (пластинчатой, игольчатой, остроугольной).

Динамическое разрушение минералов и степень развития микротрещиноватости при техногенном обогащении основываются на исходных размерах естественных дефектов пород. Согласно классификации

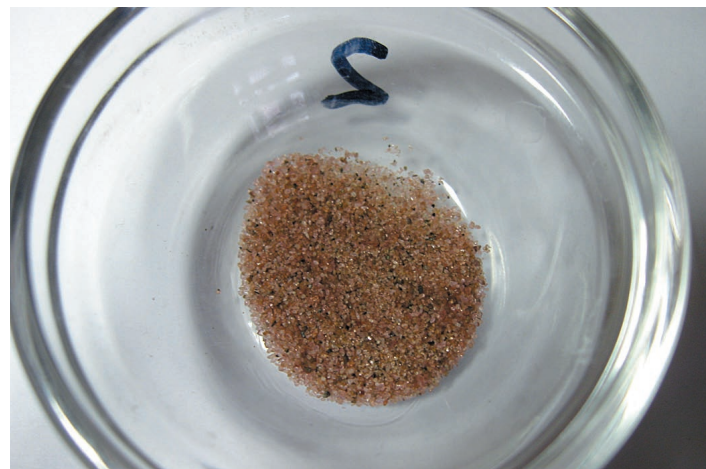


Фото 1. Образец товарного гранатового концентрата ЗАО “Завальевский графит”



Фото 2. Установка РМ-106И производства фирмы “SELMI” в процессе выполнения исследования трещиноватости зерен граната

естественных дефектов в горной породе (поры, трещины и т. п.) В. В. Ржевского и Г. Я. Новика, приведенной в работе [3], дефекты по величине делятся на три порядка: дефекты первого порядка – собственно дефекты кристаллической решетки минералов и другие внутрикристаллические дефекты размером 10^{-9} – 10^{-5} м. Дефекты второго порядка – это трещины в межзерновом цементе или непосредственно между зернами размером 10^{-6} – 10^{-2} м. Дефекты третьего порядка – это тектонические трещины, кливаж, трещины выветривания и т. д., достигающие размеров 10–100 м. Акцентируется внимание [3], что именно дефекты второго порядка оказывают решающее влияние на процессы измельчения в дробилках, мельницах и дезинтеграторах, что обуславливает качество получаемого концентрата по показателю микротрещиноватости. Дефекты второго и первого порядков ориентированы хаотично и обусловлены в большей мере процессами диагенеза осадков, степенью метаморфизма и кристаллизации магм. Они являются основой развития генетических микротрещин.

Постановка задачи

Цель работы: изучить трещиноватость частиц граната гранатового концентрата Завальевского месторождения.

Фактический материал, методы и результаты исследований

Объектом исследований были минералогические пробы гранатового концентрата, полученные в результате технологического обогащения при попутной промышленной разработке Завальевского месторождения в действующем обогатительном цехе гранатового концентрата ЗАО “Завальевский графит” (фото 1).

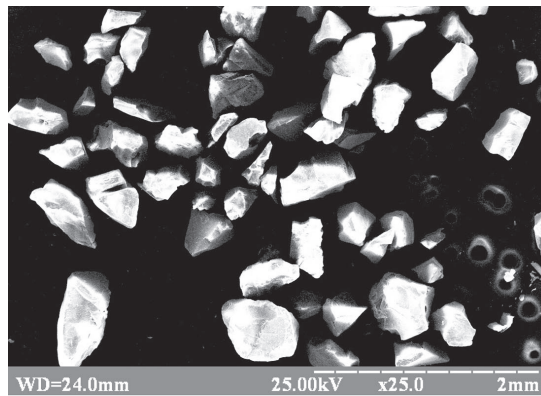


Фото 3. Общий вид шлифа 1 из частиц товарного гранатового концентрата ЗАО “Завальевский графит” granulометрической фракции –0,5+0,1 мм перед началом исследования трещиноватости

Концентрат однотипен по вещественному составу и представлен альмандином (свыше 90 %), пиропом (единичные зерна), гроссуляром (единичные зерна). Кроме граната, в концентрате выявлены такие минералы-примеси: ильменит, магнетит, пирит, пирротин, кварц в сростках, биотит, роговая обманка, пироксен. Преимущественным в отобранных пробах гранатового концентрата является класс –0,5+0,1 мм. Определение степе-

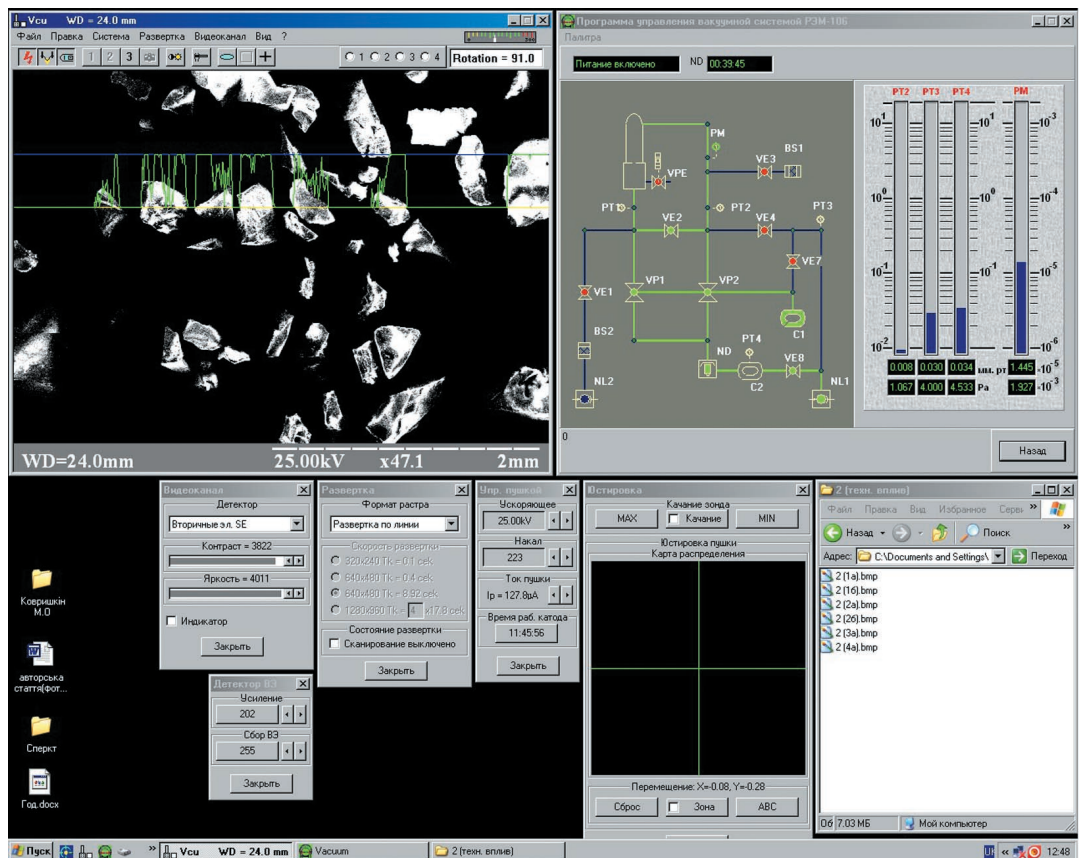
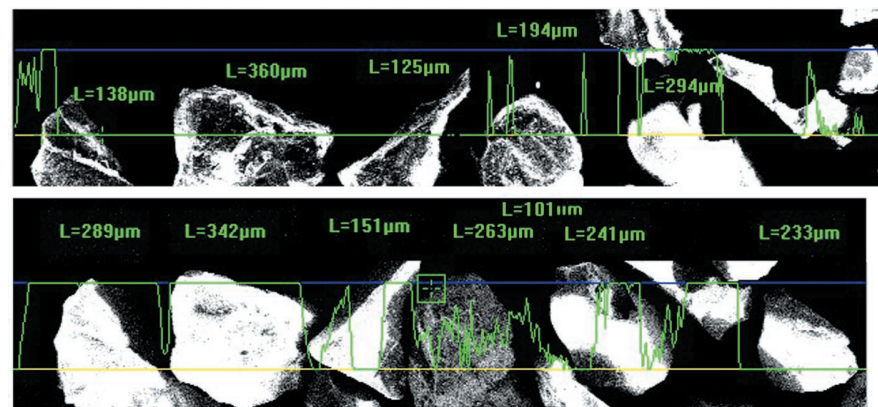


Фото 4. Измерение длины частиц зерен граната по линии-профилю 1 в исходном шлифе 1 из гранатового концентрата ЗАО “Завальевский графит”



область 1
линия 1

область 1
линия 2

Фото 5. Определение трещиноватости зерен граната в шлифе 1 (гранатовый концентрат granulометрической фракции –0,5+0,1 мм, ЗАО “Завальевский графит”)

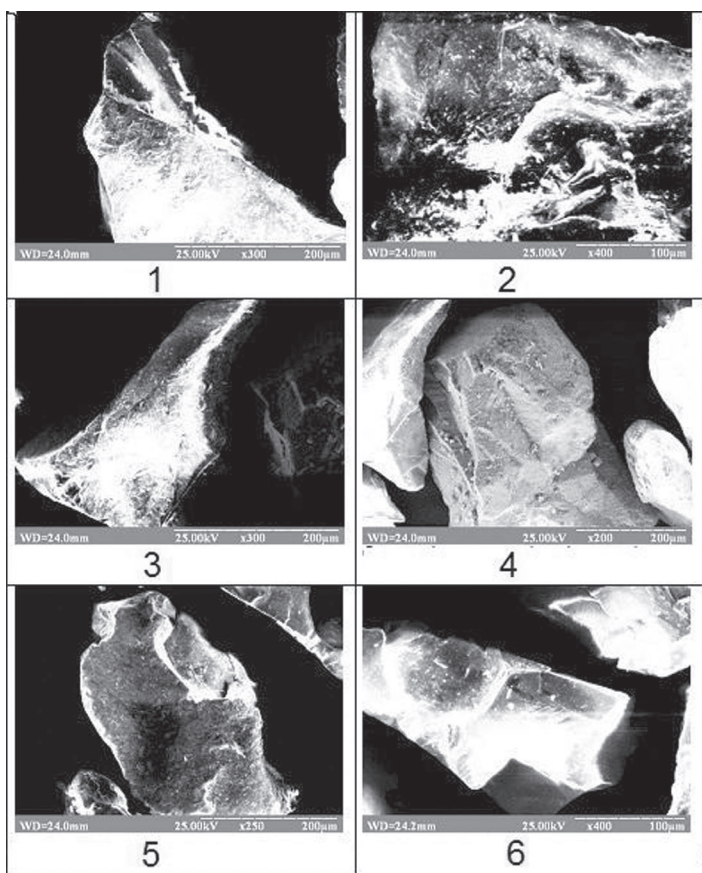


Фото 6. Характер трещиноватости гранатовых частиц товарного гранатового концентрата ЗАО «Завальевский графит» в шлифе 1 (область 1, линия 1, зерна 1–6) (генетическая и техногенная трещиноватость)

Таблица. Трещиноватость частиц граната (мм^{-1}) из гранатового концентрата ЗАО «Завальевский графит»

Шлифы	Гранулометрический класс, мм	Трещиноватость частиц граната, мм^{-1}
1	-0,5+0,1	0,570
2	-0,5+0,1	0,540
3	-0,5+0,1	0,590
4	-0,5+0,1	0,550

ни трещиноватости частиц граната выполнялось на минеральных зернах, выбранных хаотически из типового товарного концентрата ЗАО «Завальевский графит» с применением ранее разработанных способов [3] и высокоточной лабораторной техники (исследования выполнялись на растровом электронном микроскопе КНТУ (модель РЭМ-106И производства фирмы «SELMI» (фото 2) с разрешающей способностью электронного микроскопа при получении изображе-

ний 4 нм, с возможностью регулирования увеличения от 15 до 300 тыс. крат)).

Для исследования трещиноватости частиц граната предварительно были сделаны скрепленные шлифы из частиц граната различных проб (фото 3).

Далее определялась длина сечения всех частиц граната, попадавших в ряд параллельных линий-профилей, секущих шлиф и располагающихся друг от друга на расстоянии около 1 мм, и велся расчет количества трещин вдоль линии

каждого профиля (фото 3–6). Количество расчетных профилей в каждом шлифе было не менее двух. Длины сечений всех частиц граната и количество трещин подсчитывались, производилось деление первого показателя на второй и тем самым определялся показатель трещиноватости (мм^{-1}) зерен граната.

Характер трещиноватости частиц для зерен граната исследованных проб гранатовых концентратов на примере шлифа 1 показаны на фото 6.

Показатели трещиноватости для зерен граната исследованных шлифов отражены в таблице.

Для сравнения приведем данные по исследованию трещиноватости в гранулометрическом классе (-0,5+0,315 мм) по данным работы [1] исследования гранатовых концентратов месторождений Emerald Creek (США) и Bengal Bay (Индия) – лидеров мирового рынка товарного гранатового концентрата, которые в среднем составляют соответственно 0,436 и 1,283 мм^{-1} . Проведенные нами с помощью современной аппаратуры исследования трещиноватости частиц граната из концентрата Завальевского месторождения показывают, что они характеризуются низкими значениями (0,550–0,590 мм^{-1}), что свидетельствует о высоком качестве получаемого гранатового концентрата по этому показателю в ЗАО «Завальевский графит».

Выводы

Приведенные результаты основаны на изучении частиц граната фракции (-0,5+0,1 мм). По показателю трещиноватости типовой товарный гранатовый концентрат ЗАО «Завальевский графит» является высококачественным сырьем. Это обусловлено среди прочих причин и техническими инновациями в технологической

схеме обогащения граната, использованной ЗАО «Завальевский графит». Применение технологических инноваций при обогащении на сегодняшний день является обязательным условием эффективной отработки любого месторождения. Учитывая уровень запасов гранатовой руды на Завальевском месторождении и налаженное промышленное производство высококачественного гранатового концентрата при попутной эксплуатации Завальевского графитового месторождения, ЗАО «Завальевский графит» способно в течение длительного времени обеспечивать Украину собственным качественным гранатовым сырьем для различных целей, что представляет национальные интересы Украины.

Авторы выражают искреннюю признательность О. Ю. Хейсону (ЗАО «Завальевский графит») за содействие в проведении исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковальчук Л. Н. Трещиноватость частиц граната из концентратов некоторых месторождений мира/Л. Н. Ковальчук, П. Н. Хартанович//Геолого-минералогический вестник. 2001. № 1. С. 106–109.
2. Металлические и неметаллические полезные ископаемые Украины. Том 2. Неметаллические полезные ископаемые/Д. С. Гурский, К. Е. Есипчук и др. Киев-Львов: Изд-во «Центр Европы». 2005. 785 с.
3. Ржевский В. В. Основы физики горных пород/В. В. Ржевский, Г. Я. Новик. М.: Недра, 1992. 327 с.

УДК 551.24:553.98.04(477)

В. В. ГЛАДУН, канд. геол. наук, академік УНГА, заступник директора Департаменту з видобування газу та нафти (Національна акціонерна компанія "Нафта й газ України")

ПРОГНОЗНО-ПЕРСПЕКТИВНІ ОБ'ЄКТИ – РЕЗЕРВ ЕФЕКТИВНОГО ОСВОЄННЯ НАФТОГАЗОВОГО ПОТЕНЦІАЛУ УКРАЇНИ

Для ефективного освоєння нафтогазового потенціалу України необхідно мати не тільки значний фонд нафтогазоперспективних об'єктів (підготовлених до буріння й виявлених сейсмозвідкою). У той же час необхідне швидке його поповнення прогнозно-перспективними об'єктами для їх переведення до фонду виявлених об'єктів. Виконано моніторинг та обґрунтована Програма нафтогазоносності прогнозно-перспективних об'єктів на прикладі Північнобортового нафтогазоносного району Дніпровсько-Донецької газонафтоносною області (ДДГНО), показано ефективність робіт при аналізі робіт у 1999–2010 рр.

For efficient development of oil and gas potential of Ukraine should have not only a significant fund oil and gas facilities (prepared for the drilling and seismic survey revealed). At the same time to its rapid replenishment forecasting and promising objects for their transfer to fund the identified projects. Completed monitoring and reasonable "has prediction of oil-looking objects" for example Pivnichnobortovoho petroliferous region Dnieper-Donets gas oil-bearing area, shows how the work in the analysis of works in the 1999–2010 year.

Під час розробки питань розломно-блокової тектоніки у зв'язку із закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України використані вже відомі в геотектоніці висновки про те, що земна кора порушена великими й малими за розмірами розривними деформаціями й має розломно-блокову тектоніку. Стосовно динаміки й кінематики літосфери, ми вважаємо, що вже із часів пізнього архею, коли з'явилися перші ділянки так званої консолідованої земної кори, тобто твердих товщ, почалося їх розтріскування й диференціальні рухи блоків, які утворювались [1, 5, 7–10].

Планета Земля – це космічне тіло, яке рухається й розвивається в космічному просторі й часі. Воно перебуває під впливом сил двох основних груп: зовнішніх (космічні, гравітаційні, променеві, хімічні, впливи Сонця та інших небесних тіл) і внутрішніх (обертання Землі навколо осі, її гравітаційне стиснення, гравітаційно-хімічна диференціація її внутрішньої речовини та пов'язані з ними локальні розігрівання й охолодження внутрішньої речовини, локальні стиснення й розширення ділянок верхньої й нижньої мантії, рухи магматичних лав, періодичні підняття й опускання окремих ділянок земної кори, розтріскування літосфери (під

дією її підняття і опускань) і проникнення в неї малих і великих магматичних мас, розвиток структур стиснення (складчастість, орогени та ін.) і розширення (рифтогени, геосинкліналі та ін.), періодичні трансгресії (покривання водою окремих частин континентів і накопичення осадових порід) та регресії (відхід водних мас з площ континентів і розвиток процесів фізичного та хімічного руйнування гірських порід, вирівнювання рельєфу та ін.) [1, 4, 8, 10].

Питання закономірностей розміщення родовищ нафти й газу в земній корі є дуже складним й розглядалося вже здавна.

Для отримання додаткових відомостей про закономірності просторового розміщення родовищ нафти й газу в земній корі та виявлення їх зв'язків з тими чи іншими типами геологічних формацій і геоструктур, ми показали їх місцезнаходження на наших картах розривних і складчастих деформацій Європи, України, ДДА і в результаті отримали такі фактичні геолого-тектонічні дані [1, 3, 7–10]:

1. У межах цих великих територій нафтові й газові родовища розміщуються як поодинокі або у вигляді окремих куштів, або мають лінійне (ланцюжкове) розміщення;

2. У розміщенні поодиноких родовищ нафти й газу якоїсь чіткої закономірності не виявляється. Вони трапляються в різних геологічних формаціях і геоструктурах. Деякі з них потрапляють безпосередньо на лінії регіональних розломів або розміщені близько біля них.

3. У структурно-тектонічному відношенні куштові форми концентрації нафтових і газових родовищ тяжіють до вузлів перетинання складчастих і розривних деформацій.

4. Лінійні або ланцюжкові скупчення нафтових і газових родовищ усі без винятку приурочені до зон глибинних розломів.

Відзначаючи зв'язок нафтових і газових родовищ із зонами великих регіональних розломів, ми не забуваємо про те, що найвищі концентрації нафтової речовини виявляються в місцях розвитку найбільших товщин осадових порід, що пояснюється не стільки їх нафтовірними, скільки колекторськими властивостями.

Ланцюжкова форма розміщення нафтових і газових родовищ є явищем дуже поширеним. Куштова форма розміщення ВВ відома також давно, але не було її пояснення з погляду тектоніки, зокрема розломно-блокової тектоніки. Вона має безпосередній зв'язок зі структурними елементами розломно-блокової тектоніки земної кори та потрапляє на вузли перетину найбільших зон глибинних розломів, стики сторін декількох блоків. У цих місцях залягають зони розломів, що мають найглибше проникнення в літосферу й верхню мантію. Такий тип розміщення родовищ ВВ є, імовірно, найбагатшим на кількість нафтової речовини.

Методика пошуків нафтових і газових родовищ на основі їхнього зв'язку із зонами глибинних розломів виправдала себе, зокрема у відкритті промислової нафтогазоносності осадового чохла й фундаменту на Північному борту Дніпровсько-Донецького авлакогену, В'єтнамі (Білий Тигр та багато ін.), Лівії, Західному Сибіру та багатьох інших країнах.

Результати робіт з нафтогазогеологічного районування й кількісної оцінки перспектив нафтогазоносності, представлених на картах, стали основою для узагальнення наявного фактичного матеріалу про стан, ступінь розвіданості й вивченості території, а також для диференціації цієї оцінки щодо виявлення структурно-тектонічних особливостей будови, літолого-стратигра-

фічного розрізу, ступеня перспективності та визначення напрямів подальших геологорозвідувальних робіт на нафту й газ [1–10].

Крім підготовлених і виявлених об'єктів за формою ОЗ-ГР, є ще значний резерв прогнозно-перспективних структур (об'єктів). До них варто зарахувати в порядку важливості для переходу прогнозних структур у фонд виявлених (форма ОЗ-ГР) такі [1]:

1. Виявлені при сейсмічних дослідженнях, але які не мають достатньої вивченості відповідних параметрів для переведення їх у фонд виявлених, згідно з формою ОЗ-ГР.

2. Передбачувані прогнозні об'єкти (за даними гравіметричних, магнітометричних, електророзвідувальних та ін. робіт).

3. Передбачувані об'єкти (за даними дистанційних досліджень).

4. Передбачувані об'єкти (за даними тематичних і наукових робіт).

5. Передбачувані об'єкти (за даними геохімічних, біолокаційних, термометричних та всіх інших традиційних і нетрадиційних досліджень).

Постановку глибокого буріння на прогнозно-перспективних об'єктах можна здійснити тільки після проведення сейсморобіт МСГТ, входження до фонду виявлених перспективних об'єктів і після складання паспорта на входження до фонду підготовлених об'єктів до пошукового чи параметричного буріння.

Намагання ввести в буріння об'єкти лише на основі одного якогось геофізичного методу (окрім сейсморозвідки) чи різновиду дистанційних досліджень без проходження необхідних етапів пошуків і розвідки не дає бажаного результату, навіть з екстра-сенсами, бо вони не дають прямої відповіді чи буде на об'єкті нафта чи газ і в яких кількостях. Нині існують де-

сятки нетрадиційних методів пошуків ВВ, які претендують на звання “прямі методи”.

За визначенням О. Ю. Лукіна ([2], 2010 р.), під прямими методами розуміються пошуки родовищ, які проводяться на основі спостережень на земній поверхні (а також у приповерхневих відкладах, ґрунтах та неглибоко залягаючих водоносних горизонтах), в атмосфері та гідросфері геохімічних і геофізичних аномалій, зумовлених покладом, а не пасткою.

Багатогранність процесу формування покладів нафти й газу в пастках та вторинних утворень під дією висхідного потоку вуглеводнів у вмісних відкладах і верствах, що залягають над цими покладами, зумовлює різноманіття методів, якими виявляються аномалії типу поклад (АТП). Більшість з прямих методів спостерігають АТП, які не відповідають безпосередньо покладу ВВ, а викликані вторинними утвореннями.

Справа в тому, що навіть підготовлені до глибокого буріння сейсморозвідкою об'єкти з виконаними різними “прямими” і нетрадиційними методами дослідження їх будуть на 50–70 % з від'ємними результатами. Це ризик пошукових робіт навіть при комплексному вивченні. Тому завдання “прямих” і нетрадиційних методів на різних етапах мають різні допоміжні завдання в пошуках вуглеводнів (ВВ), а не в їх прямому виявленні. “Яскраві плями”, які пов'язують з можливими покладами ВВ, заповнили всі сейсмопрофілі на різних глибинах, але від цього від'ємні результати буріння не зменшилися. На жаль, не надається належного значення параметричному бурінню, воно перетворюється в додаткове пошукове.

Якщо свердловина розкриває регіональні продуктивні комплекси, наприклад середнього карбону, при ве-

ликих глибинах з від'ємними результатами, то об'єкт виводиться з фонду буріння з від'ємними результатами. Але ж у розрізі на великих глибинах є ще регіональні продуктивні горизонти в осадовому чохла й навіть у підстеляючому фундаменті (ДДГНО, Північний борт).

Тому від прогнозно-перспективних до виявлених перспективних, а потім підготовлених до буріння і введених у пошукове чи параметричне буріння, доки не будуть розбурені всі регіональні й перспективні комплекси осадового чохла та верхньої частини фундаменту, об'єкти не можуть вважатися безперспективними, зважаючи на те що середні глибини в ДДГНО зростають і вже одержані промислові припливи ВВ з глибини понад 6 км. І повернення до пошуків ВВ на багатьох об'єктах буде становити певний напрям пошуково-розвідувальних робіт.

Необхідно чітко визначити ієрархію нафтогазоперспективних (підготовлених до глибокого буріння й виявлених сейсморозвідкою) та прогнозно-перспективних об'єктів (структур тощо) (ППО) (рис. 1).

Щоб дійти певних висновків по всіх п'ятох групах об'єктів (ППО) і визначити пріоритетні ППО для постановки сейсмічних досліджень і навіть параметричного буріння, необхідна Програма “Прогнозно-перспективні об'єкти України (нафтогазоносних регіонів чи окремих структурно-тектонічних, чи нафтогазогеологічних елементів, чи районів)”, необхідно поєднати зусилля наукових і виробничих організацій з метою використання нових ідей у геології нафти й газу, глибинній будові, напрямках геологорозвідувальних робіт на пошуки ВВ тощо. Передусім це мають бути ДГП “Укргеофізика”, УкрДГРІ,

ДП “Науканафтогаз” НАК НГГУ, інститути Національної академії наук України, представники інших інститутів і виробничих організацій, які мають справу з нафтогазовою геологією й вивченням нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних об'єктів. Цього потребує сьогоденний стан освоєння нафтогазового потенціалу [1–10].

У зв'язку із скрутним економічним становищем, з постійним зменшенням фонду антиклінальних структур, об'єктів значних розмірів, безперервним збільшенням середньої глибини проектних свердловин, сталим збільшенням кількості дрібних родовищ ВВ, саме нині настала черга введення до постійного вивчення нового фонду об'єктів – прогнозно-перспективних, які будуть основою для фонду виявлених перспективних об'єктів згідно з фондом ОЗ-ГР.

Ми виконали моніторинг частки прогнозних (перспективних) об'єктів, які ми виділили у 2001 р. [1] на Північному борту ДДА (рис. 2). Нижче наведено їх перелік, відношення до нашого структурно-тектонічного й нафтогазогеологічного районування [1, рис. 1.10 і рис. 2.2]:

9. Андріївська [4] (I.1.3) (V_{B2}); 99. Байбаківська [1] (I.1.3.) (V_{B2}); 150. Бежанівська [1, 9] (II.1.3) (C_{1s}); 174. Безіменна [1, 9] (I.1.3r) (V_{B2}); 127. Білогорівська [1] (I.1.5) (II.1.2) (V_{B1}); 192. Бобрівська [1, 9] (II.1.2) (C_{1s}); 139. Бойківська [1, 9] (I.1.3r) (V_{B2}); 15. Бороданівська [1] (I.1.3a) (V_{B2}); 130. Валіївська [1] (I.1.3r) (V_{B2}); 77. Введенська [1, 4] (I.1.4a) (V_{B2}); 176. Веселогорівська [9] (I.1.4v) (V_{B2}); 36. Вечірня [1] (I.1.36) (V_{B2}); 186. Видна [9] (II.1.4) (C_{1s}); 134. Вовчо-Ярська [1] (I.1.5) (II.1.2) (C_{1s}); 62. Воскреснівська [1] (I.1.3) (V_{B2-n}); 30. Гарбарівська (Грабарівська) [1] (I.1.36) (V_{B2}); 89. Гетьма-

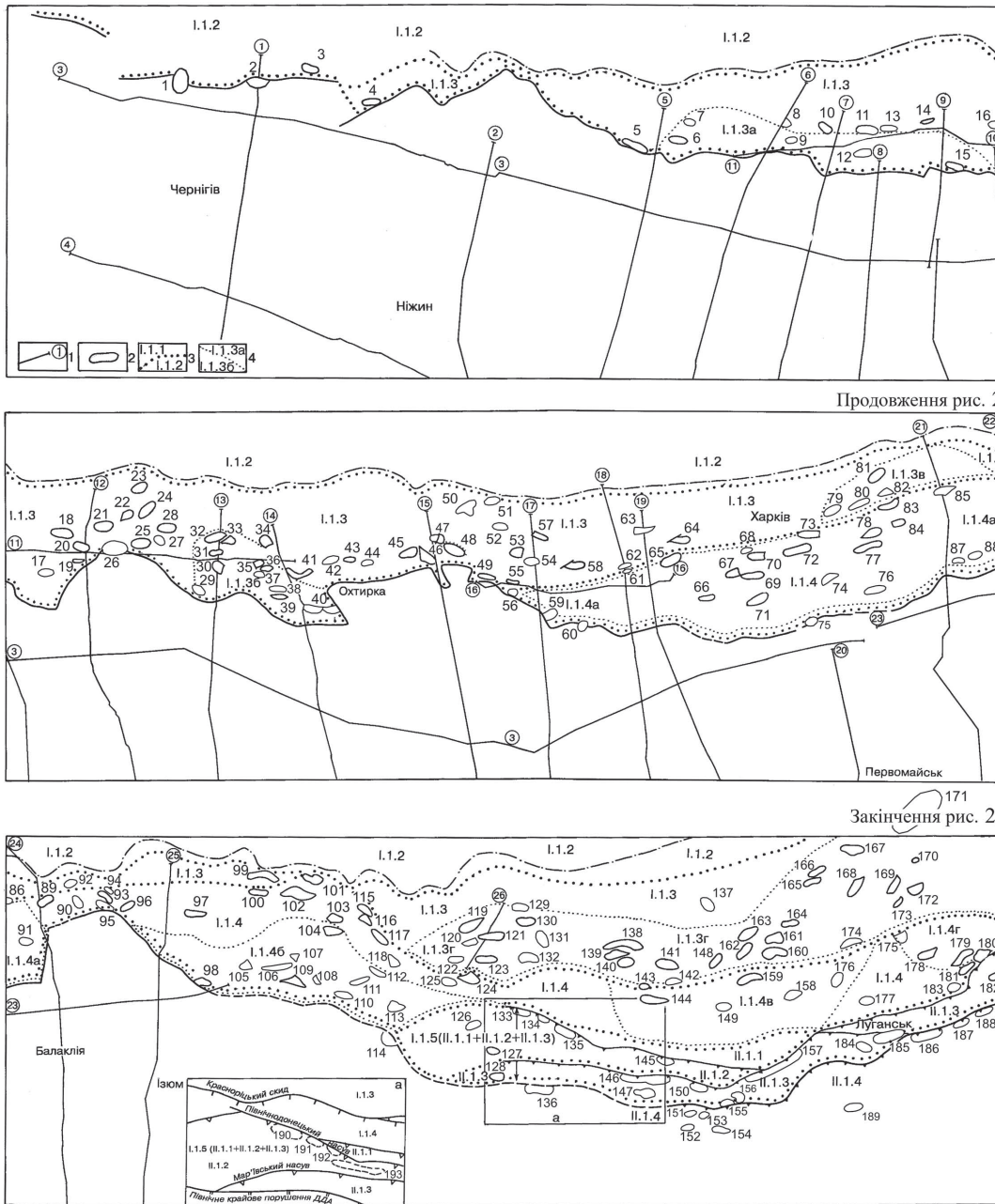


Рис. 2. Карта прогнозних (перспективних) структур Північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену за В. В. Гладуном, 2001, 2011 роки: 1 – сейсмопрофілі МСГТ та його номер; 2 – структури прогнозні (перспективні); 3 – межі структурних зон; 4 – структурно-тектонічні підзони концентрації об'єктів.

Сейсмпрофілі (цифри в кружках): 1 – Остер–Стара Рудня, 2 – Лосинівка–Кінашівка, 3 – Холми–Савинці, 4 – Ведильці–Монастирище, 5 – Мала Дівича–Бахмач, 6 – Прилуки–Дмитрівка, 7 – Талалаївка–Пирятин, 8 – Колайдинці–Хмелів, 9 – Березняки–Недригайлів, 10 – Ромодан–Афанасівка (Опанасівка), 11 – Бахмач–Сватове, 12 – Велика Багачка–Синівка, 13 – Сагайдак–Лебедин, 14 – Зачепилівка–Більськ, 15 – Михайлівка–Прокopenки, 16 – Бахмач–Сватове (продовження), 17 – Гупалівка–Гути, 16 – Перещепине–Валки, 19 – Багатовітка–Мерефа, 20 – Левицька–Безлюдівка, 21 – Лозова–Шебелинка–Старопокровка, 22 – Шевченкове–Вовчанськ, 23 – Холми–Савинці (продовження), 24 – Мечбилово–Бригадирівка, 25 – Близнюки–Північна Голубівка, 26 – 1₂9490.

Структурно-тектонічне районування ПнБ ДДА і Північного Донбасу [1]:

I.1.2. Північна зона Північного борту ДДА; I.1.3. Зона малоамплітудних складок ПнБ ДДА: структурно-тектонічні підзони концентрації нафтогазоперспективних об'єктів (і родовищ ВВ): I.1.3a – Соснівсько-Томашівська, I.1.3b – Лебединсько-Хухринська, I.1.3v – Грушівсько-Печенізька, I.1.3г – Баранинсько-Плacidівсько-Романівська; I.1.4 Південна мобільна зона Північного борту ДДА: I.1.4a – Щиглівсько-Гашинівська, I.1.4b – Воронцівсько-Невська, I.1.4в – Метьюлкінсько-Кондрашівська, I.1.4г – Вільхівсько-Глибокинська; I.1.5 Зона похованих (автохтонних) складок Північного борту ДДА: I.1.5a – Ямпільсько-Донецька (ДСС); II.1.1. Кримсько-Слов'янськська насувна зона; II.1.2. Північнодонецько-Глибокинська насувна зона ДСС; II.1.3. Мар'їнсько-Північнодонецька насувна зона ДСС; II.1.3a – Міжнасувна зона; II.1.4. Алмазна насувна зона ДСС.

I.1.4. Південній мобільній зоні Північного борту ДДЗ у Північному Донбасі відповідають зона Красноріцьких скидів (I.1.4.1.) і зона похованих (автохтонних) складок Північного борту ДДА, перекритих алохтоном з II.1.1., II.1.2., II.1.3.

Структурно-тектонічні зони II.1.1. – II.1.5. входять до Північної зони дрібної складчастості й насувів ДСС.

У нафтогазоносних і перспективних зонах Північноприбортвої нафтогазоносної області ДДГНО виділяють такі зони нафтогазоакопичення: СТЗ I.1.2 – Конотопсько-Міллерівська перспективна зона; СТЗ I.1.3 – Турутинсько-Чабанівсько-Романівська нафтогазоносна зона; СТЗ I.1.4 – Південна мобільна Північноприбортвої (Юлівсько-Марківська) нафтогазоносна зона; СТЗ II.1.1 – Кримсько-Слов'янськська насувна газонасна зона (алохтон) ДСС (I.1.5 або I.1.4.2) – зона похованих (автохтонних) складок ПнБ ДДА); СТЗ II.1.2 – Північнодонецько-Глибокинська газонасна насувна зона; СТЗ II.1.3 – Мар'їнсько-Північнодонецька газоконденсатна насувна зона.

42. Південнокасянівська [4] (I.1.3a) (V_{B2}); 180. Південнокружилівська [1] (I.1.4г) (V_{B2}); 165. Південнолюбашівська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 113. Південномаківська [4] (I.1.4б) (C₁); 169. Південномиколаївська [1] (I.1.4г) (V_{B2}); 182. Південнопархомівська (Пархомівська) [1] (I.1.5) (II.1.3) (V_{B2}); 85. Південнотаганська [1] (I.1.4a) (V_{B2}); 126. Південноямпільська [1, 9] (I.1.5) (II.1.2) (V_{B1}); 32. Північна [1] (I.1.3б) (V_{B2-П}); 129. Північнобараниківська [4] (I.1.3г) (V_{B2}); 158. Північнолобачівська [1] (I.1.4в) (V_{B2}); 181. Північнонадіївська (Надеждинська) [1] (I.1.4) (V_{B2}); 142. Північнопутилінська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 17. Північнорубанська [4] (I.1.3a) (V_{B2}); 8. Північнотурутинська [9] (I.1.3a) (V_{B2}); 144. Піхтова [1] (I.1.4в) (V_{B2}); 97. Плетнівська [1] (I.1.4) (V_{B2}); 21. Полонівська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 18. Померківська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 24. Порфилівська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 104. Потапахівська [1] (I.1.4б) (V_{B2}); 190. Привольнянська [1] (I.1.5) (II.1.2) (C₁); 16. Пушкарська (Пушкарівська) [4] (I.1.3) (V_{B2}); 109. Радківська [1] (I.1.4б) (V_{B2}); 3. Rogozkinська [1] (I.1.2) (V_{B2}); 51. Розсошинська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 163. Рубіжна [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 125. Рубіжна (Рубіжнянська) [1] (II.1.4) (C₁); 33. Рябушкинська

ка [1] (I.1.36) (V_{B2}); 115. Сватівська [1] (I.1.4) (V_{B2}); 156. Синьогірська [1] (II.1.3) (C₁); 76. Сіверська [9] (I.1.4a) (V_{B2}); 47. Сніжна [1] (I.1.3) (V_{B2-п}); 122. Софіївська [9] (I.1.3г) (V_{B2}); 119. Спаська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 102. Стельмахівська [1] (I.1.4) (V_{B2}); 96. Стовпівська [1] (I.1.4) (V_{B2}); 11. Сулимська (Сулимівська) [1] (I.1.3) (V_{B2}); 87. Сунична [1] (I.1.4a) (V_{B2}); 86. Східнобазилієвська [4] (I.1.3) (V_{B2}); 183. Східнобурчацька [1] (I.1.4) (V_{B1}); 177. Східновергунська [1] (I.1.4в) (C₂); 110. Східномедвежанська [1] (I.1.4б) (V_{B1}); 59. Східномурафінська [4] (I.1.4a) (V_{B2-п}); 94. Східнооливинська [1] (I.1.4б) (V_{B2}); 111. Східноольгівська [1] (I.1.4б) (V_{B2}); 170. Східноплачидівська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 114. Тернівська [1] (I.1.5) (V_{B1}); 6. Тиницька [1] (I.1.3a) (V_{B2}); 22. Тирлівська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 35. Тригубівська [1] (I.1.3б) (V_{B2}); 44. Тростянецька [1] (I.1.3) (V_{B2}); 1. Туличівська [9] (I.1.2) (V_{B2}); 79. Харківська [1] (I.1.3в) (V_{B2}); 78. Хмарівська [1] (I.1.4a) (V_{B2}); 13. Хмельівська [4] (I.1.3a) (V_{B2}); 138. Чарівська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 2. Червоногірська [4] (I.1.3a) (V_{B2}); 148. Червонозірська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 157. Черкаська [1] (II.1.3) (C₁); 83. Чугуївська [1] (I.1.4a) (V_{B2}); 39. Чупахівська [1] (I.1.3б) (V_{B2}); 189. Шидлівсько-Білянська [1] (II.1.4) (C₁); 169. Юрасівська [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 10. Юрківська (Юрівська) [1] (I.1.3) (V_{B2}); 120. Ягідна [1] (I.1.3г) (V_{B2}); 50. Ямська [1] (I.1.3) (V_{B2}); 48. Яругинська [1] (I.1.3) (V_{B2-п}).

Станом на 01.01.2010 р. подальше життя цих об'єктів склалося таким чином.

Порівняння фонду ППО на Північному борту ДДА (Північнобортовий НГР, Красноріцький ГР, Лисичанський ГР) в нашій роботі [1] з фондом 03-ГР-2010 і даними 2010 року показало:

1. З числа визначених нами ППО у 2001 р. [1] відкрито Аксютівське, Веселогорівське, Євгенівське

(з Південноєвгенівським), Мигринське (з Північно-мигринським), Матроське, Оливинівське, Базаліївське родовища ВВ (останні два родовища наведені за роботою А. О. Ковшикова та ін., УкрНДІГаз, 2010). На Гетьманівській площі одержано приплив ВВ. Площа потребує подальшого вивчення.

2. У бурінні перебувають (чи є в консервації) шість об'єктів (Новостепанівська структура в зоні із Чкалівським родовищем, Доброславівсько-Овинівська, Розсошинська, Західномаківська поруч з Маківським родовищем ВВ, Південнодружелюбівська (уточнено нове положення склепіння), Хмарівська.

3. Підготовлено до буріння з числа запропонованих у роботі [1] чотири об'єкти.

4. Виявлених сейсморозвідкою 14.

5. Виведені з буріння з негативними результатами Гетьманівська, Західнодружелюбівська, Воскреснівська, Малороганська, Миколаївська, Куп'янська. Разом шість.

Але Куп'янська й Гетьманівська структури потребують подальшого вивчення.

Отже, відкрито вісім родовищ ВВ і шість виведено з буріння з від'ємними результатами з числа ППО 2001 р. [1]. Коефіцієнт успішності 57 %.

Зі 193 ППО [1] задіяно 38 ППО. Ще 155 ППО потребують уважного вивчення на Північному борту ДДА.

Цей огляд підтверджує нашу пропозицію про невідкладне складання Програми нафтогазоносності ППО по кожному нафтогазоносному регіону України. ДГП "Укргеофізика" має всі можливості підняти й вирішити цю проблему по Східному газонафтоносному регіону вже в цьому році.

За 1999–2010 рр. на Північному борту ДДА (Північнобортовий нафтогазо-

носній субобласті ДДГНО) відкрито 24 родовища ВВ з усіх 46 родовищ загалом по ДДГНО, що становить 52 % від усіх 100 % по ДДГНО. Це свідчить на користь подальшого ефективного освоєння нафтогазового потенціалу цієї території ДДГНО й широкого розвитку подібних досліджень по інших районах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Гладун В. В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлагоген. К.: Наукова думка, 2001. 323 с.

2. Лукин А. Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности/А. Е. Лукин//Геолог України. 2004. № 3. С. 18–43.

3. Наукове обґрунтування ресурсів і запасів нафтогазоперспективних об'єктів України Нафтогазоперспективні об'єкти України/Б. Л. Крупський, В. В. Гладун, М. І. Євдошук, та ін. К.: Видавничий дім ЕКМО, 2009. 240 с.

4. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини/Є. М. Довжок, Б. О. Бялюк, В. П. Клочко, В. В. Гладун та ін. К.: ВАТ Укр. нафтогазовий ін-т, 1996. 241 с.

5. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазоносності бортових зон западин України/І. І. Чебаненко, П. Ф. Гожик, В. О. Краюшкін, М. І. Павлюк, М. І. Євдошук, В. П. Клочко, В. В. Гладун та ін. К.: ДП МОУ "Воєнне видавництво України "Варта"; 2006. 264 с.

6. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ/Б. Й. Маєвський, О. Є. Лозинський, В. В. Гладун, П. М. Чепіль. К.: Наукова думка, 2004. 446 с.

7. Разницын В. А. Тектоническое районирование и генезис структур северной зоны мелкой складчатости Донецкого бассейна/В. А. Разницын//Геотектоника. 1976. № 1. С. 57–73.

8. Розломно-блокова тектоніка у зв'язку з закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України/І. І. Чебаненко, В. О. Краюшкін, М. І. Євдошук, П. М. Мельничук, В. П. Клочко, В. В. Гладун та ін.//Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона (Матер. IV конф. Гурзуф,

9–14.02.2002. Симферополь: Асоц. геол. г. Симферополя, 2002. С. 253–254.

9. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини М 1:200 000/Відп. ред. Є. С. Дворянин, редколегія: М. М. Верповський, З. Я. Войцицький, В. В. Гладун, М. М. Здоровенко. К.: ДГП "Укргеофізика"; 1996. 6 арк.

10. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів/М. І. Євдошук, І. І. Чебаненко, В. К. Гавриш, М. І. Галабуда, Т. М. Галко, В. В. Гладун та ін. К.: НТП "Нафтогазпрогноз"; 2001. 288 с.

УДК 553.042

А. А. ТОЛКУНОВ, начальник геологічного відділу ДГП "Укргеофізика", слухач НАДУ при Президентіві України

УРАХУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО РИЗИКУ ПІД ЧАС ДОСЛІДЖЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ

У статті запропоновано під час проведення геолого-економічної оцінки інвестиційної привабливості нафтогазоперспективних об'єктів використовувати надбавки за ризик до базової ставки дисконтування залежно від ступеня вивченості цих об'єктів і геологічної ймовірності успіху відповідних проектів.

The article suggested during geological and economic evaluation of investment oil and gas facilities use risk premiums to the base discount rate depending on the degree of scrutiny of these objects and geological probability of success relevant projects.

У проекті оновленої енергетичної стратегії України до 2030 року [1] викладено прогнози щодо основних галузей паливно-енергетичного комплексу України. До 2030 р. планується подвоїти власний видобуток газу, збільшивши обсяг з 20,1 млрд м³ у 2011 р. до 44,4 млрд м³. Згідно з базовим сценарієм, видобуток газу в країні у 2015 р. зросте до 20,9 млрд м³, до 2020–23,7 млрд м³, до 2025–29,8 млрд м³. Збільшення власного видобутку прогнозується за рахунок освоєння глибоководної частини шельфу Чорного моря, а також нетрадиційного газу. Зокрема, потенціал щорічного видобутку природного газу на глибоководному шельфі до 2030 р. оцінюється в 7–9 млрд м³ на рік. Згідно з прогнозами планується збільшити видобуток нафти до 2030 р. до 4,5 млн т на рік. При цьому рівень видобутку з традиційних родовищ у 2030 р. може коливатися в межах 2,7–4,5 млн т. Усе це видається можливим лише за умов суттєвого збільшення інвестицій у роботі з

освоєння вуглеводневих ресурсів надр акваторій Чорного та Азовського морів. Проте для найуспішнішого залучення інвестицій у нафтогазовидобувну галузь держава має оцінити привабливість власної вуглеводневої ресурсної бази і провести дослідження ризиків і невизначеності відповідних проектів.

На наш погляд, категорію інвестиційної привабливості нафтогазоперспективного об'єкта можна визначити як сукупність різних об'єктивних передумов, можливостей і обмежень, що виникають у процесі залучення інвестицій у розвиток нафтогазовидобувної галузі регіону, здатних створити умови для раціонального використання наявних ресурсів (вуглеводневих, фінансових, інформаційних, трудових та інших). На наш погляд, основними чинниками інвестиційної привабливості нафтогазоперспективного об'єкта є результати геолого-економічної оцінки (прогнозні запаси вуглеводнів, ЧДД (чистий дисконтований дохід), ВНР (внутрішня норма рентабельності), обсяги витрат,

термін окупності), виходячи з поточної і прогнозної ринкової кон'юнктури, і характеристика інвестиційного режиму, що визначається механізмами державного регулювання, податковим режимом, організаційно-правовим режимом. При цьому геолого-економічні дослідження проводяться з урахуванням геологічних, технологічних, екологічних та економічних ризиків, що є невід'ємною частиною інвестиційних ризиків.

У загальному значенні, геологічний ризик при оцінці нафтогазоперспективного об'єкта визначається як ймовірність того, що нижче очікуваного рівня можуть видатися реальні запаси або продуктивність [2–4]. Найпоширенішим підходом для оцінки геологічного ризику є такий, що включає оцінки чинників, які є критичними для виявлення запасів вуглеводнів. Зрозуміло, що чим гірше вивчений об'єкт, тим більший ризик отримати хибну оцінку його ресурсного потенціалу. Результат множення базових ймовірних чинників, кожний з яких оцінюється незалежно на предмет наявності, і

є ймовірністю виявлення промислових покладів нафти й газу:

$$P = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4,$$

де P1 – ймовірність наявності відповідного резервуара; P2 – ймовірність наявності нафтової пастки; P3 – ймовірність наявності вуглеводнів; P4 – ймовірність збереження вуглеводнів після їх акумуляції в пасткових умовах [2, 3].

Керівним нормативним документом "Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (методичні вказівки)" [5] передбачено, що геологічний ризик проектних робіт враховується під час визначення ставки дисконтування, за якою визначаються деякі з основних показників ефективності проекту, як, наприклад, чистий дисконтований дохід (NPV).

Розрахунок цього показника здійснюється за формулою:

$$\text{ЧДД (ЧПД)} = \text{ЧГП} - \text{ІВ} = \sum_{n=1}^T \frac{P_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^T \frac{K_n}{(1+i)^n},$$

де ЧДД (ЧПД) – сума чистого дисконтованого (приведеного) доходу по інвестиційному проекту;

ЧГП – сума чистого грошового потоку за весь період експлуатації інвестиційного проекту;

ІВ – сума інвестиційних витрат на реалізацію інвестиційного проекту;

n – номер кроку (рік періоду) розрахунку (n=1, 2... T);

$\frac{P_n}{(1+i)^n}$ – дисконтований розмір прибутку, отриманого в n-му році;

$\frac{K_n}{(1+i)^n}$ – дисконтований розмір вкладень, здійснених в n-му році.

Деякі дослідники вважають доцільним визначати надбавки за геологічний ризик до базової ставки дисконтування з огляду на сту-

пільн вивченості нафтогазо-перспективного об'єкта або родовища, а саме категорію його вуглеводневих запасів та/або ресурсів [6, 7]. Але, на наш погляд, для дослідження інвестиційної привабливості нафтогазоперспективних об'єктів, крім ступеня вивченості, треба враховувати і геологічну ймовірність успіху проекту (таблиця).

Незважаючи на певні обмеження, що є характерними для методу експертних оцінок, він широко застосовується провідними світовими компаніями для вивчення геологічного ризику нафтогазовидобувних проектів. Тому ми вважаємо, що результати таких досліджень по кожному окремому нафтогазоперспективному об'єкту мають враховуватися під час проведення геолого-економічної оцінки його інвестиційної привабливості з використанням надбавки за ризик до базової ставки дисконтування залежно від ступеня вивченості цього об'єкта і геологічної ймовірності успіху відповідного проекту.

На різних стадіях робіт з пошуків розвідки й розробки нафтогазоносних об'єктів ступінь геологічного ризику суттєво змінюється. Крім того, спостерігається певна закономірність щодо співвідношення ризику та обсягів можливих втрат інвестицій на різних стадіях процесу вивчення та освоєння вуглеводневих ресурсів. Це дуже добре було проілюстровано в праці В. І. Назарова і Л. В. Каліст [7]. Так, для початкових стадій вивчення характерна найбільша ступінь ризику, але, оскільки обсяги геофізичних і бурових робіт обмежені, масштаби можливих втрат на цих стадіях відносно невеликі. Зі збільшенням обсягів геологічної інформації на наступних стадіях робіт ступінь ризику знижується, однак зростаючі обсяги робіт і пов'язані з ними обсяги інвестицій можуть збільшувати масштаби можливих втрат. Іншими словами суттєво зростає ціна помилки під час урахування геологічних ризиків. Саме

тому для мінімізації ризику буріння непродуктивних свердловин дуже важливим є отримання нової і збереження й використання всієї наявної геолого-геофізичної інформації по об'єкту дослідження та суміжним площам на всіх етапах і стадіях проведення геологорозвідувальних робіт. Що ж до районів, вуглеводневий потенціал яких тільки починає освоюватися, як наприклад, східна частина українського сектору Чорного моря, то, на наш погляд, у програмах ГРР на відповідних нафтогазоперспективних об'єктах мають бути передбачені максимально можливі обсяги як геолого-геофізичних досліджень, так і параметричного й пошуково-розвідувального буріння.

ЛІТЕРАТУРА

1. Проект оновленої енергетичної стратегії України до 2030 року. http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222035&cat_id=200576.
2. Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures. Peter Rose/AAPG Methods in Exploration Series. 2001.

3. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. 2000.

4. The petroleum system – from source to trap/Ed. by Leslie B. Magoon & Wallece G. Dow/AAPG Memoir – Tulsa, Oklahoma, USA, 1994.

5. КНУ “Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (методичні вказівки)” Комітет України з питань геології та використання надр. Київ, 1999.

6. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008. www.ampilov.ru.

7. Назаров В. И., Калист Л. В. Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов// Нефтегазовая геология. Теория и практика: электронный научный журнал. СПб.: ВНИГРИ, 2007. 11 с. <http://www.ngtp.ru/mb/3/004.pdf>.

Таблиця. Можливі значення надбавки за ризик до базової ставки дисконтування залежно від ступеня вивченості нафтогазоперспективного об'єкта і геологічної ймовірності успіху проекту

Ступінь вивченості нафтогазо-перспективних об'єктів	Надбавка за ризик	Геологічна ймовірність успіху проекту, %	Надбавка за ризик	Сумарна надбавка за геологічний ризик
Що знаходяться в пошуково-розвідувальному (параметричному) бурінні	0–1	≥25 %	0–2	0–3
		20–25 %	3–4	3–5
		15–20 %	5–6	5–7
		0–15 %	6–8	6–8
Підготовлені	1–3	≥25 %	0–2	1–5
		20–25 %	3–4	4–7
		15–20 %	5–6	6–9
		0–15 %	6–8	7–11
Виявлені	4–6	≥25 %	0–2	4–8
		20–25 %	3–4	7–10
		15–20 %	5–6	9–12
		0–15 %	6–8	10–14

УДК 553.98 (477.5)

І. С. РОСЛИЙ, академік УНГА, д-р геол. наук,
М. О. СКРЕБЕЦЬ, інженер-оператор (ЧВ УкрДГРІ)

АКТУАЛЬНІСТЬ ДОРОЗВІДКИ БРАХІАНТИКЛІНАЛЬНИХ СТРУКТУР ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ

СТАТТЯ 1. ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗВИТОК ТА ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ СЛОВ'ЯНСЬКОЇ СКЛАДКИ

Геологічний розвиток Слов'янської брахіантиклінальної складки характеризувався конседиментаційним і постседиментаційним приростами амплітуди – визначальними факторами перспективності структури для пошуків нафтогазових покладів. Виконано аналіз численних проявів та ознак нафтогазоносності геологічного розрізу, розкритого свердловинами. Визначено високоперспективну зону розуцільнення, де можливі поклади газоконденсату. Указано основні причини негативних результатів попередніх пошуково-розвідувальних робіт та обґрунтовано найважливіші напрями ефективної розвідки брахіантиклінали.

Geological growth of Slovianska brachy-anticline fold is characterized with con-sedimentation and post-sedimentation amplitude increase, which is defined as a determining factors of structure perspective for prospecting for oil-and-gas pool. Analysis of numerous manifestations and sings of opened with wells oil-and-gas bearing geological section has been fulfilled. Sealing zone of high perspective for oil-and-gas bearing has been defined. General reasons for negative results of previous searching-and exploration works have been characterized. The most important ways of effective finishing of survey of brachy-anticline fold has been grounded.

Вступ

У південно-східній частині Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) при розвідці структур антиклінального типу в останній 10-річний період відкриті Кобзівське й Північноволенківське газові родовища із запасами понад 10 млрд м³ кожне, декілька малих родовищ і покладів. Ще недостатньо дослідженими сейсмозвідкою й глибокими свердловинами (параметричними й пошуковими) залишаються такі високоперспективні об'єкти, як Слов'янська, Новомечиблівська, Красноскольська та інші складки, що заслуговують першочергової уваги.

Слов'янська брахіантиклінальна складка розміщена в осьовій зоні придонбаської частини Дніпровської

регіональної западини, між синклінально-депресійними зонами, – Комишувасько-Лиманською з півночі та Черкасько-Часово-Ярською – з півдня. Орієнтовно її розміри по горизонтах карбону становлять близько 600 км² (44×14 км), а з поверхні по замкнутому контуру контакту юрських і крейдових відкладів – 480 км². Перші геологічні дослідження щодо вивчення соляних озер і соленості розрізу розпочаті ще наприкінці XXVIII ст. (1774 р., акад. Голденштат) і перманентно виконувалися до початку 90-х років XX ст. Основними результатами досліджень стали: численні структурно-тектонічні побудови, здійснена розвідка Адамівського уранобітумного родовища [1], проведено розкриття й дано нафтогазоносну характеристику розрізу склепінної зони пошуковими

й параметричними свердловинами, виявлені численні нафтогазові прояви й ознаки в розрізі структурно-пошукових та інших свердловин на великій площі складки. Накопичені фактичні дані дають підставу для постановки нових аналітичних досліджень з метою уточнення перспектив пошуків нових покладів газу й газоконденсату та визначення ефективних напрямів робіт.

Етапи конседиментаційного й постседиментаційного формування структури

Принципова модель формування Слов'янської брахіантиклінали складена на основі геологічної карти (рис. 1), сейсмозвідувальних і сейсмогеологічних розрізів. Детально проаналізовані розрізи в поперечних профілях I, III, IV, V, VI, XVIII і XLIII, де визначалися пластові товщини (потужності) стратигра-

фічних підрозділів у склепінні, присклепінних зонах, на периклінальних перегибах і на віддалених крилах. Дані наведено в табл. 1, де в стовпчиках 2 і 8 показано максимальні потужності підрозділів, що зафіксовані на крилах, у стовпчику 5 – потужності в склепінних розрізу; різниця між цими показниками одного й того само стратиграфічного підрозділу означає величину приросту амплітуди (А) за відповідний час у межах профілю. Різниця між даними на крилах і даними пластової потужності на профілі до межі розмиті частини означає мінімальну величину конседиментаційного приросту А за певний час; мінімальну тому, що розмита згодом потужність не дає можливості визначити конседиментаційну складову приросту, що сталася пізніше. Якщо потужність підрозділу послідовно зменшується до протилежного крила профілю або є однаковою, то у відповідний час структура не розвивалася, була похована моноклінальними або горизонтальними нашаруваннями (розріз I – C₂m, C₃¹; розріз IV – C₃², P₁krt; див. табл. 1).

Геологічна карта (див. рис. 1) однозначно свідчить, що Слов'янська брахіантикліналь активно формувалася на східній перикліналі Берецько-Новодмитрівсько-Адамівського соляного валу до крейдового періоду включно в конседиментаційно-постседиментаційному режимі, а в кайнозої – тільки постседиментаційно з інтенсивним розмивом зони склепіння на глибину до відкладів ранньої пермі. За наявних фактичних матеріалів по опорному розрізу I–I, що пролягає через склепінну частину структури по горизонту Va (рис. 2, табл. 1), брахіантикліналь конседиментаційно формувалася в пізньому (араукоритовому) карбоні, картамиському й микитівському часах, конседиментаційно-постседиментаційно – у дронівський

час і в періоди мезозою. Високу активність формування структури підтверджує розріз IV–IV, особливо на слов'янському етапі (P_{1sl}+P_{1kr}). Розрізи східної периклінальної частини (V–V, VI–VI) доповнюють часовий інтервал формування структури до авіловського часу (C₃²) включно.

Отже, Слов'янська структура із склепінням у районі селища Хрестищого (сверд. 613) спочатку формувалася як солянокупольна з конседиментаційним, під час осадконакопичення, і постседиментаційним, у часи перерв, приростом амплітуди. Починаючи з авіловського часу сумарний приріст становив понад 2600 м (табл. 2). Фіксований конседиментаційний приріст А за час C₃-K₂ становив у середньому 1300 м, постседиментаційний

приріст з ранньої пермі до неогену становить близько 1310 м, а тільки в пермі – 780 м. Тобто розривом понад 530 м (різниця між 1310 і 780) мезозойських відкладів, що відбувався до кайнозою включно, визначається величина постседиментаційного приросту амплітуди підняття.

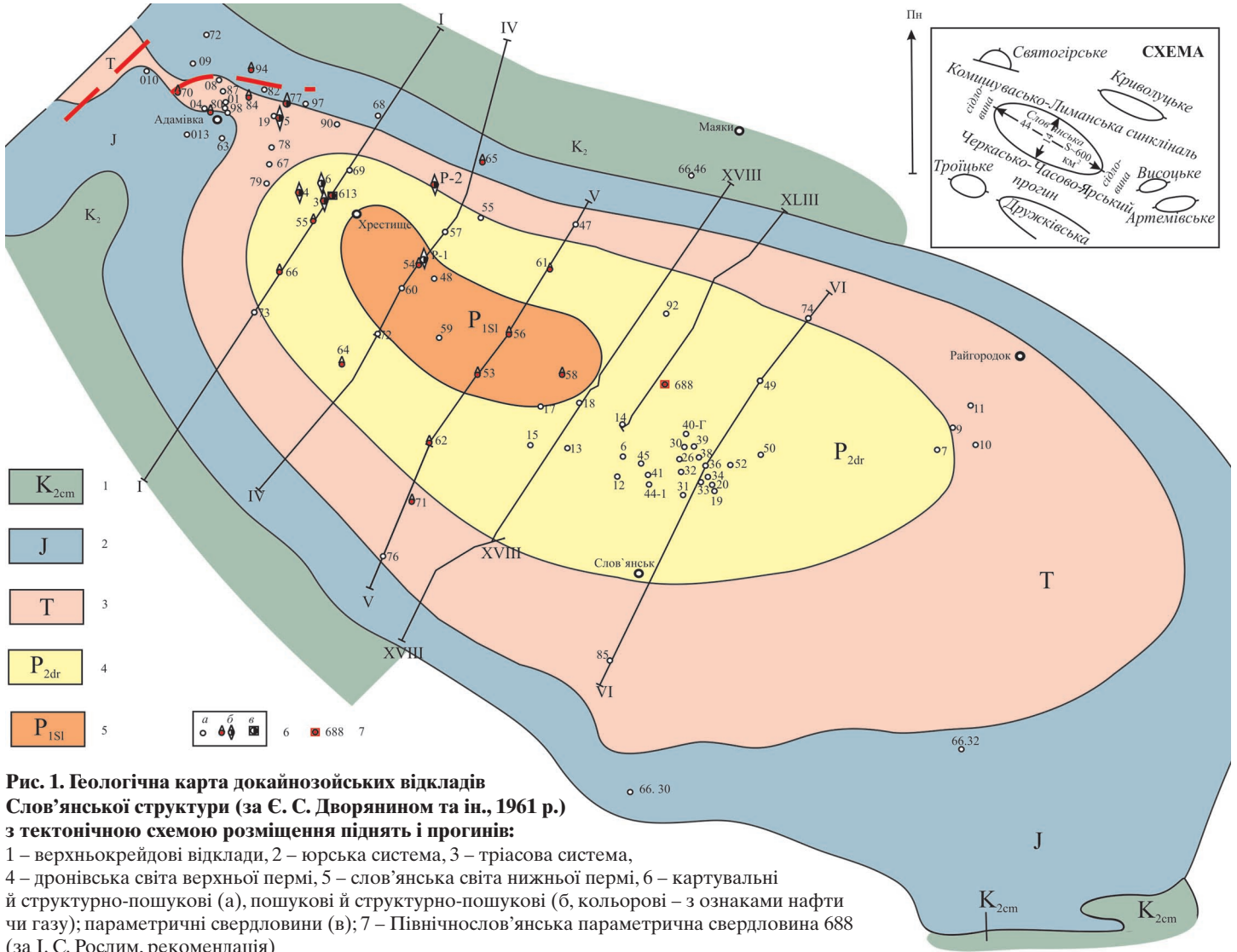
Розрив осадочної товщі на західній перикліналі Слов'янської структури, вірогідно, мав кінематику розсуву внаслідок правостороннього зрушення північного мегаблока ДДЗ [6], стор. 240). Тому нашарування відкладів стратиграфічних підрозділів, зафіксованих біля стінок соляного штоку, не зменшуються своєю потужністю, як це зазвичай буває під час конседиментаційного формування криптодіапірів (рис. 3).

Наприкінці карбону, унаслідок регіонального тангенціального стиснення, склепінна структура формувалась як горст-антикліналь [2] (рис. 2, 4) з критичною мережею розривних порушень на північно-західній перикліналі, де в слов'янський час (P_{1sl}) відбувся прорив девонської солі на поверхню й започаткувалися Адамівський і Бугаївський соляні штоки. Поздовж зрушення зони розуцільнення й зяючі порожнини, що утворилися при зламі (повороті) площини переміщення блоків, знизу заповнювалися сіллю: Берецький шток зростав до палеогенового, а Новодмитрівський та Адамівсько-Бугаївський – до антропогенового періодів.

Унаслідок відтоку соляних мас у штоки наприкінці палеозою у відкладах карбону утво-

рилося склепіння Слов'янської структури в районі с. Хрещатого (сверд. 3, 613), а при галокінезі в північно-західному напрямку в мезозой й кайнозой склепінна зона мігрувала в протилежному – на схід за 5 км (див. рис. 1, 2, 3). Через вплив соляних мас з ділянки сверд. 613 склепінний блок по розривах почав опускатися, структура частково розформувалася й змінювала параметри своєї форми. Тому на сучасному етапі розмите склепіння по молодих відкладах і виявилось за 5 км на південний схід від Хрестищанського склепіння (див. рис. 1).

Такі основні етапи формування Слов'янської структури в часі від пізнього карбону до антропогену. Власне кажучи, невідома її геологічна історія в середньому, ранньому кар-



Таблиця 1. Пластові товщини комплексів у розрізах Слов'янської структури, м

Комплекс	Південне крило (пд)	Присклепіння (до зони розмиву)	Різниця значень (пд-скл.)	Склепіння, перегин (скл.)	Різниця значень (пн-скл.)	Присклепіння (до зони розмиву)	Північне крило (пн)
1	2	3	4	5	6	7	8
Розріз I-I (через замок склепіння)							
C ₂ m	1450		170	1280	-20	Скорочен.	1260
C ₃ ¹	730		130	600	-40	Скорочен.	560
C ₃ ²	940		0	940	0		940
C ₃ ³	740		340	400	280		680
P ₁ krt	920		450	470	200		670
P ₁ nk	520		350	170	370		540
P ₁ sl	850	180	670/-70	250	-170/60	80	140
P ₂ dr	340	230	300-110	40	120-60	100	160
T	400	360	400-40	0	520-400	120	520
J	500	Розмив	500	0	400	Розмив	400
K ₂	>80	Розмив	~	0	~ 400	Розмив	~ 440
Розріз IV-IV							
C ₃ ²	550	Монокліналь	-20	570	+20		590
C ₃ ³	480		40	440	60		500
P ₁ krt	990		110	880	-250	Монокліналь	630
P ₁ nk	290		150	140	90		230
P ₁ sl+kr	1070	460	1010-600	60	440-290	210	500
P ₂ dr	460	250	460-210	Розмив	420-120	300	420
T	>230		230	Розмив	380-130	250	380
J	Розмив	Розмив		Розмив	300-110р	190	300
K ₂	Розмив	Розмив		Розмив	На виклин.		170
Розріз V-V							
C ₃ ²	540		20	520	60		580
C ₃ ³	450	Монокліналь	0	450	10		560
P ₁ krt	880		-20	900	-40		860
P ₁ nk	270		100	170	70		240
P ₁ sl+kr	740	490	650-250	90	900-540	450	990
P ₂ dr	320	290	320-30	0	580-260	320	580
T	480	430	480-50	0	250-0	250	250
J	>270	Викл.	270	Розмив	220-70	150	220
K ₂	Розмив	Розмив		Розмив		Виклин.	250
Розріз VI-VI							
C ₃ ²	570		50	520	50		570
C ₃ ³	460		40	420	60		480
P ₁ krt	890		40	850	-130	Виклин.	720
P ₁ nk	330		130	200	60		260
P ₁ sl	850	270	640-580	210	750-560	400	960
P ₂ dr	370	330	330-40	40	260-60	240	300
T	>410		410	0	440	Виклин.	440
J	0	0		0		Виклин.	85
K ₂	0	0		0		Виклин.	>150

Таблиця 2. Формування склепінної та осової частин Слов'янської структури по опорних розрізах (приріст амплітуди в м)

Комплекс, індекс	I			IV			V			VI		
	Загальний приріст	у т. ч.		Загальний приріст	у т. ч.		Загальний приріст	у т. ч.		Загальний приріст	у т. ч.	
		консе-ди-мент.	постсе-димент.		консе-ди-мент.	постсе-димент.		консе-ди-мент.	постсе-димент.		консе-ди-мент.	постсе-димент.
C ₂ m	Мнкл	-	-	Н. д.	-	-	Н. д.	-	-	Н. д.	-	-
C ₃ ¹	Мнкл	-	-	Н. д.	-	-	Н. д.	-	-	Н. д.	-	-
C ₃ ²	Гориз.	-	-	Мнкл	-	-	40	40	-	50	Н. д.	Н. д.
C ₃ ³	300	Н. д.	Н. д.	50	Н. д.	Н. д.	Мнкл	-	-	50	Н. д.	Н. д.
P ₁ krt	325	Н. д.	Н. д.	Мнкл	-	-	-30	-30	-	Мнкл	-	-
P ₁ nk	360	Н. д.	Н. д.	120	Н. д.	Н. д.	85	Н. д.	Н. д.	90	Н. д.	Н. д.
P ₁ sl	Грабен 250	~80	Блок 670	720	450	270	770	390	380	700	570	130
P ₂ dr	210	80	130	440	160	440	450	250	450	290	50	240
T	450	200	250	~300	130	~300	360	0	360	430	-	430
J	450	-	450	Розм.	110	Розм.	250	70	250	>85	Н. д.	Розм.
K ₂	~400	-	~400	Розм.	Розм.	>170	~250	-	Розм.	>150	Н. д.	Розм.
Σприріст	2615	Н.д.	>1290	1630	850	1180	2205	750	1440	>1840	>620	>800

Примітки: Мнкл – моноклінальна форма залягання; Н. д. – відсутність даних; Розм. – денудация відкладів.

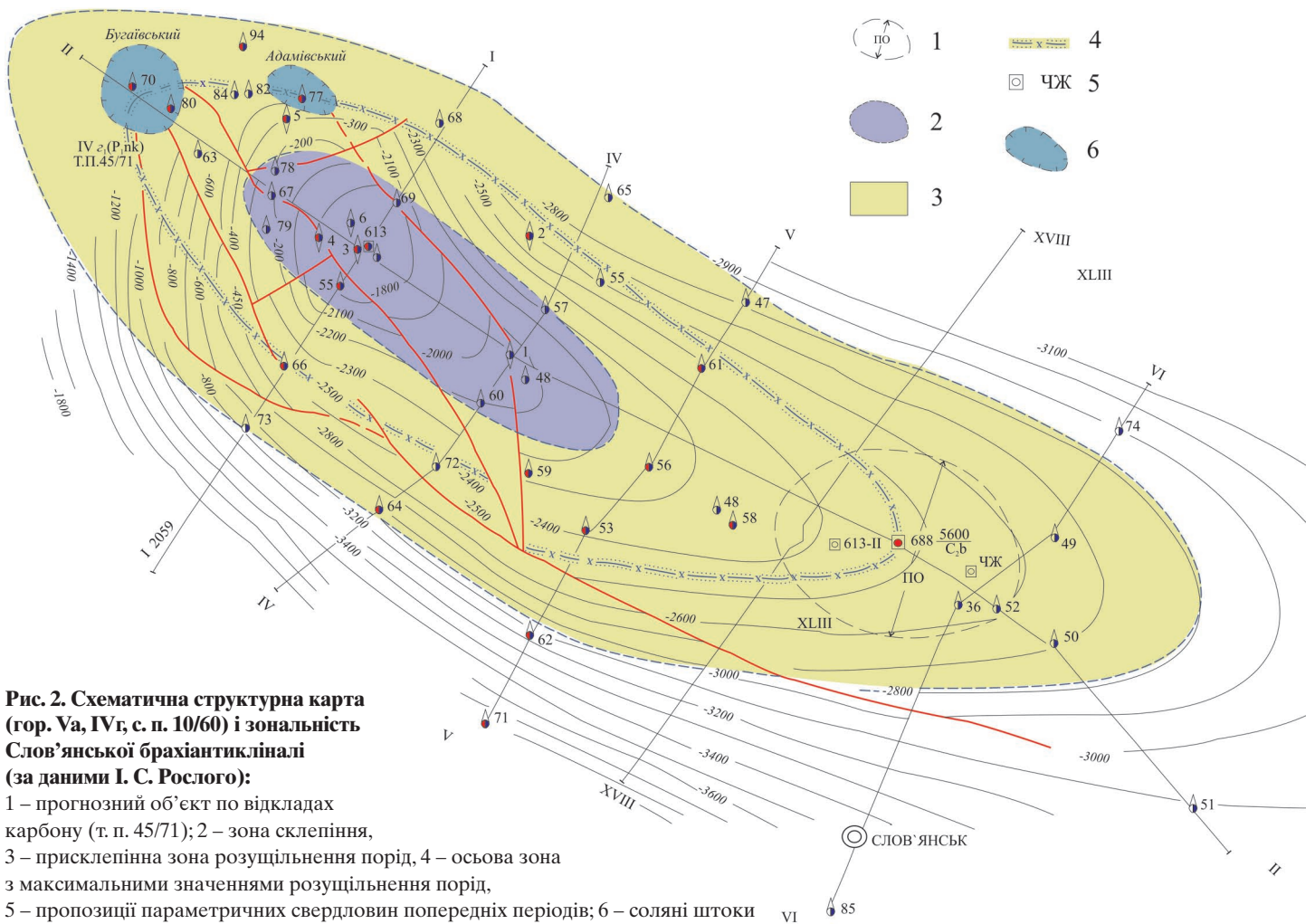


Рис. 2. Схематична структурна карта (гор. Ва, IVг, с. п. 10/60) і зональність Слов'янської брахіантикліналі (за даними І. С. Рослого):

- 1 – прогнозований об'єкт по відкладах карбону (т. п. 45/71); 2 – зона склепіння, 3 – присклепінна зона розуцільнення порід, 4 – осьова зона з максимальними значеннями розуцільнення порід, 5 – пропозиції параметричних свердловин попередніх періодів; 6 – соляні штоки

боні, а також невідомий ступінь перспективності відповідних породних комплексів.

Інтерпретація ознак нафтогазоносності розрізу

Нафтогазопрояви за даними буріння, промислово-геофізичних досліджень, випробування свердловин та аналізу ядерного матеріалу з пошукових, параметричних та структурно-пошукових свердловин у межах брахіантикліналі виявлені в склепінній і присклепінних частинах, у зонах Адамівського й Бугаївського соляних штоків (табл. 3, рис. 1, 2). За даними ГДС найглибше в розрізі ознаки газоносності виявлені у сверд. 613 в інтервалах 4 000–5 065 м, де горизонти пісковиків вважалися можливо газоносними, але під час випробування на трубах виявилися “сухими”. Можливе допущення, що в кам'яновугільний період тут формувалися поклади газу по найбільш

вірогідній схемі латеральної міграції ВВ збоку Бахмутської депресії й суміжних бокових синклінальних прогинів. Але внаслідок інтенсивного ущільнення й послідовних епігенетичних змін порід у пермський період і мезо-кайнозой ВВ по розривних порушеннях мігрували у верхні горизонти й були розпоршені. Свідченням тому є інтенсивні газопрояви з дебітом газу до 8,8 тис. м³/д в інтервалах 2 700–3 021 м у сверд. 4, газовиділення під час буріння й припливу газу до 3,8 тис. м³/д з горизонтів верхнього карбону з інтервалу 1 200–1 600 м у сверд. 2, 3, 613 (див. табл. 3).

Брекчія соляних штоків насичена твердими бітумами, що розкрита свердловинами 70, 75, 77, 80, 94 сп та ін., є ознакою руйнування нафтових покладів на завершальних етапах формування структури й активного

росту штоків соляного валу. Підтвердженням цієї тези можуть бути пісковики світи С₃³ з нерівномірним насиченням маслянистою нафтою, що підняті зі сверд. 80 сп. Допускається, що формування великого нафтогазоконденсатного родовища під нижньо-пермською покришкою тривало до часів формування слов'янської глинисто-хемогенної світи. З цього часу, унаслідок регіонального тангенціального стиснення й короблення осадочної товщі, по шарніру сучасної брахіантикліналі соляні маси почали переміщуватися зі східної перикліналі соляного валу до послабленої розривними порушеннями Адамівсько-Бугаївської ділянки, і наприкінці пермі сіль вийшла на передтріасову поверхню. Попластова міграція ВВ, незалежно від їх походження, відбувалася в цьому само

напрямку. Можливо, в мезозойі штоки були поховані, а структура продовжувала формуватися конседиментарно й одночасно заповнюватися ВВ. Проте в кайнозойі відбулися повторний прорив солі й остаточне руйнування склепінних покладів.

У регіональному структурному плані вся широка зона Слов'янської площі й навколишніх територій з пізнього палеозою і в мезозойі зазнавали впливу різновекторних деформацій тангенціального стиснення й горизонтального розтягу – у пізньому карбоні й ранній пермі поперечному до ДДЗ стиску, у триасі – субширотному розтягу (тріасовий на Землі рифтогенез [6]), в юрський період – стиску (J₁) й розтягу K₁ (крейдовий рифтогенез [6]), і ще, вірогідно, було декілька нефіксованих етапів стиснення й розтягу. Кожний режим створював специфічну

ПРОФІЛЬ П – П

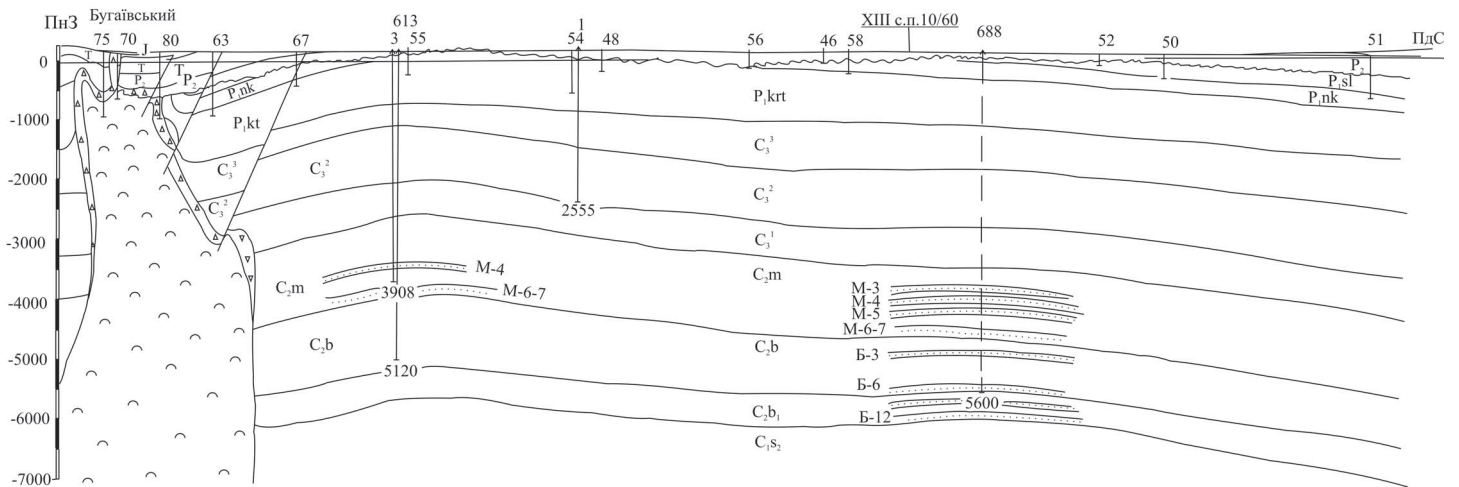


Рис. 3. Геологічний розріз по шарніру (П – П) Слов'янської брахіантикліналі (за даними т. п. 396/96; індексація горизонтів умовна)

Таблиця 3. Ознаки нафтогазоносності порід у свердловинах Слов'янської площі

№ свердловин, категорія	Інтервал, м	Комплекс (індекс)	Характер ознак нафтогазоносності, літологія
70, 75, 77, 80, 94 сп	–	P ₁ -Q	Брекчія соляного штоку, насичена бітумом
71сп	427,5–434,6 494,5–496,4	P ₁ P ₁	Газ під час буріння з доломітів – // –
54, 55, 58, 61, 66 сп	–	P ₁ kl	Позитивний люмінесцентно-бітумологічний аналіз пісковиків
53, 54, 55, 56, 58, 59, 61, 62, 64, 65 сп	–	P ₁ nk	Бітуми в доломітах
Адамівська 80 сп	838,3–841,2 900–928	C ₃ ³	Пісковики з нерівномірним насиченням маслянистою нафтою
2 р	1249–1254,8 1513–1514	C ₃ ² C ₃ ²	ГДС, слабогазоносний Газ, уміст 14 %, CH ₄ – 99,9 %
3 п	945,947,1100 1430–1575 1502–1636	C ₃ ³ C ₃ ² C ₂ ⁶	Газопрояви, уміст газу до 10 % Газ, Q=3,8 тис. м ³ /д Слабкий приплив у відкритому стовбурі
4 р	1050заб. 2772–2785 2962–2966 2888–3021	C ₃ ³ C ₃ ¹ C ₃ ¹ C ₃ ¹	Газопрояв – CH ₄ – 97,6 %, C ₄ H ₁₀ , C ₅ H ₁₂ Слабкий приплив газу Газ, Q _{а. в.} = 8,8 тис. м ³ /д; Рпл. 295,8 ата Інтенсивні газопрояви
5 р	119; 1120,5; 1231	C ₃ ³	Підвищені газопоказання
613 п	1331–1336 1445–1455 4265–4347 5038–5065	C ₃ ³ C ₃ ³ C ₂ ^b C ₂ ^b	Газовиділення під час буріння – // – ГДС, можливо газоносний (ВПТ, “сухо”) – // –

Примітки: категорія свердловин: сп – структурно-пошукові, р – пошукові, п – параметричні, ГДС – промислово-геофізичні дослідження, Q – дебіт газу, а. в. – абсолютно вільний дебіт; ВПТ – випробувач пластів

регіональну, зональну та локальну систему розривних порушень і тріщинуватості, яку можна розцінювати як шляхи міграції ВВ у комбінації з попластовими шляхами по гранулярних та інших пористих колекторах. Таким механізмом можна пояснити широкий інтервал ознак ВВ-насичення в породах, віком від середнього карбону до антропогену. А нафтогазонасиченість відкладів нижньої пермі, які, власне

кажучи, мають якісні флюїдоопорні властивості, можна пояснити тільки вертикальною міграцією ВВ з комплексів, які залягають нижче, де латеральна міграція ВВ також можлива. Бітуми й газ із доломітів у структурно-пошукових сверд. 62, 64, 66 і 71 (див. рис. 1, 2) свідчать про надходження ВВ з боку Черкасько-Часово-Ярського синклінального прогину з одночасною дегазацією флюїдів на шляхах у

напрямку склепіння – на віддаленій перикліналі (сверд. 71) спостерігається тільки газ, а у присклепінних сверд. 64, 66 – уже тільки бітуми в тих само доломітах (див. табл. 3).

Ознаками можливого шляху міграції з боку Комишувасько-Лиманської синкліналі варто розглядати бітумінозність доломітів у сверд. 61, 65 та газоносність у сверд. 2; з боку Бахмутської котловини – бітумінозність у

сверд. 53, 56, 59 і газоносність у сверд. 58 (див. рис. 2, табл. 3). Розпорошені бітуми та інші ВВ, що виявлені у свердловинах по профілю V – сверд. 71, 62, 53, 56, 61, свідчать про всебічну міграцію ВВ до брахіантикліналі. За визначенням І. Л. Сафронова (Артемгеологія, 1961 р.), бітумінозність порід збільшується знизу вверху, а вапняки вважаються нафтоматеринськими породами. Перспективними на по-

клади ВВ цей автор вважає теригенні породи світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 , а також карбонати турнейського, нижньовізейського ярусів та девону.

Відсутність жодної ознаки ВВ у структурно-пошукових свердловинах східної перикліналі за межами профілю XVIII (сверд. 36, 49, 50, 51, 52, 74 та ін.) можна вважати закономірною особливістю, яка вказує на те, що на цій ділянці перикліналі присутні якісні флюїдоупори, існує гідрогеологічна закритість, що стримує вертикальне розпорощення ВВ. Тобто на східній перикліналі Слов'янської структури можлива присутність нафтогазоконденсатних покладів в окремих горизонтах нижньої пермі, верхнього та середнього карбону. Бокове екранування покладів визначається чинником антиклінального перегибу, а вгору по схилу шарніра – епігенетичним екрануванням, що обґрунтовується в наступному розділі.

Епігенетична зональність структури й перспективи дорозвідки брахіантікліналі

Для антиклінальних складок ДДЗ установлена закономірність присклепінного ефекту: найкращі ємнісно-фільтраційні властивості колекторів приурочені не до склепіння, як це традиційно вважалося, а до присклепінної зони. Така властивість обґрунтована численними прикладами, про неї опубліковано в багатьох наукових працях [3 – 6, 8], і в підсумковому варіанті з новими даними обґрунтування виклад про цю властивість пропонується в журналі “Мінеральні ресурси України” [6]. Основний практичний висновок закономірності полягає в тому, що найвищі дебіти нафти чи газу у свердловинах отримують у присклепінних зонах антиклінальних структур. Щодо зон склепіння таке перевищення деінде сягає десятків разів, що показано в таблицях згаданих праць.

До ранньопермської епо-

хи Слов'янська брахіантікліналь, площею близько 600 км², була сформована порівняно симетричною складкою на східній перикліналі Берецько-Слов'янського соляногенного валу. У мезозої склепіння по кам'яновугільних відкладах послідовно перекривалося відкладами, ущільнювалося з одночасними епігенетичними змінами порід, унаслідок дії геостатичного тиску й внутрішнього теплового потоку. За даними візуального спостереження каротажних діаграм параметричних сверд. 3 і 613 інтенсивне ущільнення починається з глибини 1920 м. За результатами буріння й досліджень керованого матеріалу з глибини 2000 м спостерігаються суттєві епігенетичні зміни порід, появляється зона кварцового й кварц-серицитового цементу, унаслідок чого відбувається різке погіршення колекторських властивостей. Тому зону склепіння необхідно вилучити з числа об'єктів, перспективних для пошуків покладів нафти й газу.

За повний контур брахіантікліналі по довгій осі можна прийняти величину 44 км, по короткій – 14 км (див. рис. 1). Згідно з методикою розмежування антиклінальних структур на зони [2, 4, 6, 7], на Слов'янській структурі виділена присклепінна зона розущільнення, що в розрізі показана на рис. 4, а в плані – на рис. 2. По базовому горизонту верхнього карбону Va виділена осьова частина зони, де передбачається найвищий ступінь розущільнення порід, найвірогідніше, і всього розрізу карбону. Тільки в такій послабленій зоні міг відбутися прорив солі, що проявився в діапировій формі Адамівського й Бугаївського соляних штоків (див. рис. 2, 3) і є підтвердженням існування зони розущільнення навколо зони склепіння. Концентрація сейсмічних досліджень і пошуково-розвідувального буріння по еліпсу зони може завершитися відкриттям но-

вих покладів ВВ промислового значення.

Основні причини негативних результатів проведених пошуково-розвідувальних робіт

Ознаки нафтогазоносності порід у структурно-пошукових, пошукових та параметричних свердловинах у широкому стратиграфічному інтервалі від антропогенових відкладів до башкирських горизонтів на глибині 5000 м, що наведені в табл. 3, свідчать про дію геоісторичних процесів генерації й міграції вуглеводнів (ВВ) у межах Слов'янської структури. Це підтверджується присутністю бітумів у породах і брекчіях на куполах девонської солі, маслянистої нафти в порах пісковиків і тріщинах порід, газопроявами й непромисловими припливами газу під час випробування, каротажними газопоказаннями, газовиділеннями в процесі буріння та іншими характерними ознаками. Однак широкий діапазон вуглеводневої насиченості порід переважно в зоні склепіння можна розцінювати як відсутність належних умов акумуляції ВВ, які визначаються, як відомо, наявністю пасток – присутністю пористих, кавернозних, тріщинних резервуарів і надійних флюїдоупорних покришок над ними в умовах замкнутої структурної форми.

На Слов'янській структурі пошукові (1, 3, 4 і 6) і параметрична (613) свердловини пробурені на невеликій площі зони склепіння, де спостерігаються значні епігенетичні зміни осадочних порід – з глибини 2000 м починається зона кварцового й кварцово-серицитового цементу пісковиків, щільних і надзвичайно щільних порід. Тому не варто було очікувати якихось пластів-колекторів чи зон розущільнення на глибинах понад 3000 м у параметричній сверд. 613, завглибшки 5120 м, що пробурена між сверд. 3 (3908 м)

і сверд. 6, де підтверджено різке погіршення колекторських властивостей з наростанням глибини.

Другою причиною негативних результатів є високий ступінь порушеності зони склепіння. Якщо хемогени слов'янської світи разом з глинистими нашаруваннями микитівської й картамиської світ нижньої пермі можна вважати задовільним флюїдоупором, то постседиментаційні розривні порушення на кайнозойському етапі розвитку підняття порушили герметичність покришки, а поклади ВВ, які, напевно, існували, були зруйновані. Флюїдоупор і поклади були повністю зруйновані в зоні Адамівського й Бугаївського соляних штоків, про що свідчать тільки сліди їх існування у вигляді бітумінозних брекчій над штоками й залишків “живої” нафти в пісковиках. Тому приштокові зони малоперспективні для пошуків залишкових покладів ВВ промислового значення, незважаючи на присутність тут колекторських пластів. Так, у сверд. 5 в інтервалі 1838–1761 м (C_3^3) були отримані великі дебіти пластової води, а на глибинах 119, 1120 і 1231 м спостерігалися підвищені газопоказання (див. табл. 3).

При випробуванні інтервалу 1430–1575 м (C_3^2) у сверд. 3, що представлений дрібнозернистим пісковиком, відбувся приплив газу з глинистим розчином. Висота газового факела досягала 18 м, у середньому – 7–10 м, орієнтовний дебіт – 3,8 тис. м³/д. Точніших результатів не отримано через незадовільний технічний стан обсадних колон. Інтенсивний газопрояв спостерігався в необсаженій трубами сверд. 4 з інтервалу 2988–3021 м, але дебіт газу виміряти не вдалося. Під час випробування інтервалу 2962–2966 м абсолютно вільний дебіт газу становив 8,8 тис. м³/д. За наявністю таких результатів можна допустити, що в інтервалі

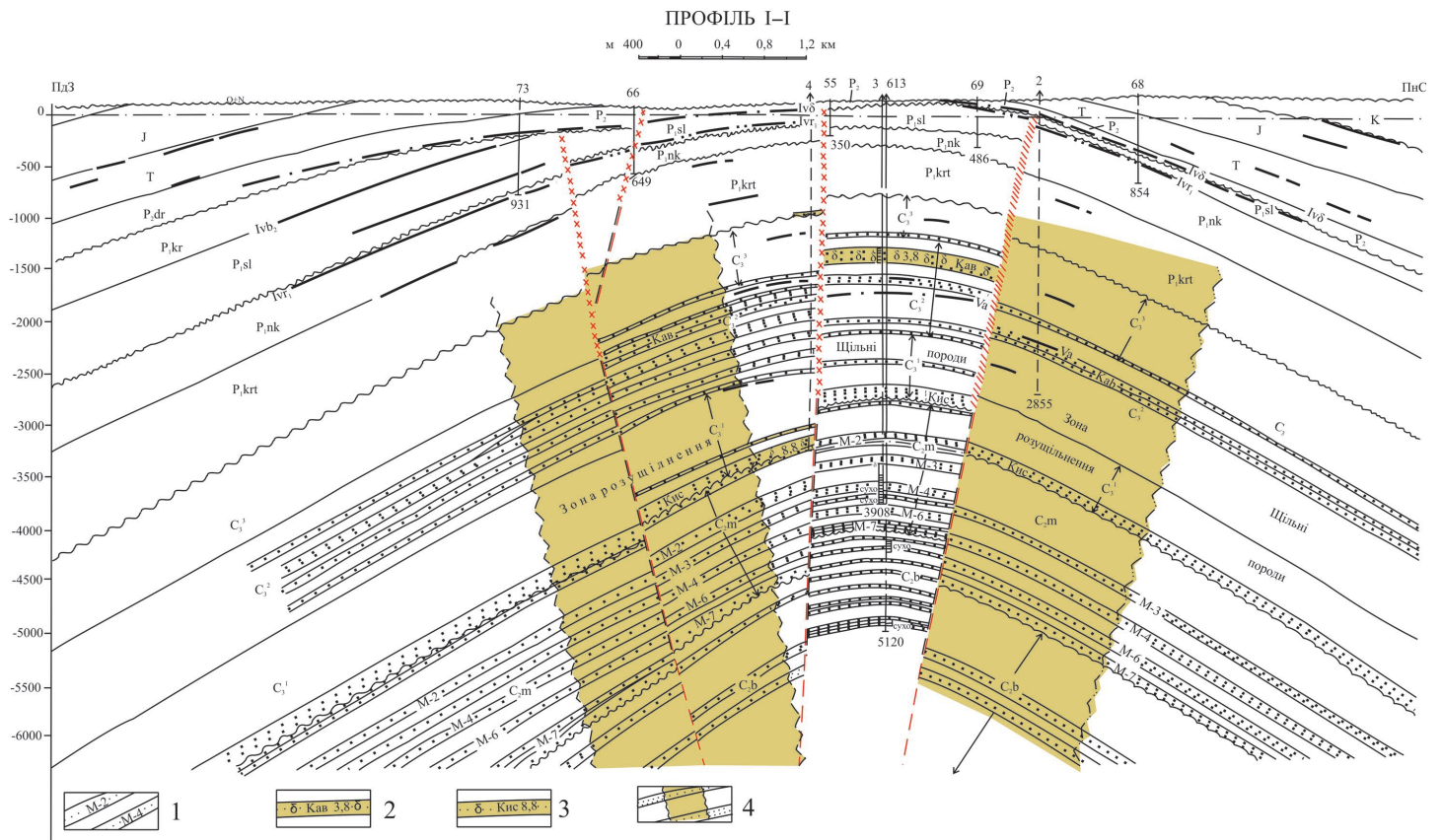


Рис. 4. Геологічний розріз Слов'янської брахіантикліналі по профілю І-І (склав І. С. Рослий за матеріалами І. П. Оборіної, 1996 р.):
1 – умовна індексация горизонтів пісковиків, 2 – продуктивний горизонт авіловської світи з вільним дебітом газу 3,8 тис. м³/д (сверд. 3);
3 – продуктивний базальний пісковик ісаївської світи, 8,8 тис. м³/д (сверд. 4); 4 – зони розуцільнення з умовними межами

3021–2962 м у сверд. 4 існує газовий поклад промислового значення, але через невиконання впровадження методів інтенсифікації припливів газу дебіти його не були доведені до промислових кондицій. Отже, наступною причиною негативних результатів пошукових робіт є недосконала технологія випробувань свердловин.

Суттєвою причиною негативних результатів є недоліки визначення тактичного напрямку пошуково-розвідувальних робіт на Слов'янській структурі, нафтогазозбірна площа якої сягає близько 600 км², більшість глибоких свердловин (п'ять із семи) були пробурені лише в замковій склепінній частині підняття, площею близько 5 км². Хоч якби детально не була досліджена ця зона склепіння, такі результати не можуть бути підставою для негативної оцінки перспектив нафтогазоносності іншої частини площі. З таких позицій

необхідно продовжити геолого-геофізичні дослідження структури з дорозвідкою перспективних ділянок.

Висновки

1. На початкових етапах розвитку Слов'янська структура формувалася як солянокупольна з конседиментаційним і постседиментаційним, у часи перерв, приростом амплітуди. За проаналізовані епохи з авіловського часу (C₃²) до неогену сумарний приріст її становив понад 2600 м, у т. ч. на ранніх конседиментаційних етапах – 1300 м. Раніше прийняте апіоріе твердження, що Слов'янське підняття – це молоде постседиментаційне новоутворення й тому є безперспективним, було некоректним, помилковим. Структура формувалася в карбоні й пермі, ускладнювалася соляними штоками в мезозой і кайнозой.

2. Геолого-геофізичні дослідження з глибоким параметричним і пошуковим

бурінням на структурі не завершилися відкриття родовища з покладами нафти й газу промислового значення. Основними причинами негативних результатів є: а) обмеженість площі пошуку – на структурі, загальною площею понад 600 км², глибоким бурінням охоплено тільки 5 км² зони склепіння; б) у зоні склепіння в розрізі відсутні пласти-колектори – з глибини 2000 м починається зона кварцового й кварцово-серицитового цементу пісковиків, щільних і надзвичайно щільних порід; в) високий ступінь розривної порушеності зони склепіння; г) недосконала технологія випробувань свердловин.

3. Численні ознаки нафтогазоносності в породах, розкритих структурно-пошуковими, пошуковими та параметричними свердловинами, свідчать про тривалий і широкомасштабний процес формування Слов'янського газоконденсатного родовища.

Проте в приштокових зонах і порушеному розривами склепінні (сверд. 613) з ущільненими колекторами воно не збереглося; на етапах активного формування структурної зони родовища було зруйноване. Залишкові поклади можливі в присклепінній зоні розуцільнення, що виділена за методичною схемою зонального розмежування структури. Найбільша вірогідність присутності газоконденсатних або нафтогазоконденсатних покладів визначається для східної перикліналі брахіантикліналі у відкладах нижньої пермі, верхнього та середнього карбону. Тут присклепінна зона характеризується гідрогеологічною закритістю, зумовленою глинисто-хемогенними відкладами нижньої пермі, а по схилу бокове екранування покладів ВВ може бути спричинене епігенетичними змінами порід – ущільненням та окварцюванням.

4. У присклепінній зоні Слов'янської брахіантиклі-

налі для ефективної дорозвідки сучасними методами сейсмозвідки й параметричною свердловиною необхідно уточнити сприяє стратиграфічній, літологічній та промислово-геологічній умови нафтогазоносності.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Гришковий С. В., Бобров А. Б., Рослий И. С.* Формирование месторождений урана на структурах юго-восточной части ДДВ//Наукові засади геолого-економічної оцінки мінерально-сировинної бази України та світу. Тези наук. міжнар. конф. К.: ДНУ, 2011. С. 46–47.

2. *Істомін О. М., Бринза М. Ф., Белінський М. Й., Євдоциук М. І.* Перспективи нафтогазоносності горст-антиклінальних зон південного сходу ДДЗ//Нафтова і газова промисловість. 1998. № 3. С. 8–12.

3. *Рослий И. С.* Прогноз оптимальних умов для залягання скважин в ДДВ//Сов. геология. 1987. № 4. С. 24–29.

4. *Рослий И. С.* Инверсии геодинамических напряжений и уплотнение пород в зонах нефтегазоносных складок ДДВ//Геотектоника. 1992. № 1. С. 47–56.

5. *Рослий И. С.* Закономерности распределения физических свойств пород Шебелинского месторождения//Геология нефти и газа. 1992. № 10. С. 12–15.

6. *Рослий И. С.* Региональный рифтогенез, геодинамика і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького авлакогену. Київ: УкрДГРІ, 2006. 330 с.

7. *Рослий И. С.* Епігенетична зональність розрізу на структурах Дніпровсько-Донецької западини. Стаття 1. Зональний розподіл пористості порід у нафтогазоносних горизонтах на антиклінальних структурах ДДЗ//Мінеральні ресурси України. 2008. № 4. С. 31–35.

8. Способ определения мест заложения поисковых и разведочных скважин на антиклинальных поднятиях//И. С. Рослий. Авт. свид. SU 1659944A1, СССР, W01V9/00. №4704494/25. М., 1991. 5 с.

9. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини. Масштаб 1:200 000. Гол. редактор Є. С. Дворянин. Київ: Укргеофізика, 1996. 6 арк.

УДК 550.832.4(262.54)

Г. І. ПРИЛЕПОВА, провідний геофізик (ТОВ "Ю. Бі. СЕЙСМІК ЮКРЕЙН")

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН І СЕЙСМОРОЗВІДКИ ДЛЯ СТРАТИФІКАЦІЇ МАЙКОПСЬКО-ПОНТИЧНИХ ВІДКЛАДІВ ПІВДЕННОЇ ЧАСТИНИ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

За порівняльною характеристикою стратиграфічних кореляцій даних буріння, геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та сейсмозвідки зроблено аналіз і перегляд стратифікації майкопсько-понтійного розрізу північної частини Індоло-Кубанського прогину в межах Азово-Чорноморської нафтогазоносної області на прикладі свердловин Північно- і Східноказантипського, Північнокерченського та Північнобулганацького родовищ.

Analysis and review of Maikop-pontyk section stratification of the northern Indol-Kuban trough within the Azov-Black Sea oil-and- gas-bearing region were done with the comparative characteristic of stratigraphic correlations of drilling, well logging and seismic data on the example of North- and Shidnokazantypske, Pivnichnokerschenske and Pivnichnobulhanatske fields boreholes.

Вступ. Вивчення глибинної будови Азовського моря має актуальне значення для збільшення приросту вуглеводневого потенціалу України. Перспективна територія акваторії для інтенсивних пошуків нафти й газу становить 75 % від загальної. На акваторіях Азовського моря України відкрито вісім родовищ вуглеводнів (ВВ) з коефіцієнтом успішності 0,67. Початкові сумарні ресурси ВВ становлять (на 2003 р.): геологічні 420,8 млн т у. п., видобувні 324,8 млн т у. п. Нерозвідані ресурси ВВ становлять 314 млн т у. п. при ступені реалізації початкових сумарних ресурсів 3,2 % [11].

Сучасний стан геолого-геофізичного вивчення акваторії потребує глибокого аналізу й уточнення особливостей геологічної будови та нафтогазового потенціалу з урахуванням природи формаційних комплексів осадової товщі, історії геологічного розвитку та тектонічного районування, комплексу різномірних

чинників нафтогазоносності. Важливе значення має комплексне геологічне вивчення акваторії Азовського моря. Виникла гостра потреба проведення переінтерпретації наявних геологічних і промислово-геофізичних матеріалів для визначення достовірної структурно-тектонічної будови нафтогазових родовищ, розчленування тонкошаруватих порід-колекторів, виявлення не визначених раніше нафтогазоносних об'єктів, що сприятиме ефективнішому процесу їх дорозвідки й розробки [3].

Постановка проблеми. Ступінь вивченості акваторії Азовського моря геолого-геофізичними методами залишається невисоким і нерівномірним та сягає лише 4 % [11]. Наприкінці ХХ ст. уявлення про розміщення стратиграфічних геологічних границь складалося за поодинокими сейсмічними профілями, які проходили через усю акваторію й пересікали локальні структури, але незавжди перетиналися. Профілі відпрацьовувалися за різною технологією з найбільшою глибиною запису

5,0–5,5 с. На початку ХХІ ст. у межах Північноказантипського, Східноказантипського, Північнобулганацького, Північнокерченського газових родовищ була проведена високороздільна сейсмічна зйомка ("Північморгео", 2001 р.) з регулярною сіткою профілів 4,0×4,0 км й 1,2×1,4 км, яка об'єднала в єдине ціле вищезгадані родовища й дала можливість уточнити геологічну будову надмайкопського комплексу [6].

Пошукове буріння в межах українського сектору здійснювалося переважно на західних і південних ділянках (рис. 1). Однією з найбільш вивчених і перспективних нафтогазоносних зон є Індоло-Кубанський прогин (південна частина Азовського моря), де виявлені газові родовища (ГР): Північноказантипське й Східноказантипське, Північнокерченське, Північнобулганацьке. У межах північної частини Індоло-Кубанського прогину пробурено 24 пошуково-розвідувальні та експлуатаційні свердловини (загальним обсягом 31 265 пог м) на площі ~700 км². Обсяг

вилученого кернавого матеріалу дорівнює 544,45 пог. м, що становить лише 1,74 %. Бурінням пошуково-розвідувальних свердловин передбачається вилучення кернів, обсягом 8,0–12,0 % від загальної глибини свердловини, але на практиці ці показники набагато нижчі – 3,5 % [10].

Літолого-стратиграфічне розчленування розрізів свердловин виконувалося за даними буріння й результатами комплексного дослідження мікро- й макрофауністичного, літолого-петрофізичного та палінологічного методів без урахування історії геологічного розвитку й загальної будови регіону. Ці методи вважаються достовірними для геохронологічного датування, проте згідно

з нерівномірним і невеликим обсягом кернавого матеріалу виникає необхідність у залученні даних ГДС. У свою чергу застосування різних підходів до кореляції каротажних матеріалів створює декілька варіантів потужностей продуктивних комплексів у межах родовища, унаслідок розбіжностей у глибинах залягання одновікових стратиграфічних комплексів. Наприклад, на рис. 2 наведено варіанти стратифікаційної кореляції розрізів свердловин Північноказантипського газового родовища. За таких обставин складно простежити нафтогазоносні відклади в повному обсязі в найбільш занурених частинах регіону й скласти повну картину поширення цільових горизонтів.

Отже, успішне виконання поставленого завдання насамперед базується на створенні надійної кореляційної стратиграфічної основи, яка є неодмінною умовою для структурних побудов і детального вивчення локальних об'єктів, перспективних на ВВ.

Питанням стратифікації геологічного розрізу акваторії Азовського моря присвятили свої праці В. П. Ключко, С. М. Стовба, Б. М. Полухтович, О. В. Пахолок, П. Я. Максимчук та ін.

Матеріали й мета досліджень. У цій роботі використано результати науково-дослідних сейсмозвідувальних робіт (2001–2002 рр.), які виконувалися за методикою MBX СГТ, обсягом 2665 км, з використанням пневматичного джерела збудження “SLEEVE GUNS”; фланговою системою спостережень довжиною запису 5 с, кроком дискретизації 2 мс, кратністю каналів 240. Указані роботи є базовими сейсмозвідувальними дослідженнями для зазначеної території [6]. Сейсмічні профілі перетинають західну частину Індоло-Кубанського прогину в межах Азовського моря (об'єкт 01/01). Використані кореляційні схеми побудовані за даними ГДС: гамма-каротажу (ГК), нейтронного гамма-каротажу (НГК), акустичного (АК), стандартного (КС), бокового (БК) і мікробокового каротажу (БМК) та інклінометрії.

Ревізія опублікованих і фондових матеріалів порівняно з результатами наших досліджень показала, що стратиграфічна кореляція майкопсько-меотичних розрізів Індоло-Кубанського прогину потребує уточнення. Було застосовано сейсмічну інтерпретацію за такими відбиваючими горизонтами: I_m – верхи меотису, I_s – верхи сармату, I_1 – продуктивні вапняки бадену (торгону), I_a – покрівля майкопу, для узгодження з розбивками, отриманими

під час кореляції каротажних даних. **Мета** дослідження полягає в уточненні стратиграфічних границь майкопсько-меотичного розрізу свердловин Північноказантипської 1, 2, 4, Східноказантипської 1, Північнокерченської 1, 2, 3 і Північнобулгананської 1 за даними буріння та ГДС із застосуванням сейсмозвідки як корегувального й контрольного методу.

Геологічні особливості й нафтогазоносність об'єктів досліджень. В Індоло-Кубанському прогині виявлено промислову газонасиченість майкопських, баденських, сарматських, меотичних відкладів. Товщина осадового чохла сягає 8 км, переважають відклади майкопські й неогенові, з якими пов'язують основні перспективи регіону. Еоцен-палеоценові й крейдові відклади мають невеликі потужності [11].

Нижче наведено стислу характеристику газових родовищ і свердловин, які розміщені в зоні дослідження.

Північноказантипське родовище розташоване за 22 км на північ від берегової лінії Керченського півострова, глибина моря 12 м. Підняття за відбиваючим горизонтом I_a має форму похилої куполоподібної складки північного простягання, розмірами 12,0×6,0 км, амплітудою 117 м. Склепіння ускладнене субмеридіональним порушенням з амплітудою до 100 м, яке поділяє його на західний і східний блоки. Площа газонасиченості 36 км². Продуктивний горизонт – N_1^1 (нижній міоцен). Тип покладу – пластовий, склепінний; колектора – теригенний поривий з ефективною газонасиченою потужністю 19,2 м. Відкрита пористість 33–40 %, газонасиченість (за даними ГДС) 30–32 %, загальна глинистість 35–46 %. Запаси газу становлять за кат. C_1 2,013 млрд м³ і за кат. C_2 – 12,653 млрд м³ [1, 11].

У розрізах свердловин 1, 2, 4 розкриті відклади: *антро-*



Рис. 1. Оглядова карта території дослідження

погену (66, 76 і 67 м відповідно), *пліоцену* (350, 332 і 318 м відповідно), *верхнього* (410, 443 та 299 м відповідно) й *середнього* (56, 109 і 198 м відповідно) *міоцену* й *майкопу* (199, 406 і 615 м відповідно), які представлені глинами з прошарками пісків, алевролітів, пісковиків, вапняків та мергелів [1].

За даними ГДС у сверд. 1 (інт. 896,8–1 025,0 м) виділено два газонасичені колектори, з яких отримано газ, дебітом 95,5 тис. м³/добу, приплив води 120 м³/добу; у сверд. 2 (інт. 1 029–1 344 м) виділено чотири продуктивні інтервали, з яких отримано приплив газу, дебітом від 20–22 до 75,6 тис. м³/добу, і конденсат –

1,5 тис. м³/добу; у сверд. 4 (інт. 419–1419 м) – 6 інтервалів, з яких отримано приплив газу, дебітом 0,1–41,8 тис. м³/добу, конденсату – 0,12–0,762 г/м³ і газоводяної суміші – 93,9 тис. м³/добу [1, 11].

Східноказантипське родовище розміщене за 10 км на схід від Північноказантипського. По відбиваючому горизонту I_a це брахіантиклінальна структура північно-східного простягання, розмірами за ізогіпсою -1050 м 6,5×3,0 км, амплітудою до 15–20 м. За горизонтами, які залягають вище (I_m, I_s), форма й амплітуда структури зберігається. Загальна площа 19,7 км², площа газонасиченості 9,8 км². Продуктивний горизонт – N₁^{3m}

(меотис). Тип покладу – пластовий, склепінний; колектора – карбонатний з ефективною газонасиченою потужністю 9,46 м. Відкрита пористість 23 %, газонасиченість 60 %, загальна глинистість 2 %. Початкові розвідані запаси (A+B+C₁) газу – 2,594 млрд м³. Запаси газу становлять за кат. A+B+C₁ 2,594 і C₂ – 1,448 млрд м³ [1, 11].

Свердловиною 1 розкрито відклади *антропогену* (76,8 м), *пліоцену* (330 м), *верхнього* (552 м) і *середнього* (113 м) *міоцену* та *верхнього майкопу* (495 м), які складені піщанистими й вапнистими глинами з прошарками пісків, алевролітів, вапняків та мергелів [2].

У сверд. 1 за даними ГДС в інт. 440–449 м виділено один газонасичений колектор, з якого отримано приплив газу, дебітом 61,8–111,9 тис. м³/добу [1, 11].

Північнокерченське родовище розміщене в південно-східній зоні українського сектору моря, за 20 км від Керченського півострова, глибина моря 14 м. Підняття являє собою ізометричну антиклінальну складку, розмірами 7,35×4,95 км, ускладнену субмеридіональним тектонічним порушенням, амплітудою 55–150 м. Загальна площа 30 км², площа газонасиченості 15 км². Продуктивний горизонт – N₁^{2b} (баден). Тип покладу – пластовий, комбінований, склепінний, тектонічно екранований; колектора – теригенно-карбонатний, порово-тріщинний з ефективною газонасиченою потужністю 8,72–9,36 м. Відкрита пористість 17,5–20,0 %, газонасиченість 60–65 %, загальна глинистість 1,5–68 %. Початкові розвідані запаси газу становлять за кат. C₁ 2,485 і за кат. C₂ – 2,3 млрд м³ [1, 11].

У розрізах свердловин 1, 2, 3 розкриті відклади *антропогену* (69,5, 74 і 584,2 м відповідно), *пліоцену* (471, 471 і 658 м відповідно), *верхнього* (478; 636, 786 м) і *середнього* (85, 105 і 227 м відповідно) *міоцену* та *майкопу* (*нижньоміоценовими*) (64, 27 та 1175 м відповідно), які представлені мулами, суглинками, пісками, глинами з прошарками алевролітів і пісковиків [1].

У сверд. 1 (інт. 1205–1230 м) отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 69,9 тис. м³/добу. У сверд. 2 одержано газ, дебітом 79,3 тис. м³/добу. У сверд. 3 (інт. 1 389,6–1 392 м) за матеріалами ГДС виділено газонасичений пласт-колектор, з якого отримано приплив слабгорозгазованої пластової води, дебітом 3,1 см³/добу [1, 11].

Північнобулганацьке родовище розміщене за 26 км

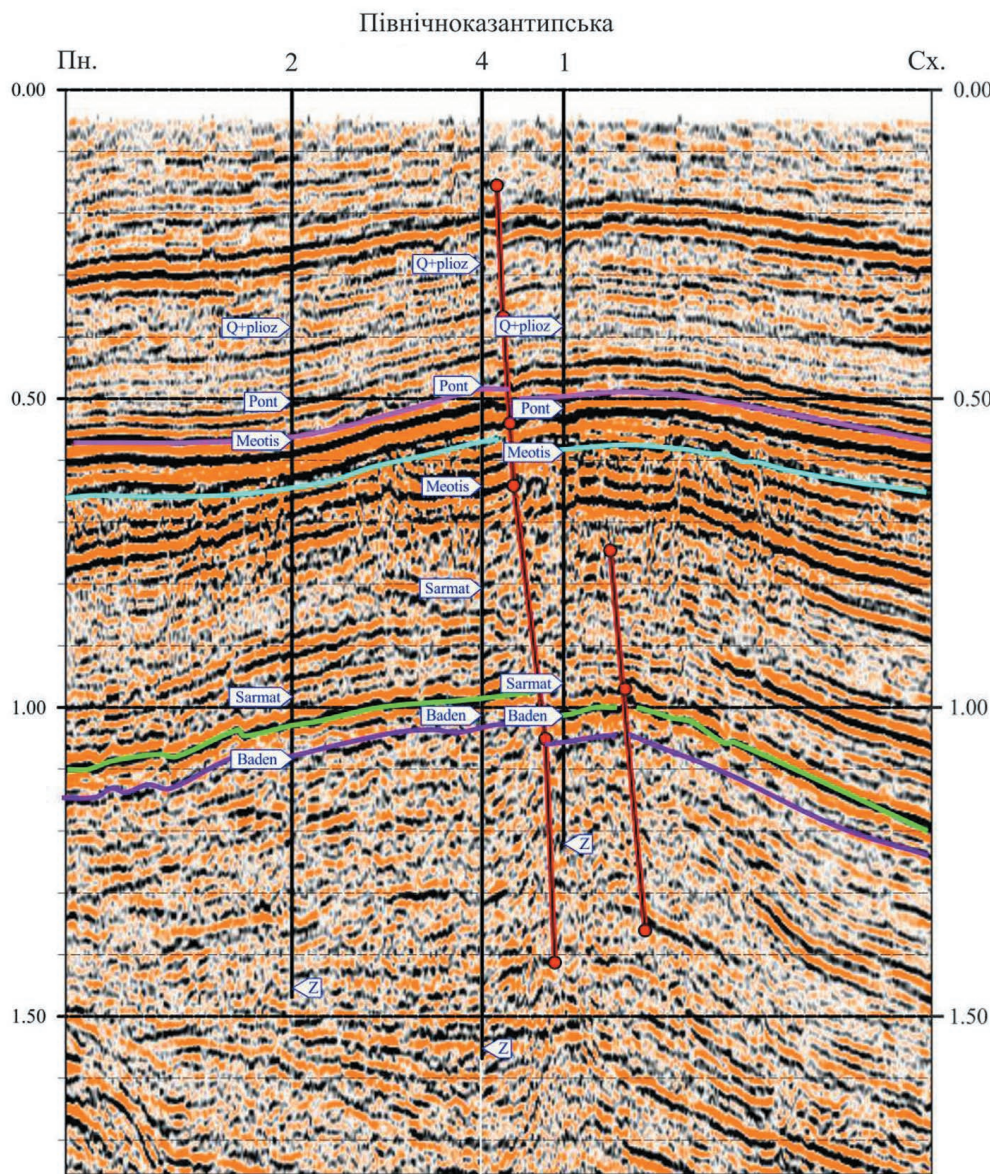


Рис. 2. Неузгодження стратиграфічних розбивок на прикладі свердловин Північноказантипська 2, 4, 1

на північ від м. Керчі, глибина моря 10–11 м. Структура є криптодіапіровою, субширотною брахіантиклінальною з двома куполоподібними підняттями на перикліналях. Між ними розміщена зона втрати кореляції по горизонту I_c, що може свідчити про мульду просідання, пов'язану з глинистим діапіризмом. За відбиваючим горизонтом I_a підняття має розміри в межах ізогіпси – 1125 м 2,5×8,5 км, амплітудою 170 м. Уверх по розрізу структура виположується й зменшується в розмірах. Загальна площа 19 км². Продуктивний горизонт – N₁^b (баден). Тип покладу пластовий, комбінований, склепінний та літологічно обмежений; колектора – теригенний поровий. Ефективна газонасичена потужність для інт. 1061,4–1162,2 м – 9,6 м, для інт. 1015,8–1096,3 м – 3,1 м. Газонасиченість 55–75 %. Запаси газу становлять за кат. C₁ 771 млн м³, за кат. C₂ – 816 млн м³ [1, 11].

Свердловиною 1 розкрито відклади антропогену (186 м), пліоцену (504 м), середнього міоцену (216 м) та майкопу (нижньоміоценові) (11 м), які складені глинами з прошарками пісковиків, алевролітів, вапняків та мергелів (за винятком майкопських відкладів, які представлені товщею глин) [1].

У сверд. 1 в інт. 505,7–1091 м за матеріалами ГДС виділено три пачки газонасичених колекторів: у першій – (інт. 1079–1091 м) отримано приплив газу, дебітом 259,6 тис. м³/добу; у другій (інт. 992–1069 м) отримано приплив газу, дебітом 100,3 тис. м³, у третій (інт. 505,7–508,7 м) приплив пластових флюїдів не отримано [1, 11].

Результати досліджень і висновки

Для стратифікації геологічних розрізів свердловин Північноказантиської 1, 2, 4, Північнокерченської 1, 2, 3, Східноказантиської 1, Північнобулганацької 1 зі-

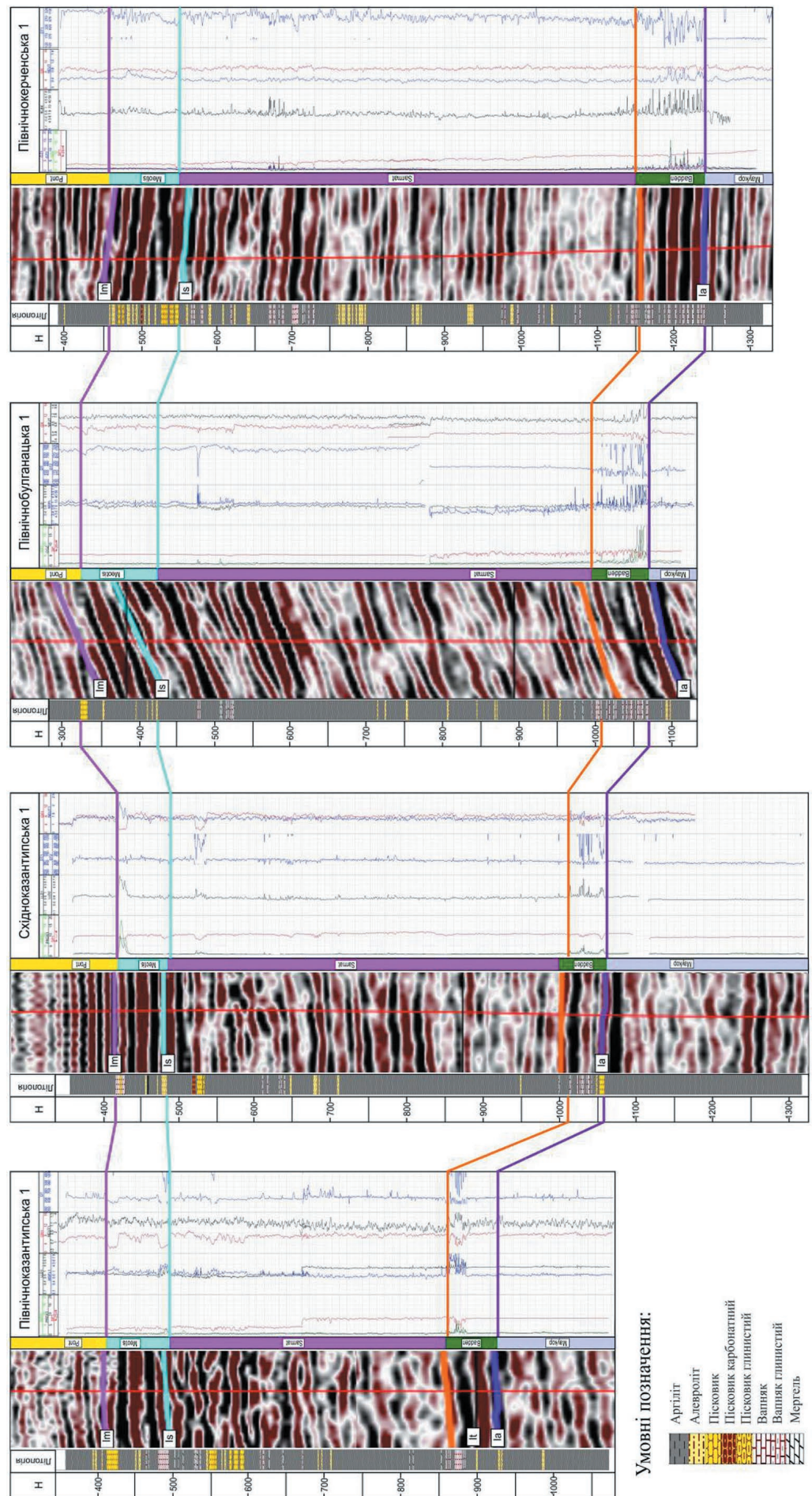


Рис. 3. Стратиграфічна кореляція свердловин Північноказантиської 1, Східноказантиської 1, Північнобулганацької 1, Північнокерченської 1

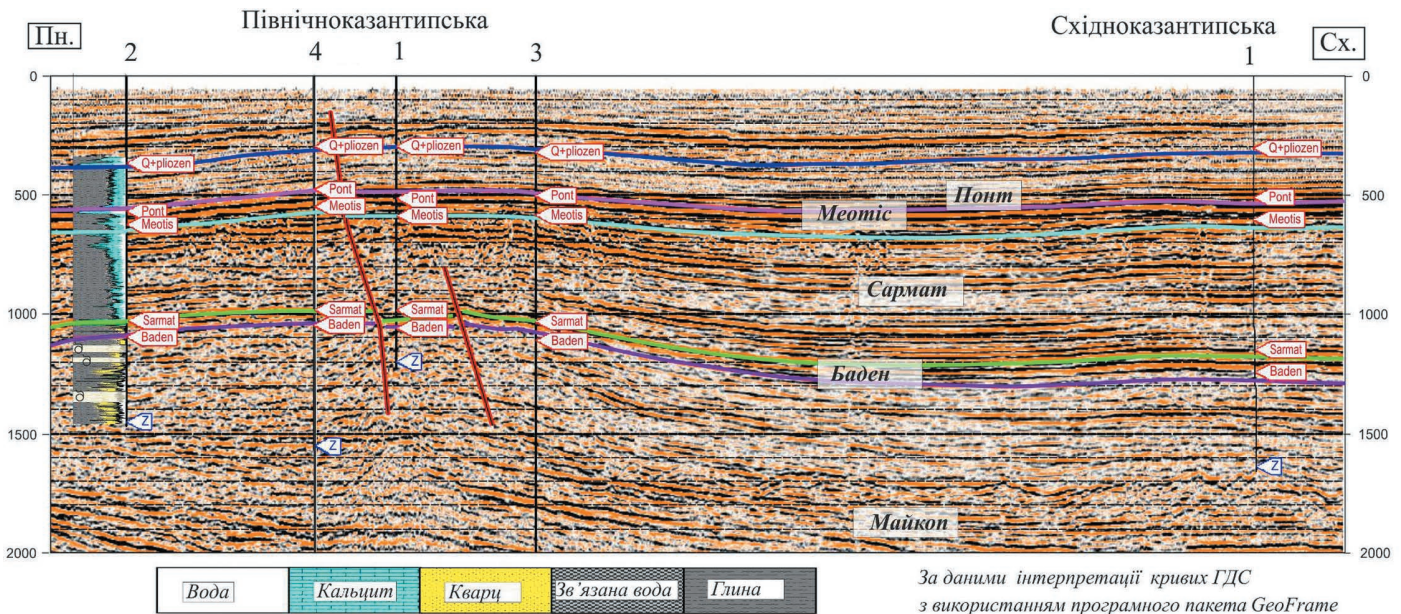


Рис. 4. Кореляція розрізів свердловин Північноказантипської 2, 4, 1, 3 і Східноказантипської 1 за даними ГДС і сейсморовідки (сейсмічні профілі 19-01/01 і 64-01/01)

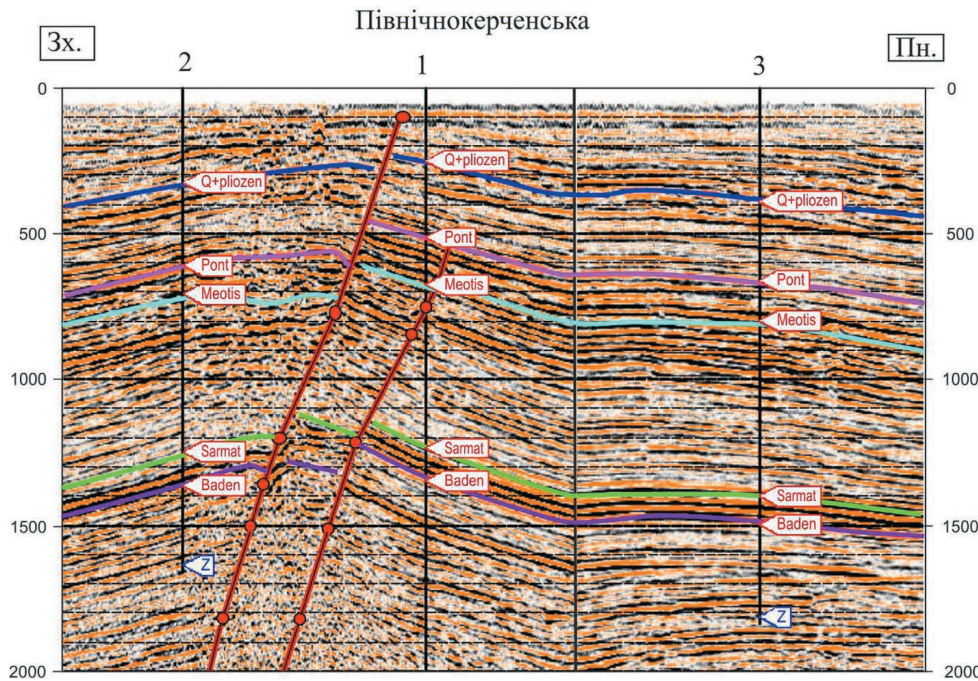


Рис. 5. Кореляція розрізів свердловин Північнокерченської 2, 1, 3 за даними ГДС і сейсморовідки (сейсмічні профілі 64-01/01 і 49-01/01)

ставлялися такі криві ГДС: гамма-каротажу (ГК), нейтронного гамма-каротажу (НГК), акустичного (АК) й стандартного (КС) каротажу, бокового (БК) і мікробокового каротажу (БМК) та їх кореляція в сейсмічному хвильовому полі. У результаті проведених робіт було уточнено літологічний склад і вік стратиграфічних горизонтів від **понттичних** до **майкопських** (рис. 3, 4, 5), таблиця.

Відклади **понттичного** ярусу складені глинами з прошарками алевролітів і характеризуються слабо диференційованими кривими РК і СК, що пов'язане з перешаруванням малопотужних прошарків пісків, пісковиків та мергелів. У сейсмічному хвильовому полі відклади понттичного ярусу характеризуються динамічно слабо вираженими відбиттями, які в нижній частині переходять у пачку динамічно

виражених осей синфазності, що зумовлене зміною літологічного складу порід. Відбиттям відповідає опорний сейсмічний горизонт I_m , який є репером, що приурочений до покрівлі пісковика або вапняку змінної потужності та який ми інтерпретуємо як покрівлю меотичних відкладів.

Відклади охарактеризовані керовим матеріалом свердловин Північноказантипська 4 (інт. 421–429 м)

і Північнокерченська 1 (інт. 501–670 м) і охарактеризовані як меотис-понттичні й пліоценові за результатами мікро- і макрофауністичних досліджень [9, 7].

Відклади **меотичного** ярусу представлені перешаруванням сірих алевритистих глин з невеликими прошарками вапняків, пісковиків та мергелів. У межах родовищ Північно- і Східноказантипського (рис. 4) вапняки й пісковики характеризуються великою потужністю й підтверджуються керовим матеріалом, а також характеризуються низькими значеннями показів гамма-каротажу (GR), зменшенням інтервального часу проходження повздовжньої хвилі (ΔT) на діаграмах АК (DT) й збільшеними значеннями електрокаротажу (LLD, GZ, PROX). У східному напрямку змінюється потужність і літологічний склад (у межах Північнокерченського (рис. 5) та Північнобулганського ГР – це перешарування вапняків і глин з відповідно диференційованою каротажною характеристикою). Така зміна літологічного складу сприяє виникненню потужної товщі динамічно виражених відбиттів, що простежуються в межах території.

За даними ГДС у свердловинах Північно- і Східноказантипського родовищ (рис. 4) виділяється пісковик, який у східному напрямку заміщується на вапняк – покрівлю ми інтерпретуємо як **покрівлю меотичних** відкладів або як **підшву понту**. Наявність цього пісковика також підтверджується керновим матеріалом. У такому разі стратиграфічним маркером може слугувати відбиваючий горизонт I_m , який у межах родовищ представлений низькочастотним, динамічно вираженим відбиттям, що бездоганно корелюється, незалежно від зміни потужності й літологічного складу порід.

Відклади меотичного ярусу охарактеризовані керновим матеріалом у свердловинах Східноказантипська 2 (інт. 430–436 м) і Північноказантипська 4 (інт. 421–429 м). За даними мікро- і макрофауністичних досліджень вони належать до верхнього міоцену й понт-меотису відповідно [5, 9].

Сарматські відклади за потужністю поступаються лише майкопським і представлені глинистими відкладами з тонкими прошарками мергелів, пісковиків, вапняків та алевролітів, які змінюють свою потужність у східному напрямку, а в межах Північнобулганського родовища (рис. 3) фіксується літологічне заміщення. За даними ГДС покрівля характеризується збільшенням значень акустичного й гамма-каротажу (DT, GR) і зменшенням показів на діаграмах бокового електро- (LLD) й мікробокового каротажу (MSFL). Покрівлі відкладів (товща вапняків і пісковиків) відповідає опорний сейсмічний горизонт I_s – це динамічно добре виражене відбиття, що безперервно корелюється в межах площі.

Відклади охарактеризовані керновим матеріалом у межах Північноказантипської площі: у сверд. 1 (інт. 658–694, 912–917, 658–694 м), сверд. 2 (інт. 920–926 м,), сверд. 4 (інт. 429–436 м), а

Таблиця. Стратиграфічні розбивки свердловин за даними ГДС і сейсморозвідки (з урахуванням альтитуди)

Назва свердловини / Покрівля стратиграфічних підрозділів		Північно-казантипська № 1	Північно-казантипська № 2	Північно-казантипська № 4	Східно-казантипська № 1	Північно-керченська № 1	Північно-керченська № 2	Північно-керченська № 3	Північно-булганська № 1
Альтитуда		23,0	23,0	22,0	22,5	12,5	14,0	12,0	21,5
Меотис	N_{1m}	410,0	420,0 ?	396,0	417,0	460,0 ?	512,0 ?	643,0 ?	322,0 ?
Сармат	N_{1s}	495,0	490,0	460,0	486,0 ?	552,0	595,0	744,0	424,0 ?
Баден	N_1^2	862,0	844,0	830,0 ?	999,0	1152,0	1295,0	1337,0	994,0 ?
Майкоп	P	930,0 ?	912,0	890,0	1060,0	1243,0	1392,0	1426,0	1072,0
Вибій		1092*	1377*	1508*	1577,5*	2467,5*	1486*	1738*	1131,5*

Умовні позначення до таблиці

* – вибій свердловини, ? – стратифікація, максимально наближена до сейсморозвідки

також у сверд. Східноказантипська 2 (інт. 436–441, 535–545, 700–710, 795–800 м), Північнокерченська 1 (інт. 742–1 197 м). За результатами мікро- і макрофауністичного дослідження відклади належать до верхньосарматських і сарматських [7, 9, 5, 4].

Відклади **баденського** ярусу незгідно залягають на розмитій поверхні майкопської товщі. Складені переважно глинистими породами з великими прошарками різної потужності пісковиків, алевролітів, вапняків та мергелів [2], які характеризуються підвищеними значеннями на діаграмах бокового електро- (LLD) й мікробокового каротажу (MSFL) та зменшенням значень акустичного й гамма-каротажу (DT, GR). Товща представлена в сейсмічному полі пачкою динамічно виражених відбиттів. Сейсмічний горизонт I_1 – підшва пісковика в нижній частині баденських відкладів (Північноказантипське ГР) – характеризується динамічно вираженим відбиттям нижче вищезгаданої пачки й підлягає безпомилковому визначенню (рис. 3, 4, 5).

Відклади описано за керновим матеріалом свердловин Північноказантипська 4 (інт. 883–896 м) та Північнокерченська 3 (інт. 1390–1403 м) й охарактеризовані як верхньобаденські або

нижньосарматські за результатами мікро- і макрофауністичних досліджень [9, 8].

Баденські відклади чітко виділяються серед сарматської перекриваючої й **майкопської** підстиляючої товщі, яка представлена одноманітними, переважно некарбонатними, слабо карбонатними глинами з лінзами й тонкими прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісків та пісковиків, що характеризуються низькодиференційованими записами каротажних кривих і слабким сейсмічним хвильовим полем: відбиття втрачають свою виразність і непевно корелюються по площі (рис. 3, 4, 5).

Відклади охарактеризовано найбільшою кількістю кернового матеріалу. У свердловині Північноказантипська 2 (інт. 1181–1 188, 1350–1 360 м), Північноказантипська 3 (інт. 1200–1 209, 1335–1 354 м), Північноказантипська 4 (інт. 1050–1 059, 1255–1 258 м), Північнокерченська 1 (інт. 1351–1 752, 1859–1 864 м) відклади характеризуються як нижньоміоценові [7, 9, 4].

За результатами комплексної кореляції даних ГДС і сейсморозвідки (таблиця) було виділено й уточнено положення стратиграфічних горизонтів: майкопського, баденського, сарматського, меотичного та понтичного, серед яких відклади меотичного,

баденського та майкопського ярусів є газоносними.

Стратиграфічно узгоджене інтервальне положення понтичних і меотичних відкладів у межах Північно- та Східноказантипського ГР, сарматських і баденських відкладів – Північнобулганського й Північнокерченського ГР. Розроблена й застосована методика комплексного використання методів ГДС і сейсморозвідки для розчленування стратиграфічного розрізу південної частини Азовського моря.

Покрівля меотичних відкладів у межах Північно- і Східноказантипського родовищ чітко виділяється за даними ГДС. У межах Північнокерченського – за умови зміни літологічного складу порід, що позначилося на характеристичі каротажних кривих, визначено покрівлю меотису за відбиваючим горизонтом I_m .

За відбиваючим горизонтом I_c визначено просторове розміщення баденського ярусу, який є продуктивним у Північнокерченському й Північнобулганському родовищах.

Отже, дано цілісну картину геологічної будови **надмайкопського комплексу** в південній частині Азовського моря. Визначені осадові товщі корелюються за відповідними характеристиками каротажних кривих і чітко простежуються в сейсмічному полі.

Автор вдячний НАК “Нафтогаз України” та ДП “Науканафтогаз” за надані матеріали.

ЛІТЕРАТУРА

1. Гожик П. Ф., Чебаненко І. І., Краюшкін В. О., Євдощук М. І. та ін. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. К.: ЕКМО, 2006. 340 с.

2. Лазарук Я. та ін. Звіт про геологічне вивчення надр “Геолого-економічна оцінка Східноказантиського газового родовища”. Львів, 2005 р.

3. Маєвський Б. Й., Лозинський О. Є., Гладун В. В., Чепіль П. М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Київ: Наукова думка, 2004. 446 с.

4. Справа свердловини Північнокерченська № 1. ДАТ “Чорноморнафтогаз”. 1977 (фонди ДАТ “Чорноморнафтогаз”).

5. Справа свердловини Східноказантиська № 2. ВО “Чорноморнафтогаз”. 1998 (фонди ДАТ “Чорноморнафтогаз”).

6. Степанюк М. та ін. Виділення пасток вуглеводнів в осадковому розрізі західної частини Індоло-Кубанського прогину на основі детальної інтерпретації сейсмічних матеріалів. Звіт за договором № 206/05. Київ: ДП “Науканафтогаз”; 2007. 108 с.

7. Стефурак Р. І. Інформаційний звіт за договором “Комплексні літолого-петрофізичні дослідження порід свердловин № 1, 2, 3 Північноказантиської площі”. Київ: ЗАТ “Агронафта”, ДАТ “Чорноморнафтогаз”; 2000.

8. Туркевич Є. В. Інформаційний звіт про виконану роботу за договором № 898 “Лабораторні дослідження порід свердловини 3 Північнокерченська”. Львів: ЛВ УкрДГРІ, ДАТ “Чорноморнафтогаз”; 2002.

9. Туркевич Є. В. Лабораторні дослідження порід свердловини 4 Північноказантиська. Львів: ЛВ УкрДГРІ, ДАТ “Чорноморнафтогаз”; 2003.

10. Хрящевская О. И., Стомба С. Н., Попадюк И. В. Стратиграфическая основа геолого-геофизических исследований Черного моря: состояние, проблемы и пути их решения // Геофизический журнал. 2009. № 3. Т. 31. С. 17–31.

11. Гожик П. Ф., Чебаненко І. І., Клочко В. П., Євдощук М. І. та ін. Нафтогазоперспективні об’єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України. Монографія. К.: ЕКМО, 2010. 200 с.

УДК 553.98:550.834(477.8)

Х. Б. ЗАЯЦЬ, канд. геол.-мінерал. наук, провідний науковий співробітник (ЛВ УкрДГРІ)

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПРИКОРДОННОЇ З ПОЛЬЩЕЮ ТЕРИТОРІЇ ПЕРЕДГІР’Я УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ

Розглянуто за інтерпретацією сейсмічних матеріалів будову геологічного розрізу з позиції перспектив нафтогазоносності площі Добромилів–Хідновичі, Хирів–Крукениця.

The structure of geological cut after interpretation of seismic materials from position of prospects oil-and-gas bearing area of Dobromyl'-Khidnovychi, Khyriv-Krukenytsya is examined.

У передгір’ї Українських Карпат за тектонічною картою (В. В. Глушко й С. С. Круглов, 1986 р.) виділяється Більче-Волицька зона, Самбірський та Бориславсько-Покутський покриви Передкарпатського прогину. У статті розглянуто прилеглу до кордону з Польщею смугу названих тектонічних структур на площі Добромилів–Хідновичі, Хирів–Крукениця, більшу частину якої займає Більче-Волицька зона, а саме Крукеницька підзона, перекрита Самбірським покривом.

Крукеницька підзона характеризується доволі спокійним, малоускладненим заляганням геологічних горизонтів неогену й сприятливими сейсмогеологічними умовами їх стеження за сейсмічними дослідженнями. До менш сприятливих щодо вивчення сейсморозвідкою належать ділянки Крукеницької підзони, перекриті Самбірським покривом, а також алохтонні утворення як Самбірської, так і Бориславсько-Покутської покривних структур.

У неогеновій товщі (близько 3000 м) Крукеницької підзони видрізняються нижньо- і верхньодашавська світи, складені перешаруванням піщаників, глин та алевролітів, які формують сейсмічні горизонти. Піщані відклади косівської

світи міоцену й гіпсоангідритового горизонту середнього бадену покривають палеозойсько-рифейський фундамент.

Результатом вивченості неогенового комплексу Крукеницької підзони стало відкриття низки газових родовищ (“Атлас родовищ...”, 2001 р.), зокрема Хідновицького, Садкорницького, Пинянського та Перемишльського (в Польщі), які розміщуються вздовж фронту Самбірського покриву й приурочені до антиклінальних перегинів горизонтів дашавської підсвіти. Останні успадковують підняті ділянки реперного гіпсоангідритового горизонту тираської світи середнього бадену й донеогенової поверхні. Відклади нижнього бадену поширені спорадично й невеликі за товщиною (до 50 м).

Доміоценова поверхня Крукеницької підзони недостатньо розкрита бурінням і вивчається за стеженням на часових сейсмічних розрізах динамічно вираженого гіпсоангідритового горизонту.

З метою пошуків газових покладів у відкладах неогену, виявлення піднятих у поверхні гіпсоангідритового горизонту Крукеницька підзона за останнє століття покрита Західноукраїнською геофізичною розвідувальною експедицією (ЗУГРЕ) густою сіткою сейсмічних профільних спостережень з використанням методик відбитих

хвиль, зокрема спільної глибинної точки (МСГТ).

Пробурені свердловини в межах склепінних частин сейсмічних горизонтів дашавської світи над піднятими блоками доміоценової поверхні не підтвердили в усіх випадках наявності в них покладів вуглеводнів. Однак результати буріння поставили перед пошуковими роботами низку питань щодо розміщення пасток вуглеводнів у межах Крукеницької підзони.

У відділі геофізичних досліджень ЛВ УкрДГРІ викликала сумнів (Х. Б. Заяць, Р. П. Морошан та ін., 2000 р., Х. Б. Заяць, Т. С. Ізотова та ін., 2000 р.) розломна будова доміоценової поверхні й пошуки пасток вуглеводнів у межах Більче-Волицької зони, пов’язані з тектонічними блоками. За результатами розв’язання оберненої задачі сейсморозвідки було доведено, що наявні на часових розрізах ускладнення при стеженні гіпсоангідритового горизонту не завжди інтерпретуються як дифраговані хвилі від тектонічних порушень між блоками. Найчастіше це хвилі-завади – “заходи”, пов’язані з нерівностями криволінійного рельєфу доміоценової поверхні, зумовленого ерозійними процесами. За таких умов часові розрізи сейсморозвідки минулих років підлягали повторній геологічній пере-

інтерпретації. У результаті цих напрацювань виявлені нові критерії пошуків пасток вуглеводнів у неогеновому комплексі Більче-Волицької зони (Х. Б. Заяць, 2004 р.).

У межах прикордонної з Польщею площі проаналізовано сейсмічний матеріал, одержаний ЗУГРЕ в 1972–1978 рр. та 1984–1988 рр. Щільність профілів МСГТ у Крукеницькій підзоні становить 2–3 км/км² і зменшується до 0,5–1,0 км/км² на південний захід до покривів Карпат. Більшість часових сейсмічних розрізів малоінформативна. Роздільна здатність і геологічна їх інформативність погіршується в південно-західному напрямку, що зумовлене складністю будови геологічного розрізу структурно-тектонічних зон, у межах яких вони розміщені (рис. 1).

Переінтерпретацію часових сейсмічних розрізів з позиції ерозійного формування донеогенової поверхні в прикордонній з Польщею смузі автор виконала в 2009 році у співпраці з геофізиками Краківської гірничо-металургійної академії ім. Сталіца (Marek Sarik ..., 2005 р.). Були опрацьовані часові розрізи доброї якості, що дало можливість скласти більш обґрунтовані структурні побудови на ділянці досліджень. Сейсмічні розрізи, завглибшки до 2,0–2,5 с. (рис. 2), дали змогу простежувати горизонти неогенового комплексу й поверхню доміоценової основи.

На рис. 2б показано один з якісних часових розрізів на території України, де за хвильовою картиною висвітлюється геологічна модель глибинного розрізу. Виділяється порівняно спокійний характер платформного залягання сарматських відкладів міоцену й ускладнений його стиль балицьких і стебницьких відкладів Самбірського покриву. Поділ геологічного розрізу на алохтонну й автохтонну його частини, як показує часовий розріз (див. рис. 2а, б), непро-

стий. Занурення альпійської основи на південний захід за виділимим Міженецьким розломом не викликає сумніву.

Площина Міженецького розлому крутонахилена, можливо, ступінчаста. В опущеній частині за характером стеження відбиваючих фрагментів прогнозується залягання утворень платформного мезозою, ускладненого насупною тектонікою північно-східного спрямування (див. рис. 2).

Самбірський покрив виділяється на часових розрізах за кутами нахилу відбить, на відміну субгоризонтального залягання міоценового чохла Крукеницької підзони. Подібно за формою крутонахилених відбить хвильового поля простежуються тектонічні межі фронтів лусок Бориславсько-Покутського й Скибового покривів.

У Самбірському покриві спостерігаються фрагменти відбить, які за геологічним уявленням (О. С. В'ялов, 1965 р., О. В. Глушко, 1985 р.) зараховані до конгломератів мезозойських і палеозойських утворень. Окремі з них характеризуються відбиттями склепінно-подібної форми. Присутність конгломератів у Самбірському покриві, а також крейда-палеогенових утворень доведена бурінням на території Польщі (Ney R., 1968 р.).

Ототожнення сейсмічних горизонтів з автохтоном доальпійської поверхні під насупним комплексом складне та інтерпретується неоднозначно. Найближча свердловина 1-Посада розміщена в опущеній частині геологічного розрізу за Міженецьким розломом (див. рис. 1,

2). За даними буріння вона розкриває на вибої 4706 м відклади протерозойського фундаменту, що суперечить рисунку часового розрізу й запропонованій геологічній інтерпретації хвильового поля (див. рис. 2).

Основними аргументами на користь авторської геологічної інтерпретації часових розрізів (див. рис. 2б) є стеження чітких відбить нижче вибою свердловини 1-Посада, що не характерне товщі протерозойського фундаменту. Крім того, свердловина 1-Посада могла розкрити конгломерати протерозойського віку, які привнесені в товщу Самбірського покриву з північного сходу (В. В. Глушко, 1968 р.) завдяки ерозійним процесам на піднятому крилі Міженецького розлому.

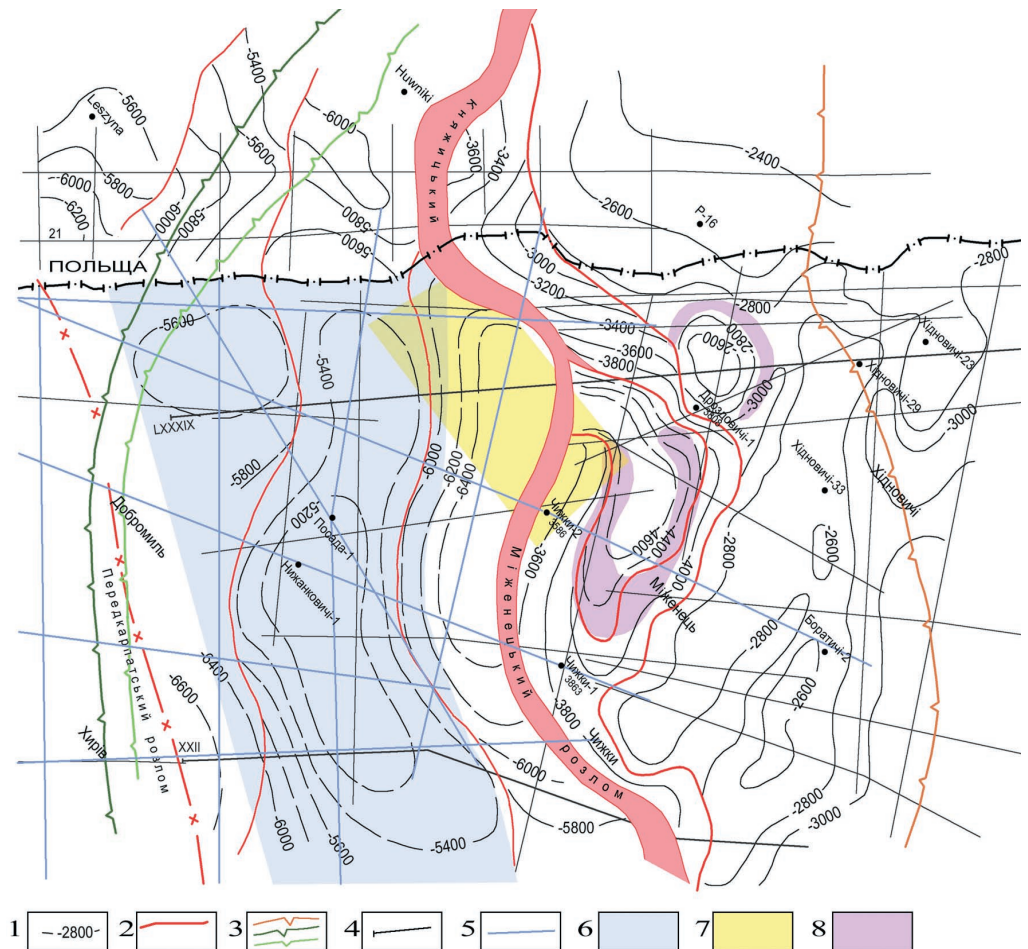


Рис. 1. Структурна карта доміоценової поверхні прикордонної смуги (склала Х. Б. Заяць): 1 – ізогіпси в м доміоценової поверхні; 2 – тектонічні порушення; 3 – фронти структурно-тектонічних покривів: Самбірського, Бориславсько-Покутського, Скибового; 4 – сейсмічні профілі; 5 – проектні сейсмічні профілі; 6–8 перспективні ділянки: 6 – Посадського палеовиступу; 7 – над схилами палеовиступів і палеодоли доміоценової поверхні; 8 – у відкладах Самбірського покриву

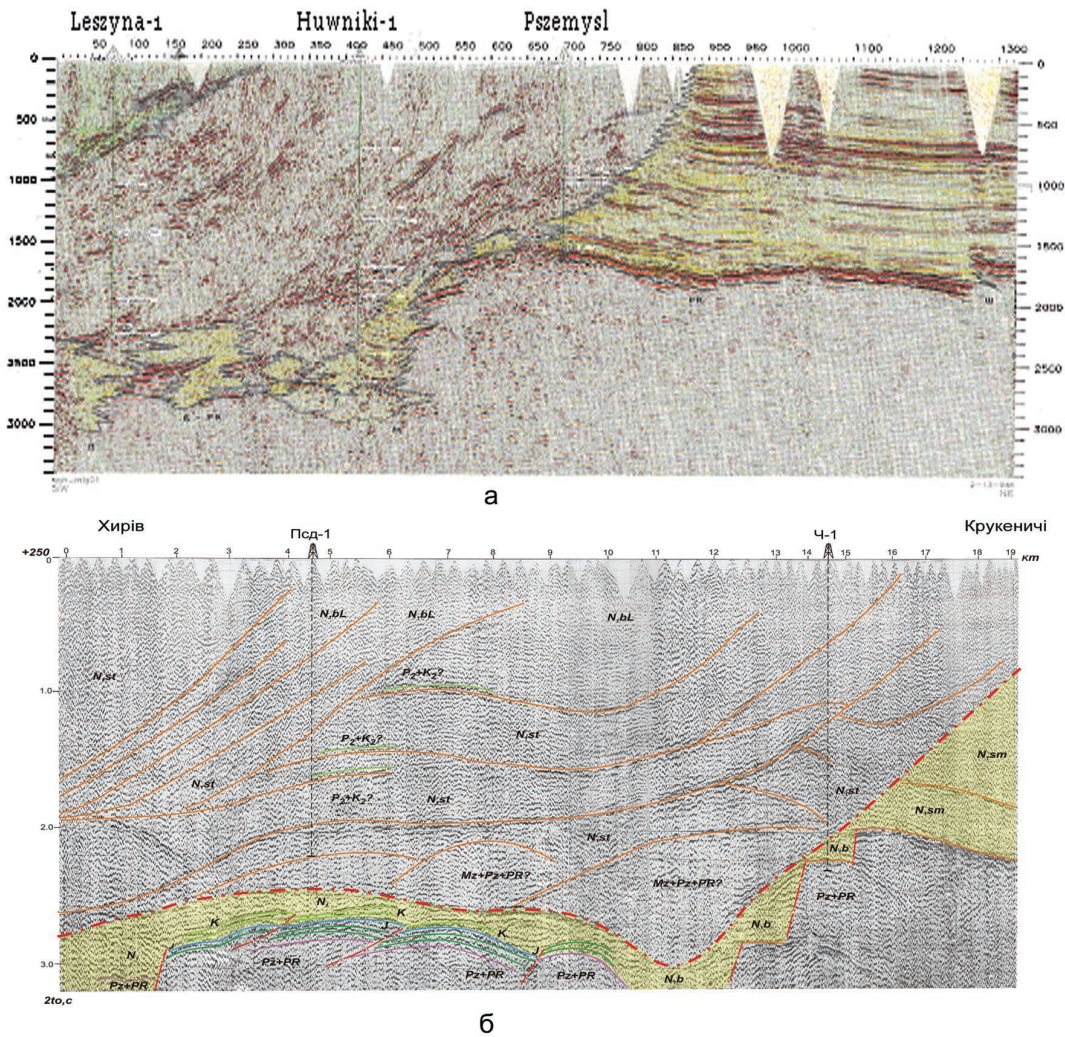


Рис. 2. Геологічна інтерпретація (Х. Б. Заяць) сейсмічного розрізу:

а – 21 – у прикордонній смузі на території Польщі; б – LXXXIX – уздовж кордону на території України

На цей час kern свердловини 1-Посада відсутній. Аналіз даних ГДС свердловини неоднозначний. За результатами аналізу кривих ГДС польськими фахівцями свердловини 1-Посада і 1-Нувнікі вони перебувають у подібних геолого-тектонічних умовах (див. рис. 2а, б). Обидві свердловини не розкрили донеогеновий фундамент. Високі опори на кривих ГДС пов'язують з конгломератами й верствами Дубніка, розкритими свердловинами в Польщі (Ney R., 1968 р.).

У результаті виконаних досліджень у прикордонній з Польщею смузі передгір'я Карпат побудована структурна карта доміоценової (автохтонної) поверхні (див. рис. 1) з погляду розвитку ерозійних процесів у посткрейдовий

час. Рельєф доміоценової поверхні ускладнений великим Міженецьким уступом і занурений на південний захід до Передкарпатського розлому (див. рис. 1).

Піднята на північний схід Міженецького розлому територія характеризується нахилом площини доміоценової поверхні на південний захід зі зміною відміток від мінус 3000 м до мінус 3800 м (див. рис. 3). На її поверхні вирізняється низка палеовиступів на ділянках Хідновичі-Чижки й Дроздовичі з відмітками мінус 2600–2800 м. На північний захід від с. Міженця спостерігається глибокий (до мінус 4600 м) палеовріз (див. рис. 1). На південному заході ділянки досліджень за межами Міженецького скиду глибина заля-

гання доміоценової поверхні досягає понад 5000–6000 м. Вивчення деталей будови доміоценової поверхні значною мірою погіршується. Простягання Міженецького скиду за рисунком хвилювої картини (див. рис. 2) серії сейсмічних профілів визначається достатньо чітко. Він має продовження на територію Польщі як Княжицький. Спостерігається непрямолинійна форма скидів, однак основною впізнавальною рисою розломів є яскраво виражений на часових розрізах його піднятий уступ (див. рис. 2а, б).

Княжицько-Міженецький розлом огортає з південного заходу ерозійні платформні виступи рифею (палеозою?), що засвідчує ерозійний характер розвитку. Зміна в плані поло-

ження розлому раніше трактувалась як зміщення окремих блоків доміоценової основи за поперечними зсувами. Передбачалося проходження великого поперечного розлому вздовж кордону з Польщею. Фундамент Більче-Волицької зони характеризувався розвитком тектонічних зсувів північно-східного напрямку (В. Н. Утробін та ін., 1975 р.).

Потужність міоценових відкладів сармату найбільша (3000–4000 м) у піднятій частині Крукеницької підзони. У підшві залягає реперний гіпсоангідритовий горизонт, узгоджений з еродованою поверхнею протерозою. Палеовиступи й палеодолини цієї поверхні усаджуються відкладами сармату (див. рис. 2, 3). Палеоврізи підгіпсової товщі подекуди заповнені утвореннями нижнього бадену й останців відкладів юри. У південно-західній опущеній частині ділянки досліджень, у поверхні автохтона, вимальовується природозна палеодолина на рівні 6000–7000 м з палеовиступом до 5000–6000 м, названим Посадським. За хвилювою картиною сейсмічних розрізів (див. рис. 2) на його поверхні прогнозуються відклади мезозою й палеозою. Посадський палеовиступ обмежується на північному сході Міженецьким, а на південному заході – скидами зони Передкарпатського розлому.

Поверхня донеогенового фундаменту в південно-західному напрямку від Посадського палеовиступу (за браком якісної сейсмічної інформації) недостатньо вивчена.

За результатами одержаних побудов (див. рис. 2, 3) спостерігається залежність конфігурації фронтів покривів Бориславсько-Покутського й Скибового від форм ерозійного рельєфу доальпійської основи. Посадський палеовиступ, деталі якого залишаються недовивченими, міг зумовити відставання в просуванні на північний схід Скибового по-

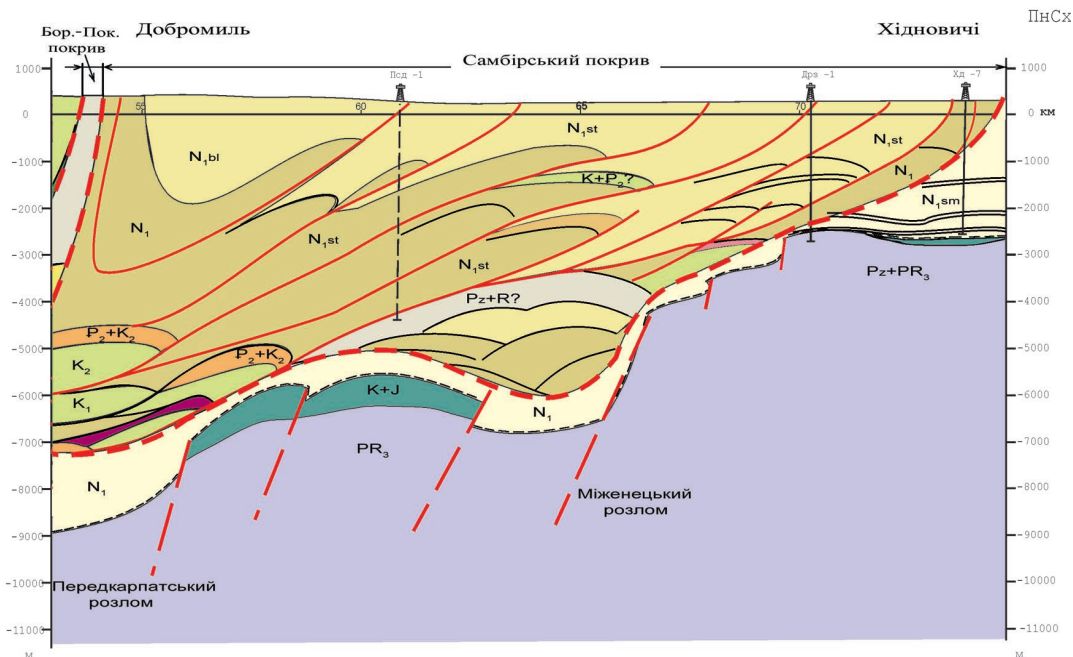


Рис. 3. Глибинний сейсмічний розріз XXII у прикордонній смузі на території України (склала Х. Б. Заяць)

криву (див. рис. 1) за напрямком Перемишльської сігмоїди (Kusmirek i dr., 2001 р.), яка не має однозначного пояснення.

Виявлений Посадський палеовиступ, площею до 100 км², де передбачається залягання на його поверхні платформних мезозойських відкладів, найбільш привабливий з позиції перспектив нафтогазоносності. Спостережена структурно-тектонічна будова Посадського палеовиступу подібна до геологічного розрізу в перетині Лопушнянського родовища під насупом Буковинських Карпат і Лонкта в Польщі (Х. Б. Заяць, В. Гаврилко, 2007 р.). Можливо, механізм формування великих палеовиступів у підніжжі розломів на південно-західному схилі Східноєвропейської платформи є характерним в умовах латерального руху на північний схід покривів Карпат.

Ураховуючи однотипну модель геологічної будови, прогнозування покладів нафти й газу в межах Посадського палеовиступу може виявитися реальністю. Деталі будови й умови залягання його потребують довивчення та уточнення сейсмічними

профільними дослідженнями за необхідними напрямками (рис. 1).

Під час пошукових робіт належну увагу варто приділити антиклінальним перегибам сейсмічних горизонтів, які простежуються в товщі верхньої частини Самбірського покриву (див. рис. 2, 3), котрі можуть відповідати піщаним утворенням стебнику або крейда-палеогену? (Х. Б. Заяць, Б. М. Буцяк, 2010 р.).

Нові пастки вуглеводнів ще можуть бути знайдені в платформних горизонтах міоценового комплексу піднятої частини Крукеницької підзони. Пошуки скупчень піщаних колекторів у відкладах сармату й верхнього бадену варто зосередити над схилами палеодолин і палеовиступів ерозійної доміценової поверхні (див. рис. 1), де можуть бути виявлені неопшуквані об'єкти неантиклінального типу за аналогією з територією Польщі (Baran, Javor, 2009 р.).

До перспективних на пошуки пасток вуглеводнів у неогені зараховані ділянки схилів Дроздовицького, Хідновицького, Боратицького палеовиступів (див. рис.

1–3). Перспективні об'єкти неантиклінального типу можуть бути над схилами палеовізису (див. рис. 1) між Дроздовичами, Міжєнцем та Чижками, де очікується суттєве збільшення товщини міоцену, чи конгломератів мезозойського походження, які не вивчені з позиції збереження покладів вуглеводнів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Том 4. 1998.
2. Вялов О. С. Стратиграфия неогеновых моласс Предкарпатского прогиба. К.: Наукова думка, 1965. 191 с.
3. Глушко В. В. Очерк стратиграфии неогена краевого прогиба Восточных и Западных Карпат// Геология и геохимия горючих ископаемых. 1968. Вып. 14. С. 9–20.
4. Заяць Х. Б., Морошан Р. П., Довгий І. І. Особливості давнього ерозійного рельєфу мезозойсько-палеозойської основи Передкарпатського прогину за сейсмічними даними// Геология і геохімія горючих копалин. 2000. № 1. С. 60–64.
5. Ізотова Т. С. Заяць Х. Б., Рябчун С. Д. Роль ерозійного рельєфу крейди у формуванні пасток вуглеводнів у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину// Там само. С. 65–71.
6. Заяць Х. Б., Буцяк Б. М. Антиклінальні складки у Сам-

бірському покриві та їх нафтогазоносні перспективи// Наф. і газ. пром-сть. 2011. № 1. С. 14–16.

7. Заяць Христина, Гаврилко Володимир. Порівняльна характеристика геологічної будови та сейсмічної інформації родовищ Лопушна (Україна) та Лонкта (Польща)// Геология і геохімія горючих копалин. 2007. № 4. С. 55–62.

8. Утробин В. Н., Вишняков І. Б., Карпенчук Ю. Р. Тектоника внешней зоны Предкарпатского прогиба в свете новых материалов сейсмозаведки и бурения// Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР. Вып. 9. Львов: УкрНИГРИ, 1974. С. 36–43.

9. Геотектоническая карта Украинских Карпат/Под редакцией В. В. Глушка и С. С. Круглова. М. 1:200 000. УкрГГРИ, 1986 г.

10. Ney R. Rola Rygla Krakowskiego w geologii Zapadliska Przedkarpaciego i rozmieszczeniu zloz ropy l gazu// Prace geologiczne. № 45. Warszawa: Polska akademia nauk, abdzial w Krakowie, 1968. S. 82.

11. Marek Capik, Wojciech Gorecki, Jan Kusmirek. Tomasz Mackowski Oleg Karpash, Aleksey Karpenko, Valeriy Omelchenko, Zbigniew Machula. Polsko-Ukrainska wspolparaca w prospekcji naftowej transgranicznej strefy Karpat// Perspektywy i zamierzenia. 2005. S. 103–108.

12. Jan Kusmirek, Tomasz Mackowski, Monika Szczygiel, Urszula Baran, Krzysztof Pieniadz. Budowa struktur wglebnych w sigmoidy przemyskiej – przeglad modeli interpretacyjnych. S. 31–34.

13. Urszula Baran, Eugeniusz Javor. Sejsmogeologiczna dokumentacja perspektyw odkrycia nowych zloz gazonosnych w piaskowcach miocenskich pod nasunieniem Karpackim między Husowem a Przemysłem Geologia. 2009. T. 35. Zeszyt 4/1 AGN/S. 223–253.



СВІТЛОЇ ПАМ'ЯТІ АНАТОЛІЯ СЕМЕНОВИЧА ДРАННИКА

Геологічна галузь і наука України зазнали важкої втрати – 13 вересня 2012 р. на 85 році життя не стало Анатолія Семеновича Дранника – відомого українського геолога, ветерана геологічної галузі і Великої Вітчизняної війни, кандидата геолого-мінералогічних наук, прекрасної людини.

В Анатолія Семеновича було велике й щасливе життя, віддане улюбленій справі. Вибравши свій шлях, він був приречений на успіх завдяки своїй невичерпній енергії, працездатності, творчій жилці, умінню переборювати всі труднощі.

А. С. Дранник народився 2 жовтня 1927 р. у с. Комишна Миргородського району Полтавської області. Підлітком зазнав німецько-фашистської окупації і переніс усі тяготи війни. Починав свій трудовий шлях у далеких 50-х роках, закінчивши в 1948 році Київський геологорозвідувальний технікум, а згодом у 1960 р. – Всесоюзний заочний політехнічний інститут.

Усе своє життя Анатолій Семенович присвятив вивченню надр і нарощуванню мінерально-сировинної бази України. У своїй трудовій діяльності він брав участь у розвідці вугільних родовищ Львівсько-Волинського басейну, Берегівського родовища поліметалів (Закарпаття) і титанових родовищ Волині. Будучи відповідальним ви-

конавцем геологознімальних робіт (1960–1974 рр.) у північній частині Українського щита, вніс великий вклад у пізнання геологічної будови, історії геологічного розвитку і корисних копалин Житомирського Полісся. При цьому глибокий слід Анатолій Семенович залишив у вивченні геології докембрійських Овруцької й Білокоровицької западин. Стратиграфічне розчленування розрізу цих структур не втратило свого значення дотепер і є основою офіційної “Кореляційної хроностратиграфічної схеми НСК України”.

Працюючи понад 30 років у Науково-редакційній раді Державної геологічної служби України і будучи близько 25 років беззмінним її головою, Анатолій Семенович завжди був на “стражі” високих вимог до змісту й оформлення геологічних звітів і карт. Ми пам’ятаємо його не тільки як висококласного фахівця, але й як талановитого організатора. Завдяки зусиллям Анатолія Семеновича Науково-редакційна рада стала тим органом, що забезпечує високу якість результатів регіональних геологічних робіт.

Вагомий внесок А. С. Дранник зробив у розвиток науково-методичної бази геологознімальних робіт, реалізації важливої державної програми створення Держгеолкар-

ти-200 України і посилення впливу науки на ефективність регіональних досліджень.

На будь-якій посаді А. С. Дранник відповідав духу часу, тому що вдало поєднував високий професіоналізм з організаторськими здібностями. Завдяки своїй мудрості, принциповості і доброзичливості Анатолій Семенович був готовий завжди прийти на допомогу і молодим, і досвідченим геологам-виробничникам. Стель Анатолія Семеновича – це висока компетентність, відповідальність, повага до людей і найвища вимогливість до себе – приклад для наслідування. Завдяки цим рисам він користувався заслуженою повагою й авторитетом серед усіх геологів України.

Анатолій Семенович до останніх днів роботи в Науково-редакційній раді (до кінця 2009 р.) був сповнений енергії, творчих сил, оптимізму і нових задумів, залишався людиною з активною життєвою позицією, яка не була байдужою до проблем країни, геологічної галузі, УкрДГРІ.

Багато славних справ на рахунок А. С. Дранника, які по заслугах оцінені Державною геологічною службою, Міністерством охорони навколишнього природного середовища й урядом України. Він удостоєний звання “Почесний розвідник надр”, нагороджений медалями

В. І. Лучицького і Л. І. Лутугіна, Почесною грамотою Кабінету Міністрів України, знаками Спілки геологів України і численними грамотами Держгеолслужби та Українського державного геологорозвідувального інституту.

А. С. Дранник самовіддано займався улюбленою справою і з честю представляв людей своєї професії – **геологів**. А його улюблений вислів: “Який я щасливий, що немає мені спокою...” був для нього постійним супутником у житті.

Світла пам’ять про А. С. Дранника – принципову, порядну і щирю людину, досвідченого фахівця з геології на довгі роки залишиться в серцях усіх хто його знав, з ким він спілкувався і працював.

*Колективи
Держгеолнадр та УкрДГРІ,
колеги і друзі*



Завідувач редакції — С. О. НЕКРАСОВА
Літературні редактори-коректори —
Р. В. КОРНІЄНКО, Л. Г. МОРГУН
Комп'ютерна верстка — Б. І. ВОЛИНЕЦЬ
Художній редактор — Б. І. ВОЛИНЕЦЬ
Фото — О. А. ПАЛЯМАР

Реєстраційне свідоцтво – серія КВ № 4530
Здано до набору 27.08.2012
Підписано до друку 28.09.2012
Формат 60x90 ¹/₈
Папір крейдовий
Друк офсетний. Ум.-друк. арк. 6.
Обл.-вид. арк. 9,8. Тираж 500 прим.
Зам. 0058

Друк: ВПЦ "Експрес"; 01034, Київ-34, вул. Лисенка, 6
Адреса редакції: Київ-114, вул. Автозаводська, 78
Тел. редакції: 206-35-18, 206-35-20
E-mail: mru@ukrdgri.gov.ua