

ISSN 1682-721X

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ



НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ

1'2013

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ
науковий журнал,
виходить 4 рази на рік,
березень, 2013 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:

Валерій Олексійович Дудінов

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 Фощій
Ігор Семенович Чуприна
Василь Якович Шевчук
В'ячеслав Михайлович Шестопалов
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
2013

© УкрДГРІ, 2013

1/2013

ЗМІСТ

З Днем геолога!	3
Державній службі геології та надр України – 95 років	4
Повідомлення	7
ЄНТІН В. А., ПАВЛЮК В. М., СОЛОВЕЙ Н. П., ГУСЬКОВ С. І. Геофізичні критерії та проблеми пошуків хромітових руд у Середньому Побужжі	9
СЕРГІЙ Г. Б. Щодо деяких проблем української геофізики у світлі здобуття енергонезалежності України	15
БЕЗТЕЛЕСНИЙ С. А. Оконтурення резервуара і встановлення його фільтраційно-ємнісних характеристик за допомогою побудови сейсмолітофаціальної моделі	20
ДОВЖОК Т. Є., ГАЛКО Т. М., ВАКАРЧУК С. Г., ОРАЧ С. В., ЄВДОЩУК М. І. Регіональний прогноз поширення порід-колекторів у відкладах майкопського нафтогазоносного комплексу північно-західного шельфу Чорного моря	24
РОСЛИЙ І. С., СКРЕБЕЦЬ М. О. Актуальність дорозвідки брахіантиклінальних структур південно-східної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену. Стаття 3. Геологічна будова, розвиток і параметрична оцінка нафтогазоносності Краснооскольської структури	33
ЄРМОЛЕНКО О. В., ОЛЬШАНЕЦЬКИЙ М. В. Попередня оцінка ступеня зрілості потенційно нафтогазоматеринських мезокайнозойських порід північно-західного шельфу Чорного моря	44

З ДНЕМ ГЕОЛОГА!

**РЕДАКЦІЯ ЖУРНАЛУ
ЩИРО ВІТАЄ ПРАЦІВНИКІВ
ГЕОЛОГІЇ, ГЕОДЕЗІЇ
ТА КАРТОГРАФІЇ
З ПРОФЕСІЙНИМ СВЯТОМ!**

*Тебе подчиняются недра земные,
Работа твоя – изучать, понимать.
Ты знаешь так много о нашей планете,
Тебя будет каждый вокруг уважать.*

*Тебя в геологию сердце тянуло,
Нашел в этом деле ты нужный ответ.
Всегда дорожи столь любимой работой
И слушай себя – вот тебе мой совет!*

*И пусть День геолога всем не известен,
Тебя я поздравить хочу всей душой.
И где бы ты ни был – ты помни, что рядом
Есть люди, которые будут с тобой.*

*Поддержка и помощь советом, улыбкой,
Для этого ведь и нужны нам друзья.
Желаю, чтоб ты был геологом мира,
Ведь это твоя без сомнений стезя.*



ДЕРЖАВНІЙ СЛУЖБІ ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ – 95 РОКІВ



Електророзвідка методом ВЕЗ. 1947 р.



1952 р., с. Небилів Рожнятівського району. Бурова бригада сейсморпартії проводить буріння самохідною буровою установкою АВБ-3



Об'єднання "Полтавнафтогазгеологія"



Івано-Франківська експедиція. Вибухові роботи з приборкування фонтана

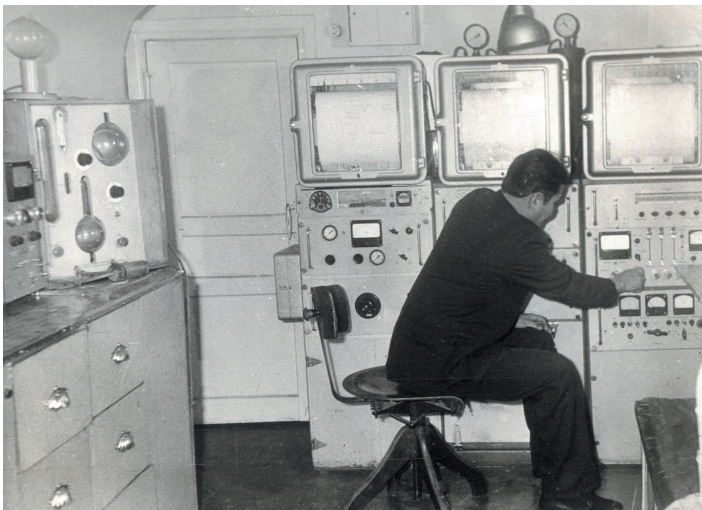




ПГО “Ворошиловградгеологія”; Лутугінська ГРЕ, бурова бригада



Гірничопрохідницька бригада (Закарпатська ГРЕ ПГО “Захід-укргеологія”)



Геофізик загону (трест “Укргеофізрозвідка”)

На сьогодні здатність країни забезпечити себе власними сировинними ресурсами визначає рівень її добробуту, конкурентоспроможності, а головне – національної безпеки. У більшості країн світу дослідження, вивчення і використання надр землі регламентуються законодавством в особі такого уповноваженого органу як геологічна служба.

Офіційна історія геологічної служби України датується ще 1 лютим 1918 року, коли тодішнім урядом Центральної Ради було затверджено статут і штат Українського геологічного комітету. Проте геологічні дослідження на теренах України проводилися ще з давніх часів, але мали епізодичний характер. Розробка і плавка залізних руд і благородних металів, добування солі з ропи і родовищ, будівельного каменю, гончарних глин траплялися на території нашої держави ще більше 1000 років тому.

Перші схематичні карти сучасної території України з'явилися наприкінці XIX століття, на яких було зображено Київську і Херсонську губернії, Бессарабію та Донбас. У свою чергу в геологічних дослідженнях західної України до першої світової війни активну участь брали геологи Австро-Угорщини, Польщі, Чехословаччини й Румунії. На початку XX століття геологічна вивченість України була низькою через відсутність єдиної державної геологічної служби, і з початком військових дій у 1914 році в Києві було створено гідрогеологічне відділення для армій Південно-Західного фронту.

1 жовтня 1922 року Геологічну службу України було кардинально реорганізовано в Українське відділення геологічного комітету (УВГК) як окрему автономну філію, що мало позитивне значення для зміцнення Геолкому країни. Також уперше було визначено постійний штат, видано збірник про корисні копалини, складено карти різноманітних геологічних систем, систематизовано наявну геологічну літературу, складено огляд гірничої промисловості України. У 1926–1927 роках становище УВГК зміцнилося, значно зросли його штати і фінансові можливості. У жовтні 1929 року УВГК було реорганізовано в Українське районне геологорозвідувальне управління (УРГРУ), що увійшло до складу Головного геологорозвідувального управління при ВРНГ СРСР (колишній Геолком СРСР).

У вересні 1931 року УРГРУ було перетворено в Український геологорозвідувальний трест (УГРТ), який проіснував до 1938 року. У складі УГРТ існувало п'ять виробничих геологорозвідувальних баз, особливою увагою під час геологічних досліджень приділялась пошукам і розвідці подільських, крелевецьких та ізюмських фосфоритів, вапняків для цукрової промисловості, проводилися спеціальні розвідувальні роботи з вивчення мідних руд Донбасу. З 1935 року передбачалося широке розгортання геологозйомочних робіт по середньо- і великомасштабному картуванню. Значною подією того часу був розвиток геологорозвідувальних робіт на нафту й газ у республіці, тому в 1940 році було створено

нову організацію – “Укрнафтопромрозвідка”.

Велика Вітчизняна війна зупинила геологорозвідувальні роботи в Україні.

У п'ятдесятих роках геологорозвідувальна служба України зазнає корінних змін. У 1957 році було створено Головне управління геології та охорони надр при Раді Міністрів СРСР – Головгеологія УРСР, на яке поклалися функції республіканського органу геологічної служби. На початку 1965 року Головгеологію було реорганізовано в Державний геологічний комітет при Раді Міністрів УРСР. А вже наприкінці 1965 року було перетворено в Міністерство геології УРСР. З 1 січня 1988 року Міністерство було реорганізовано в Геологічне виробниче об'єднання “Укргеологія”, а 1 вересня того самого року ГВО “Укргеологія” стало Головним координаційним геологічним управлінням Міністерства геології СРСР.

За роки незалежності українська Геологічна служба також неодноразово зазнавала структурних змін – від Державної геологічної служби до Державної служби геології та надр України, яка на сьогодні є центральним органом виконавчої влади і координується Кабінетом Міністрів України через міністра екології та природних ресурсів України. Українськими геологами створено потужну мінерально-сировинну базу, їх праця сприяє оздоровленню національної економіки і підвищенню добробуту українського народу.

Україна входить до числа держав, які володіють різноманітними корисними копалинами. Проявле-

ність на території України багатьох геоструктурних елементів будови земної кори, великий віковий діапазон (від архею до антропогену) геологічних утворень та їх різноманіття (осадочні, інтрузивні, вулканогенні і метаморфічні комплекси) визначили її металогенічну унікальність.

У надрах України виявлено родовища й прояви майже всіх видів рудних і нерудних корисних копалин: паливно-енергетична сировина (нафта, газ, вугілля, торф, горючі сланці, уран); чорні (залізо, марганець, хром); кольорові (алюміній, мідь, цинк, свинець, нікель, титан, магній); благородні (срібло, золото); рідкісні (ртуть, берилій, літій, цирконій, гафній, тантал, ніобій, кобальт, олово, вольфрам, молібден, ванадій); рідкісноземельні (ітрій і лантаноїди) метали та розсіяні елементи (германій, скандій); алмази; велике розмаїття неметалевих корисних копалин (гірничохімічна і гірничорудна сировина, нерудна сировина для металургії, облицювально-декоративне, виробне, напівдорогоцінне й дорожочісне каміння, будівельні матеріали); термальні й мінеральні підземні води.

У надрах України виявлено майже 20 000 родовищ і проявів 117 видів корисних копалин, з яких 8 172 родовища по 94 видах мінеральної сировини мають промислове значення та обліковуються Державним балансом запасів.

До промислового освоєння залучено 2 868 родовищ, на базі яких працює понад дві тисячі гірничодобувних і переробних підприємств.

Україна за підтвердженими запасами кам'яного вугілля, залізних і марганцевих руд, титану, цирконію, каоліну, графіту, сульфатно-калійної та натрієвої солей, облицювально-декоративного каміння входить до числа провідних країн світу, а на європейському субконтиненті в більшості з них займає перші позиції.

Серед держав колишнього СНД Україна займає перше місце за запасами марганцевих руд і германію, друге – кам'яного вугілля, залізних руд, низки рідкісних металів.

Дуже високий ресурсний потенціал родовищ золота, низки кольорових (свинець, цинк, мідь, молібден), рідкісних (берилій, літій, тантал, ніобій, скандій), рідкісноземельних (ітрій і лантаноїди) металів. За більшістю з них Україна спроможна в найближчій перспективі зайняти провідне місце в Європі. Згідно з оцінкою сировинної бази рідкісних металів Україна займає друге місце в СНД.

У країні розроблено “Загальнодержавну програму розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року”, яка передбачає раціональні і збалансовані шляхи розвитку мінерально-сировинної бази, виходячи з умов, які реально склалися в країні та світі.

Мета програми повною мірою відповідає сучасним європейським принципам стійкого розвитку – забезпечення нагальних потреб у мінеральних ресурсах без ризику позбавлення майбутніх поколінь у забезпеченні ними.

Проблема розвитку мінерально-сировинної бази України як матеріальної основи зростання націо-

нальної економіки потребує зваженого системного підходу, оптимальним варіантом якого є збалансоване використання ресурсів держави і приватного бізнесу, введення інноваційно-інвестиційного механізму надкористування.

Проблеми передбачається вирішити шляхом концентрації зусиль, зокрема фінансових ресурсів, на пріоритетних напрямках розвитку мінерально-сировинної бази, пошуках і розвідці родовищ корисних копалин, у першу чергу стратегічно важливих для національної економіки. Першість залишається за паливно-енергетичними ресурсами.

Також, в Україні проводиться робота з удосконалення законодавства з метою зниження ступеня інвестиційного ризику і підвищення привабливості використання надр країни для залучення іноземного та вітчизняного капіталу.

Державна служба геології та надр України знаходиться на передових позиціях економічного розвитку держави і має великі перспективи.

Державна служба геології та надр України

ПОВІДОМЛЕННЯ

12 червня 2012 р. відбулося засідання Бюро Відділення наук про Землю Національної академії наук України (ВНЗ НАН України) під головуванням академіка-секретаря ВНЗ НАН України В. М. Шестопалова, на якому серед інших розглядалося питання щодо уточнення складу докембрійської секції Національного стратиграфічного комітету України (НСК України).

З повідомленням по суті питання виступив співголова НСК України, академік НАН України М. П. Щербак (протокол від 12 червня 2012 р. № 7, § 44). В обговоренні та обміні думками взяли участь члени Бюро ВНЗ НАН України академіки П. Ф. Гожик, В. І. Старостенко, В. М. Шесто-

НАЦІОНАЛЬНИЙ СТРАТИГРАФІЧНИЙ КОМІТЕТ (НСК) УКРАЇНИ

Гожик Петро Федосійович – співголова НСК, голова фанерозойської секції НСК

Щербак Микола Петрович – співголова НСК, голова докембрійської секції НСК

ДОКЕМБРІЙСЬКА СЕРІЯ НСК УКРАЇНИ

Члени бюро НСК України

1. Щербак Микола Петрович , академік НАНУ, ІГМР НАНУ	голова докембрійської секції
2. Гейченко Михайло Валентинович , начальник відділу, Держгеонадра України	заступник голови докембрійської секції
3. Пономаренко Олександр Миколайович , член-кореспондент НАНУ, ІГМР НАНУ	заступник голови докембрійської секції
4. Сукач Віталій Васильович , кандидат геол. наук, ІГМР НАНУ	секретар докембрійської секції
5. Артеменко Генадій Володимирович , доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	голова архейської комісії докембрійської секції
6. Степанюк Леонід Михайлович , доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	голова протерозойської комісії докембрійської секції
7. Паранько Ігор Степанович , доктор геол. наук, Криворізький ДПУ	голова комісії з геохронології, класифікації, термінології і номенклатури докембрію
8. Костенко Микола Михайлович , доктор геол. наук, УкрДГРІ	член протерозойської комісії

СКЛАД АРХЕЙСЬКОЇ КОМІСІЇ НСК УКРАЇНИ

1. Артеменко Генадій Володимирович , доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	голова комісії
2. Клочков Валерій Михайлович , кандидат геол.-мінерал. наук, УкрДГРІ	заступник голови комісії
3. Лісна Ірина Михайлівна , доктор геол.-мінерал. наук, ІГМР НАНУ	секретар комісії
4. Безвинний Володимир Петрович , кандидат геол. наук, концерн “Надра”	член комісії
5. Бобров Олександр Борисович , доктор геол.-мінерал. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
6. Бутирін Валерій Кузьмич , КП “Південукргеологія”	член комісії
7. Зюльцле Веніамін Вікторович , кандидат геол.-мінерал. наук, “Українська геологічна компанія”	член комісії
8. Кирилюк Віктор Павлович , доктор геол.-мінерал. наук, ЛНУ	член комісії
9. Переверзев Сергій Іванович , КП “Південукргеологія”	член комісії
10. Самборська Ірина Михайлівна , кандидат геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
11. Сіворонов Альберт Олексійович , доктор геол.-мінерал. наук, ЛДУ	член комісії
12. Степанюк Леонід Михайлович , доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
13. Сукач Віталій Васильович , кандидат геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
14. Шварц Герман Аронович , ДРГП “Причорноморгеологія”	член комісії
15. Шпильчак Василь Олексійович , КП “Південукргеологія”	член комісії
16. Щербак Микола Петрович , академік НАН України, ІГМР НАНУ	член комісії

палов, М. П. Щербак, В. І. Лялько, члени-кореспонденти О. М. Пономаренко, А. Г. Шарпар, В. І. Осадчий, учений секретар Я. К. Луців, а також запрошені: заступник директора Департаменту геології Держгеонадр України М. В. Гейченко, кандидат геологічних наук В. В. Сукач.

За результатами розгляду Бюро ВНЗ НАН України постановило затвердити зміни до складу докембрійської секції НСК України.

СКЛАД ПРОТЕРОЗОЙСЬКОЇ КОМІСІЇ НСК УКРАЇНИ

1. Степанюк Леонід Михайлович, доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	голова комісії
2. Костенко Микола Михайлович, доктор геол. наук, УкрДГРІ	заступник голови комісії
3. Шумлянський Леонід Владиславович, доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	секретар комісії
4. Бородина Борис Володимирович, КП “Південукргеологія”	член комісії
5. Ісаков Леонід Васильович, доктор геол. наук, ДВ УкрДГРІ	член комісії
6. Лисак Анатолій Миронович, кандидат геол. наук, ЛНУ	член комісії
7. Лисенко Олександр Анатолійович, кандидат геол. наук, УкрДГРІ	член комісії
8. Митрохін Олександр Валерійович, доктор геол. наук, КНУ	член комісії
9. Осьмачко Любов Степанівна, кандидат геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
10. Паранько Ігор Степанович, доктор геол. наук, Криворізький ДПУ	член комісії
11. Покалюк Володимир Васильович, кандидат геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
12. Пономаренко Олександр Миколайович, член-кореспондент НАН України, ІГМР НАНУ	член комісії
13. Приходько Василь Леонтійович, кандидат геол. наук, “Українська геологічна компанія”	член комісії
14. Шевченко Олександр Миколайович, УкрДГРІ	член комісії

У виступі доповідача та обговоренні було наголошено, що найактуальнішими задачами нового складу докембрійської секції НСК України є такі:

1. Уточнення породного наповнення і вікових рубежів на основі реперних дат хроностратиграфічних підрозділів Кореляційної хроностратиграфічної схеми раннього докембрію Українського щита та їх зіставлення з міжнародною шкалою геологічного часу.

2. Удосконалення змісту Стратиграфічного кодексу в частині докембрійських еонів.

3. Провести засідання Докембрійської секції НСК України в IV кварталі 2012 р. з уточнення Кореляційної хроностратиграфічної схеми раннього докембрію Українського щита.

4. Ізотопній лабораторії Центру колективного користування при ІГМР ім. М. П. Семененка НАН України за наявності фінансування виконати роботи з ізотопного датування головних рубежів стратиграфічних підрозділів фанерозойської шкали України. Визначення опорних розрізів для датування та інтерпретацію покласти на фанерозойську секцію НСК України.

СКЛАД КОМІСІЇ З ГЕОХРОНОЛОГІЇ, КЛАСИФІКАЦІЇ, ТЕРМІНОЛОГІЇ ТА НОМЕНКЛАТУРИ ДОКЕМБРІЮ

1. Паранько Ігор Степанович, доктор геол. наук, Криворізький ДПУ	голова комісії
2. Загнітко Василь Миколайович, доктор геол.-мінерал. наук, КНУ	секретар комісії
3. Бобров Олександр Борисович, доктор геол.-мінерал. наук	член комісії
4. Зюльцле Веніамін Вікторович, кандидат геол.-мінерал. наук, “Українська геологічна компанія”	член комісії
5. Кирилюк Віктор Павлович, доктор геол.-мінерал. наук, ЛНУ	член комісії
6. Клочков Валерій Михайлович, кандидат геол.-мінерал. наук, УкрДГРІ	член комісії
7. Кривдік Степан Григорович, доктор геол.-мінерал. наук, ІГМР НАНУ	член комісії
8. Степанюк Леонід Михайлович, доктор геол. наук, ІГМР НАНУ	член комісії

УДК 550.83: 553. 46 (477.65)

В. А. ЕНТИН, главный геофизик центра геофизических исследований (ГП "Украинская геологическая компания"),

В. Н. ПАВЛЮК, главный геолог (Правобережная геологическая экспедиция),

Н. П. СОЛОВЕЙ, С. И. ГУСЬКОВ, геофизики I кат. (ГП "Украинская геологическая компания")

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ ХРОМИТОВЫХ РУД В СРЕДНЕМ ПОБУЖЬЕ

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

На основе анализа и переинтерпретации имеющихся геолого-геофизических данных по району Среднего Побужья установлено, что для этой территории поисковыми геофизическими критериями на хромитовые руды является наличие небольших размеров и амплитуды локальных минимумов магнитного поля, наблюдаемых на фоне относительного повышения напряженности поля силы тяжести. Их выявление, как и решение некоторых структурных задач строения рудных объектов, возможно лишь на основе данных площадных высокоточных и детальных грави- и магниторазведочных работ масштаба 1:5 000–1:2 000.

Сделаны определенные выводы относительно полного рационального комплекса геофизических работ, сопутствующего поискам хромитовых руд среди вмещающих их ультрабазитовых массивов Среднего Побужья.

Based on the analysis and re-interpretation of available geological and geophysical data for the region of the Middle Bug area found that the area of geophysical search criteria on chromite ore is the presence of small size and amplitude of the local minima of the magnetic field observed on the background of the relative increase of the field of gravity. Identifying them as the solution of some of the structural problems of the structure of ore objects is possible only on the basis of precise and detailed areal gravity and magnetic prospecting 1:5 000-1:2 000 scale.

To draw definite conclusions on the full management of geophysical work, accompanying search chromite ore of their host ultrabasic massifs Middle Bug River.

Поисково-разведочные работы на хромитовые руды в Среднем Побужье ведутся здесь как попутные с основным направлением – поисками силикатных руд никеля с 50-х годов XX ст. Было установлено, что они в виде тел линзовидной, пластовой или столбообразной формы, чаще небольшой мощности и размеров, согласно залегают во вмещающих их массивах ультрабазитов (серпентини-

тов). Руды массивные, густо-, средне- и редко вкрапленные со средним содержанием оксида хрома соответственно $\geq 35\%$, 20–34, 10–19, $< 10\%$.

Если поисковые геолого-геофизические критерии на никеленосные коры выветривания были разработаны и с успехом применены на практике еще в 50–60-х годах, то поисковые критерии на хромитовые руды фактически отсутствуют до сих пор. Считается лишь, что существенное значение для

рудообразования хромитов имеет первичный кливаж (первичная тектоника) вмещающих массивов ультрабазитовой формации, в соответствии с направлением структурных особенностей которых и локализуются хромитовые рудные расплавы. В действительности же все известные к настоящему времени хромитовые руды Среднего Побужья обнаружены достаточно случайно в процессе поисков и разведки силикатного никеля в корях выветривания пород ультраосновного состава.

Отсутствие поисковых, в первую очередь геофизических, критериев на хромитовые руды обусловлено рядом обстоятельств объективного и субъективного характера.

Известно, что залогом успешного применения геофизических методов для решения тех или иных геологических задач является наличие соответствующих геолого-геофизических предпосылок, способных обусловить некоторые локальные аномальные возмущения геофизических полей, достаточные по своей амплитуде и контрастности проявления, чтобы их можно было регистрировать и выделять на основе данных проведенных геофизических съемок. В общем подходе важнейшими из таких предпосылок являются отличительность (избыточность) физических свойств искомого объекта, а также их определенное структурное положение по отношению к вмещающим образованиям, способствующее усилению аномального эффекта.

Применительно к гравиразведки и магниторазведки – основных геофизических методов изучения геологического строения кристаллического фундамента района Среднего Побужья – такими благоприятными геолого-геофизическими факторами

являются избыточные плотность ($\Delta\delta$) и магнитная восприимчивость ($\Delta\chi$) (намагниченность (ΔI)) поисковых объектов, а также наличие у них субвертикальных боковых контактов.

Объемная плотность массивных хромитовых руд может составлять 3,60 г/см³ и более, а их редковкрапленных разностей – 2,90 г/см³ (рис. 1). При средней плотности вмещающих серпентинитов, равной 2,54 г/см³, избыточная плотность рудных тел будет находиться в пределах 0,5–1,0 г/см³, что в практике геофизических работ считается очень большой величиной.

Еще более контрастно проявляются слабомагнитные хромитовые руды на фоне общей высокой намагниченности серпентинизированных ультрабазитов Среднего Побужья, магнитная восприимчивость которых достигает первых тыс. ед. СИ. При этом, как и в случае с плотностью, эта контрастность усиливается по мере повышения содержания в руде оксида хрома (рис. 1).

Казалось бы, что при столь контрастных физических свойствах и преимущественно субвертикальном характере боковых контактов хромитовых объектов, их картирование на фоне геофизических аномалий от серпентинитовых массивов по данным грави- и магниторазведки представляется достаточно простой задачей.

К сожалению, отмеченные благоприятные поисковые геолого-геофизические предпосылки во многом нивелируются из-за незначительных линейных размеров и мощности рудных объектов.

Теоретические расчеты показывают, что максимальный аномальный гравитационный эффект над центром единичного субвертикального пластового тела хромитов, горизонтальной

мощностью 2 м и глубиной залегания верхней кромки 20 м, а нижней – 40 м, в зависимости от типа руд, составляет не более 0,02–0,04 мГал, что находится на уровне помех и практически не может быть надежно выделено. В случае нахождения

в разрезе 3–5 маломощных сближенных пластов или единичного, но мощностью более 10 м, аномальный гравитационный эффект может достигать величин порядка 0,1 мГал (рис. 2), что уже вполне достаточно для их картирования съем-

ками соответствующей точности и плотности сети наблюдений.

Магнитный эффект от рудных тел подобных линейных размеров, по сравнению с гравитационным, имеет более выраженный характер. Даже единичные хро-

митовые тела небольшой мощности (2 м), а тем более их сближенные “роевые” сокупности или одиночные тела большей мощности, способны обусловить локальные аномалии отрицательного знака, амплитудой 20–100 нТл и более (рис. 2). Возможности фиксации таких аномальных эффектов по данным современных магнитных съемок зависят только от плотности сети наблюдений.

Таким образом, как видно из проведенного анализа геолого-геофизических предпосылок и теоретических модельных расчетов, поиски и картирование хромитовых тел по грави- и магниторазведочным данным, за исключением совсем небольших, не представляющих промышленного интереса объектов, теоретически вполне возможны. Эти выводы находят и практическое подтверждение в результатах выполненного нами анализа (переинтерпретации) геолого-геофизических материалов по десяти поисковым участкам на силикатные никелевые руды (Свирневскому, Восточно- и Западно-Липовеньковскому, Школьному,

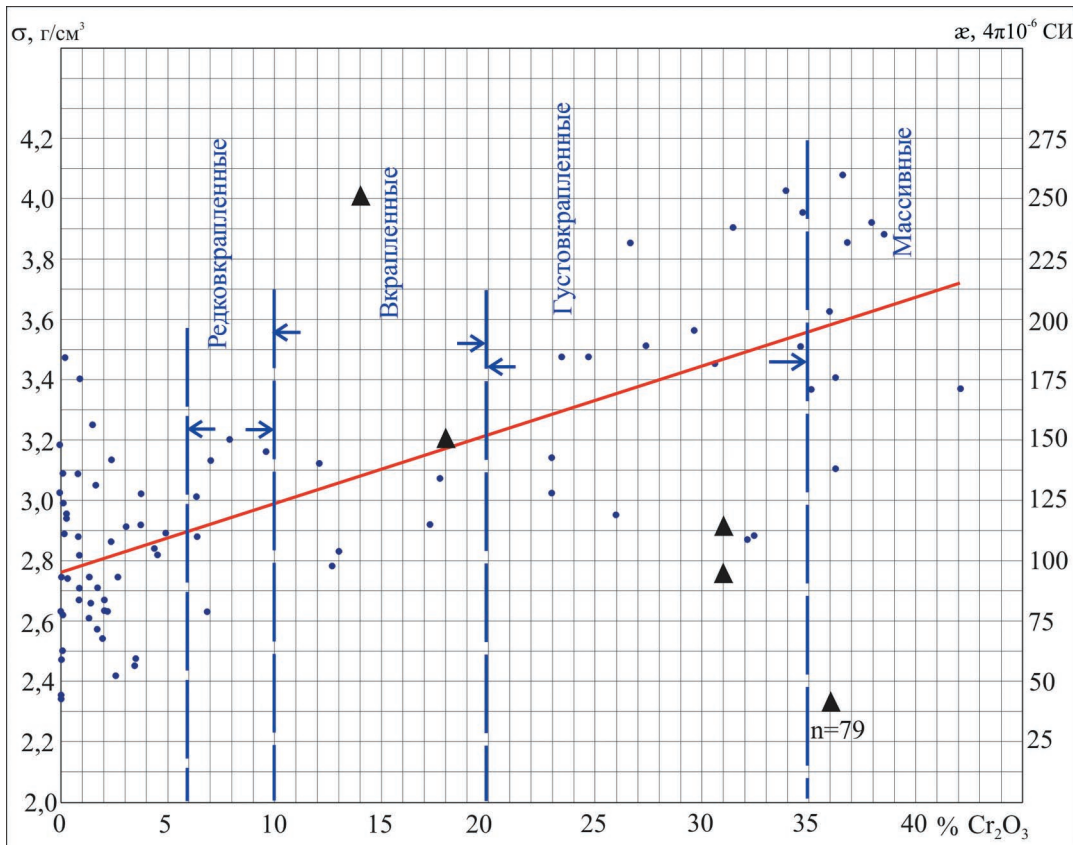


Рис. 1. Зависимость плотности (•) и магнитной восприимчивости (▲) пород от содержания Cr_2O_3

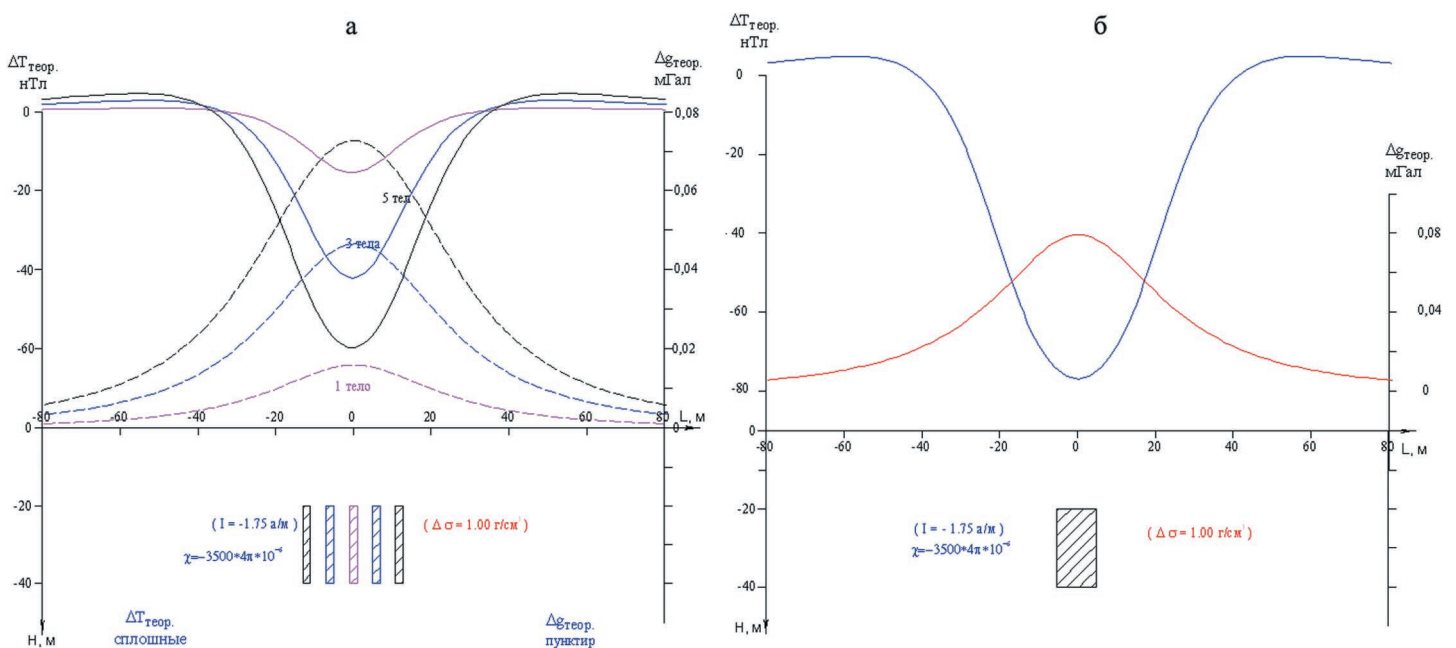


Рис. 2. Расчетные кривые ΔG_a и ΔT_a от моделей рудных хромитовых тел:

а – одиночного пласта (роя пластов) малой мощности; б – одиночного пласта большой мощности (10 м)

Полюховскому, Западно- и Северо-Липняжскому, Западно-Лашевскому, Первомайскому и Пушковскому), на которых в свое время попутно, с различной степенью детальности, были установлены и частично опознаны хромитовые тела.

Следует отметить, что весь этот район Среднего Побужья был полностью заснят гравиразведкой масштаба 1:50 000 (сеть наблюдений 500×250 м) и магнитными съемками по сети 200(100)×50(40) м еще в 50–60-е годы XX ст. Указанные работы выполнялись в помощь поискам крупных массивов ультрабазитов с никеленосными корами выветривания. При этом целевых задач по поискам хромитовых тел тогда не ставилось. Из-за редкой сети наблюдений и низкой точности определения аномальных геофизических параметров практическое использование этих материалов на современном этапе поисковых работ, даже с учетом достижений компьютерных технологий, представляется совершенно нецелесообразным. Только в 90-х годах прошлого столетия основной район распространения ультрабазитов Среднего Побужья (в процессе их более детального поискового изучения на ряд полезных ископаемых) был заснят современными по точности и густоте сети наблюдений площадной гравиразведкой (100×100 м) и магнито-разведкой (100×20 м) [1]. Однако и в этом случае конкретных поисковых задач на рудные хромитовые объекты перед геофизическими работами не стояло. Именно первичные цифровые данные указанных съемок и были положены в основу нашего пересмотра (переинтерпретации) геофизических материалов по каждому из названных десяти участков.

Необходимой и важной составной частью этого исследования стало новое компьютерное построение детальных карт наблюдаемых и трансформированных магнитного и гравитационного полей. Пересчет (трансформация) геофизических полей выполнялся с использованием палеток оптимальных параметров, позволяющих обеспечить выделение на картах небольших по линейным размерам локальных аномалий, соизмеримых с известными здесь по геологическим данным хромитовыми телами. Дополнительно к этому также строились и анализировались геолого-геофизические разрезы, пересекающие на своем протяжении некоторые рудные объекты.

В результате было установлено, что наличие в

серпентинитовых массивах хромитовых руд столбовидного (линзовидного?) характера залегания мощностью 20 м и более, как это имеет место по геологическим данным на Школьном и Западно-Липовеньковском (рис. 3а) участках, отчетливо проявляется в виде пережимов (уменьшения напряженности) положительных магнитных аномалий, в целом обусловленных массивами серпентинитов.

Одиночные рудные пластовые тела хромитов небольшой мощности и простираются или их “роевые” сокупности в анализируемых магнитных полях в отдельности не проявляются. Тем не менее, как и в первом случае, все они определенно приурочиваются к областям относительного понижения уровня напряженности по-

ложительных магнитных аномалий либо находятся на их флангах (рис. 3а).

В анализируемом поле локальных аномалий силы тяжести закартированные по геологическим данным хромитовые тела ни в одном из случаев не находят самостоятельного отражения. Однако, аналогично характеру их отражения в магнитных полях, они постоянно приурочиваются к местам пониженной напряженности и флангам (зонам высоких значений градиентов) минимумов силы тяжести, обусловленных влиянием массивов серпентинитов (3б, 4б, 5а).

Таким образом, как видно из результатов проведенного анализа имеющихся геофизических материалов последних площадных съемок масштаба 1:10 000 на

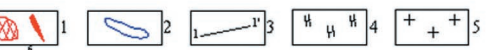
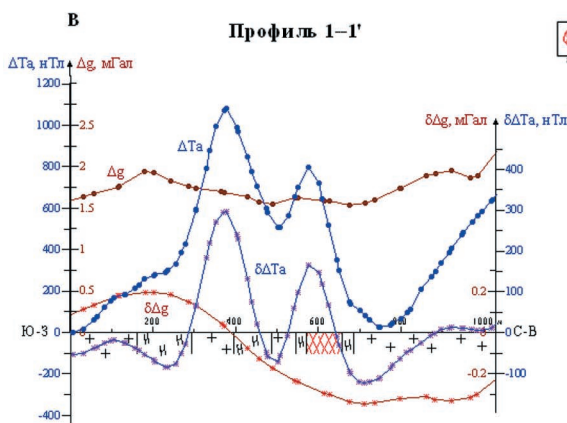
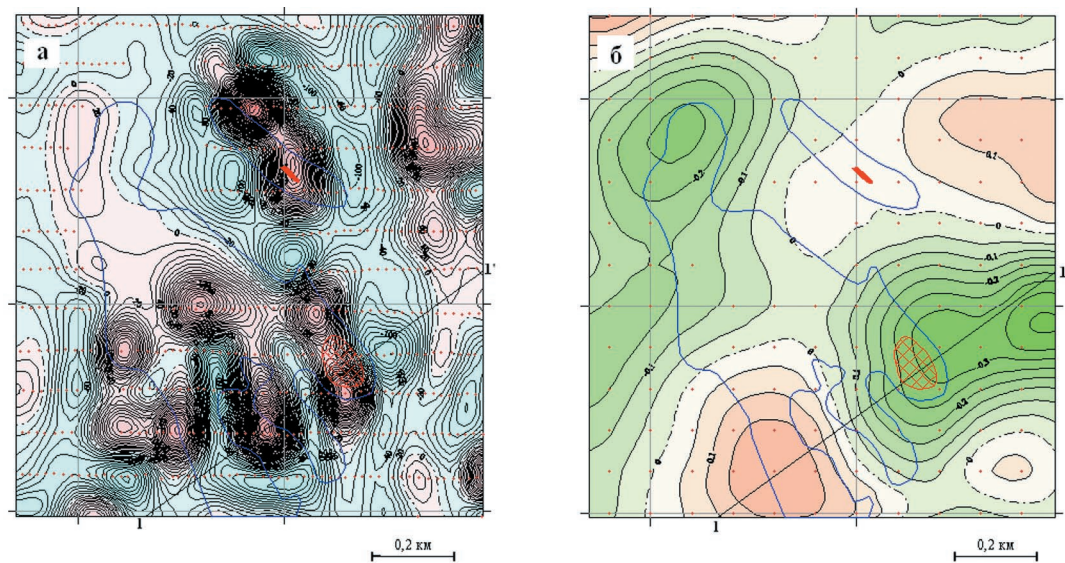


Рис. 3. Западно-Липовеньковский участок:
 а – карта локальных аномалий δT_a , в нТл;
 б – карта локальных аномалий δg , в мГал;
 в – геолого-геофизический разрез по профилю 1–1'
 1 – рудные хромитовые тела: а – большой мощности (>10 м);
 б – маломощные пластовые;
 2 – контур массивов ультрабазитов (по геологическим данным);
 3 – линия геолого-геофизического разреза;
 4 – серпентиниты с реликтами перидотитов, реже пироксенитов;
 5 – вмещающие гранитоиды

практике подтверждается существование определенных корреляционных связей между некоторыми локальными особенностями магнитных и гравитационных аномалий и известными здесь ранее хромитовыми телами. И хотя наличие таких связей, за исключением относительно крупных объектов, может лишь косвенно свидетельствовать о наличии рудной хромитовой минерализации (приближать к местам сосредоточия), но и эта информация имеет немало важное поисковое значение.

Несколько ограниченная поисковая информативность данных анализируемых съемок в геологических условиях Среднего Побужья, по нашему мнению, во многом определяется недостаточной плотностью сети их полевых наблюдений.

Ведь, как вытекает из приведенных выше теоретических примеров, даже шаг магнитометрических наблюдений равный 20 м позволяет зафиксировать аномальный эффект от отдельного пласта или от их сближенной группы лишь по одному профилю и не более чем 1–2 точками. Локализация же и прослеживание в плане рудных объектов, не превышающих по простиранию нескольких десятков метров, при межпрофильном расстоянии сети наблюдений равном 100 м, вообще не представляется возможным. Еще более несостоятельной в этом отношении представляется сеть гравиметрических наблюдений 100×100 м, при которой не только исключается возможность прослеживания аномальных эффектов от поисковых объектов от профиля к профилю, но и не гарантируется их фиксация хотя бы одной точкой наблюдения.

Наш вывод о недостаточной плотности сети наблюдений проведенных грави- и магнитных съемок

масштаба 1:10 000 для более эффективного решения поисково-картировочных задач на хромитовые руды находит, по нашему мнению, весьма аргументированное подтверждение и в результатах сопоставления их геологической информативности с такими же данными, но для эксклюзивных съемок более крупного масштаба. Последние были проведены в небольших объемах по инвестиционным проектам на Восточно-Липовеньковском и Пушковском участках (рис. 4в, г; 5в).

Так, по данным ранее проведенной на площади Восточно-Липовеньковского участка магнитной съем-

ки, масштаба 1:10 000 [1], в ее центральной части отмечена положительная аномалия общего субмеридионального простирания, обусловленная серпентинитовым массивом протяженностью около 1 км, в западном контакте которого находятся сильномагнитные породы (рис. 4а). Характерный план-рисунок этой аномалии позволяет определенно говорить лишь о неоднородности геологического строения этого массива ультрабазитов, который в структурном отношении распадается на три части. Его южная треть характеризуется северо-западным простиранием. Она отделяется от своей центральной части

субмеридиональной направленности хорошо выраженными на картах аномального и трансформированного магнитного поля зонами пережитого напряженности, к которым приурочен картируемый здесь по геологическим данным “рой” из восьми пластовых хромитовых тел небольшой мощности северо-западного простирания (рис. 4а).

Именно в этом месте позже были выполнены упомянутые выше детализационная магнитная съемка (20×5 м) и профильная грави- и магниторазведка по четырем линиям с шагом наблюдений 20 м (рис. 4в, г). Полученные материалы позволили суще-

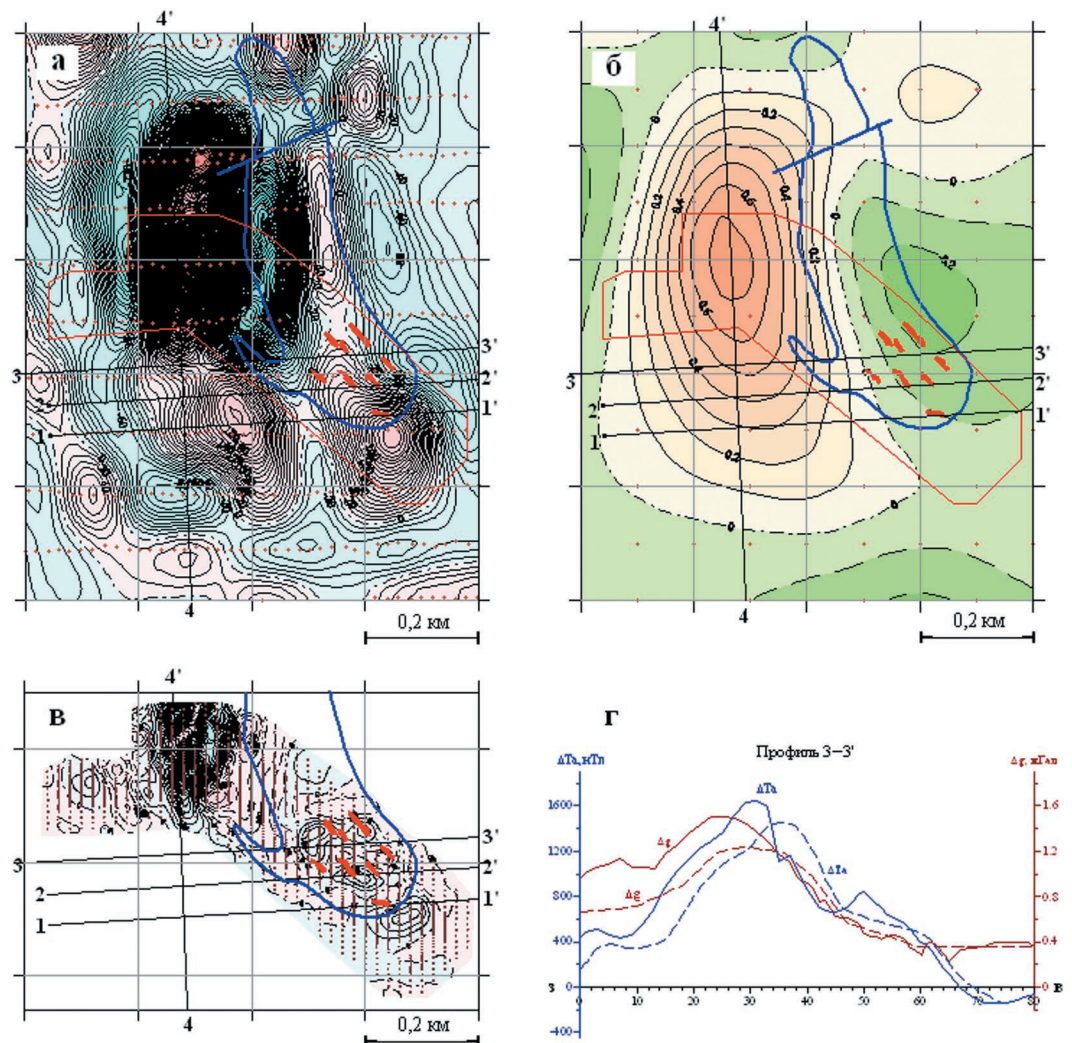


Рис. 4. Восточно-Липовеньковский участок:

а – карта локальных аномалий ΔT_a , в нТл (сеть 100×20 м); б – карта локальных аномалий ΔG_g , в мГал (сеть 100×100 м); в – карта локальных аномалий ΔT_a , в нТл (сеть 20×5 м); г – графики аномалий магнитного и гравитационного полей по данным площадных (---) и профильных (—) работ вдоль линии наблюдений 3–3’

ственно уточнить особенности геологического строения этой части Восточно-Липовеньковского участка. Так, если по данным ранее проведенных геофизических работ здесь отмечалось лишь общее понижение напряженности магнитного поля, то после детализации эта область проявилась более сложным характером своей внутренней структуры, определяемой мозаикой из нескольких локальных максимумов и разделяющих их субширотных минимумов более высокого порядка (рис. 4в).

Анализ новых полученных материалов приводит к выводу, что установленное широтное простираение осей минимумов ΔT_a , которые, как мы считаем, должны определять плановое положение хромитовых объектов на фоне вмещающих серпентинитовых массивов, противоречит их северо-западному простираению на геологических картах. Однако последнее обстоятельство не всегда следует считать абсолютно достоверным. Известно, что поиски и картирование хромитовых тел зачастую велись без необходимой для таких работ плот-

ности сети поисково-разведочных скважин, обеспечивающей надежное построение перекрытых разрезов и возможности уверенного прослеживания рудных пересечений в плане. Геологические построения при этом во многом ведутся лишь на основе общих структурных представлений, в частности концепции согласного залегания рудных тел с вмещающими их породами ультрабазитового состава. В принципе, не отвергая такой подход, в этом случае необходимо учитывать и возможное влияние более поздней наложенной системы тектонических нарушений, которая могла способствовать плановой перестройке первичных кливажных трещин с уже локализованными в них рудными растворами. По нашему мнению, именно такая ситуация сложилась в рассматриваемой части Восточно-Липовеньковского участка, где первичное северо-западное простираение кливажных раздвигов под влиянием более поздних тектонических подвижек было изменено на субширотное.

Детализационные профильные грави- и магнито-

разведочные наблюдения на Восточно-Липовеньковском участке велись вдоль линий, направления которых не совсем совпадают с ориентацией сети более ранних площадных съемок (рис. 4в), что, конечно, может вносить некоторую субъективность в оценку дополнительных информационных возможностей профильных работ. Тем не менее, из сравнения графиков параметров напряженности аномальных значений магнитного и гравитационного полей, построенных по цифровым данным профильных работ и данным площадных ординарных съемок (рис. 4г), очевидно, что первые имеют гораздо более дифференцированный характер, за локальными особенностями которых возможно стоят упущенные поисковые признаки хромитовых объектов.

Детальная гравиразведка по сети 10x10 м выполнена в границах Пушкинского рудопроявления хромитов, приуроченного к одноименному массиву серпентинитов, который на фоне невыразительной области гравитационных минимумов проявляется в виде оваловидного максимума маг-

нитного поля довольно простого строения (рис. 5а, б). К сожалению, имеющиеся малоинформативные данные площадной магнитной съемки (100x20 м) не позволяют здесь детализировать внутренние структурные особенности геологического строения массива, а тем более локализовать положение отдельных рудных объектов. По данным же детальной гравиразведки хромитовые тела приурочиваются к области повышенной напряженности поля аномалий силы тяжести Δg_a . Наибольшая амплитуда отмечается в районе скважин № 3593 и 3596 (рис. 5в). По-видимому, здесь можно ожидать и более существенное проявление хромитовой минерализации, возможно в виде пластовых массивных руд.

Изложенные результаты теоретических модельных расчетов и переинтерпретации данных грави- и магниторазведочных съемок различного масштаба и плотности сети наблюдений позволяют, по нашему мнению, сделать нижеследующие обобщенные выводы применительно к задачам поисков и картирования

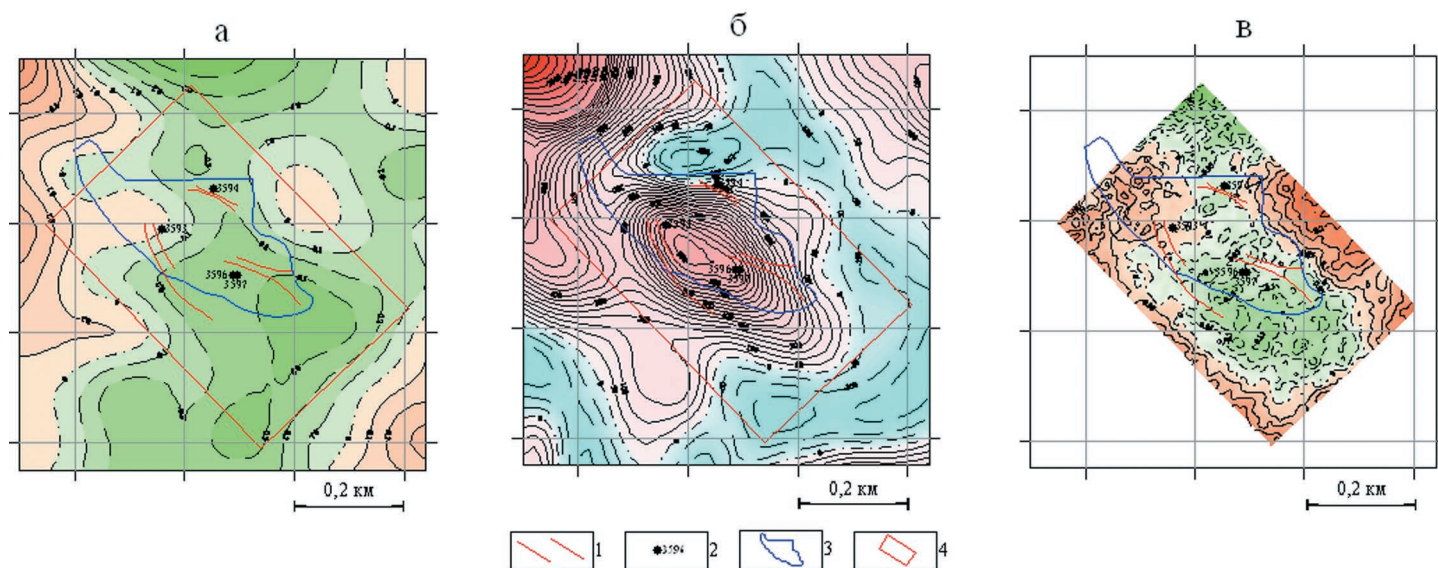


Рис. 5. Участок “Пушкино”: а – карта δg_a , в мГал (съемка 100x100 м); б – карта ΔT_a , в нТл (сеть 100x20 м); в – карта δg_a , в мГал (съемка 10x10 м);

1 – проекция рудных хромитовых тел на поверхность; 2 – поисково-разведочные скважины; 3 – контур массивов ультрабазитов (по геологическим данным); 4 – участок детальной гравиметрической съемки (10x10 м)

хромитовых объектов во вмещающих их массивах ультрабазитовой формации Среднего Побужья.

Главным поисковым геофизическим критерием хромитовых объектов является плановое сочетание локальных минимумов магнитного поля с участками относительного повышения напряженности поля аномалий силы тяжести, наблюдаемых на фоне более крупных по размерам и амплитуде магнитных максимумов ΔT_a и минимумов Δg_a от вмещающих их массивов серпентинитов. Амплитуды локальных возмущений магнитного и гравитационного полей от рудных объектов в зависимости от их размеров и мощности, глубины залегания верхней кромки и других геолого-геофизических факторов могут заметно варьировать – от 20 нТл для пласта мощностью несколько более 2 м, до 100 нТл и более в случае нахождения в разрезе серии сближенных пластов той же небольшой мощности или обособленных тел мощностью 10–20 м. Гравитационный эффект от рудных хромитовых объектов тех же размеров и условий залегания выражается заметно слабее. Он более зависит от общих структурных особенностей строения вмещающих массивов. Например, локальное уменьшение (локальный размыв) коры выветривания серпентинитов может привести к появлению ложных максимумов Δg_a второго порядка, не связанных с наличием в разрезе рудных тел. Как правило, в поле аномалий силы тяжести в виде аномалий повышенной напряженности амплитудой около 0,1 мГал начинают проявляться только серии (“рои”) сближенных рудных пластовых тел небольшой мощности или их линзовидные (столбообразные)

структурные формы мощностью 20 м и более.

Геофизические съемки масштаба 1:10 000 при межпрофильном расстоянии 100 м, равно как и одиночные маршруты даже с самым детальным шагом наблюдений, способны лишь в отдельных благоприятных случаях отметить искомый аномальный эффект на одной-двух точках. Корректное же плановое оконтуривание поисковых объектов возможно лишь при условии их пересечения не менее чем 2–3 профилями.

В процессе ведения всего комплекса поисково-разведочных работ на хромитовые руды, помимо решения задач чисто прогнозно-поискового значения, на определенном этапе, перед заложением скважин наклонного бурения, часто возникает необходимость предварительного определения азимута и угла падения намеченных к опознанию рудных объектов. В условиях общего субвертикального характера падения пород кристаллического фундамента и обычно небольшой мощности пластовых хромитовых тел это весьма сложная для решения геолого-геофизическая задача. Она может быть несколько облегчена, если ее заменить определением параметров этих структурных элементов у более контрастно проявленных в геофизических полях вмещающих массивов ультрабазитов.

Известно, что наклонный характер падения геологических объектов в условиях общего субвертикального характера падения пород кристаллического фундамента проявляется в некоторой, как правило, незначительной асимметричности (различной степени градиентности) крыльев графиков обусловленных ими геофизических

аномалий. При этом более пологое (меньшей градиентности) крыло графиков напряженности аномально-магнитного и гравитационного полей будет наблюдаться со стороны высячего бока геологической структуры. При отсутствии сторонних помех ожидаемый эффект асимметрии может быть замечен на графиках напряженности аномально-магнитного (гравитационного) полей лишь в пределах узких зон (в зависимости от глубины залегания верхней кромки аномальных объектов не более 50–100 м) максимальных значений горизонтального градиента этих параметров. Очевидно, что такой тонкий и детальный анализ возможно провести лишь на основе данных высокоточных геофизических съемок с шагом профильных наблюдений не менее 5–10 м.

В завершении проведенного нами анализа геолого-геофизических материалов представляется целесообразным сделать общие выводы также по характеру рационального комплексирования геофизических работ при поисках рудных хромитовых тел в условиях Среднего Побужья, а именно:

– проведению относительно высокочувствительных детальных геофизических работ (не превышающих однако стоимости бурения 1–2 поисковых наклонных скважин) должен предшествовать этап анализа и переинтерпретации уже имеющихся здесь фактических данных предшествующих съемок масштаба 1:10 000, что будет способствовать более обоснованной локализации перспективных поисковых участков и тем самым снижению общей стоимости всего геологоразведочного комплекса;

– с целью непосредственных поисков и картирования

рудных хромитовых объектов, решения некоторых структурных задач в пределах уже выделенных по тем или иным данным и критериям перспективных поисковых участков оптимальным представляется комплексирование площадной магниторазведки по сети наблюдений 10×5 м и гравитационной – 10×10 м;

– профильные гравимагниторазведочные работы проводятся лишь на этапе восстановления на местности ранее установленных аномалий и выноса в натуру на местность точек заложения рекомендованных к бурению поисково-разведочных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корниченко П. К., Соловей Н. П. Отчет по поискам силикатного никеля в площадных корах выветривания в Побужском рудном районе. Фурсы, 1994 г. Фонды ПДРГП “Північгеологія”.
2. Корніченко П. К. Звіт про розвідку південної частини Капітанівського родовища хромових руд та пошукові роботи на інших ділянках. Київ, 2010 р. Фонди ПДРГП “Північгеологія”.
3. Павлюк В. М. “Хромові руди Середнього Побужья”. Сб. докладов “Актуальні проблеми геології, прогнозу, пошуку і оцінки местороджень”. Судакські геологічні читання. 2012 г. С. 96–97.

УДК 550.834:

Г. Б. СЕРГІЙ, канд. техн. наук, член-кор. УНГА, завідувач відділу методики інтерпретації сейсмозвідки (УкрДГРІ)

ЩОДО ДЕЯКИХ ПРОБЛЕМ УКРАЇНСЬКОЇ ГЕОФІЗИКИ У СВІТЛІ ЗДОБУТТЯ ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ

Пропонується досягати збільшення видобутку газу передусім дорозвідкою Дніпровсько-Донецької западини з ускладненням геологічних моделей і вивченням неструктурних пасток у міжреперних інтервалах. Для цього українській геофізиці треба впровадити нові технології, бо вона нині відстає в цьому аспекті від світового рівня. Розглянуті деякі причини цього відставання, запропоновані способи його подолання – створення стимулів, підвищення творчої ролі спеціалістів, відродження дослідно-методичних робіт, наукових нарад тощо.

The increase in gas production primarily due to additional exploration of the Dnieper-Donets basin with more complicated geological models and the study of non-structural traps in inter-horizon intervals is proposed. The Ukrainian geophysics should introduce new technology, because it is behind the world level. Consider some of the reasons for this lag, the ways to overcome it - creating incentives, increase the creative role of specialists, renaissance research technology activities, scientific meetings etc.

Вступ

Необхідність створення енергонебезпечності України, зокрема внаслідок збільшення власного видобутку нафти й газу, не викликає жодних сумнівів. Існує кілька можливих напрямів досягнення цієї мети. Серед них варто вибрати найбільш надійні та ефективні, оскільки ресурсів на одночасний розвиток усіх напрямів не вистачить. При оцінці можливостей вирішення очікуваних складних геологічних завдань треба виходити з сучасного рівня світової геофізики й геології. У цій статті розглядається вибір першочергового напрямку робіт, спрямованих на здобуття енергонебезпечності

України, та оцінюється відповідність стану української нафтогазової геофізики завданням, які постають на цьому напрямі.

Оцінка можливих напрямів збільшення власного видобутку вуглеводнів

Пріоритети способів збільшення видобутку вуглеводнів з часом дещо змінюються, але на сьогодні основними й майже чи не єдиними вважають два напрями: розробка родовищ Азовсько-Чорноморського шельфу й видобування нетрадиційного газу. Обидва напрями перспективні, але вони потребують величезних інвестицій, яких бракує, не обіцяють негайної чи хоча б швидкої віддачі й мабуть через це розвиваються надто повільно.

Морські родовища Азовсько-Чорноморського шельфу поки що виявляються невеликими й складно побудованими. Немає значних успіхів у цьому напрямі не тільки в нас, а і в інших країнах Причорномор'я. Можливо, доведеться визнати, що Чорне море зовсім не таке багате, як Північне, Баренцове або Каспійське, через що оптимістичні прогнози не підтверджуються.

Проблеми нетрадиційного газу (сланцевого газу, газу щільних колекторів, вугільного метану) загальновідомі. Це і потреба нових технологій буріння й видобутку, і неясність екологічних наслідків. На цей час ці проблеми вирішені лише в США. Так у Польщі, яка з ентузіазмом узялася за вирішення цього завдання, після перших пробних успіхів удачі запанувало застигання. Щодо ж України, то вона самотійно, крім розмов, майже не займається цією найважливішою проблемою, навіть маючи фахівців дуже високого класу [11]. Трохи не все передано великим міжнародним компаніям, для яких Україна не є привабливим об'єктом, через що вони й не поспішають укладати інвестиції в розвиток її енергонебезпечності. Існують і інші причини, об'єктивні, які гальмують розвиток цього напрямку: неповнота нормативної бази, невирішеність екологічних проблем, недостатня підготовка громадської думки [10]. Про рівень такої підготовки, яка є необхідною умовою успіху, свідчить хоча б те, що майже всі ЗМІ вперто називають газ, що очікується на Юзівській ділянці (компанія Shell), сланцевим, хоча це в дійсності зовсім інший вид нетрадиційного газу – газ із ущільнених колекторів у пісковиках. Доводиться констатувати, що на цих двох напрямках очікувати на швидке зрушення не варто. Треба шукати інші шляхи.

Одним з них є поновлення уваги до традиційних нафтогазових регіонів на суходолі, передусім до Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Про те, що в ній залишаються чималі ресурси, неодноразово говорили і вітчизняні, і іноземні фахівці [4, 5, 10, 18, 20 та ін.]. У складеному Геологічною службою США реєстрі 95 основних нафтогазових провінцій світу ДДЗ займає непогане місце – 45-те [18], вона розробляється вже давно, “вершки” вже зняті, але вважати, що все уже розвідано, рано. Канадський геолог українського походження М. Burianuk, який за завданням компанії Shell займався поглибленим вивченням нафтогазових перспектив України, на підтвердження цього вказує, що в схожій з Україною за розмірами перспективних територій канадській провінції Альберта нафтогазових свердловин пробурено в багато разів більше, ніж в Україні [18].

Можна навести і приклад Волго-Уральської нафтогазоносною області, яка розвіdana й виснажена, мабуть, ще більше, ніж Україна. Все ж завдяки відкриття нових невеликих родовищ, деталізації будови покладів, що давно вже розробляються там, забезпечується половина досить великого приросту запасів нафти. Інша половина утворюється завдяки прогресивним технологіям експлуатації, унаслідок чого досягається компенсація видобутку [13]. Для того, щоб знайти шляхи до поки що прихованих ресурсів ДДЗ, треба змінити методику й філософію робіт – перейти від спрямованості на антиклінальні чи тектонічно екрановані пастки до пошуку різних типів неантиклінальних пасток у міжреперному середовищі, яке не висвітлювалося традиційними структурними картами.

Це дуже складне завдання, але нові геофізичні технології дають змогу успішно його вирішувати.

У ДДЗ очевидні три перспективні напрями робіт, які навіть не потребують дуже великих інвестицій, хоча можуть потребувати зміни деяких поглядів і стереотипів. Це перегляд негативних результатів, отриманих при перевірці об'єктів поодинокими свердловинами, до розвідка відомих родовищ з виявленням непомічених продуктивних блоків та дослідження територій, які вважалися неперспективними (борти, Донбас та інші).

Перспективність першого напрямку пояснюється тим, що перша свердловина закладалася, як завжди, виходячи з припущення про чисто структурну природу пастки вуглеводнів, тобто про наявність антиклінальної чи тектонічно екранованої пастки. Водночас результати подальшого розвідувального й експлуатаційного буріння майже завжди демонструють складну, примхливу будову колекторів, контури яких не збігаються навіть для сусідніх продуктивних горизонтів [2]. Дуже ймовірно, що в багатьох несприятливих випадках перша свердловина, оптимальна в структурному плані, могла потрапити якраз у зону відсутності колектора. Могло бути й таке, що прийнята геологічна модель не відповідала справжній будові, а через непідтвердження її першими, попередніми свердловинами структура виводилася з буріння. Прикладами, які підтверджують таке припущення, небагато через те, що буріння припинялося без поглибленого аналізу та переінтерпретації. Але можна пригадати Кобзівську площу. Після буріння перших свердловин вона вважалася настільки безнадійною, що в кінці 80-х

років її використали як еталон відсутності вуглеводнів під час випробування нових методик пошуків [3]. Правда, несподівано на ній виявилася позитивна аномалія, яку автори методики не визнали й мусили якось виправдовуватися. А через кілька років, після перегляду геологічної моделі, на цій площі відкрито велике (за сучасними уявленнями) родовище.

Можна сподіватися, що в разі розширення класів геологічних моделей і відмови від обмеження їх чисто антиклінальними чи тектонічно екранованими пастками переробка та переінтерпретація навіть вже існуючих даних за новими технологіями дасть змогу виявити нові перспективи багатьох відбракованих площ.

Подібні міркування можна висловити і щодо питань розвідки й деталізації родовищ, що розробляються. Моделі їх геологічної будови в деяких випадках використовують як геофізичну основу лише досить спрощені структурні побудови, розроблені на етапі пошуків чи початку розвідки. Складна поведінка колекторів між опорними горизонтами на них не відображається, тому нерідко після буріння чергової свердловини доводиться переглядати геологічну модель і навіть перераховувати запаси. Водночас сучасні технології обробки та інтерпретації даних сейсмічної розвідки, яких ще не було на час початку розробки родовища, здатні з великою ймовірністю прогнозувати властивості конкретних пластів-колекторів і виявляти нові нерозбурені блоки. Ще кращі результати можна очікувати від проведення сейсміки 3D на родовищах і розвідувальних площах, які були підготовані до розвідки й розробки за даними профільної сейсмічної розвідки 2D.

Під час вивчення нових територій, які вважалися неперспективними, для отримання позитивних результатів також доведеться розширювати клас можливих геологічних моделей через прогнозування властивостей перспективних горизонтів і навіть окремих пластів. Значну роль у цьому має відігравати така наука як геофізика, передусім сейсморозвідка. Розглянемо питання, наскільки готова українська нафтогазова геофізика до нових, складніших завдань.

Оцінка сучасного стану української геофізики за матеріалами конференції “Сейсмо-2012”

Розвинуті останніми роками у світі нові технології сейсморозвідки дають змогу отримувати набагато більше геологічної інформації, причому принципово нової якості й детальності, ніж це було навіть десять-двадцять років тому. Але, на жаль, в Україні ці можливості використовуються неповністю. Частково ці питання були розглянуті в праці [14]. Про це йшлося й на науково-технічній конференції “Сейсмо-2012”, яка щорічно проводиться УкрДГРІ у вересні в Криму [8].

На конференції були представлені доповіді як українських, так і російських фахівців. Більшість доповідей з Росії належала представникам російських філіалів великих міжнародних компаній, тому можна вважати, що вони відображали сучасний світовий рівень сейсморозвідки. Порівняння цих двох груп доповідей створило може дещо суб'єктивне, але чітке враження. Доповіді українських фахівців були змістовними, добре обґрунтованими та оформленими, але більшість з них ґрунтувалася на висвітленні поглядів і технологій, які були прийняті 10–20 років тому. У доповідях представників з Росії, чи точніше

представників з провідних міжнародних компаній, переважали пошуки нових, нетрадиційних підходів до використання сейсморозвідки й глибокого, неформального комплексування її з іншою геолого-геофізичною інформацією. У цій статті нема ані змоги, ані потреби розглядати згадані вище доповіді детальніше. Частина доповідей або написаних їх авторами статей опублікована в спеціальному випуску “Збірника наукових праць УкрДГРІ” № 4 за 2012 рік [6]. Електронну версію тез усіх доповідей можна отримати в УкрДГРІ. У цій статті ми дуже стисло розглянемо деякі проблеми нафтогазової геофізики України, які проявляються як у доповідях і представництві на “Сейсмо-2012”, так і в загальному розгляді ситуації, що склалася.

Серед доповідей російських сейсморозвідників вирізнялася велика група теоретичних і практичних робіт з різних видів інверсії хвильових полів, тобто вирішення оберненої задачі геофізики – побудова за даними сейсморозвідки 3D, ГДС та петрофізики детальної геологічної моделі. Цей вид робіт стає все більш поширеним у світі, бо він дає можливість вирішувати складні детальні задачі, які ще недавно здавалися нереальними [7, 15, 16]. За твердженням авторів, за сприятливих умов досягається дуже велика детальність, що внаслідок комплексування навіть перевищує вертикальну роздільну здатність сейсморозвідки. Розподіл колекторських властивостей вивчається в пластах, завтовшки менше 10 м. Ці роботи виконуються на основі розвинутої математичної теорії з використанням потужної обчислювальної техніки, але вони не зводяться до формального, автоматизованого рішення.

Вражає глибина попереднього геологічного обґрунтування вирішення геологічних завдань геофізиками і особливо величезна увага до використання даних петрофізики. Ретельно вивчаються петрофізичні властивості не лише колекторів, а всіх порід інтервалу потужністю в сотні метрів. У сучасній світовій геології починають виділяти навіть окрему галузь – рок-фізику (Rock Physics), яка спрямована саме на потреби інтерпретації сейсмозвідки [19].

Впадає в око, що кожна прикладна робота містить елементи унікальності, а головну, вирішальну роль відіграють не комп'ютерні програми, а фахівці. Зрозуміло, що такі роботи недешеві, але вартість їх не йде в порівняння з вартістю буріння.

Намагання виявляти геологічне підґрунтя геофізичних даних, досліджувати вплив зміни геологічних чинників на хвильове поле за допомогою моделювання, геостатистики, комплексування сейсміки та ГДС характерне навіть для молодих російських фахівців, яких було чимало на конференції.

Нові, але вже доведені до практичного використання методики мають значно збільшити геологічну ефективність сейсмозвідки. Це багатокомпонентна й широкоазимутальна сейсміка, нові апаратні й програмні розробки тощо.

Не треба думати, що в Росії чи на Заході всі роботи виконуються на такому рівні. На жаль, переважна більшість їх підпорядкована принципу “швидше, а не глибше й детальніше”, про що не раз із сумом відзначали представники провідних світових компаній, які приїздили до України з лекціями чи рекламою. А один з досвідчених американських геофізиків А. R. Brown, аналізуючи причини помилок

й невдач геофізиків, застосував навіть сумнозвучний в Україні, хоча і в іншій галузі, термін “кнопкодави” (button pusher) [17].

Але серед провідних світових фахівців є чітке усвідомлення того, що це не повинно бути нормою, бо навіть найдосконаліші програмні комплекси не замінять людину, яка глибоко розуміє геологію та геофізику й здатна до творчого підходу та знаходження нестандартного вирішення чергових проблем.

Такий підхід традиційно був притаманний українським, як і взагалі радянським геофізикам. Він багато років допомагав компенсувати відставання в технічних засобах. Нині це відставання значно зменшилося завдяки закупівлі імпортової техніки й технологій, але зменшилось і усвідомлення творчої ролі геофізика. Певним чином це проявилось на конференції “Сейсмо-2012”

Доповідей українських фахівців було небагато. Ті, які висвітлювали конкретні геологічні результати, були досить якісними, ґрунтовними, використовували сучасні комп'ютерні технології, але їм бракувало сміливості, новизни, творчого підходу, а може намагання перейти рубіж звичних уявлень про можливості геофізики. Це не стосується доповідей, присвячених розробці математичної теорії або регіональному вивченню геологічної будови, тобто питанням, в яких ніяка комп'ютерна технологія людину не замінить.

Причини відставання української геофізики та способи його подолання

Розглянемо причини, які створюють таку, не дуже приємну для української нафтогазової геології, ситуацію. Однією з причин може бути певне зниження рівня фахової підготовки студентів-геофізиків (це питання

потребує окремого вивчення й розгляду). Молоді спеціалісти частіше захоплюються приладами чудодійних комп'ютерних систем, ніж усвідомленням геологічної суті геофізичних полів. У результаті з'являється багато красиво оформлених, сучасних на вигляд робіт, які неспроможні вирішити справді сучасні геологічні завдання, що виходять за межі звичних, старих поглядів на можливість геофізики. Проблема надмірного захоплення формальною стороною сучасних технологій не є лише українською, вона бентежить і російських геофізиків. Про це свідчать хоча б глибокі, розраховані передусім на молодь, монографії Є. О. Козлова [9] та Ю. П. Ампілова [1]. В електронному вигляді вони доступні всім українським сейсмозвідникам, але щось немає впевненості, що ці книги масово вивчаються.

У той же час чим далі, тим більш очевидно, що сучасні вимоги нафтогазової геології важко задовольнити без розуміння й використання різних видів інверсії хвильового поля, багатокомпонентної сейсміки, частково кратних сум, мультиатрибутного аналізу, міграції дуплексних хвиль, геостатистики, урахування анізотропії, моделювання за методами рок-фізики тощо. Без цього доведеться обмежуватися традиційними структурними картами по кількох опорних горизонтах, але вони не описують значну частину складно побудованих пасток вуглеводнів. Саме такі пастки нині стають основними об'єктами пошуків, розвідки та деталізації родовищ, бо звичні, прості пастки вже знайдені.

На жаль, доводиться визнати, що ці складні технології, для успіху яких недостатньо просто натискувати

кнопки комп'ютера, визнаються й упроваджуються в Україні дуже повільно (або ніяк). Зрозуміло, що для навіть висококваліфікованого виробничника, який завантажений поточними справами, освоєння таких складних технологій є надто важким завданням. Раніше для цього існували дослідно-методичні підрозділи, які, ознайомившись з черговою новинкою, упроваджували її в масове виробництво.

З цього приводу можна пригадати досвід упровадження цифрової обробки даних сейсмозвідки в СРСР і країнах соціалістичного табору. У 70–80-ті роки в конкурентній боротьбі перемогли розробки Центральної геофізичної експедиції (ЦГЕ) Міннафтопрому СРСР. Хоча ця організація стала майже монополістом, її керівництво всіляко сприяло існуванню самостійних груп розробників у різних країнах і великих підприємствах. Вважалося на основі досвіду, що такі групи хоча й рідко створювали конкурентоздатну продукцію, але завдяки своїй підготовці й кваліфікації легко сприймали та впроваджували в масове виробництво нові розробки ЦГЕ та її співвиконавців. Хоча в Україні більше використовувалися свої розробки, принцип був такий же – в об'єднанні “Укргеофізика”, крім центру в Києві, працювали групи програмістів у Полтаві, Львові, Новомосковську. Активно велися розробки програм і нових технологій, особливо в напрямку дифракційного перетворення (міграції), в УкрНДГРІ (тепер УкрДГРІ). У 70–80-ті роки українська нафтогазова геофізика займала провідні позиції в СРСР, незважаючи на обмежені власні ресурси вуглеводнів.

На сьогодні ситуація повністю змінилася. Власні

розробки майже припинилися, старі спеціалісти цього напрямку розійшлися, а нові не прийшли. Змушена була залишити УкрДГРІ навіть група Н. Я. Мармалевського, роботи якої високо ціняться за кордоном, а в Україні не мають попиту. Напрямок дослідно-методичних робіт майже зник в “Укргеофізиці” й майже не з’явився в нових геолого-геофізичних підприємствах, навіть в Науково-дослідному інституті “Науканафтогаз”. У результаті майже не стало спеціалістів, які могли б і хотіли б вивчати та впроваджувати нові складні технології. У розвинутих, потужних системах обробки та інтерпретації, які були придбані за великі кошти, залишається багато невикористаних можливостей, через що загальний рівень української сейсморозвідки поступово відстає від світового рівня.

Які ж причини такого сумного стану речей?

Хоча кажуть, що в поразки, на відміну від перемоги, лише один батько, у нашому разі причин і суб’єктивних, і об’єктивних можна знайти багато. Але все ж одна причина впливає на перший план – відсутність стимулу [14]. Нащо витратити сили, нерви, час заради якогось прогресу, якого ані керівництво, ані замовники не вимагають і не очікують.

Якщо все робиться як завжди, як звикли, то будь-яка невдача пояснюється несприятливими обставинами чи іншими об’єктивними причинами. Якщо ж нова технологія привела до негативних результатів (може, просто немає там покладу), то винним стає новатор, а якщо результат позитивний – переможців багато, а про новатора забувають.

Виникає питання – хто ж має стимулювати прогрес, який від природи своєї не може завжди приносити пе-

ремоги, але завдяки все зростаючій кількості удач урешті забезпечить зростання?

Якщо не враховувати авторський ентузіазм, результат якого дуже рідко поширюється й переживає автора, вирізняються два чинники: інтерес замовника (власника) та адміністративний тиск. Перший чинник ще недавно уявлявся безперечним і достатнім. Але дійсність чомусь розчаровує. Найімовірніше, замовникам (власникам) просто не вистачає знань про сучасні технології, про дуже швидко, але не завжди просто й зрозуміло зростаючі можливості геофізики, зокрема сейсморозвідки. Важко вимагати від надкористувачів глибокого розуміння проблем геофізики й геології, але їм мають допомагати спеціалісти відповідних інституцій. Це пов’язується з дією другого чинника – адміністративного.

На сьогодні в Україні не дуже зрозуміло, хто саме має уособлювати цей чинник. Колись, коли змінювалися функції Міністерств геології, за ними залишалися три основні завдання: видача ліцензій, регіональні дослідження та забезпечення науково-технічного прогресу. У “Положенні про Державну службу геології і надр”, де перераховані завдання цього органу, лише у пункті 37 згадується про “забезпечення проведення фундаментальних та прикладних наукових досліджень, пов’язаних із розробленням та впровадженням у виробництво наукових і методичних основ прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин” [12].

Здається, що для цього далекого пункту не вистачає сил та уваги, принаймні у сфері нафтогазової геології й геофізики.

Можливо, ситуація була б кращою, якби в керівництві Держгеолнадра

України були авторитетні спеціалісти цього напрямку, тоді б це цілком відповідало багаторазовим заявам вищого керівництва країни про значне зростання власного видобутку газу в найближчі роки. Утім навіть за сучасних поглядів на те, що керувати галуззю мають універсальні менеджери, а не вузькі спеціалісти, справи були б кращими, якби ці менеджери користувалися знаннями й досвідом спеціалістів. На жаль, і цього немає.

Цілеспрямовані наради спеціалістів різних підприємств не практикуються, захисти звітів перетворилися на формальність. Деякі кращі справи були в системі НАК “Нафтогаз України”, але нині й там на нарадах або затверджується положення чергових свердловин, або в швидкому темпі приймаються з високою оцінкою й майже без обговорення всі звіти, щоб було виправдання списання коштів.

Якоюсь мірою наблизити керівництво чи хоча б працівників апарату Держгеолнадра України та інших керівників галузі до проблем розвитку нафтогазової геофізики України та до знайомства зі світовим рівнем геофізики могла б участь їх представників у науково-технічних конференціях. Але за три роки проведення конференцій “Сейсмо” ніхто з тих, хто готує та ухвалює рішення про функціонування й розвиток галузі, у цій конференції не брав участі, хоча дехто збирався. Можливо, це не стільки нестача часу й коштів, скільки підсвідоме ставлення до проблем розвитку нафтогазової геофізики як до вторинних порівняно із сьогоднішніми потребами.

Наслідки такого стану речей і такого керівництва галуззю в Україні досить сумні.

Майже ліквідований Державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ), зокрема його геофізична складова, хоча ця потужна й розгалужена організація могла б сприяти вирішенню багатьох проблем науково-технічного прогресу в Україні. Можна погодитися з тим, що робота УкрДГРІ не завжди була ефективною, але замість виправлення й поліпшення ситуації чомусь був вибраний старий метод боротьби з головним болем за допомогою гільйотини.

У світі роль петрофізики й рок-фізики в нафтогазовій галузі швидко зростає, в Україні такими ж швидкими темпами цей напрям згортається. Не розвиваються методи ГДС, зокрема щільнісний каротаж, без чого успішне вирішення багатьох актуальних завдань, навіть сейсміки 3D, є проблематичним. Простіше без замовлень дороговартісна апаратура трикомпонентної сейсміки, не впроваджуються прогресивні методики роботи з обмінними хвилями, які можуть підвищити достовірність прогнозу речовинного складу конкретних продуктивних пластів, деталізувати будову родовищ у зонах “газових труб”, не впроваджуються методики, спрямовані на уточнення стінок штоків, виявлення порушень, зон тріщинуватості тощо. Помітно зменшується кількість геофізиків-інтерпретаторів і висококваліфікованих спеціалістів з комп’ютерної обробки.

Цілком незрозумілим і не виправданим уявляється масове скорочення досвідчених фахівців геолого-геофізичного напрямку в ДП “Науканафтогаз”. Якщо для них не вистачає поточної роботи за договорами, їх можна було б з великою користю задіяти на дослідно-методичних роботах, для яких навіть не

потрібні великі кошти, а віддача могла б бути значною. Можливо, причиною цього є наївне уявлення когось з керівництва, що комп'ютерні системи, за які заплатили величезні гроші, обійдуться без інтерпретаторів старого зразка. Геофізики старшого покоління мають пам'ятати симптоми такої дитячої хвороби, що проявлялися 40 років тому, коли починалося впровадження обчислювальної техніки в українській геофізиці. За ці роки життя неодноразово показувало, що найдосконаліші машини не замінюють людину, навіть не завжди зменшують терміни виконання робіт, проте вони надають змогу вирішувати такі складні завдання, про які нещодавно й не мріяли. Саме це, а не скорочення штату, окупує дорогу техніку й програми.

Поки що ситуація в українській геофізиці незалежна. Деякі роботи виконуються на високому рівні. Є успішні спроби досягти світового рівня, хоча і із запізненням, наприклад, розробки діючої цифрової моделі родовища в ПАТ "Концерн "Надра"; роботи з обмінними хвилями там же і в компанії "Вікоіл"; розробки гідродинамічних моделей в ПАТ "Укрнафта" тощо. Але для швидкого подолання відставання української геофізики таких поодиноких успіхів недостатньо. Потрібна масовість, поширення досвіду, поновлення продуктивних зв'язків між фахівцями різних організацій, проведення семінарів, майстер-класів та інш.

Дуже важливим є стимулювання впровадження нових технологій, переваги й перспективи яких варто роз'яснювати замовникам (власникам) усіх рівнів. Вони мають розуміти, що повинен бути деякий допустимий рівень ризику під час впровадження нових методик, але

можливі втрати в перспективі багаторазово окупляться прибутком.

Зрозуміло, що самопливом це все не відбудеться, або займе так багато часу, що всі українські замовники геофізичних робіт почнуть користуватися послугами іноземних компаній (прикладом цього вже були). Тому треба щоб цим серйозно зайнялися відповідні фахівці НАК "Нафтогаз України" та Держгеолнадра, використовуючи підлеглі їм ДП "Науканафтогаз" та залишки УкрДГРІ. Якщо цього не зробити найближчим часом, гасла про збільшення чи збереження власного видобутку вуглеводнів залишаться на рівні розмов і побажань.

Висновки

Вирішення завдання збільшення власного видобутку вуглеводнів в Україні може здійснюватися різними шляхами, але найшвидшим, найдешевшим та надійним уявляється збільшення видобутку в Дніпровсько-Донецькій западині. Це можливе завдяки поповненню класів геологічних моделей складними неструктурними пастками різних типів як при перегляді "старих" площ, так і під час дослідження площ, які вважалися неперспективними. Успішність таких робіт залежить від ефективності геофізичних досліджень. Сучасний світовий рівень геофізики таку ефективність забезпечує, але українська геофізика від такого рівня відстає, що зокрема показала конференція "Сейсмо-2012". Для підвищення рівня геофізики як науки потрібне: обґрунтоване підвищення вимог замовників; створення стимулів впровадження нових технологій з правом на частку ризику; визнання вирішальної ролі людини-фахівця, а не комп'ютерної системи; розвиток, а не

зменшення петрофізичних досліджень; обмін досвідом та ознайомлення з ним не лише безпосередніх виконавців, а й замовників. Цю роботу мають організувати спеціалісти Держгеолнадра України та НАК "Нафтогаз України" за допомогою підлеглих їм інститутів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Спектр, 2008. 384 с.
2. Атлас родовищ нефти и газа Украины. Львів: УНГА, 1999. 1430 с.
3. Бабаев В. В. О геологической информативности дистанционных геотермических методов при поисках и разведке месторождений углеводородов// Сб. "Современные геофизические методы при решении задач нефтяной геологии". М.: Наука, 1988. С. 131–137.
4. Вакарчук Г. И., Вакарчук С. Г. Перспективы нефтегазоносности ловушек неантиклинального типа в палеозойских отложениях ДДВ//Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: Московский университет, 2001. С. 76–79.
5. Гошовський С. В. Поточні та перспективні напрямки нафтогазопошукових та розвідувальних робіт в ДДЗ//Мінеральні ресурси України. 2000. № 1. С. 10–12.
6. Збірник наукових праць УкрДГРІ, 2012. № 4. С. 67–213.
7. Кащеев Д. Е., Киринос Д. Г. Использование имитационного аннилинга для инверсии данных сейсморазведки//Геофизика. Специальный выпуск. 2002. С. 75–79.
8. Ковалев Д. М. Международная научно-практическая конференция "Сейсмо-2012"// Мінеральні ресурси України. 2012. № 4. С. 67–82.
9. Козлов Е. А. Модели среды в разведочной сейсмологии. Тверь: ГЕРС, 2000. 480 с.
10. Кривошеев В. Т. и др. Сланцевый газ – проблемы и перспективы добычи в Украине//Мат-лы конф. "Геоинформатика-2012" <http://www.earthdoc.eage.org/publication/result/page/2,3070pdf>.
11. Лукин А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена//Геологический журнал. 2011. № 1. С. 21–41.

12. Положення про Державну службу геології та надр України. <http://www.zakon2.rada.gov.ua>.

13. Постнова Е. В. и др. Перспективы развития ресурсной базы добычи углеводородного сырья Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций//Геология нефти и газа. 2011. № 1. С. 12–21.

14. Сергій Г. Б., Вандер О. В., Лихван В. М. Детальне вивчення будови продуктивних відкладів ДДЗ – проблеми та шляхи їх подолання//Збірник наукових праць УкрДГРІ. 2011. № 1. С. 149–164.

15. Филиппова К. Е. и др. Построение объемных моделей карбонатных резервуаров с использованием различных алгоритмов инверсии волнового поля на примере месторождения Тимано-Печорской провинции//Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С. 34–45.

16. Яковлев И. В., Ампилов Ю. П., Филиппова К. Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 2//Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С. 5–15.

17. Brown A. R. Pitfalls in 3D seismic interpretation//The Leading Edge. 2005. № 7. P. 716–717.

18. Burianyk M. Petroleum geophysics in Ukraine//The Leading Edge. 2003. № 5. P. 430–433.

19. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University Press. 2003. 240 p.

20. Sachsenhofer et al. Palaeozoic source rocks in the Dniepr-Donets Basin, Ukraine// Petroleum Geoscience. 2010. Vol. 16. P. 377–399.

УДК 550.834

С. А. БЕЗТЕЛЕСНИЙ, головний геофізик (Технологічний центр ДГП "Укргеофізика", м. Київ)

ОКОНТУРЕННЯ РЕЗЕРВУАРА І ВСТАНОВЛЕННЯ ЙОГО ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗА ДОПОМОГОЮ ПОБУДОВИ СЕЙСМОЛІТОФАЦІАЛЬНОЇ МОДЕЛІ

У статті розглядається проблема оконтурення структурно-літологічних і комбінованих пасток вуглеводнів і встановлення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів як теригенних, так і карбонатних. Для проведення такого аналізу застосовується методика побудови сейсмолітофаціальної моделі, яка базується на сеймостратиграфічному, сеймофаціальному, сиквенс-стратиграфічному аналізах і з використанням методу нейронних мереж для поширення свердловинної інформації по сейсмічному кубу даних.

In article the problem contouring non-anticline hydrocarbon traps and predicting reservoir properties terrigenous and carbonaceous reservoir properties is considered. For deciding such task use seismolithofacies modelling which is based on seismostratigraphic, seismofacies, sequences analyses and using a method of neural networks for distribution of the logging data on a seismic cube.

Вступ

На цьому етапі розвитку української нафтогазової геології побудови просторової товстошаруватої сейсмогеологічної моделі достатньо для вивчення нових площ. Для геологічного вивчення розвіданих та інтенсивно розвіданих родовищ, що експлуатуються, цього недостатньо.

Традиційно сейсмогеологічні моделі будують на основі просторових сейсмічних із залученням свердловинних даних (рис. 1). Прогноз можливих літологічних чи комбінованих пасток проводиться, як правило, за результатами сейсмофаціального аналізу. Однак традиційними методами сейсмічної інтерпретації в межах виявлених нафтогазоперспективних пасток прогнозувати наявність і тип колектора, а тим більше його фільтраційно-ємнісні властивості, неможливо.

Застосування в наш час великої кількості методів від прямих до сейсмічної інверсії для прогнозування геологічного розрізу призводить до заперечення результатів одного методу результатами іншого, зумовлюючи вибір достовірності.

За наявності великої кількості геологічних і геофізичних даних можна проводити моделювання геологічного середовища. Такими даними можуть бути опис керн по свердловинах, кути падіння гірських порід, відслонення, структурні побудови, петрофізичні дані, тектонічні схеми і т. д. Накопичений досвід з прогнозування геологічного розрізу вказує на поєднання кількох методів для найдостовірнішого моделювання геологічного середовища.

Використання сейсмогеологічної моделі спільно з результатами сиквенс-стратиграфії, петрофізичного, сейсмофаціального та па-

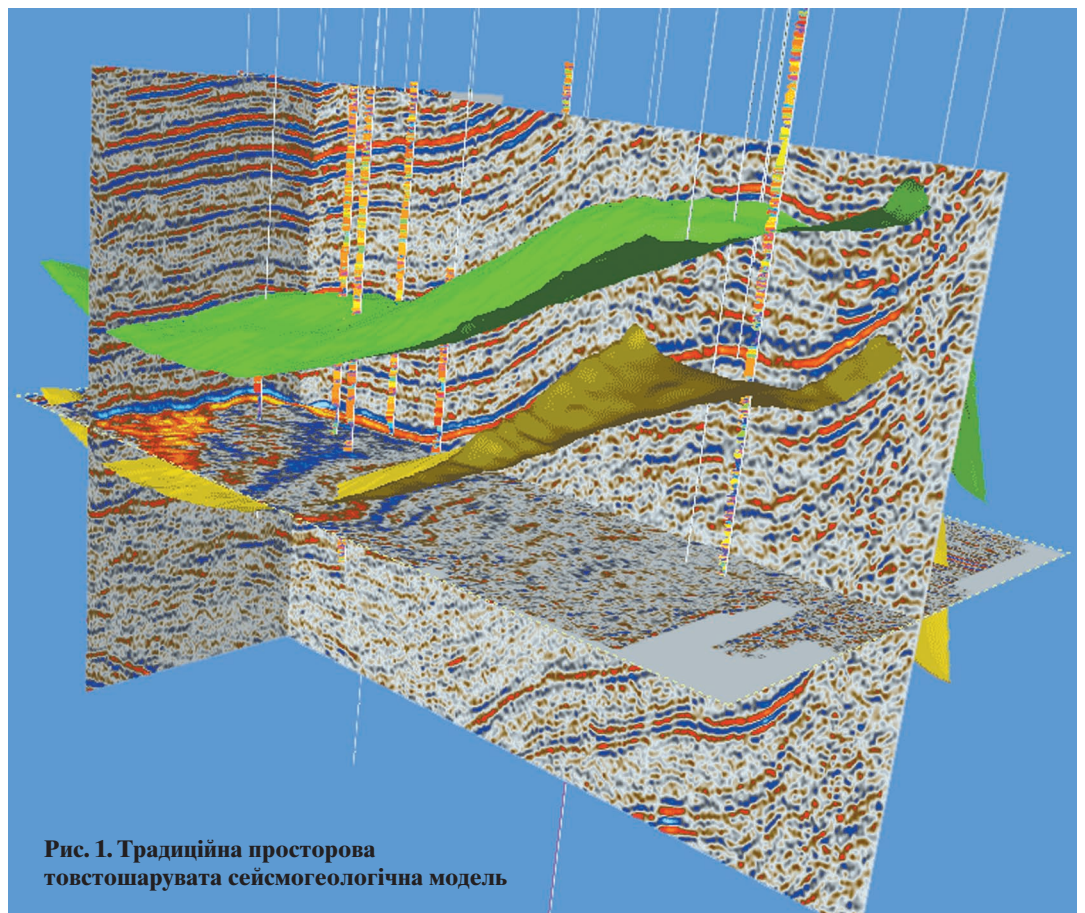


Рис. 1. Традиційна просторова товстошарувата сейсмогеологічна модель

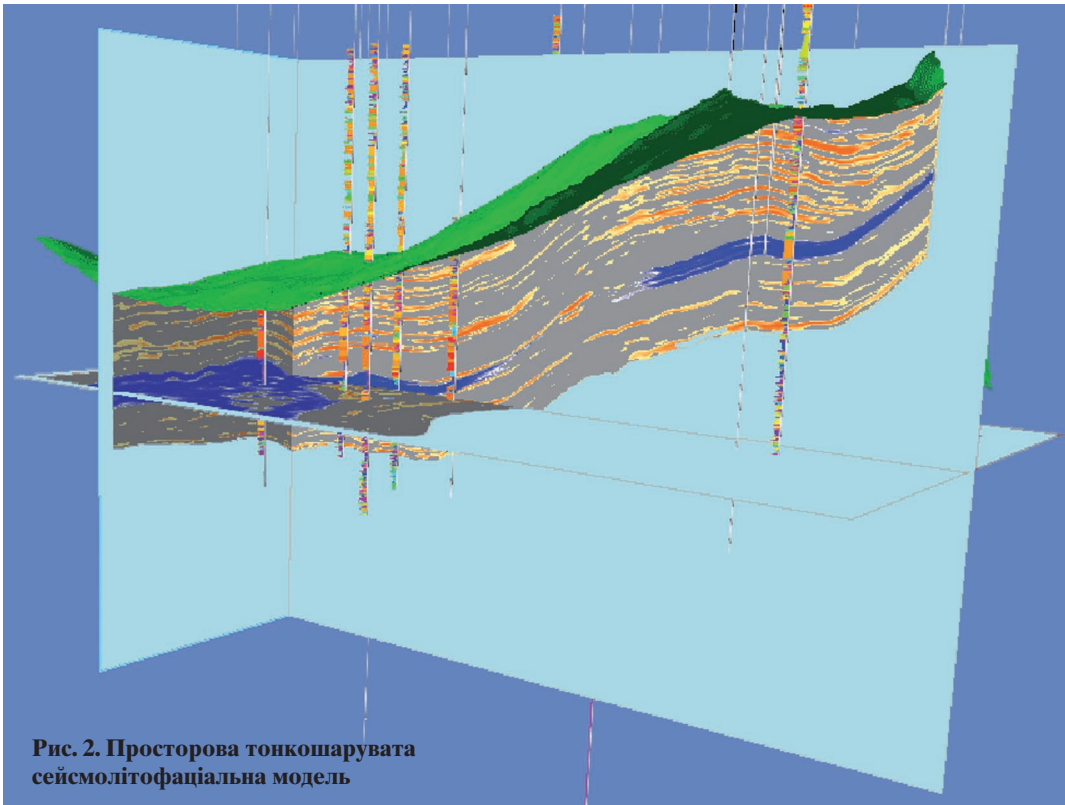


Рис. 2. Просторова тонкошарувата сейсмолітофаціальна модель

леогеографічного аналізів дає можливість моделювати просторове геологічне середовище, враховуючи якомога більше достовірних геофізичних і геологічних даних.

Одним з поширених математичних методів моделювання є метод нейронних мереж, який дає змогу використовувати максимальну кількість залучених даних. Йому властиве використання різноманітних даних, часто не пов'язаних між собою. Підбір вагових коефіцієнтів дає можливість налаштувати нейронні мережі на найбільш достовірну вихідну модель.

Основним показником правильності побудованої моделі є коефіцієнт кореляції вхідних і вихідних даних. Чим більший цей коефіцієнт, тим вища достовірність отриманої моделі.

Побудова сейсмолітофаціальної моделі дає можливість вирішувати складні геологічні завдання: пошук перспективного колектора в продуктивній товщі навіть незначної товщини, яка контролюється інтервалом сейсмічного запису, визначення

його кількісних фільтраційно-ємнісних характеристик, можливе вуглеводневе насичення виявленого або відомого резервуара (рис. 2).

У результаті моделювання геолого-геофізичних даних отримуємо тривимірну модель геологічного середовища, яка містить геологічні дані: ком-

понентний склад гірських порід та їх фільтраційно-ємнісні характеристики.

Тобто повна літологічна модель складається з окремих моделей піщаності, глинистості, карбонатності, пористості, проникності, нафтогазонасичення, тріщинуватості і т. д. Кожен па-

раметр, що розрахований у моделі, можна розглядати як окремо, так і спільно з іншими параметрами (рис. 3, 4).

У такій моделі між закартованими поверхнями прогнозується розподіл колекторів і покришок з їх фільтраційно-ємнісними характеристиками. Побудова моделі допомагає краще розуміти еволюцію накопичення осадів в образі трансгресивно-регресивних циклів будь-якої стратиграфічної товщі.

Залучення до традиційних геолого-геофізичних методів таких методів, як сиквенс-стратиграфія і нейронні мережі, дає можливість отримати прогнозну тривимірну сейсмолітофаціальну модель, інтегруючи свердловинні і геологічні дані, в окремо взятій точці, в сейсмічні, об'ємні дані, та поширити їх у просторі.

Побудова сейсмолітофаціальної моделі

Для побудови сейсмолітофаціальної моделі необхідний комплекс геологічних і геофізичних досліджень:

1) аналіз регіональних, пошукових і розвідувальних геолого-геофізичних досліджень;

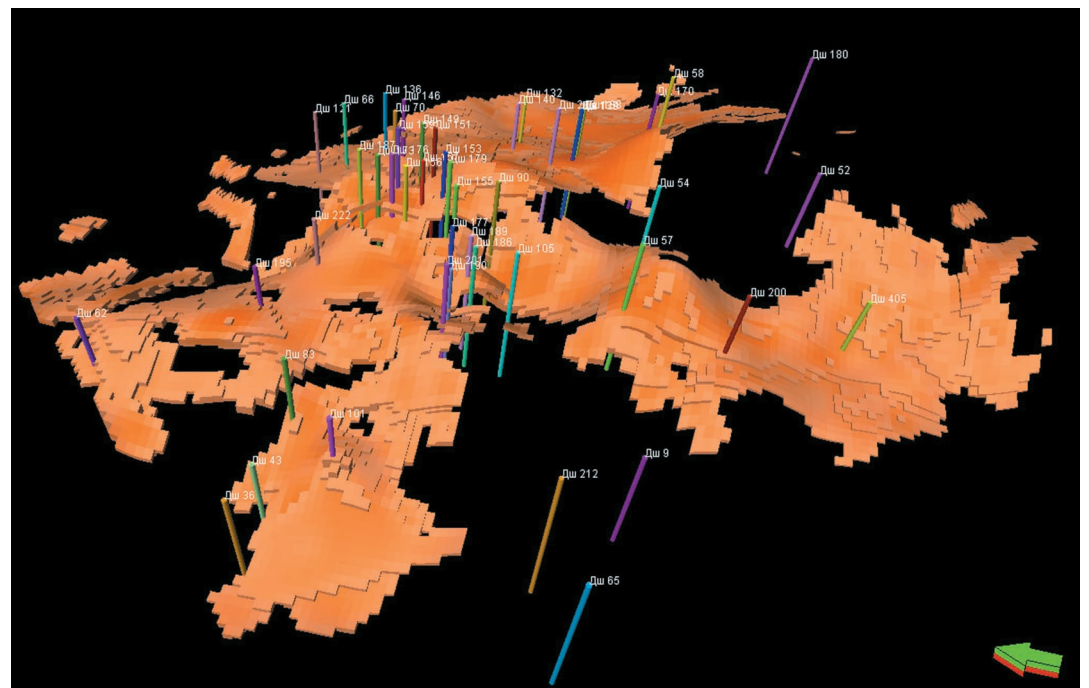


Рис. 3. Приклад тривимірного зображення піщаності продуктивного горизонту НД-8 Дашавського газового родовища

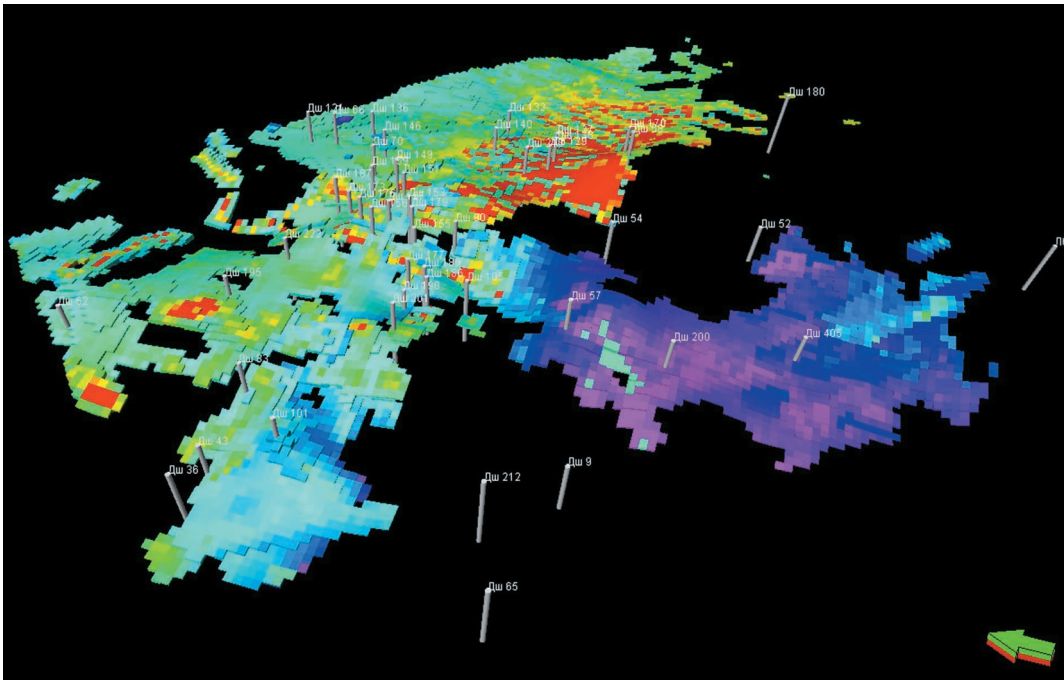


Рис. 4. Приклад тривимірного зображення пористості продуктивного горизонту НД-8 Дашавського газового родовища

2) розрахунок петрофізичних параметрів;

3) сиквенс-стратиграфічний аналіз;

4) сеймостратиграфічний, сеймофаціальний і сейсмогеоморфологічний аналізи;

5) моделювання за допомогою нейронних мереж.

Застосувавши знання регіональної геологічної будови, результатів багаторічних пошуків і розвідки, можна побудувати товстошарувату сейсмогеологічну модель.

Розрахункові петрофізичні дані дають змогу виділити колекторські різновиди та оцінити їх фільтраційно-емнісні властивості в інтервалі досліджень як якісно, так і кількісно. Сиквенс-стратиграфічний аналіз допомагає визначити хронологію та палеогеографічні умови осадконакопичення.

За результатами петрофізичного аналізу і сиквенс-стратиграфії встановлюються типи накопичених фацій та їх колекторські властивості. Також попередньо оцінюються межі поширення виділених фацій. За допомогою сеймофаціального аналізу визначаються площинні

закономірності фацій, визначених сиквенс-стратиграфічними і петрофізичними дослідженнями за умови роздільної здатності сейсмічного матеріалу.

Представлена методологія використовує сиквенс-стратиграфію для точної прив'язки свердловинних і сейсмічних даних у межах реального сейсмогеологічного середовища. Такі моделі мають вищу достовірність і можуть бути досліджені як якісно, так і кількісно.

Сиквенсна стратиграфія – це розділ геології, що займається хроностратиграфічною кореляцією та відтворенням послідовності осадконакопичення, які пов'язані з коливанням рівня моря.

Сиквенс – це осадковий комплекс, обмежений неузгодженнями, складений відносно узгодженою послідовністю нашарувань, які взаємопов'язані походженням.

Сиквенс утворюється за час пари циклів осадконакопичення регресивного і трансгресивного. Межами сиквенсу є неузгодження при низькому стоянні рівня моря. Виділяють три моделі осадконакопичення в межах

сиквенсу: проградаційну (під час регресії), аградаційну і ретроградаційну (під час трансгресії).

Простеження сиквенсів за свердловинними і сейсмічними даними дає можливість створити детальну хроностратиграфічну схему, визначити послідовну зміну фацій як по літералі, так і по вертикалі, відтворити еволюцію осадкового басейну з достовірністю, що перевищує можливості інших методів регіональної кореляції.

Сеймостратиграфія і тісно пов'язана з нею сиквенс-стратиграфія ґрунтуються на тому, що в товщі осадів під час їх накопичення утворюються фізичні поверхні двох типів: поверхні нашарування і поверхні неузгодження. Ці та інші викликають відбиття пружини хвиль, якщо гірські породи, що їх утворюють, істотно відрізняються одна від однієї за швидкістю і густиною. Враховуючи закон Стено, сейсмічний розріз відображає не тільки літологічні ознаки розрізу, а й хроностратиграфічну інформацію. Загальновідомо, що найчіткіші відбиття пов'язані зі значними перервами в

осадконакопиченні. Аналогічно інші, менш виражені відбиття, пов'язані з менш вираженими перервами в історії седиментації. Усі ці перерви відображають зміни швидкості осадконакопичення від різких (високоенергетичні) до малопомітних (низькоенергетичні). Таким чином, сейсмічний розріз із застосуванням сиквенс-стратиграфії набуває глибокого геологічного змісту.

У невеликому інтервалі досліджень, у межах продуктивного горизонту, проводять аналіз парасиквенсів, які утворилися під час локальних коливань рівня моря. Для ДДЗ такі дослідження дуже важливі, оскільки ефективна товщина продуктивних колекторів становить переважно декілька метрів. Відтворення седиментологічних умов накопичення колекторів кожного продуктивного горизонту дає можливість визначити межі резервуарів у просторі та ефективніше проводити пошуково-розвідувальне буріння.

Сейсмічні дані дають можливість виділяти і прогнозувати фаціальні зміни осадконакопичення. Сейсмічні фації відображаються характерними особливостями запису, що дає змогу одну групу відбиттів візуально відрізнити від іншої, сусідньої. Конфігурація сейсмічного відбиття піддається прямому аналізу і дає змогу визначити геометричну форму і просторове розміщення в стратиграфічному інтервалі. Поєднання сеймофаціального аналізу із сиквенс-стратиграфією дає можливість простежувати перерви та умови накопичення осадів, утворюючи детальну геолого-геофізичну модель.

Розраховані петрофізичні характеристики за даними ГДС відображають літологічні особливості гірських порід та їх флюїдонасичення.

Моделі, які отримані тільки за допомогою свердло-

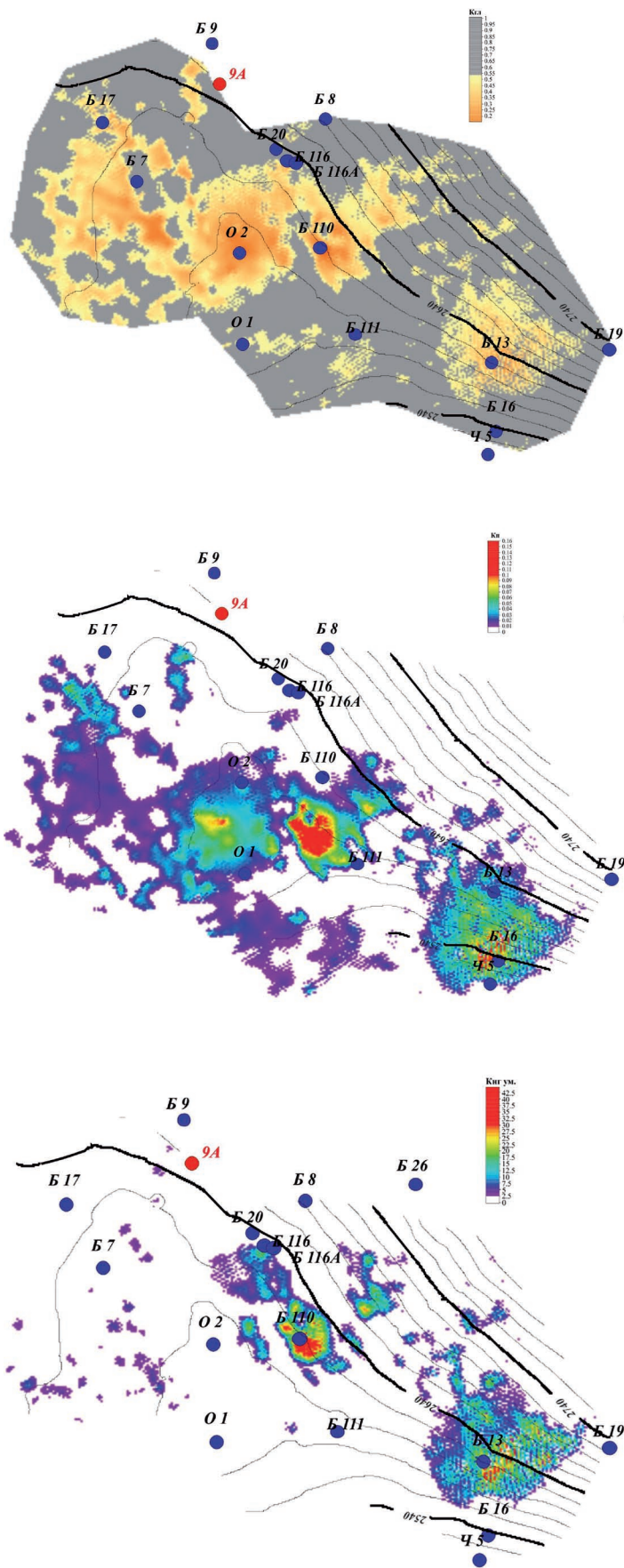


Рис. 5. Літофаціальна карта, карта пористості і карта нафтогазонасичення в межах певного геологічного інтервалу на родовищі в Дніпровсько-Донецькій западині

винних даних, призводять до неув'язок у кореляції та недооцінки просторового розміщення покладів чи пасток. Моделі, які отримані тільки за сейсмічними даними, оцінюють просторове розміщення без чітких характеристик покладів. Поєднання свердловинних і сейсмічних даних дає можливість отримати задовільну роздільну здатність як по вертикалі, так і по латералі.

Палеогеографічний аналіз дає змогу прогнозувати зони поширення певних типів фацій за допомогою встановлення палеовалів і палеозаток на кожен момент осадконакопичення.

Для отримання сейсмолітофаціальної моделі використовується алгоритм нейронних мереж, який на вході використовує якомога більше даних, а на виході видає одне або декілька рішень. Вхідними даними можуть бути як первинні, свердловинні, сейсмічні та геологічні дані, так і вторинні, розрахункові, наприклад, петрофізичні.

Метод нейронних мереж – це сучасна технологія оцінки даних і вирішення різних геологічних задач за допомогою моделювання. Альтернативою детерміністичним і стохастичним методам розподілу властивостей у просторі при інтегруванні сейсмічних і свердловинних даних можуть бути методи класифікацій та оцінки даних нейронних мереж, які дають можливість знаходити складні (нелінійні) залежності між набором вхідних і результативних даних. Приклади для навчання, тобто вагові коефіцієнти, повинні бути відібрані ретельно, щоб не витратити час на хибне функціонування мережі. Процес виконується в кілька ітерацій. У результаті отримуємо стійку сейсмолітофаціальну модель, яка дає змогу проводити інтерпретацію даних в єдиному масштабі.

Результатом інтерпретації цієї моделі є літофаці-

альні карти, карти кожного розрахованого петрофізичного параметра по кожному із циклів (рис. 5).

В основі літофаціальних карт лежить розподіл теригенних порід будь-якого стратиграфічного підрозділу, що показує поширення колекторів, покришок і літологічну мінливість комплексу, що досліджується. Як правило, такі карти складаються для невеликих стратиграфічних підрозділів, бо для великих підрозділів середнє значення призводить до великих похибок. За результатами такого аналізу для кожного парасиквенсу, колектора чи товщі простежуються контури, які відповідають найбільш вираженим піщаним чи карбонатним тілам. У межах контурів виділених колекторів прогноуються фільтраційно-ємнісні характеристики: пористість, проникність, нафтогазонасичення та інші.

Висновки

Проведення сейсмолітофаціального аналізу дає змогу побудувати просторову геологічну модель середовища з врахуванням фаціальних умов осадконакопичення в інтервалі досліджень.

Аналіз таких просторових моделей дає можливість краще розуміти та уявляти розподіл піщаних чи карбонатних тіл за товщиною і по площі, а також прогнозувати всі можливі петрофізичні характеристики колектора. Виробничий досвід показує, що розраховані деталізовані геологічні моделі допомагають у виборі оптимальних місць закладання пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння, використовуються для уточнення підрахункових планів та оцінки ризику, що в кінцевому випадку приводить до зменшення економічних втрат.

УДК 553.98.061.4.0(262.5-15)

Т. Є. ДОВЖОК, канд. геол. наук, перший заступник директора (ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"),
Т. М. ГАЛКО, канд. геол. наук, начальник (Центр проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ УкрНДІГаз),
С. Г. ВАКАРЧУК, канд. геол. наук, завідувач (Центр нафтогазогеологічних досліджень ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"),
С. В. ОРАЧ, молодший науковий співробітник (ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"),
М. І. ЄВДОЩУК, д-р. геол. наук, професор, звідувач відділу (Інститут геологічних наук НАН України)

РЕГІОНАЛЬНИЙ ПРОГНОЗ ПОШИРЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ВІДКЛАДАХ МАЙКОПСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСУ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

На основі комплексних літолого-стратиграфічних, літолого-фаціальних, петрографічних, петрофізичних і геофізичних досліджень визначено ділянки поширення порід з підвищеними колекторськими властивостями в нижньо-, середньо- та верхньомайкопських відкладах на території північно-західного шельфу Чорного моря.

Based on the complex lithological and stratigraphic, lithological and facies, petrographic, petrophysical and geophysical survey identified areas of distribution of rocks with high reservoir quality in lower-, middle- and upper-Maikop sediments in the north-western shelf of the Black Sea.

Вступ

Важливим аспектом нафтогазогеологічних досліджень осадових басейнів є регіональний прогноз поширення порід-колекторів перспективних комплексів. Він широко використовується як під час оцінки нафтогазового потенціалу регіону загалом, так і для вибору найперспективніших напрямів проведення геологорозвідувальних робіт.

Для створення геолого-петрофізичної основи прогнозування поширення порід-колекторів на північно-західному шельфі Чорного моря проведено комплексні літолого-стратиграфічні, літолого-фаціальні, петрографічні, петрофізичні та геофізичні дослідження.

Особливості геологічної будови майкопських відкладів. Аналіз та узагальнення наявних геолого-геофізичних матеріалів по відкладах майкопського

комплексу з урахуванням результатів власних літолого-стратиграфічних досліджень дали можливість уточнити особливості геологічної будови, визначити об'єм та структуру цих відкладів, а також встановити характер поширення окремих його літолого-стратиграфічних підрозділів у різних районах регіону.

Отримані результати дали змогу в межах північно-західного шельфу Чорного моря побудувати карти товщин відкладів майкопського комплексу загалом (рис. 1), а також карти товщин верхнього, середнього та нижнього майкопу окремо (рис. 2–4). В основу побудови карт товщин покладено стратиграфічні розбивки свердловин, результати кореляції відкладів за даними ГДС та результати регіональних сейсмічних досліджень.

Літолого-фаціальні особливості майкопських відкладів. Аналіз літологічних і фаціальних особливостей

порід показує, що формування відкладів майкопського комплексу відбувалося в основному в мілководних морських умовах на фоні чергування трансгресій і регресій.

За літологічним складом та умовами утворення піщані породи-колектори поділяють на два типи. Формування першого типу відбувалося в мілководних умовах застійного басейну осадконакопичення з певною роллю річкових систем і придонних течій, а формування другого – за суттєвого переважання морських умов осадконакопичення. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень кернів змінюється від 7,5 до 32,3 %, газопроникність змінюється від $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $350 \cdot 10^{-3}$ мкм². Колектори майкопського комплексу за фільтраційними та емнісними властивостями належать до колекторів I–VI класів за А. А. Ханіном [1]. Визначена продуктивність майкопсько-

го комплексу пов'язана з колекторами I–III класів.

Петрофізична характеристика майкопських відкладів. За даними вивчення кернового матеріалу майкопські відклади представлені переважно алевролітами глинистими й піщано-глинистими (49 %), глинами різного мінерального складу (приблизно 34 %), пісками, пісковиками (до 17 %). Водночас розподіл літологічного складу за даними ГДС дещо відрізняється від літологічного розподілу за даними лабораторних досліджень. Так, на алевроліти припадає до 62 %, глини – 28 %, вапняки – 5 %, пісковики, піски – 5 % (з яких 4 % припадає на піски). Відкрита пористість змінюється від 5 до 33 %, а абсолютна проникність від 0,01 до 450 мД (у поодиноких випадках до 1000 мД). Тип колекторів переважно поровий, рідше відзначається тріщинувата пористість. Загалом колектори в майкопській серії належать до складно побудованих, що пов'язане з різкою анізотропністю як самої породи-колектора на мікrorівні, так і з неоднорідністю резервуарів на макrorівні. Аналіз залежності проникності й пористості, глинистості й пористості, пористості й глибини залягання для майкопських відкладів загалом указує на відсутність чіткого зв'язку між ними.

Верхній майкоп. Відклади верхнього майкопу характеризуються порівняно малими значеннями питомого опору (перші одиниці Ом·м), досить високою пористістю (від 12 до 40 % при середньому значенні 32,8 %), високою середньою глинистістю (49 %). Спостерігається зменшення питомого опору, відкритої пористості, глинистості, інтервального часу з глибиною залягання. Водонасичені пласти за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) характе-

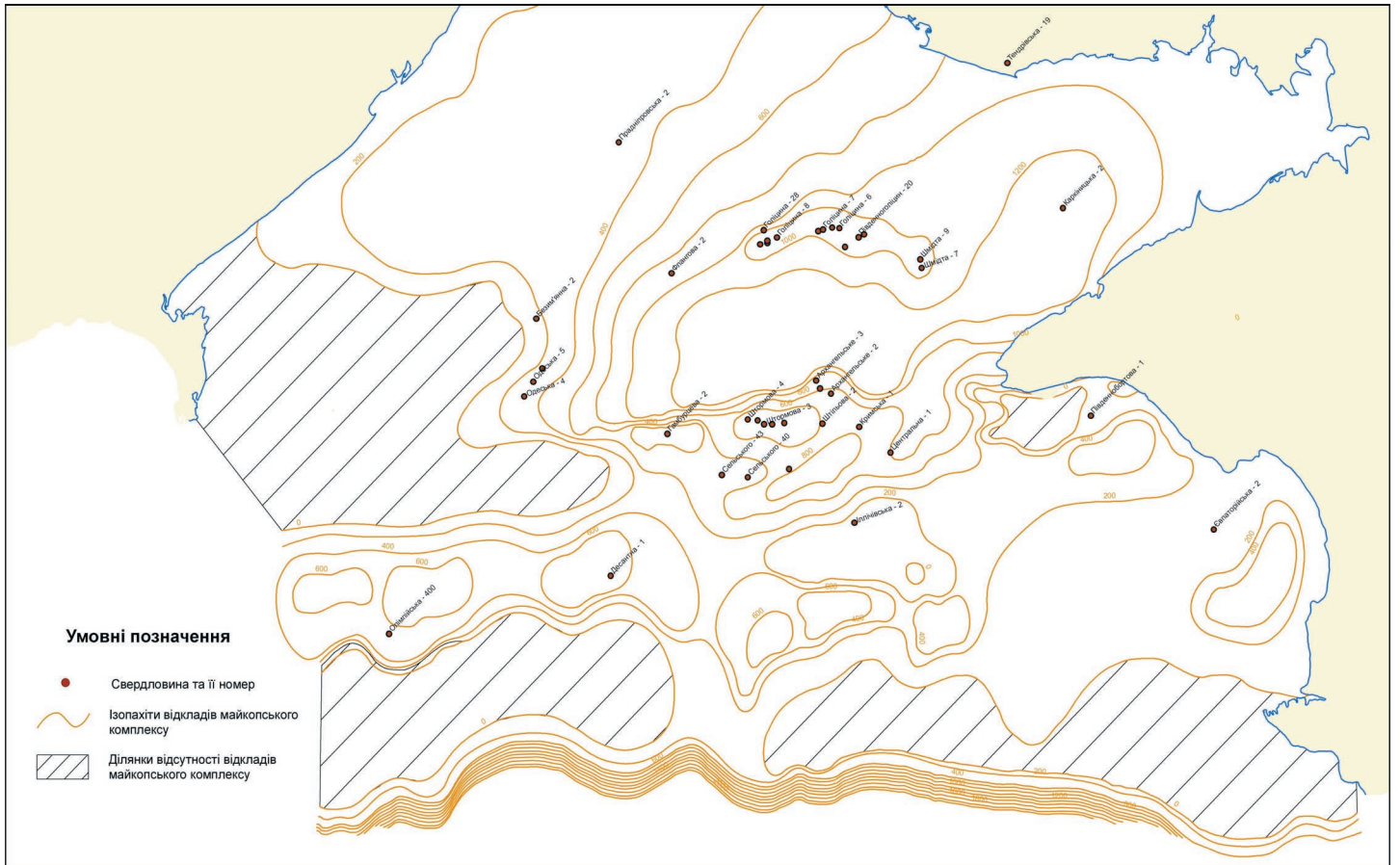


Рис. 1. Карта товщин відкладів майкопського комплексу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

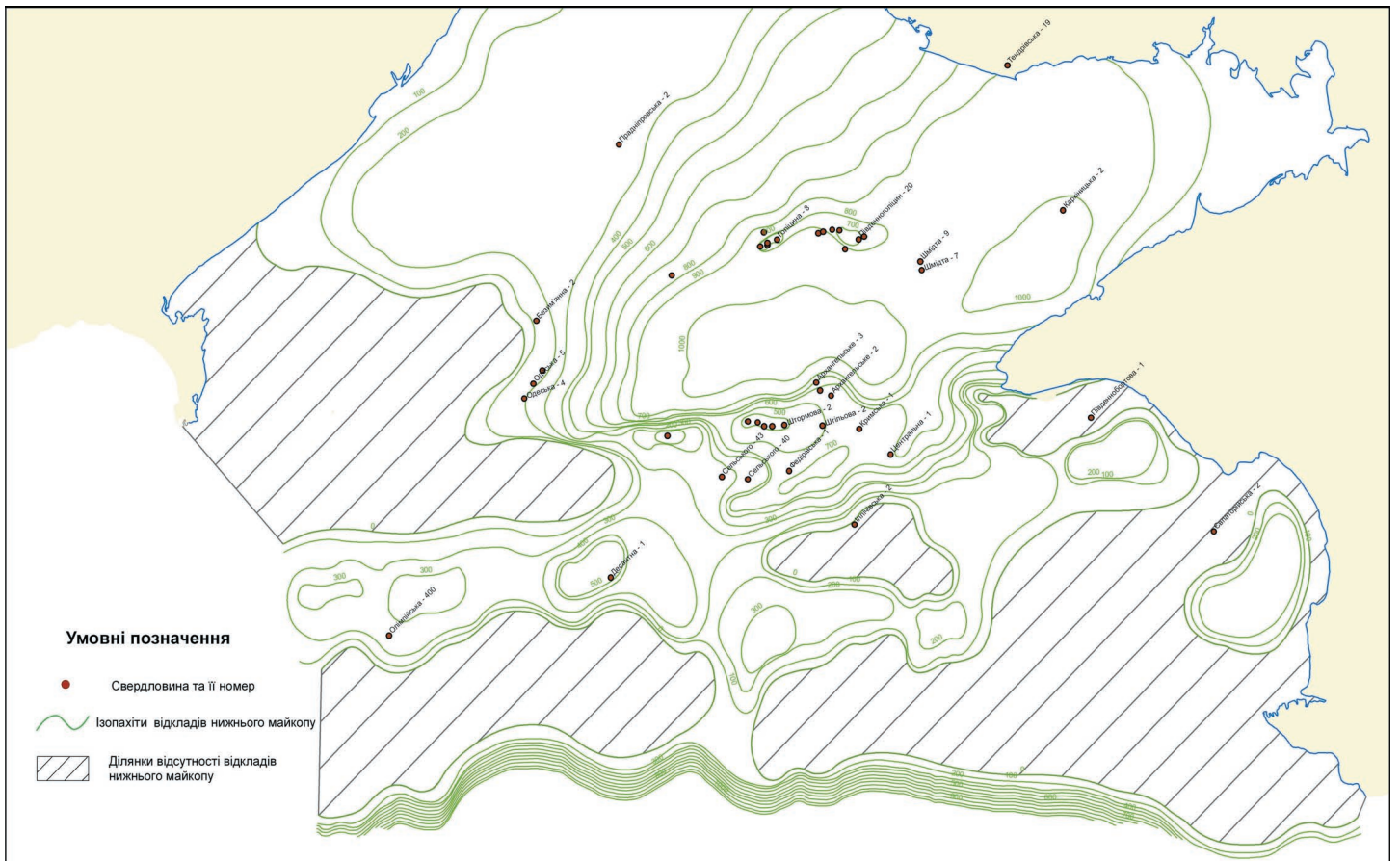


Рис. 2. Карта товщин відкладів нижнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

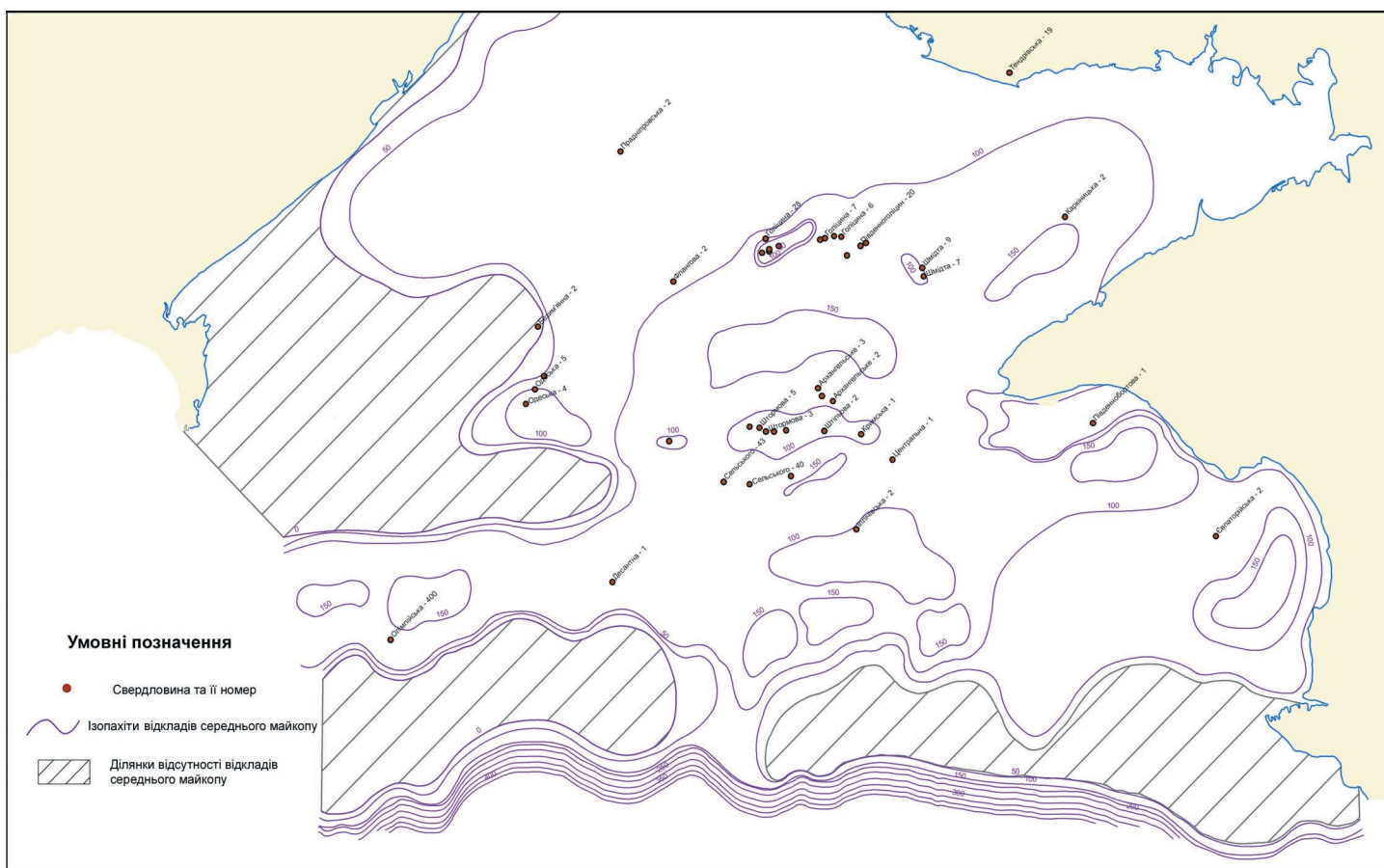


Рис. 3. Карта товщин відкладів середнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

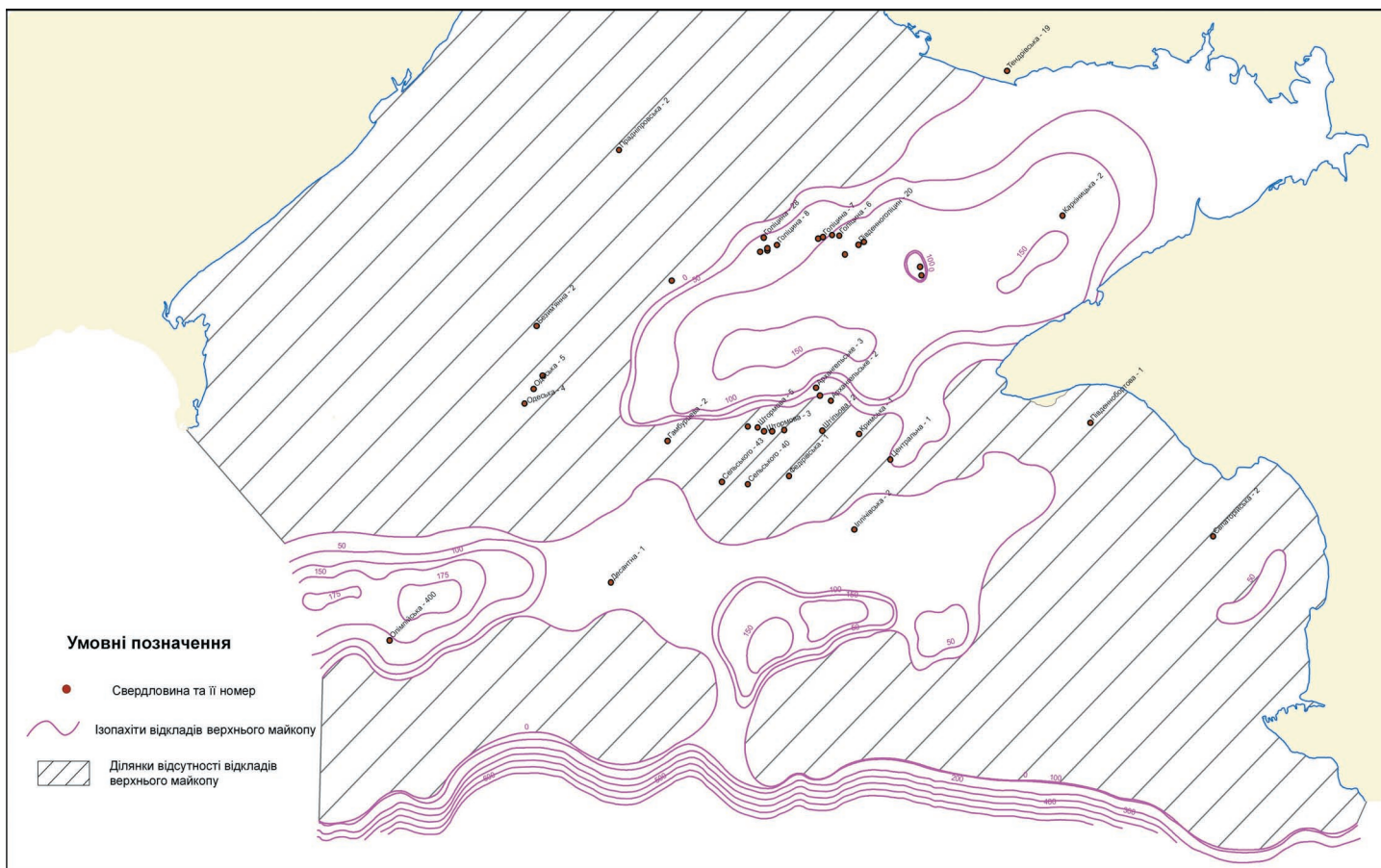


Рис. 4. Карта товщин відкладів верхнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

ризуються такими середніми значеннями: пористості 0,28, питомого опору 0,92 Ом·м, параметром пористості 7,1, інтервальним часом 318,9 мкс/м, глинистості 46 %. Газонасичені пласти характеризуються такими середніми значеннями: пористості 0,35, питомого опору – 1,42 Ом·м, параметром пористості – 11,0, інтервальним часом – 350,2 мкс/м, глинистості – 56 %. Для нафтогазоносних пластів середні значення становлять: пористості – 0,37, питомого опору 1,66 Ом·м, параметра пористості – 12,8, інтервального часу – 352,1 мкс/м, глинистості – 41 %. Щільні пласти за даними ГДС характеризуються такими середніми значеннями: пористості – 0,12, питомого опору – 0,92 Ом·м, параметра пористості – 7,05, інтервального часу – 255,4 мкс/м, глинистості – 56 %.

Середній майкоп. Для відкладів середнього майкопу простежується залежність зменшення абсолютної проникності від глинистості відкладів, але варто відзначити, що ця залежність досить слабка. Відклади характеризуються значеннями питомого опору від 1,7 до 16,5 Ом·м, пористістю – від 2 до 38 % при середньому значенні 22 %. Глинистість змінюється в широких межах: від 2 до 65 % при середньому значенні 35 %. Параметр пористості також змінюється в широких межах: від 3,0 до 126. Інтервальний час – від 179 до 362 мкс/м при середньому значенні 286,8 мкс/м.

Водонасичені пласти за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,17, питомого опору – 1,52 Ом·м, параметром пористості – 11,7, інтервальним часом – 261,7 мкс/м, глинистості 32 %. Газонасичені пласти за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,21, питомого опору – 1,68 Ом·м, параметром по-

ристості – 12,9, інтервальним часом – 273,7 мкс/м, глинистості – 25 %. Нафтогазоносні пласти за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,24, питомого опору – 2,94 Ом·м, параметром пористості – 22,6, інтервальним часом – 312,2 мкс/м, глинистості – 25 %. Щільні пласти за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,21, питомого опору – 2,38 Ом·м, параметром пористості – 18,3, інтервальним часом – 276,5 мкс/м, глинистості – 28 %.

Пористість за даними ГДС зменшується із зростанням глинистості.

Нижній майкоп. Відклади молочанського горизонту суттєво відрізняються за петрофізичними параметрами від відкладів планорбеллового горизонту. Середній питомий опір для відкладів молочанського горизонту нижчий, ніж питомий опір відкладів планорбеллового горизонту (1,54 і 4,2 Ом·м відповідно). Більші середні значення пористості, глинистості, коефіцієнта нафто- і газонасиченості, інтервального часу та параметра пористості притаманні відкладам планорбеллового горизонту. За даними лабораторних петрофізичних досліджень відкладам молочанського горизонту притаманні трохи менші значення карбонатності, глинистості, питомої ваги та більші значення пористості, коефіцієнта залишкової водонасиченості, ніж відкладам планорбеллового горизонту.

Водонасичені пласти молочанського горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,17, питомого опору – 0,96 Ом·м, параметра пористості – 7,4, інтервального часу – 257,4 мкс/м, глинистості – 31,2 %. Водонасичені пласти планорбеллового горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,23,

питомого опору – 2,73 Ом·м, параметра пористості – 20,9, інтервального часу – 302,7 мкс/м, глинистості – 58,3 %.

Газонасичені пласти молочанського горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,053, питомого опору – 1,52 Ом·м, параметра пористості – 11,7, інтервального часу – 198,2 мкс/м, глинистості – 24,2 %. Газонасичені пласти планорбеллового горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,18, питомого опору – 2,92 Ом·м, параметра пористості – 22,4, інтервального часу – 263,2 мкс/м, глинистості – 27 %.

Щільні пласти молочанського горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,081, питомого опору – 3,2 Ом·м, параметра пористості – 24,7, інтервального часу – 201,4 мкс/м, глинистості – 13,3 %. Щільні пласти планорбеллового горизонту за даними ГДС характеризуються середніми значеннями пористості 0,074, питомого опору – 2,84 Ом·м, параметра пористості – 21,8, інтервального часу – 237,4 мкс/м, глинистості – 20,7 %.

За даними лабораторних петрофізичних досліджень відкладам молочанського горизонту притаманні менші значення глинистості, питомої ваги та більші значення пористості, коефіцієнта залишкової водонасиченості, ніж відкладам планорбеллового горизонту.

У результаті проведених досліджень для кожного стратиграфічного підрозділу майкопського комплексу складено карти-схеми розподілу значень середньої пористості (рис. 5–7) та карти-схеми поширення колекторів (рис. 8–10) масштабу 1:500 000.

Нижній майкоп. Аналіз побудованих карт товщин

відкладів нижнього майкопу показав: а) відклади нижнього майкопу поширені в основному в межах центральної й північно-східної частин території; б) найбільші товщини відкладів приурочені до центральної й бортових частин Каркінітсько-Північнокримського прогину (див. рис. 2); в) товщина відкладів нижнього майкопу змінюється в межах цих частин від 700 до 1 200 м; г) у межах Кілійсько-Зміїного підняття, валу Губкіна, центральної частини Каламітського підняття та західної й південної частин Центральнокримського підняття відклади нижнього майкопу відсутні; д) у межах південної частини території, на межі шельфу й континентального схилу, за геофізичними даними також виокремлюється зона відсутності відкладів нижнього майкопу. За результатами аналізу карт розподілу середньої пористості виявлено, що найбільші значення середньої пористості (25–32 %) відкладів нижнього майкопу приурочені в основному до північного й південного бортів Каркінітсько-Північнокримського прогину (рис. 5). Підвищені значення середньої пористості для нижньомайкопських відкладів також зафіксовані в межах Одеської площі. На решті території значення середньої пористості змінюються від 15 до 10 %. На основі поєднання даних по середній пористості й проникності побудовано карту поширення порід-колекторів. Під час зарахування колекторів до того або іншого класу використувувалася класифікація за А. А. Ханіним. Поширення зон того або іншого класу колектора наведено на рис. 8.

Середній майкоп. Відклади середнього майкопу поширені по площі дещо більше, ніж відклади нижнього майкопу, що пояснюється певним розширенням меж

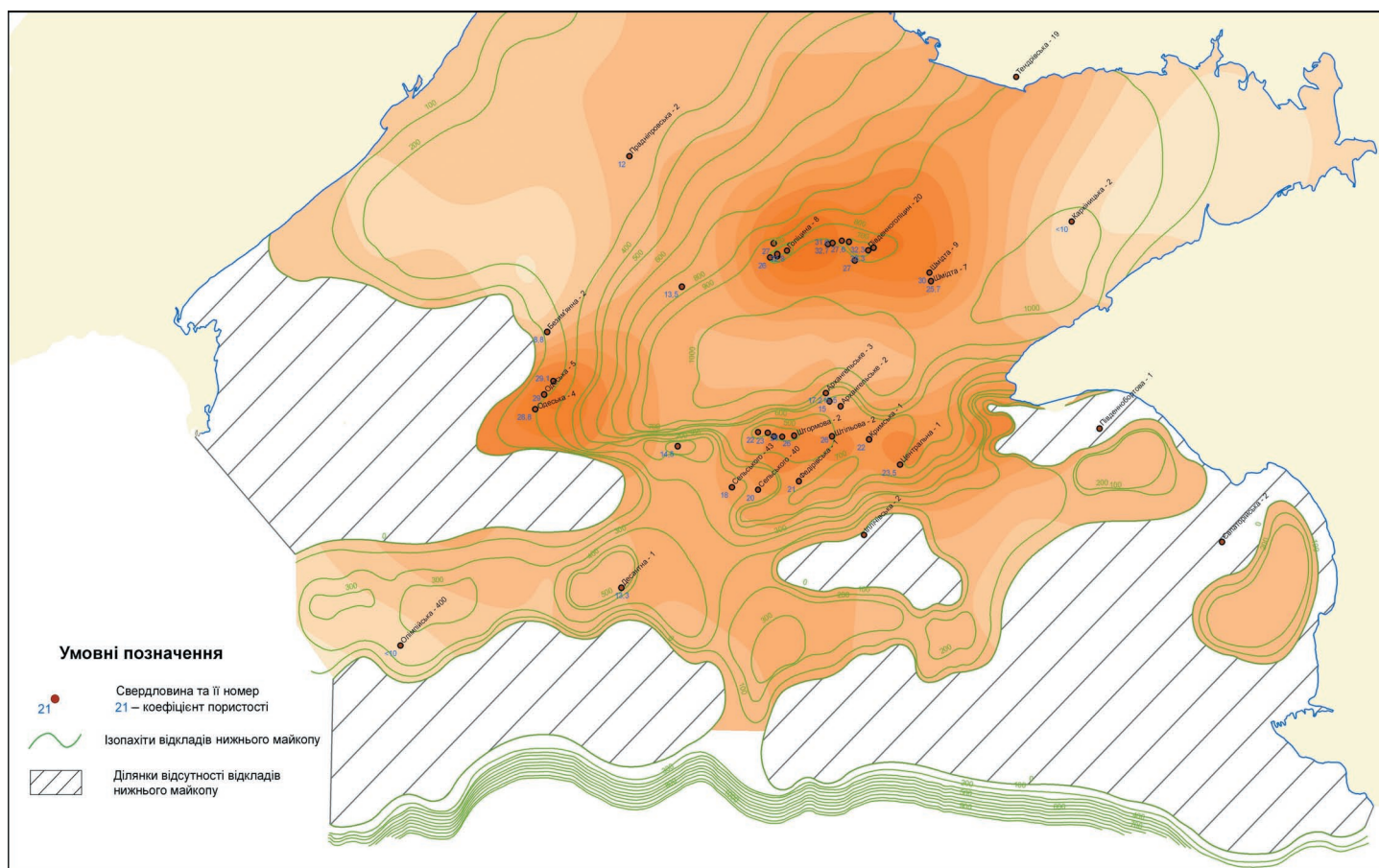


Рис. 5. Карта-схема розподілу значень середньої пористості порід нижнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

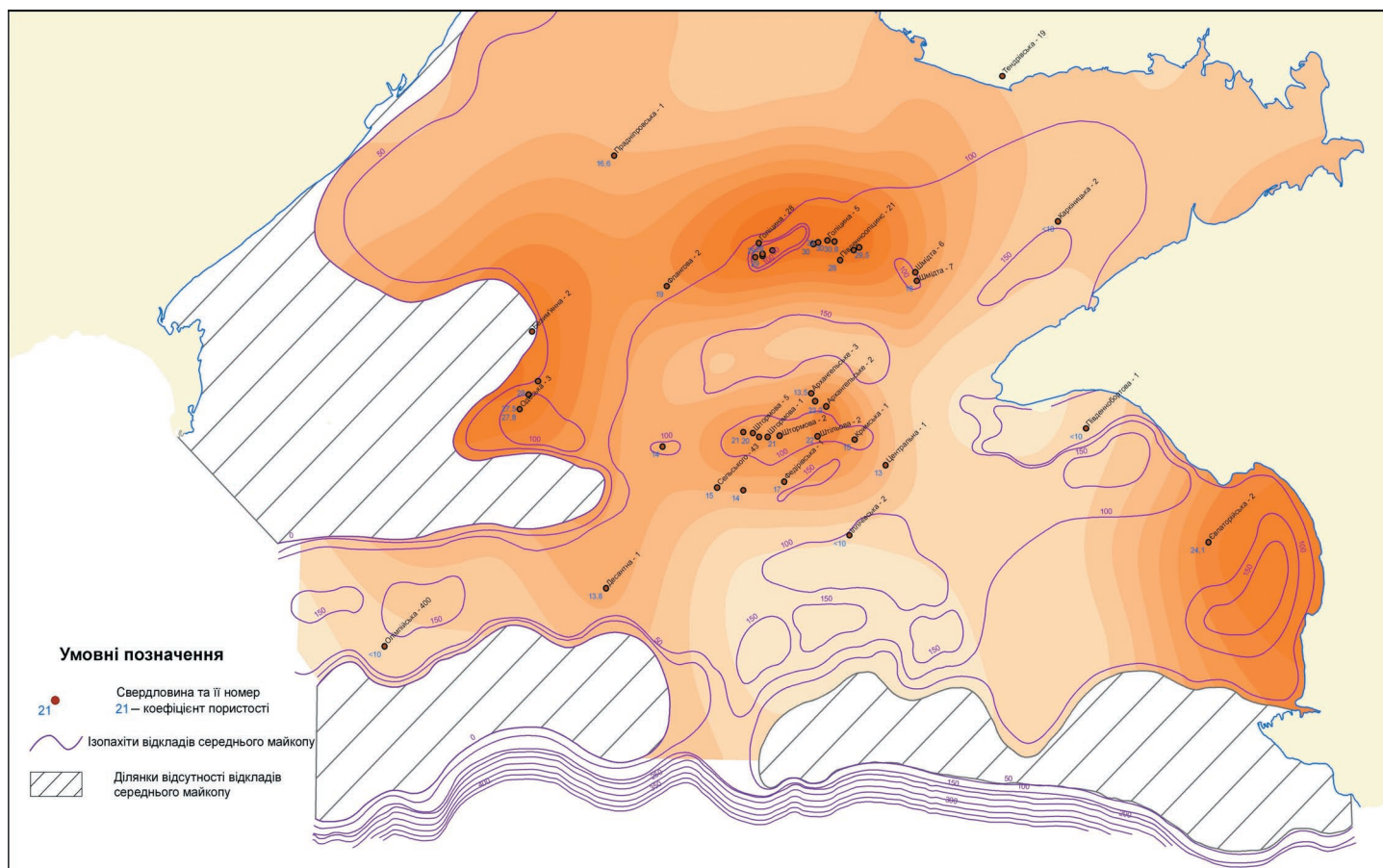


Рис. 6. Карта-схема розподілу значень середньої пористості порід середнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

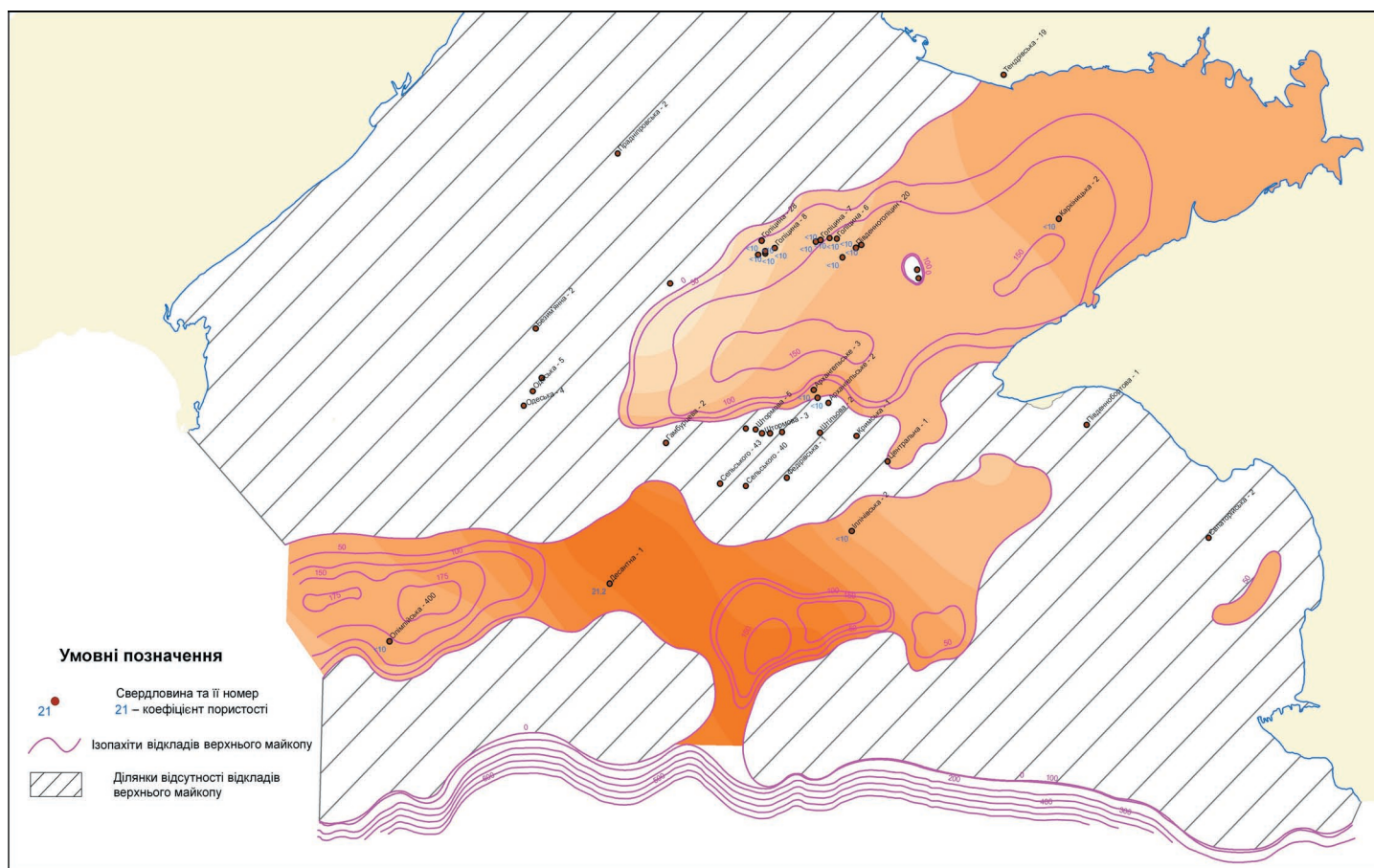


Рис. 7. Карта-схема розподілу значень середньої пористості порід верхнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

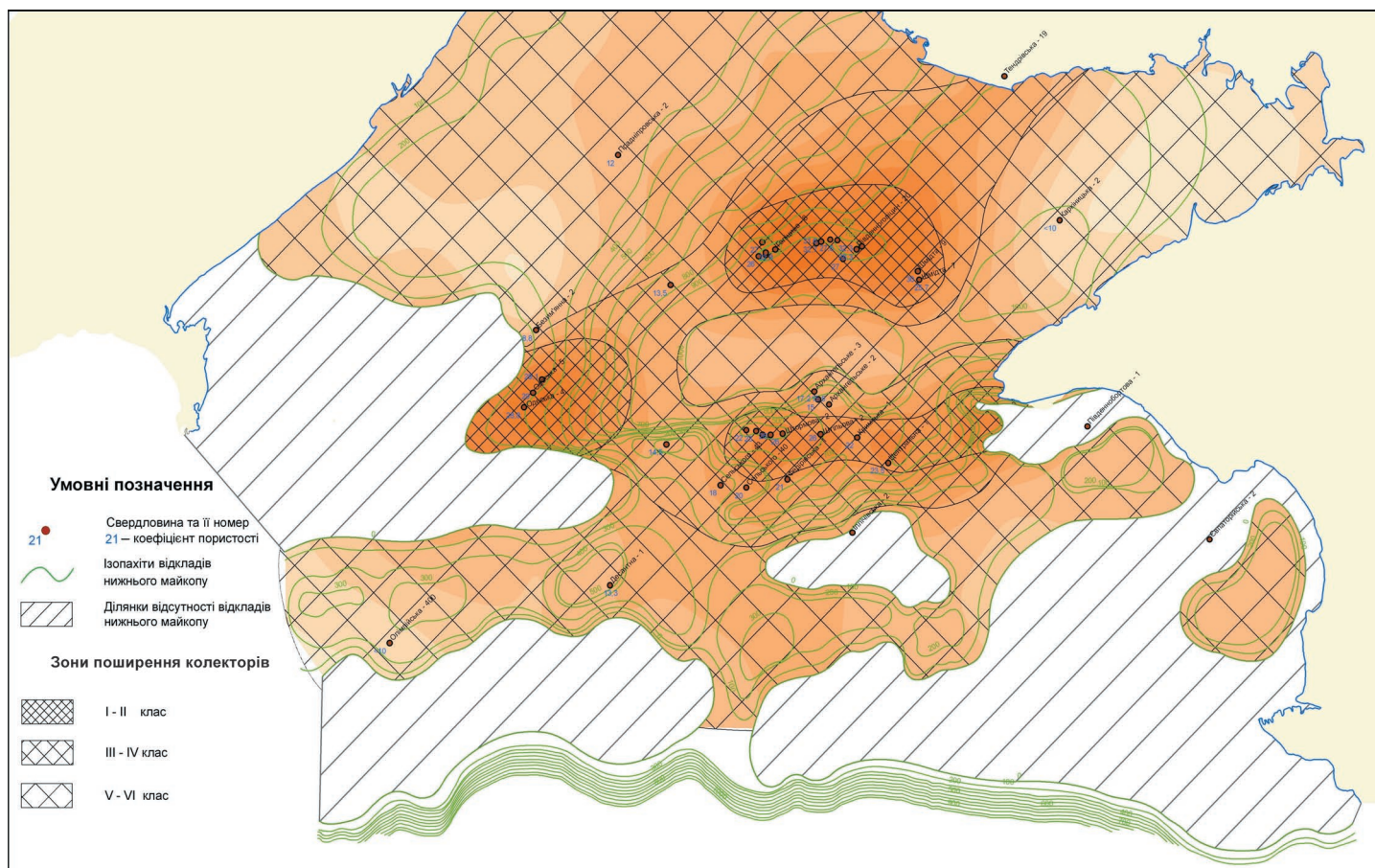


Рис. 8. Карта-схема поширення порід-колекторів у відкладах нижнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

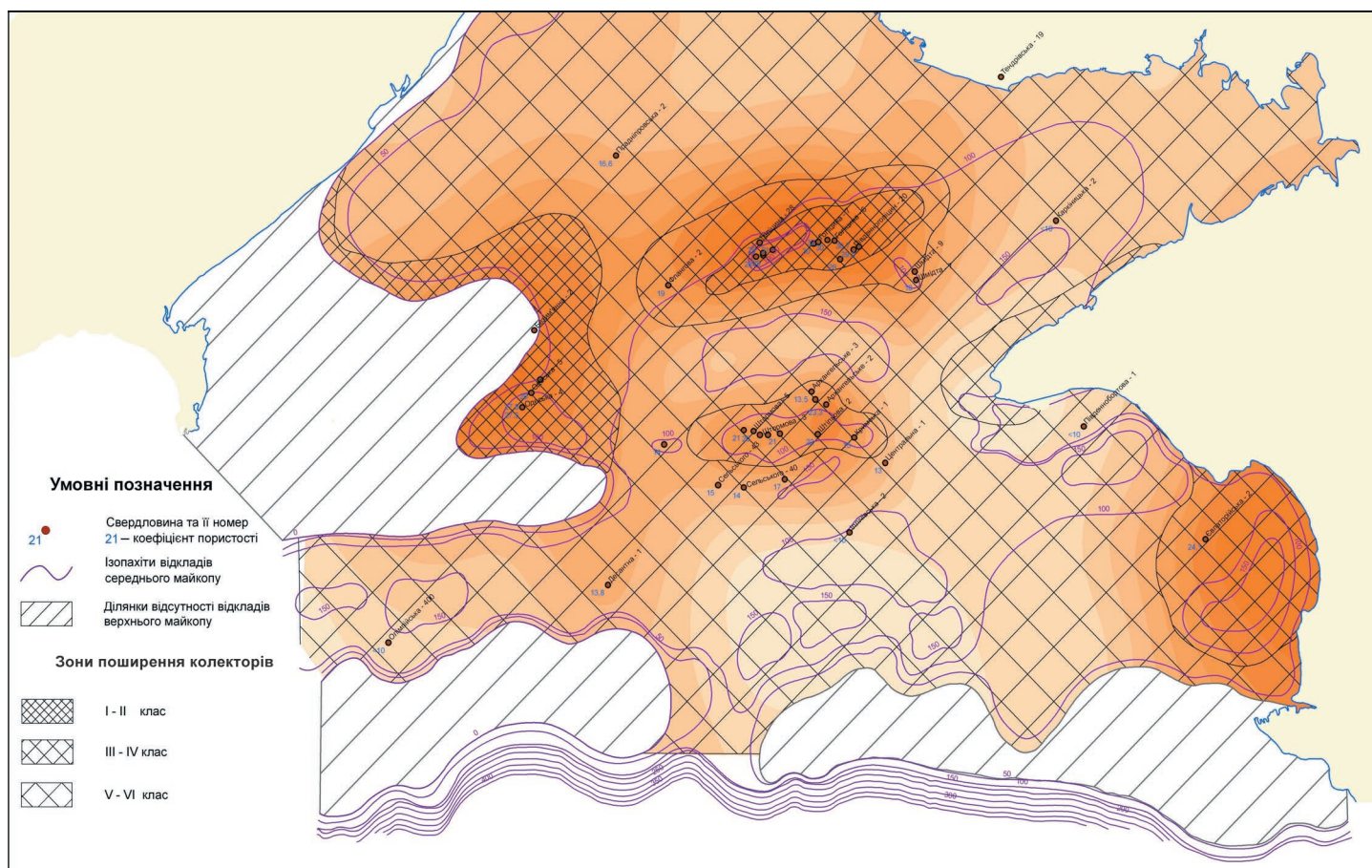


Рис. 9. Карта-схема поширення порід-колекторів у відкладах середнього-нижнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

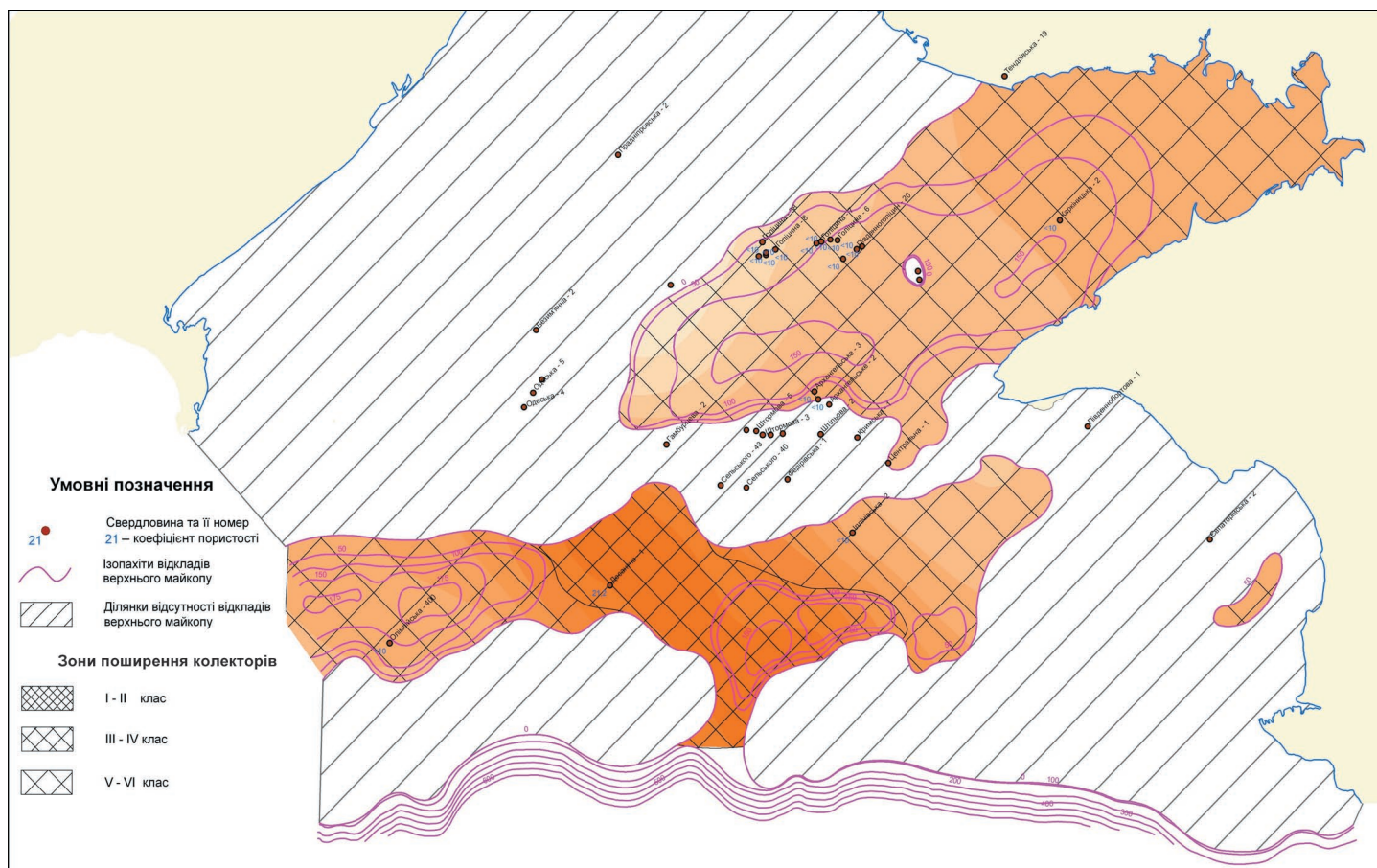


Рис. 10. Карта-схема поширення порід-колекторів у відкладах верхнього майкопу в межах північно-західного шельфу Чорного моря

басейну осадконакопичення (рис. 3). Так, відклади середнього майкопу, на відміну від нижнього, уже поширені в межах Центральнокримського та Євпаторійського підняття. Середня товщина відкладів середнього майкопу змінюється в невеликих межах – від 80 до 150 м. Найбільші товщини відкладів середнього майкопу також, як і найбільші товщини нижнього майкопу, приурочені до центральної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину. Однак варто відзначити, що певне збільшення товщини середньомайкопського комплексу спостерігається і в межах ділянки, розміщеної між валом Губкіна й південною зоною відсутності відкладів майкопського комплексу, в північному й східному напрямку від Олімпійської площі, що пов'язується з початком чергового етапу розвитку Істрійського басейну. Найбільші значення середньої пористості (25–30 %) для відкладів середнього майкопу відзначені в межах Гюліцинської, Шмідтівської та Одеської площ (рис. 6). Дещо менші значення середньої пористості (20–25 %) середньомайкопських відкладів – на Штильовій та Архангельській площах. Найменші значення – на Іллічівській, Олімпійській та Каркінітській площах. Щодо класів колекторів, то проведений аналіз показує, що у відкладах середнього майкопу присутні всі їх класи, з I по VI. Характер поширення класів колекторів у відкладах середнього майкопу відображено на рис. 9.

Верхній майкоп. Відклади верхнього майкопу в межах північно-західного шельфу поширені фрагментарно (див. рис. 4). Вирізняються дві зони поширення верхньомайкопських відкладів: північна й південна. Північна зона охоплює центральну й південно-східну частини Каркінітсько-Пів-

нічнокримського прогину, південна зона охоплює ділянку розміщену між Олімпійською та Іллічівською площами. Найбільші товщини відкладів зафіксовані на ділянці, яка розміщена між валом Губкіна й південною зоною відсутності відкладів майкопського комплексу. У середньому товщина відкладів верхнього майкопу змінюється від 50 до 150 м. Значення середньої пористості для верхньомайкопських відкладів здебільшого є низькими і, як звичайно, не перевищують 10 % (рис. 7). Винятком є Десантна площа, де значення середньої пористості перевищують 20 %.

Низькі значення пористості й проникності зумовили розвиток у відкладах верхнього майкопу колекторів переважно V і VI класів, рідко, як виняток, III класу (рис. 10).

Висновки

Проведені комплексні літолого-стратиграфічні, літолого-фаціальні, петрофізичні та геофізичні дослідження

порід майкопської серії на північно-західному шельфі Чорного моря дали можливість уточнити особливості геологічної будови й визначити об'єм і структуру майкопських відкладів, визначити характер поширення окремих літолого-стратиграфічних підрозділів у різних районах регіону та побудувати карти товщин відкладів майкопського комплексу загалом, а також верхнього, середнього та нижнього майкопу.

Аналіз літолого-фаціальних особливостей порід показав, що формування відкладів майкопського комплексу відбувалося в основному в мілководних морських умовах на фоні чергування трансгресій і регресій.

На основі карт-схем розподілу значень середньої пористості для кожного стратиграфічного підрозділу майкопського комплексу визначено основні петрофізичні властивості відкладів майкопу.

На основі аналізу побудованих карт-схем поширення

колекторів визначені ділянки поширення порід з підвищеними колекторськими властивостями (колектори I та II класів). Для нижнього майкопу ділянки з підвищеними колекторськими властивостями порід розміщені в межах північного й південного бортів Каркінітського прогину та в межах його західної центриклінали (район Одеської площі). Для відкладів середнього майкопу такі ділянки локалізуються в межах північного борту Каркінітського прогину та в межах західного й північного схилу Кілійсько-Зміїного підняття та північного схилу валу Губкіна. Для верхнього майкопу в межах північно-західного шельфу ділянок з підвищеними колекторськими властивостями не виявлено.

ЛІТЕРАТУРА

1. Ханін А. А. Порооди-колекторы нефти и газа и их изучение М.: Недра, 1969. 366 с.

Рукопис отримано 23.01.2013.

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ

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

Статті слід надсилати в друкованому (два примірники) й електронному вигляді, бажано українською мовою. Електронний варіант приймається на компакт-диску 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); учене звання й учений 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 СМҮК, 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 в 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.



П Е Р В О Е П Р И Г Л А Ш Е Н И Е



УкрДГРІ



НООСФЕРА



**Современные методы сейсморазведки
при поисках месторождений нефти и газа
в условиях сложнопостроенных структур
(Сейсмо-2013)**

**4-я Международная научно-практическая конференция
Украина, АР Крым, г. Феодосия, пгт Курортное
15–21 сентября 2013 года**

Украинский государственный геологоразведочный институт (УкрГГРИ, г. Киев) и Всеукраинская общественная организация “Ноосфера” (ВОО “Ноосфера”, г. Киев) приглашают Вас принять участие в 4-й Международной научно-практической конференции “Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур (Сейсмо-2013)”, которая состоится в пгт Курортное (АР Крым, Украина) с 15 по 21 сентября 2013 года.

Настоящее мероприятие осуществляется в рамках проекта возрождения традиции ежегодных встреч геологов и геофизиков, заложенной всемирно известным учёным Ю. В. Тимошиным в 1971 году. Всесоюзный научный семинар “Сейсмические методы разведки месторождений полезных ископаемых”, неофициально называемый “Тимошинские чтения”, проходил в г. Киеве на протяжении нескольких десятков лет и пользовался большой популярностью среди ученых, специалистов, аспирантов и студентов всего Советского Союза.

Первыми шагами в данном направлении стало проведение трех международных конференций “Сейсмо”, которые состоялись в поселке Курортное Феодосийского района АР Крым. В работе “Сейсмо-2010” (19–25 сентября 2010 г.) приняли участие 70 представителей из 25 научно-исследовательских и производственных организаций Украины, России и Мексики, “Сейсмо-2011” (18–24 сентября 2011 г.) собрала 100 участников из 39 организаций Украины, России, Италии, Франции и Норвегии, “Сейсмо-2012” (16–22 сентября 2012 г.) посетили 120 специалистов из 41 организации Украины, России, Белоруссии, Узбекистана, Норвегии.

Тематика конференции

- Теоретические и методические вопросы, практические результаты обработки поверхностных и скважинных сейсмических материалов.
- Новые технологии и геологические результаты интерпретации сейсмических данных.
- Техническое обеспечение и новые методики проведения полевых и скважинных сейсмических работ.
- Геохимические, потенциальные и дистанционные методы.

Ключевые даты

- 11 февраля 2013 г. Официальное объявление о конференции: первое приглашение.
10 мая 2013 г. Окончание приёма заявок на доклады и тезисов докладов.
30 мая 2013 г. Окончание формирования научной программы и рассылка второго приглашения.
20 июня 2013 г. Окончание предварительной регистрации.
15–21 сентября 2013 г. Конференция “Сейсмо-2013”

Подробную информацию о форме предоставления заявки и тезисов докладов, а также семинарах в рамках конференции, культурной программе, организационном взносе и истории проведения мероприятия можно найти на сайте www.ukrdgri.gov.ua (раздел **Актуально**).

УДК 553.98:551.247(477.5)

І. С. РОСЛИЙ, академік УНГА, д-р геол. наук, Почесний розвідник надр,
М. О. СКРЕБЕЦЬ, інженер (УкрДГРІ)

АКТУАЛЬНІСТЬ ДОРозВІДКИ БРАХІАНТИКЛІНАЛЬНИХ СТРУКТУР ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ. СТАТТЯ 3. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, РОЗВИТОК І ПАРАМЕТРИЧНА ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРАСНООСКОЛЬСЬКОЇ СТРУКТУРИ

Здійснено геологічний аналіз результатів структурно-пошукового і глибокого пошукового буріння. Виконані структурно-літологічні та структурно-картографічні побудови, розшифрована кінематика різновекторних розривних порушень горст-антиклінальної складки. Систематизовані нафтогазопро-яви й ознаки нафтогазоносності літологічного розрізу. Змодельована епігенетична зональність брахі-антикліналі, де виділена присклепінна зона розущільнення, що оцінюється високоперспективною для пошуків скупчень вуглеводнів (ВВ). Обґрунтована пропозиція будівництва параметричної свердловини в периклінальній зоні складки.

Geological analysis of results of structure-searching and deep exploration drilling has been fulfilled. Structural-and-lithologic sections and structural maps have been constructed. Cinematic of differently oriented faults within Krasnooskolska horst- anticline folds has been uncodified. Oil and gas shows and signs of oil-and gas bearing in lithologic section have been systematized. A model of epigenetic zoning of brachy-anticline where selected where deconsolidation arched zone singled out, which is considered highly prospective for exploration of hydrocarbons. Suggestion on parametric well construction within periclinal zone of fold has been proved.

Вступ

Краснооскольська бра-хіантиклінальна складка приурочена до антикліналь-ної зони й розміщена між Співаківською та Дроби-шівською структурами (ро-довищами газу). Її площа становить близько 450 км², у межах якої виконувалися геолого-геофізичні дослі-дження за традиційною ме-тодикою пошуків покладів нафти і газу, насамперед у склепінні підняття, яке було визначене ще на перших етапах геологічних дослі-джень (1948–1949 рр.). Зго-дом тут пробурено п'ять по-шукових свердловин і одна параметрична, якими част-

ково охарактеризовано роз-різ на глибину понад 3 800 м. У структурно-пошукових свердловинах зафіксовані численні нафтогазові про-яви та ознаки, але промис-лових покладів ВВ не вияв-лено. Зазначимо, що площа “розбуреного” склепіння становить близько 30 км², а решта площі структури, периклінальні і крилові ча-стини, залишаються неви-вченими, перспективи неви-значеними. Мета цієї робо-ти полягала в детальному аналізі наявних геолого-гео-фізичних матеріалів, у побу-дові нових геологічних, літо-логічних і структурних карт і розрізів для того, щоб ви-значити геолого-економіч-ну доцільність проведення

подальших пошуково-розві-дувальних робіт з позитив-ними результатами.

Довідка з історії геологічних досліджень

Геологічні дослідження структури розпочав у 1939 р. М. А. Айзенберг методом гравіметричної зйомки, зго-дом іншими методами, що активно проводилися різни-ми колективами до початку 80-х років. Першу геологіч-ну картографічну зйомку на площі виконав у 1940 р. П. С. Хохлов, у процесі якої була визначена брахіанти-клінальна складка з виступом верхньокам'яновугіль-них порід в ядрі. У 1944 р. М. В. Логвиненко склав схе-матичну структурну карту

араукоритової світи, де ви-ділено розривне порушення північно-східного простяган-ня. У побудовах Д. Є. Айзен-верга (1948–1949 рр.) виділя-ються: інтенсивно дислоко-ване ядро складки, західний, центральний і східний текто-нічні блоки з відповідними розривними порушеннями (рис. 1а). У 1949 р. у резуль-таті нового геологічного картування Н. Ф. Балуховсь-кий на карті виділяє скид субширотного простягання, що пролягає через усю бра-хіантикліналь, розділивши її на північну й південну части-ни. Північна частина у свою чергу ускладнена також скидами (рис. 1б). У цьому ж році геологічну зйомку за матеріалами картувальних свердловин, розміщених по периферії складки, виконав О. К. Курилик, визначивши розмір структури – 18×5 км.

У 1948–1951 рр. на площі здійснювалось структурно-пошукове буріння для підго-товки структури до глибо-кого буріння. За даними ви-конаних робіт складена нова карта (рис. 1в), де на складці відособлені два склепіння. Нові дані отримані за матері-алами свердловин структур-но-пошукового буріння, що проводилося в 1962–1966 рр., унаслідок чого уточнена тек-тонічна структура Красно-оскольської брахіантикліна-лі. Складені структурні карти по маркуючих вапняках О₁ і О₆ з чітко закартованими двома склепіннями – східним і західним, як горстові ви-ступи за морфологією. Вони розділені скидо-зрушенням північно-східного простяган-ня з субвертикального амплі-тудою до 150–250 м (рис. 1г). Розмір складки по ізогіпсі – 800 м по горизонту вапняку О₆ становить 12×6 км. Кути нахилу південного крила 40–45°, північного – 30–35°. Глибина сідловини між дочір-ними склепіннями близько 150 м (рис. 1г).

У 1948–1950 рр. на струк-турі пробурені три глибокі

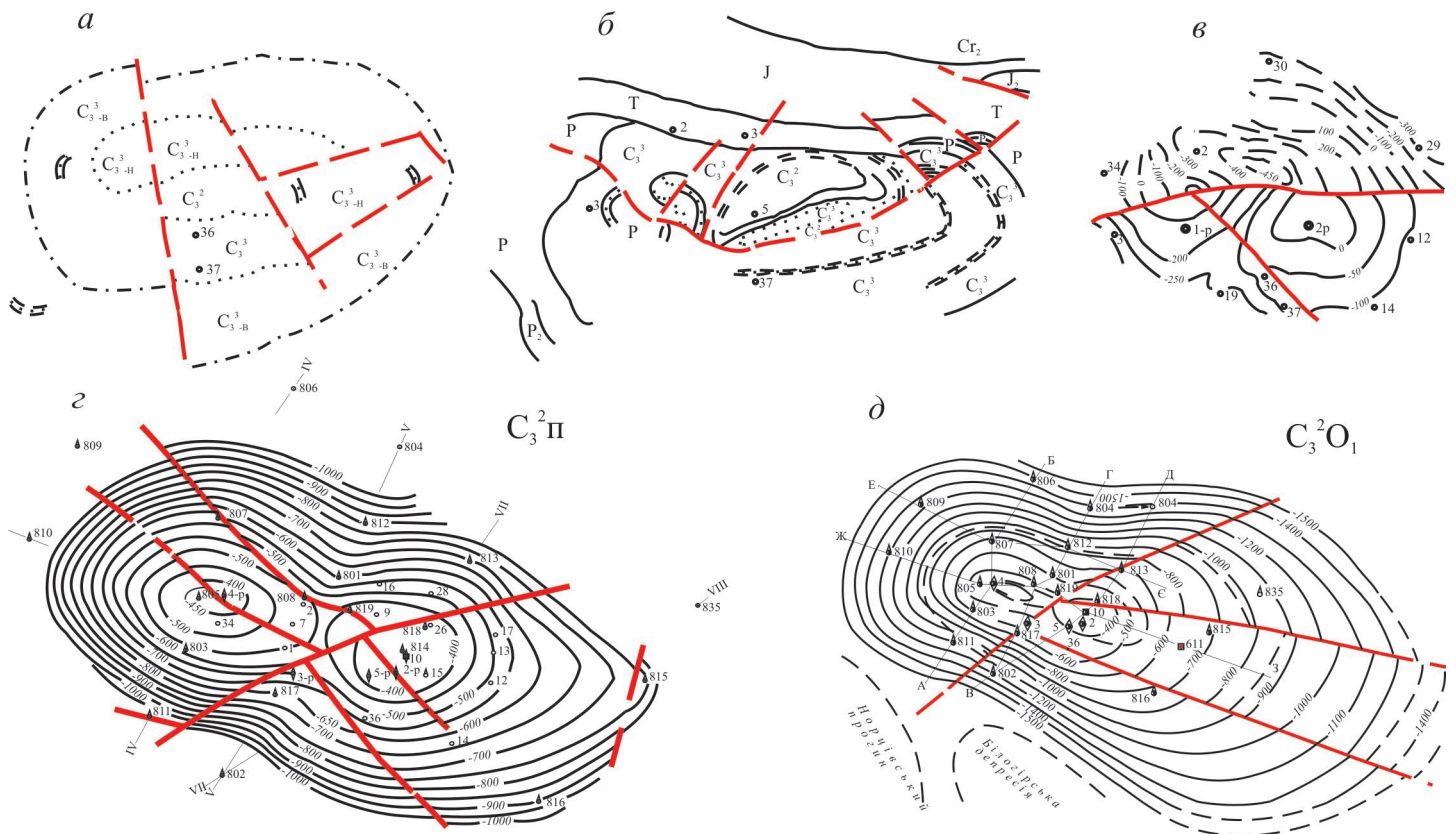


Рис. 1. Геологічні та структурно-тектонічні схеми Краснооскольської брахіантикліналі на етапах досліджень: а – Д. С. Айзенберг, 1948–1949 рр.; б – М. Ф. Балуховський, 1949 р.; в – В. Ф. Близнюк, 1948–1951 рр.; г – В. І. Зеленський, І. Г. Закревська, 1966 р.; д – трест ХНГР, 1977–1979 рр.

пошукові свердловини – 1, 2 і 3 глибиною 1137, 2714 і 2966 м відповідно, в яких нафтогазоносних горизонтів не виявлено. До 1977 р. у західному склепінні пробурена ще одна глибока пошукова свердловина 4, параметрична свердловина 10 – у східному. Найбільш суттєвим геологічним результатом у розрізі по сверд. 10 є факт розкриття під башкирськими теригенними відкладами на глибині 2580 м відкладів солі, які перебудовані до глибини 2682 м без інших осадоно-порідних прошарків у розрізі соляного шару. Варто зазначити, що сверд. 5 покривлю соленосних відкладів розкрила в підшві серпуховського ярусу на глибині 3642 м, що дає змогу зробити висновок про криптодіапіровий характер Краснооскольської структури. У 1977 р. геологи тресту ХНГР запропонували варіант будови брахіантикліналі, який був уведений до плану

геологорозвідувальних робіт (рис. 1д).

Геологічний аналіз результатів пошуково-розвідувальних робіт

Детальна літолого-стратиграфічна кореляція розрізу виконувалася за даними структурно-пошукових і глибоких пошукових свердловин з метою створення серії структурно-літологічних розрізів і структурних карт окремих горизонтів. Стратифікація розкритої осадоної товщі характеризується таким чином. Стратиграфічно не розділений верхній палеоген-антропогенний шар потужністю від 8 до 86 м перекриває ерозійну поверхню з глибоким розмивом відкладів, що в склепінні брахіантикліналі досягає араукоритової світи верхнього карбону (C_3^3). Крейдові відклади збережені від розмиву тільки в зануреній частині північного крила складки (сверд. 804, 806). Юрські відклади

займають більшу площу, але відсутні на південному крилі та перикліналях. Тріасові й верхньопермські (пересазька й шебелинська світи) залягають кільцевою формою навколо склепіння верхнього карбону.

Основні напрями кореляції й складання структурно-літологічних розрізів здійснювалися в поперечних (А–Б, В–Г, В–Д) і поздовжніх (Ж–З, Е–Є) профілях, що дало можливість виявити стратиграфічні незгідності, локальні зміни пластових товщин різновікових відкладів, наявність та амплітуду розривних порушень, мінливість літологічного складу та ін. Розрізи разом з даними мереж усіх свердловин стали основою для побудови структурних карт – фактичної, по підшві авіловської світи і прогнозної – по підшві московського ярусу (рис. 2).

Поперечні розрізи А–Б і В–Г перетинають західне склепіння структури. На роз-

різі А–Б показана горстоподібна антиклінальна форма залягання піщано-аргілітової товщі верхньокам'яновугільних і московських відкладів з тонкими прошарками вапняків як свідків частішої зміни морських, прибережно-морських і континентальних умов осадконакопичення. Частина ядра складки обмежена двома скидами, які виявлені свердловинами 4 – південно-західного скиду Y_1 і 807 – північно-східного Z_1 . Скид Y_1 розвивався конседиментаційно, досяг амплітуди 265 м по вапняку М-9 московського ярусу, 185 м – по горизонтах авіловської товщі й перекривається араукоритовими відкладами. Скид Z_1 за даними сверд. 807 вимірюється амплітудою близько 200 м (рис. 3). Структурно-літологічний розріз по профілю В–Г перетинає склепінну західну частину структури; розріз підтверджує горстовий характер її з великоамплі-

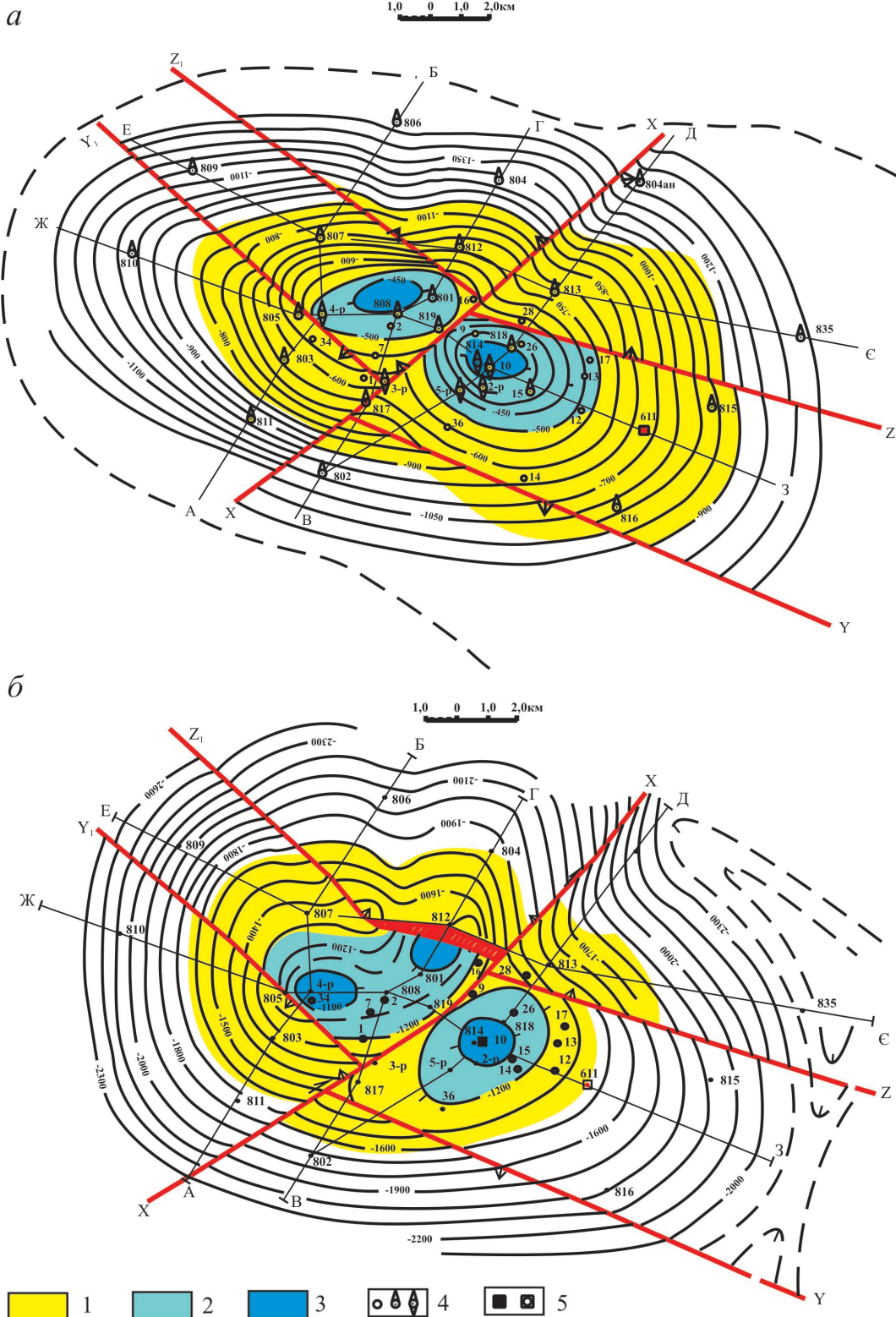


Рис. 2. Структурні карти підосви авіловської світи C_3^2 (а) і підосви московського ярусу C_2m (б). Склад І. С. Рослий (2008 р.)

тудними обмежувальними скидами ядерно-периклінальної частини складки (близько 110 м у сверд. 817 і до 360 м – у сверд. 801). Свердловина 817 у привибійній частині перетнула скидо-зрушення X північно-схід-

ного простягання крутого західного падіння і амплітудою близько 65 м. Ерозія відкладів брахіантикліналі, за даними матеріалів структурно-пошукових свердловин, тривала до крейдового періоду включно, унаслідок чого

було розрито понад 500 м пластової товщини порід, у т. ч. близько 200 м араукоритової, можливо, нафтогазоносною світи, про що свідчать сучасні нафтогазопрояви та їх ознаки у сверд. 801, 807, 808, 812 (рис. 3, 4).

Розріз В–Д (рис. 4) перетинає східне склепіння брахіантикліналі, яке теж ускладнене динамікою горстоутворення з ранньопермським скидом на південному крилі амплітудою до 170 м (Y) і північним скидо-підкидом (Z) амплітудою до 230 м: у відкладах C_3^3 – підкид (сверд. 818), до 460 м – у відкладах башкирського ярусу (скидо-підкид). Це розривне порушення в ранньому й середньому карбоні розвивалося в динамічному режимі скиду, а наприкінці карбону і в ранній пермі, унаслідок активізації соляного штоку, – у режимі підкиду (табл. 1). Стратиграфічні перерви між світами верхнього карбону вказують на фази активізації структуроутворення. Склепіння-горст інтенсивно почергово розвивався наприкінці ісаївського, авіловського та араукоритового часів, коли структура формувалася дискретно, після порівняно спокійних фаз осадконакопичення. За матеріалами сверд. 818, 10 і 5 можна визначити глибини ерозії склепінь у покрівлі кожної світи (див. рис. 4). По розрізу ознаки нафтогазоносності виявлені свердловинами 5 і 10 у горизонтах московського й серпуховського ярусів, фонтан газу стався в картувальній свердловині 36 із пісковиків араукоритової світи.

Поздовжній розріз Ж–З (рис. 5) однозначно свідчить, що ядро брахіантикліналі під башкирськими відкладами представлено девонською сіллю. Проте галокінез був тільки допоміжним фактором структуроутворення, наслідком першопочаткового горизонтального стиснення, у процесі якого, вірогідно, формувалося велике газоконденсатне родовище. Але наступна активна солянокупольна динаміка й розривні порушення зруйнували склепінні поклади. Розріз по профілю перетинає вдвож захід-

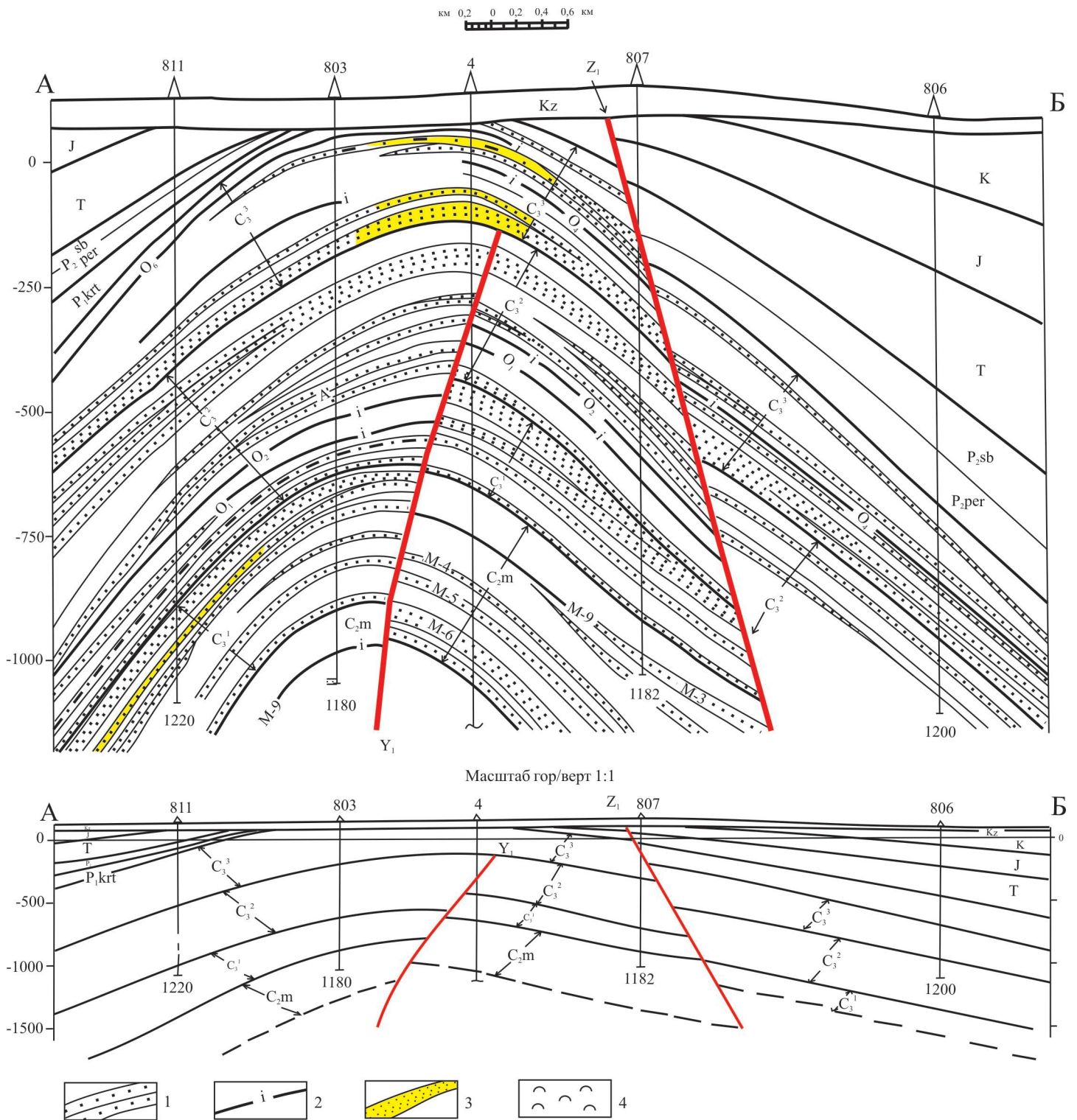


Рис. 3. Структурно-літологічний і геологічний розрізи Красноскольської брахіантикліналі по профілю А–Б:

1 – теригенно-піщаністі пласти; 2 – марковані пласти вапняків; 3 – горизонти з ознаками нафтогазонасиченості, 4 – сіль і соленосні відклади

ний і східний горстові блоки, південно-західний скид Y_1 , який підсікає сверд. 4 на глибині 440 м у відкладах C_3^2 амплітудою близько 130 м (див. табл. 1) і, вірогідно, похований під відкладами араукоритової світи, перетинає також великоамплітудний

поперечний до осі брахіантикліналі скид X і виходить на порівняно пологі східну перикліналь структури. На розрізі чітко простежуються кутові й стратиграфічні незгідності між верхнім карбоном і комплексами мезокайнозою, авіловською та

араукоритовою світами, між башкирським і московським ярусами. Зрозуміло також, що прорив девонської солі відбувся наприкінці серпуховського віку. Звертає увагу розосередженість вуглеводневого зараження в літологічних нашаруваннях структури.

Поздовжній літологічний розріз Е–Є показує структуру середньої зони північного крила брахіантикліналі з трьома блоками, обмеженими скидами Z_1 і X . Скид Z_1 по підшві світи C_3^2 становить амплітудою близько 140 м, а конседиментаційний скид

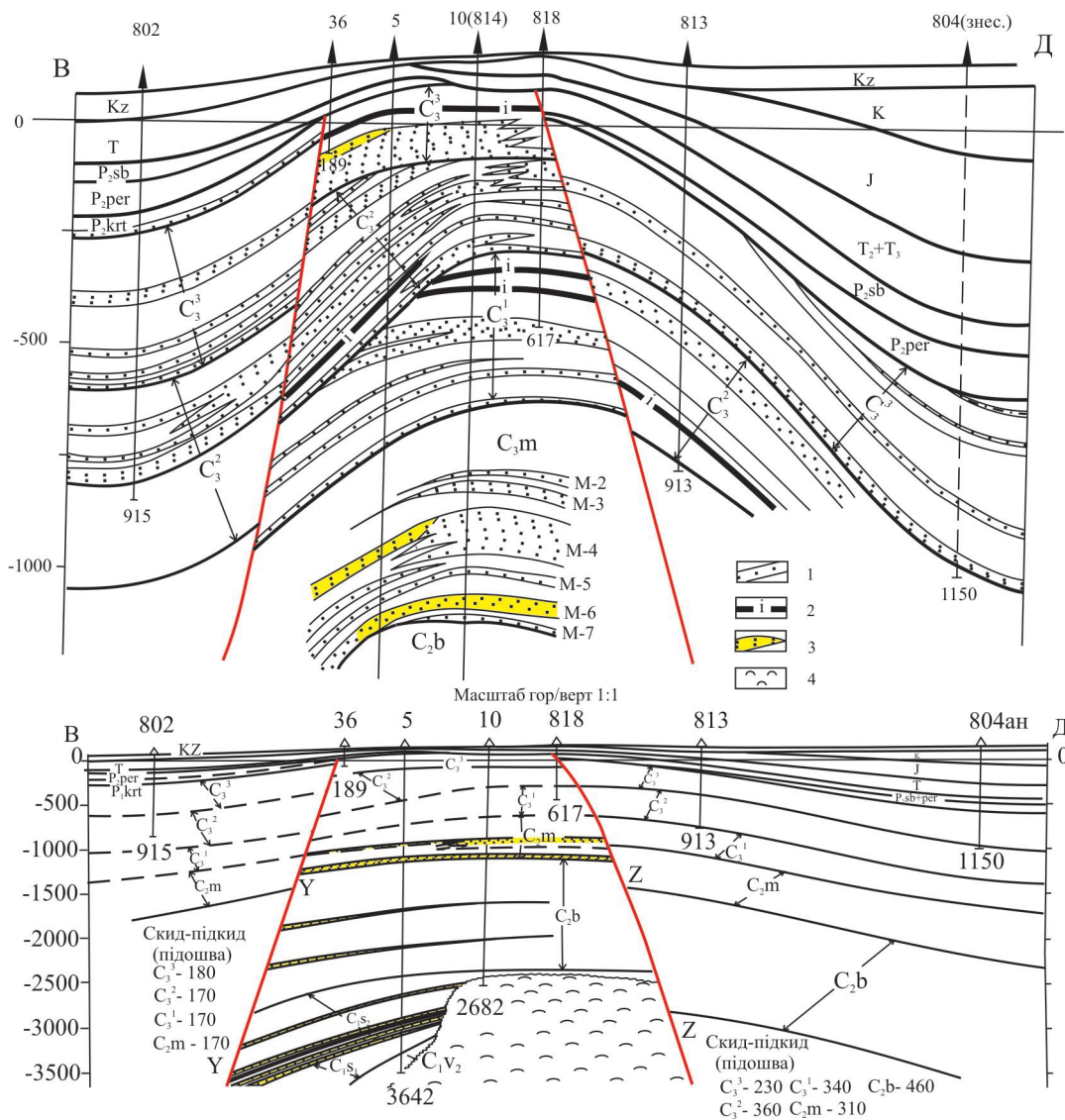


Рис. 4. Структурно-літологічний і геологічний розрізи бра-хіантиклінали по профілю ВД. Умовні позн. див. рис. 3.

Х – 90 м. Матеріали сверд. 812 показують, що північний блок є опущеним стосовно інших блоків (див. рис. 2).

Геологічні розрізи В–Д і Ж–З (рис. 4, 5) свідчать, що в серпуховський вік структура як морфологічно солянокупольна розвивалася активно. Вірогідно, у ранньому башкирському соляний купол не зростав, а в пізньому – динамічна мобільність соляних мас активувалася. Це підтверджується розподілом пластових товщин башкирського ярусу над замком купола у сверд. 2 (1 230 м), 10 (1 290 м) і на перикліналі у сверд. 4 (1915 м). Тобто тільки на ділянці розміщення цих свердловин купол виріс на 685 м. Повільний ріст як східного (правого), так і західного (лівого) склепіння відбувався на московському етапі розвитку. Тільки щодо даних сверд. 3 приріст амплітуди склепіння становив як мінімум 200–230 м.

Краснооскольська структура розміщена на схід за

Таблиця 1. Амплітуда та динаміка розривних порушень (скидів ↓, підкидів ↑, зрушень →) за даними свердловин і на структурно-літологічних розрізах Краснооскольської структури

Комплекс	Диз'юнктивні порушення в підшві комплексів									
	Х		У		У ₁		Z		Z ₁	
	амплітуда, м	сверд. розріз	амплітуда, м	сверд. розріз	амплітуда, м	сверд. розріз	амплітуда, м	сверд. розріз	амплітуда, м	сверд. розріз
J	↓30	813/Е–Є							розмив	807/А–Б
T	50↑	819,10/Ж–З							↓60	807/А–Б
	↓72 до 900→	813/Е–Є							↓45	801/В–Г
C ₃ ³	↓10	817/В–Г	↓110↑	817/В–Г					↓200	807/А–Б
	140↑	819,10/Ж–З	↓180↑	-/В–Д			230↑	818/В–Д	↓260 ↓230	801/В–Г -/Е–Є
C ₃ ²	↓65	817/В–Г	↓~300	817/В–Г	↓185↑	4/А–Б			↓215	807/А–Б
	↓200↑ → ↓90	819,10/Ж–З 813/Е–Є	↓170	-/В–Д	↓130↑	4/Ж–З	↓360↑	-/В–Д	↓360 ↓215	801/В–Г -/Е–Є
C ₃ ¹	↓95	817/В–Г	↓170	-/В–Д	↓275	805,4/А–Б	↓340↑	-/В–Д		
	180↑ →	819,10/Ж–З			↓150	805,4/Ж–З				
C ₂ m	85↑	819,10/Ж–З	↓170	-/В–Д			↓310↑	-/В–Д		
Д сіль	↓300↑	819,10/Ж–З				C ₂ b	↓460↑	-/В–Д		

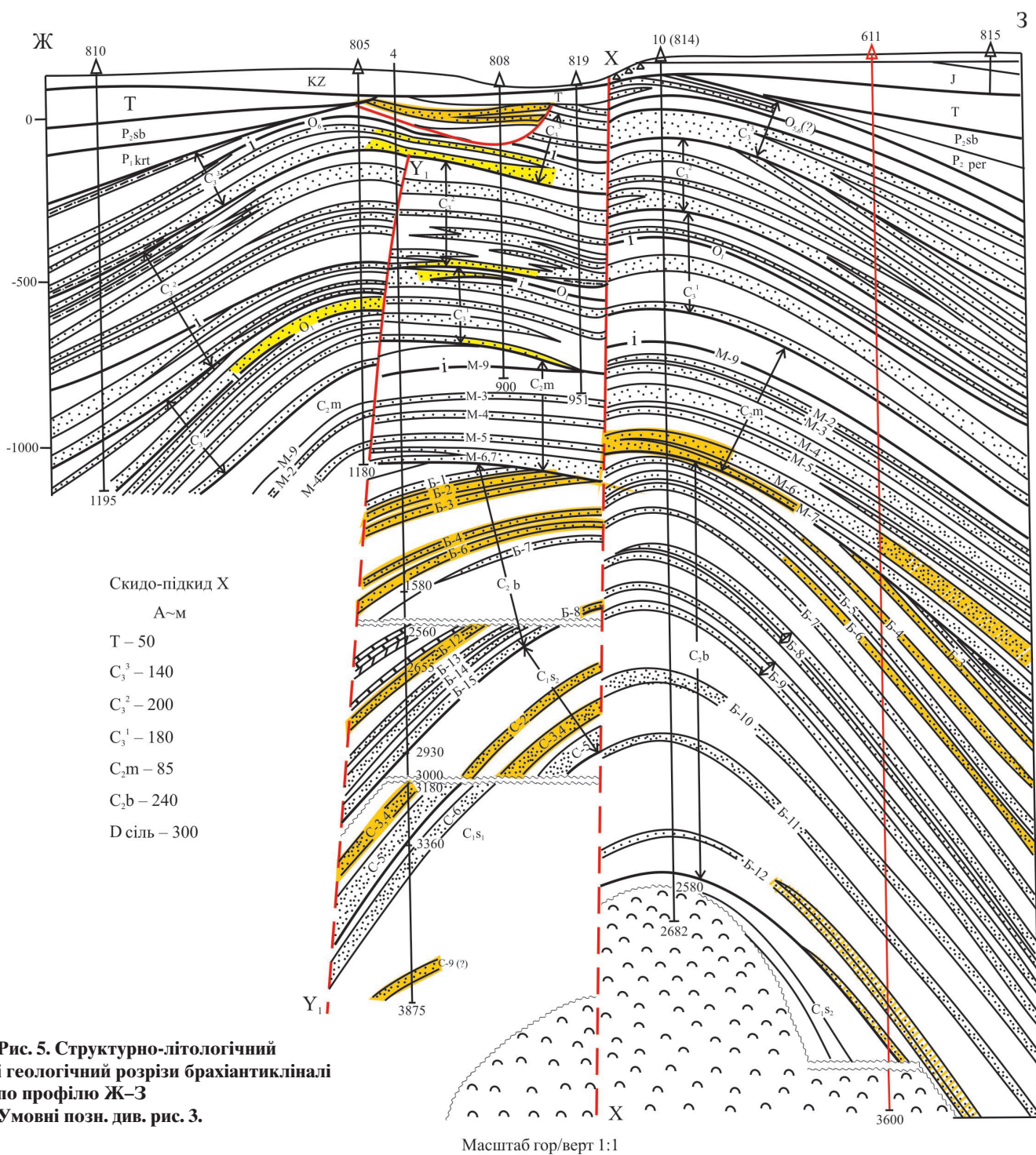


Рис. 5. Структурно-літологічний і геологічний розрізи брахіантикліналі по профілю Ж-3
Умовні позн. див. рис. 3.

70 км від Шебелинського родовища (відстань між склепіннями) і за 25 км – від Співаківського, поряд якого відкрите Північноволенківське родовище. Названі структури розміщені над єдиною зоною глибинного розлому – північного крайового Осьового грабена. Аналіз регіональних сейсмогеологічних розрізів, що перетинають структури, показують надзвичайно схожі механізми їх формування. Вони зароджені в серпуховський вік і розвивалися до кайнозою (рис. 2.12–2.14 в [2]). Формування могло супроводжуватися сингенетичним наповненням пасток ВВ.

Геологічна історія Красноскольської брахіантикліналі з пізньокам'яновугільної епохи показана на картах ізопакіт рис. 6, складений за матеріалами стратиграфічної кореляції структурно-пошукових і глибоких пошукових свердловин. З ісаївського часу пізнього карбону спільне склепіння, що формувалося в ранньому й середньому карбоні, було деградоване і фактично розформоване – на лівому утворилася мульда з початковою амплітудою прогину (A_0) близько 70 м, праве стало моноклінальним схилом. Утворилися два невеликі палеопідняття, можливо, це були ерозійні форми (рис. 6а). Авіловський етап характеризувався активізацією горстового блока й формуванням брахіантикліналі сучасної орієнтації з можливим поперечним скидом між сверд. № 3, 817 і 5, 36. Початкова амплітуда тоді зросла на близько до 250 м величину (рис. 6б). Наприкінці карбону (C_3^3 – араукоритовий етап) унаслідок розломної динаміки на структурі, під впливом енергії соляного діаліру, розділеного порушенням, почали автономно формуватися ліве (західне) і праве (східне) склепіння з приростом амплітуд A_0 110 і 130 м відповідно. Можна до-

пустити інверсію північно-західного сектору структури (рис. 6в).

У ранній пермі площа структури перебувала в стані інверсійного піднімання, стиснення та денудації кам'яновугільних відкладів. Зважаючи на інтенсивний розмив зони склепіння (див. рис. 4, 5), відбувалося активне витиснення соляним ядром горстових блоків підкидом на висоту до 200 м. Цей процес продовжувався в пересазький і шебелинський часи, на тріасових етапах, коли амплітуда A_0 брахіантикліналі збільшилася ще на 400 м, де соляногенна складова становить 345 м, а внаслідок ущільнення (A_u) – 55 м (рис. 6г, д). Північне крило почало повільно опускатися, вісь і склепіння складки змістилися на південь, опинившись над розломом Y_1 – Y . У юрський період північне крило продовжувало занурюватися, східне й західне склепіння почали розформовуватися із зменшенням A на понад 100 м (рис. 6е). Крейдові відклади виявлені тільки на північному крилі; структура, можливо, у цей час не розвивалася, проте інтенсивно розмивалася. У кайнозої відбувся невеликий (до 30 м) приріст амплітуди східного склепіння, а західне продовжувало розформовуватися (рис. 6е).

Кінематика розривних порушень

Дані свердловин глибокого буріння та розрізи дають змогу зробити допущення, що розвиток структурних форм антикліналі почався ще наприкінці девону або в турнезький вік унаслідок порушення гравітаційної стійкості соляних мас. Одночасно на північно-східному крилі, на схилі соляної подушки, почало формуватися порушення скидової кінематики (Z). До авіловського часу амплітуда скиду збільшилася на 100–130 м (сверд. 818, розріз В–Д). Скид поширю-

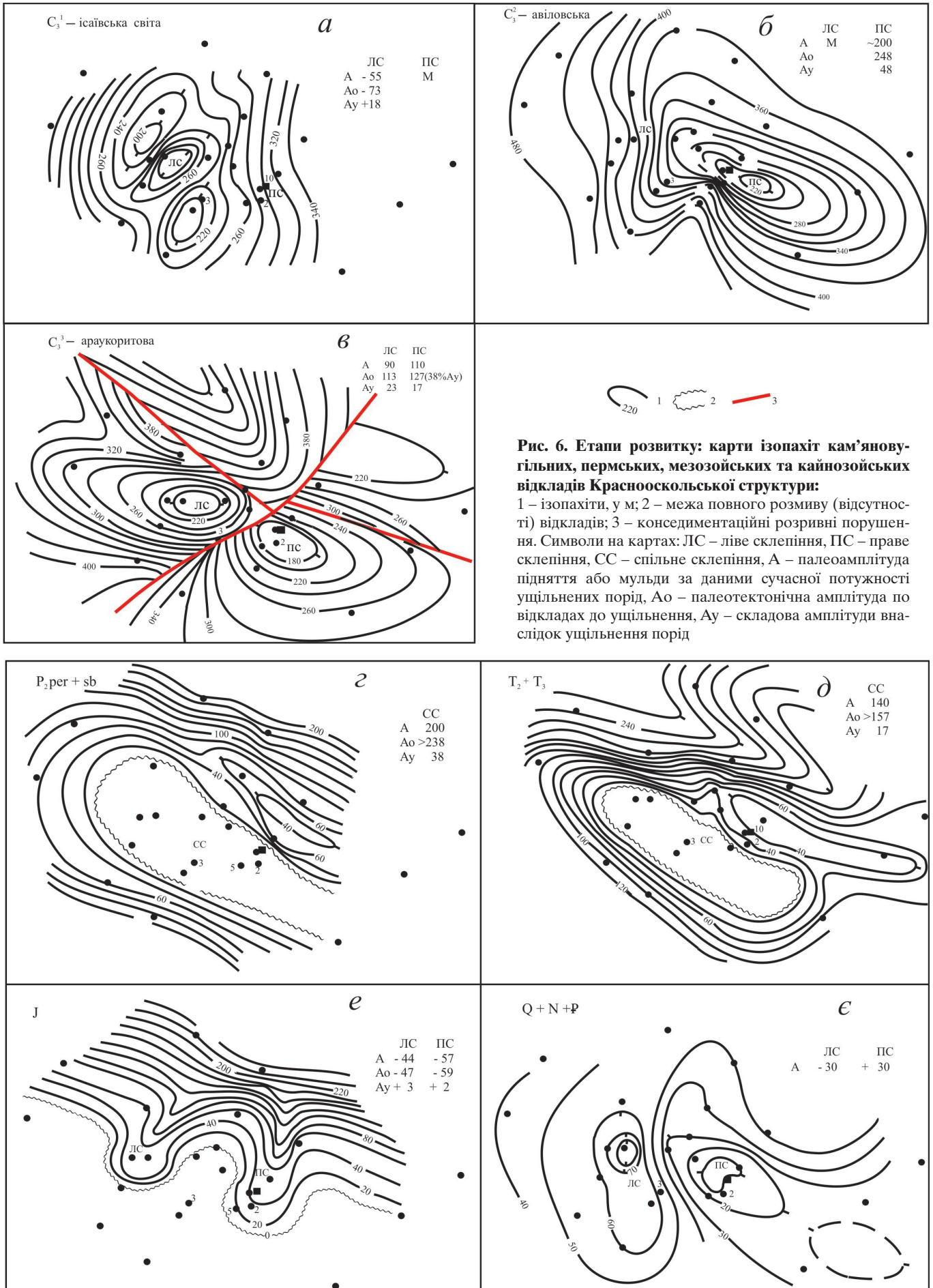
вався й на західну частину крила (Z_1), де консидентаційно розривався до тріасу (табл. 1, розріз А–Б). Проте східна гілка (Z) під натиском соляного штоку з московського віку почала збільшуватися амплітудою внаслідок внутрішньої (з боку солі) енергії підкидової кінематики, у результаті чого наприкінці карбону утворився підкид амплітудою 230 м, що був накладений по вектору скидової складової. У результаті сумарна амплітуда по підшві башкирського ярусу стала 460 м (табл. 1, розріз В–Д). Порушення Y , Y_1 спочатку розвивалися як єдиний скид, незалежно від динаміки соляного штоку, а наприкінці карбону, унаслідок активізації галокінезу – як підкид, особливо в площині від західного склепіння (табл. 1, розрізи А–Б, В–Г, В–Д та ін.).

Складний динамічний механізм розвитку в процесі осадконакопичення й формування структури відбувався в зоні порушення Х скидо-підкидово-зрушійної кінематики. Вище зазначалося, що антиклінальний ріст структури можна фіксувати вже з башкирського віку (сверд. 4 і сверд. 10), з розмивом склепіння (розріз Ж–З) і розвитком скиду, амплітудою до 100 м, з опусканням блока, де розміщені сверд. 4, 801, 808 і 819. На сучасному розрізі Ж–З амплітуда зміщення по підшві відкладів фіксується в нерівномірних значеннях, що пов'язане з реверсивними рухами (див. табл. на рис. 5). Крім того спостерігається розмив у склепінні башкирських відкладів (близько 175 м), московських – ~100 м, авіловських – ~115 м, араукоритових – дещо >80 м. Такі глибини денудації, безумовно, частково нівелюють амплітуди порушень. Проте аналізуючи кінематику зміщень по кожному комплексу і зіставляючи їх з динамікою росту соляного штоку мож-

на уявити такий механізм розвитку. До московського віку західне склепіння одночасно з ростом амплітуди опускалось по скиду з $A=100$ м. З часів московського віку поступово росло східне склепіння, скид реверсивно перетворився на підкид, коли блок де сверд. 10 поступово рухався вверх. Сумарна амплітуда підкиду по московсько-араукоритовому стратиграфічному комплексу досягла 180–200 м (табл. 1, розріз Ж–З), включаючи консидентаційний підкид (50 м) останнього тріасового етапу його розвитку.

Отже, виключно скидової сучасної морфології блок із сверд. 808, 819 в геологічній історії переміщувався по площині порушення Х складною кінематикою – у девоні, ранньому карбоні та в башкирському часі – по скиду, а в московський вік, пізньому карбоні й до тріасу включно вектор руху змінювався на протилежний, консидентаційно розвивався підкид, унаслідок росту соляного ядра. Крім того, на пермському етапі західний блок разом з порушеннями Y_1 і Z_1 , вірогідно, через активізацію субмеридіонального глибинного розлому, сліди якого не випадково на поверхні зафіксовані сучасним руслом р. Осколу, почав горизонтальний рух на північний схід. Зміщення в горизонтальній площині від єдиного до цього часу порушення Y у західному блоці досягло близько 900 м, (з Y_1) а ділянка з порушенням Z – близько 300 м (з Z_1). Різницю зрушення тилової й фронтальної частин західного блока треба пояснювати амортизацією соленосних мас і коробленням порід західного склепіння (див. рис. 2), унаслідок чого південне крило складки по горизонталі змістилося на більшу відстань, ніж північне.

Отже, детальний аналіз і літолого-стратиграфічна кореляція структурно-пошукових і глибоких пошукових свердло-



вин, на основі чого були складені карти ізопакіт і частково відроджена геологічна історія Краснооскольської брахіантикліналі, створені структурно-літологічні розрізи і модель динамічного механізму кінематики розривних порушень з відповідним табличним супроводом, які дали змогу скласти відносно достовірну карту по структурній поверхні підосви авіловської світи (C_3^2) верхнього карбону (рис. 2а) і схематичну структурну карту по підосві московського ярусу як прогностичний варіант для подальших досліджень (рис. 2б). Згідно з усіма виконаними побудовами впливає висновок, що Краснооскольська структура є горст-антиклінальною складкою, що активно формувалася в ранньому карбоні й на пізніших етапах, періодично зазнавала інверсійних висхідних рухів і денудатії порід зони склепінь. На структурі конседиментаційно розвивалися скидово-підкидкові порушення: на пермському етапі, в астурійську фазу складчастості, відбулося поперечне постседиментаційне скидо-зрушення значної амплітуди як по скиду, так і по горизонтальному переміщенню. У триасовий та юрський періоди горст-антикліналь, вірогідно, була похована, але внаслідок нової активізації в ранньокрейдову епоху ерозією була розкрита до відкладів верхнього карбону. Отже, раніше зроблений на галузевому рівні висновок про неперспективність розкритих палеозойських структур Південно-Східної частини ДДЗ, через те, що вони конседиментаційно не розвивалися, був упередженим і цими дослідженнями заперечується – структура формувалася як у конседиментаційному, так і в постседиментаційному режимах.

Ознаки нафтогазоносності структурно-літологічного розрізу

Підставою для продовження пошуково-розвідувальних робіт на Красно-

оскольській структурі можуть служити численні ознаки нафтогазоносності у картувальних, структурно-пошукових і пошукових свердловинах. Під терміном “ознака нафтогазоносності” варто розуміти загально відомі критерії: непромислові припливи нафти і газу в колоні, наявність бітумів, маслянистої рідини і примазок у порах і тріщинах кернів як візуальних, під мікроскопом, так і за даними люмінесцентно-бітумологічних досліджень, запах нафти і конденсату в керні, газовиділення в процесі буріння, позитивні результати випробувань на трубах, висновки ПГД (ГДС) та ін. Такі ознаки виявлені у пісковиках верхнього карбону (світи C_3^3 , C_3^2 , C_3^1) картувальними свердловинами 1, 2, 7, 9, 15, 16, 18, 26, 28, 36, структурно-пошуковими – 805, 808, 811, 812, 813, 818, у відкладах середнього і нижнього карбону в пошукових свердловинах 4, 5, 10 (табл. 2, рис. 2–5).

Широкий стратиграфічний діапазон нафтогазових проявів розкрито свердловинами по розрізу Ж–З (рис. 5, табл. 3), що перетинає західне й східне склепіння з відповідними периклінальними зонами. Незважаючи на глибоку ерозію араукоритової світи західного склепіння, залишкові ознаки нафти й газу збережені та підтверджуються керновим матеріалом зі свердловин 4 і 808, де відчуються запахи нафти і конденсату в зразках від базального горизонту до верхніх, передтріасових, нашарувань. Явні ознаки нафтоносності мають базальні горизонти авіловської та ісаївської світи. З інтервалу 795–806 м (C_3^1) із сверд. 808 піднято пісковик, насичений нафтою. За керновими, газокаротажними даними та промислово-геофізичними дослідженнями (ПГД) газонасиченими були горизонти башкирського ярусу Б-2 – Б-6,

Б-8 і Б-12, серпуховського – С-2, С-3, 4 та С-9.

У західному склепінні слабкі ознаки газонасиченості збереглися тільки в базальному горизонті московського ярусу (М-6). В інших пластах вуглеводневі компоненти були розпорошені, унаслідок високого ступеня деформованості й ущільнення порід розрізу поряд з високоамплітудним скидо-зрушенням над активним соляним діапиром, з наступним розкриттям структури й розмивом відкладів до рівня середніх горизонтів араукоритової світи.

Поперечний розріз В–Г, що ортогонально до розрізу Ж–З перетинає також західне склепіння брахіантикліналі, підтверджує наявність численних нафтогазопоявів у верхньокам'яновугільних відкладах, які можна трактувати як ознаку існування можливих покладів до дії процесів інтенсивної денудатії склепіння в передтріасовий чи юрсько-крейдові часи. У цей же період були зруйновані тектонічно екрановані поклади в горизонтах C_3^3 , про що свідчить залишкова нафтонасиченість пісковиків в інтервалах 473–932 м у сверд. 812 північного блока структури (див. рис. 2, табл. 2).

Східне склепіння перетинає поперечний розріз В–Д (рис. 4). За газовим каротажем ознаки газонасиченості властиві деяким горизонтам пісковиків московського та серпуховського ярусів. Відсутність таких ознак у верхньокам'яновугільних горизонтах свідчить про повну розкритість горст-антикліналі в склепінні, обмеженого з трьох боків розривними порушеннями, і спричиненою інтенсивним ущільненням порід. Ознаки нафтоносності в інтервалах свердловини № 813 398–890 м північно-східного тектонічного блока структури також свідчать про залишкову насиченість

В–В горизонтів колишніх покладів (див. табл. 2). Тут щільність пісковиків ще не досягла критичної межі. Проте наявність прямих ознак нафти в кернах із свердловин 812 і 813 у вигляді маслянистої рідини по тріщинах, плям окисленої нафти, бітумів та специфічних запахів може розцінюватись як залишкові ознаки руйнування покладів у глибоких горизонтах північного й північно-східного тектонічних блоків, показаних на структурних картах (рис. 2). Тому їх не можна вважати високоперспективними й першочерговими під час досліджень.

Отже, майже всі нафтогазопояви та ознаки ВВ у розрізах картувальних, структурно-пошукових і глибоких пошукових свердловин розміщені в зоні склепіння брахіантикліналі. Породи з ознаками ВВ (пісковики, алевроліти, вапняки, аргіліти) трапляються в широкому стратиграфічному інтервалі кам'яновугільних відкладів, від араукоритової світи (C_3^3) до серпуховського ярусу (C_1), в інтервалах глибин від 100 до 3875 м (табл. 2). Породи, як завжди, ущільнені до високого ступеня з епігенетичними змінами й катагенезом різної інтенсивності залежно від глибини їх залягання. На етапах геологічної історії блокова мобільність структури була надзвичайно високою. Для розломної динаміки в її межах була властива різновекторна кінематика – скиди почергово змінювалися підкидами і скидо-зрушеннями з одночасним ущільненням порід (див. табл. 1). Тобто якщо ознаки нафтогазоносності деяких пластових горизонтів карбону розглядати як залишки покладів ВВ, що існували наприкінці карбону або в ранньому мезозої, то внаслідок неодноразової чи одночасної ендегенної, соляногенної та екзогенної геодинамічної активності в межах брахі-

Таблиця 2. Ознаки нафтогазоносності порід у свердловинах Краснооскольської площі

№ свердловин, категорія	Інтервал, м	Комплекс (індекс)	Ознаки нафтогазоносності
1к	175,6–178,5	C ₃ ²	Піск., запах нафти, бітум маслян., осмол.
2к	216,4–219,3	C ₃ ²	Бітум масл., примазки
	321–323	C ₃ ²	Бітум масл., примазки
7к	127,3–131,4	C ₃ ²	Запах нафти, крупнозерн. пісковик
	175,0–175,7	C ₃ ²	Запах нафти, крупнозерн. пісковик
9к	189,8–184,2	C ₃ ²	Примазки масл. рідини, карбонат. гл.
	186,4–200	C ₃ ²	Запах нафти, маслян. бітум (середньозерн. пісковик)
15к	123,4–128	C ₃ ²	Запах конденсату (різнозерн. пісковик)
16к	198,8–228,8	C ₃ ²	Запах нафти, маслян. бітум (дрібнозерн. пісковик)
18к	298,6–307,8	C ₃ ²	Примазки маслян. речов. по тріщинах
26к	231–234	C ₃ ²	Запах нафти, примазки жовт.-бур. кольору
28к	252,9–361,0	C ₃ ²	Сл. запах нафти
36ук	189	C ₃ ³	Газ, Q=17 м ³ /д, СН ₄ – 94 %
805сп	564–567	C ₃ ¹	Запах Н ₂ S, вапняк
	691–696,3	C ₃ ¹	Запах нафти, крупнозерн. пісковик
808сп	104–124	C ₃ ³	Запах конденс. в керні
	213–223	C ₃ ³	Запах нафти в керні
	250–280	C ₃ ³	Запах нафти в керні
	572–578	C ₃ ¹	Примазки бітуму, вапняк
	635–642	C ₃ ¹	Примазки бітуму, алеврол., пісковик
	710–718	C ₃ ¹	Примазки бітуму, алевроліт
	795–806	C ₃ ¹	Пісковик з нафтою
	901–903	C _{2m}	Примазки бітуму, пісковик
811сп	1 110,5–1 113,1	C ₃ ²	Запах нафти і Н ₂ S, пісков. середньозернистий
812сп	473–479	C ₃ ³	Запах нафти, пісков. середньозернистий
	530–541	C ₃ ³	Запах нафти, пісков. середньозернистий
	608–671	C ₃ ²	Плями нафти, аргіліт, запах у пісковіку
	928–932	C ₃ ²	Тріщини з нафтою, вапняк
813сп	398–410	C ₃ ³	Запах нафти
	497–503	C ₃ ³	Запах нафти
	788,6–794	C ₃ ²	Примазки бітуму, вапняк
	837,4–840,3	C ₃ ¹	Окисл. нафта, вапняк
	880–889,4	C ₃ ¹	Плями нафти, вапняк
818сп	444–466	C ₃ ²	Запах бітуму, піск. крупнозерн., різнозернистий
2р	622–615	C ₃ ¹	Плівка нафти на воді
	2 557–2 562	C ₃ ²	Вода з газом
	2 268–2 275	C ₂	Вода з газом
4р	93–108	C ₃ ³	Позитивний висновок ПГД
	182–198	C ₃ ³	Позитивний висновок ПГД
	213–255	C ₃ ³	Позитивний висновок ПГД
	1 321–1 332	C _{2b}	Газопоказ по газ. карат. (ГК)
	1 337–1 339	C _{2b}	Газопоказання ГК СН ₄ – 3,8%
	1 350–1 352	C _{2b}	Газопоказання ГК
	1 368–1 375	C _{2b}	Запах конденсату, пісков. дрібнозернистий
	1 495–1 497	C _{2b}	Газопоказання ГК
	1 509–1 567	C _{2b}	Запах конденсату, пісков. дрібнозернистий
4р	1 559–1 580	C _{2b}	Запах конденсату, газопоказ. по ГК
	1 922–1 940	C _{2b}	Підвищ. показан. ГК
	2 700–2 710	C _{2b}	Газопрояви під час буріння
	2 758–2 775	C _{2b}	Газопоказ. ГК
	2 815–2 835	C _{2b}	Газопоказ. ГК
	3 100–3 110	C _{1s2}	Газопрояви під час буріння
	3 200–3 225	C _{1s2}	Підвищ. газопоказ. ГК
	3 865–3 875	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
5-р	1 243–1 263	C _{2m} ,M-6	Газонасиченість (?)
	1 818–1 843	C _{2b}	Газопоказ. ГК
	2 238–2 250	C _{2b}	Газопоказ. ГК
	2 778–2 797	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
	3 034–3 050	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
	3 078–3 097	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
	3 130–3 160	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
	3 202–3 222	C _{1s2}	Газопоказ. ГК
10-р	1 180–1 210	C _{2m} ,M-6	Газонасиченість (?)

Примітки: ПГД – висновки промислово-геофізичних досліджень; ГК – газовий каротаж; Q – добовий дебіт газу; Н₂S – сірководень; СН₄ – метан.

Категорія свердловин: к – картувальні, сп – структурно-пошукові, р – глибокі пошукові.

антикліналі кондиційність покладів у склепінні була порушена. Чи існують промислові поклади поза межами зони дії активного епігенезу на крилах і перекліналях, в окремих тектонічних блоках брахіантикліналі належить з'ясувати наступними геологорозвідувальними роботами, які необхідно продовжити з таких міркувань.

Епігенетична зональність брахіантикліналі й перспективні напрями дорозвідки структури

У геологічній історії Краснооскольської брахіантикліналі геостатичне навантаження на її каркас діяло послідовно в процесі осадконакопичення кожного комплексу й ускладнювалось (підсилювалось) геодинамічними напругами соляного тектогенезу та тангенціального стиснення. Епігенетичні зміни порід були незворотними навіть у разі розмиву потужних комплексів мезо-кайнозою й частини верхнього карбону, переважно в зоні склепіння. Попередніми дослідженнями, узагальненими в роботі [6], було визначено, що в зоні склепінь симетричних складок ступінь ущільнення всіх літологічних різновидів порід значно вищий, ніж у присклепінних зонах. Відповідно дебіти нафти чи газу зі свердловин, пробурених у присклепінних зонах, у декількі разів перевищують дебіти інших свердловин, пробурених у склепінні й на крилах складок (таблиці в роботі [6] та ін.).

Треба вважати, що в зоні Краснооскольської брахіантикліналі зональний розподіл щільності й пористості порід був зумовлений геостатичними, динамічними та термодинамічними факторами, що призвели до сучасного фізичного стану з параметрами, що показані в табл. 3, складеній за даними каротажних діаграм окремих свердловин.

Таблиця 3. Інтервали початкових глибин ступеня ущільнення порід у зонах брахіантикліналі

№ свердловин	Структурні умови по C_3^2 , підшоша	Глибина (м) початку підвищеного (/) та високого (+) ущільнення		
		Аргіліти	Пісковики, п-к/+	Пісковики ++
4	Замок складки	90/980+	90/1180+	2080
5	Зона присклепіння	1180/1270+	150/1650+	1900
10	Замок	60/1240+	60/1530+	1970
801	Замок	170/550+	Не розкр.	–
808	Замок	140/870+	250/810+	Не розкр.
815	Присклепінна зона	880/1110+	Не розкр.	–
819	Зона склепіння	60/880+	10/760+	Не розкр.

Порівняння ступенів ущільнення порід зони склепіння (сверд. 4, 10, 801, 808, 819) на структурних планах верхнього і середнього карбону (C_3^2 , C_2m , рис. 2) показує, що в розрізі рівень підвищеної й високої щільності літологічних комплексів гіпсометрично значно вищий, ніж щільність подібних порід, розкритих навколишніми свердловинами, зокрема і в присклепінній зоні (сверд. 5, 815). Тобто якщо в зоні склепіння підвищене ущільнення аргілітів і пісковиків починається з глибини 60–90 м, то в присклепінній зоні – з 880–1180 м, а пісковики в склепінні з глибини 2000 м взагалі не мають колекторських властивостей. Тому, згідно з апробованою методикою зонального розмежування структур, на Краснооскольській брахіантикліналі ми виділили зони склепіння з високою й підвищеною щільністю порід і присклепінну зону розущільнення (див. рис. 2), де існують кондиційні колектори і найсприятливіші умови для акумуляції ВВ, звичайно, за наявності пасток будь-яких генетичних і морфологічних типів. А щільні породи в склепінні, у свою чергу можуть служити екранами, особливо для важких ВВ.

Широкий стратиграфічний інтервал ознак присутності ВВ і нафтогазопроявів у породах свідчить про дегазацію розрізу й руйнування покладів по вертикальних каналах міграції, але на обмеженій площі – тільки в

зонах західного й східного склепіння. Тому численні пласти пісковиків верхньокам'яновугільних відкладів, що показані на літологічних розрізах (див. рис. 3–5), не дають змогу оптимістично оцінювати їх перспективи нафтогазонасиченості, особливо горстові блоки безпосередньо західного й східного склепіння, які внаслідок активного динамічного розвитку, розривних порушень та ерозії стали розкритими (для комплексу C_3). Проте тектонічно екрановані поклади (не є винятком, що й нафти) можливі в бокових блоках на південному й північному крилах горст-антикліналі. Особливої уваги заслуговують периклінальні частини брахіантикліналі. На відміну від майже суцільного зарядження ВВ порід у свердловинах східного склепіння, на перикліналі структури у картувальних сверд. 12, 13, 14 і 17, а також у структурно-пошукових – 815 і 816 не помічено жодного нафтогазопрояву чи жодної ознаки. Отже, умови на цій ділянці можна характеризувати чинниками надійної закритості надр пермсько-мезозойськими екрануючими товщами акумулюючих структурних форм (пасток) у кам'яновугільних відкладах. Подібні умови структурно-тектонічного співвідношення покришок і колекторів можливі також на західній перикліналі. Колекторські пласти московського й башкирського ярусів можуть бути газонасиченими майже

на всіх тектонічних блоках. Унаслідок повільного росту соляного ядра, у східній горстовій перикліналі можливі літологічні пастки з боковими екрануваннями скидами Y і Z . Ущільнені породи склепіння можуть створювати також умови епігенетичного екранування ВВ. За результатами промислово-геофізичних досліджень горизонт М-6 (по сверд. 10) оцінювався як можливо газонасичений, але під час випробування виявився “сухим”, у склепінні він є занадто ущільненим, а в присклепінній зоні може бути промислово газонасиченим (див. рис. 5). Високоперспективними варто вважати горизонти верхньо-серпуховських відкладів, які екрануються збоку соляним штоком, а зверху – потужними нашаруваннями аргілітів башкирського ярусу.

Отже, східна периклінальна зона Краснооскольської горст-антикліналі є першочерговим об'єктом для пошуків залишкових чи нових нафтогазових покладів (газу, газоконденсату, нафти). Для оцінки комплексу геологічних і нафтогазонасичених параметрів розрізу тут доцільне незалежно й першочергове будівництво параметричної свердловини № 611 Оскольської проектною глибиною до 3600 м, до розкриття соленосних відкладів девону (див. рис. 2, 5). На основі даних всебічної аналітичної обробки матеріалів параметричної свердловини стане можливим визначення доцільності постановки

глибинної сейсморозвідки методом 3D та обґрунтування найперспективніших напрямів дорозвідки окремих блоків горст-антиклінальної структури для пошуків і розвідки нових покладів ВВ.

Висновки

Перша геологічна оцінка Краснооскольської структури виконана в 70-х роках ХХ ст. За даними геофізичних досліджень і свердловин різної категорії створена модель геологічної будови мезозойських і верхньокам'яновугільних відкладів, а свердловинами глибокого буріння в склепінні розкриті та оцінені породи середнього карбону. Підняття зародилося на геодинамічно-седиментаційних етапах середнього карбону й формувалося до кайнозою.

Поперечні й поздовжні структурно-літологічні розрізи та карти ізопакіт окремих стратиграфічних підрозділів свідчать про активний геодинамічний розвиток брахіантикліналі з факторами конседиментаційної розривної динаміки складної кінематики, коли рух блоків по скидах, унаслідок активізації галокінезу, перетворювався в реверсивні рухи підкидової кінематики, що на окремих етапах ще ускладнювалися тангенціальним стисненням і зрушенням. Отже, формування складки відбувалося в процесі осадконакопичення в умовах регіональних і локальних вертикальних, горизонтальних, прямолінійних та діагональних напруг і рухів, унаслідок чого активізувалися соляний діапїрізм, денудація відкладів та кінематика розривних порушень різновекторного напрямку.

Нафтогазопрояви й ознаки ВВ-насичення, що виявлені в картувальних, структурно-пошукових і пошукових свердловинах у широкому стратиграфічному інтервалі кам'яновугільних відкладів (C_3^3 - C_1s), приурочені пере-

важно до зон склепіння брахіантикліналі в інтервалах глибин від 100 до 3875 м, а літологічно – це пісковики, алевроліти, вапняки та аргіліти. Породи ущільнені до високого ступеня. З глибиною їм властиві епігенетичні зміни та інтенсивний катагенез. Якщо в деяких пластових горизонтах теригенних і карбонатних порід з ознаками ВВ раніше існували поклади (нафти, конденсату, газу), то внаслідок періодичної почергової чи одночасної ендегенної, соляногенної та екзогенної геодинамічної активності, розломно-блокової динаміки й різновекторної кінематики порушень у склепінні вони були зруйновані. Проте скупчення ВВ промислового значення могли зберегтися в пастках клінального типу на перикліналях і крилах структури.

На Краснооскольській брахіантикліналі виділені зони склепіння з високою й підвищеною щільністю порід і присклепінну зону розущільнення, де існують кондиційні колектори та можуть бути найбільш сприятливі умови для акумуляції ВВ у пастках літологічного, стратиграфічного та тектонічно екранованого типів. Особливої уваги заслуговує присклепінна зона східної перикліналі брахіантикліналі. На відміну від майже суцільного ВВ-зарядження порід у свердловинах східного склепіння, у картувальних і структурно-пошукових свердловинах на перикліналі не помічено жодної нафтогазової ознаки, що свідчить про надійну закритість надр пермсько-мезозойськими екрануючими товщами, про відсутність вертикального розпорощення ВВ на горстовій перикліналі. Тому ця полога перикліналь є першочерговим об'єктом для пошуків залишкових чи нових нафтогазових покладів або навіть дегазованих нафтових скупчень. Для оцін-

ки комплексу геологічних і нафтогазових параметрів кам'яновугільного розрізу в присклепінній зоні горстперикліналі доцільне першочергове й незалежне будівництво Оскольської параметричної свердловини до розкриття соленосних відкладів девону. Матеріали свердловини будуть використані під час інтерпретації сейсморозвідувальних даних методом 3D, що разом визначать перспективні напрями дорозвідки структури.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Рослий І. С.* Регіональний рифтогенез, геодинаміка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького авлакогену. Монографія. К.: УкрДГРІ, 2006. 330 с.
2. *Рослий І. 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.

УДК 553.98:551.76/77 (262.5)

О. В. ЄРМОЛЕНКО, старший науковий співробітник,
М. В. ОЛЬШАНЕЦЬКИЙ, завідувач відділу (ДП "Науканафтогаз")

ПОПЕРЕДНЯ ОЦІНКА СТУПЕНЯ ЗРІЛОСТІ ПОТЕНЦІЙНО НАФТОГАЗОМАТЕРИНСЬКИХ МЕЗОКАЙНОЗОЙСЬКИХ ПОРІД ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

На основі аналізу наявних геологічних, геохімічних і геофізичних матеріалів зроблено висновки щодо ступеня зрілості потенційно нафтогазоматеринських мезокайнозойських порід у межах північно-західного шельфу Чорного моря.

Conclusions concerning maturity stage of potential Meso-Cenozoic source rocks within the northwestern shelf of the Black Sea were made on the basis of available geological, geochemical and geophysical materials analysis.

Перспективи нафтогазоносності будь-якого регіону обґрунтовуються певним комплексом критеріїв. Одним із основних таких критеріїв є наявність у межах регіону як мінімум однієї вуглеводневої системи. Концепція вуглеводневих систем була розроблена в 1990-х роках американськими дослідниками Л. Мегун і В. Доу. Вони визначили вуглеводневу систему як геологічну систему, що охоплює нафтогазоматеринські породи і всі пов'язані з ними родовища нафти й газу, що включає всі геологічні елементи і процеси, які є надійними ознаками присутності в розрізі покладів нафти й газу [10].

Застосування цієї концепції дає змогу об'єднати отримані результати (сейс-

мічні, свердловинні (ГДС) і геологічні) в єдину динамічну модель осадового басейну і визначити історію генерації вуглеводнів у масштабі геологічного часу, можливі шляхи міграції, їх тип та об'єм. Поверхневі геофізичні методи дають уявлення про геометрію потенційних пасток вуглеводнів, а іноді непрямо вказують на їх присутність у регіоні, що досліджується. Однак, здебільшого точно визначити наявність флюїду можна лише шляхом буріння свердловини. Моделювання вуглеводневих систем – необхідна стадія при оцінці ризиків під час проведення геологорозвідувальних робіт ще до початку буріння. Така модель дає можливість передбачити, в яких пастках найімовірніше скупчення вуглеводнів, їх тип та об'єм.

Таким чином, моделювання вуглеводневих систем – науково обґрунтований, структурований і повністю інтегрований аналіз усієї геолого-геофізичної інформації по заданому регіону робіт з оцінкою можливого нафтогазогенераційного потенціалу порід розрізу.

Згідно з концепцією вуглеводневих систем, що була розроблена Л. Мегун і В. Доу, необхідними елементами вуглеводневої системи є нафтогазоматеринські породи, породи-колектори, породи-покришки і перекриваючі (overburden) породи. До процесів належать формування пастки, генерація, міграція та акумуляція вуглеводнів, а також їх збереженість. Усі елементи повинні сформуватися, а процеси відбуватися так, щоб забезпечити перетворення органічної речовини нафтогазоматеринської породи в скупчення вуглеводнів [10].

Отже, аналіз джерел утворення вуглеводнів є дуже важливим етапом під час проведення геологорозвідувальних робіт. Виділення нафтогазоматеринських порід у розрізі осадового чохла та визначення їх генераційного потенціалу виконується комплексом методів і досліджень (дослідження вмісту органічної речовини, її типу, геолого-геохімічних і термобаричних умов, її нагромадження та подальшого перетворення).

У межах північно-західного шельфу Чорного моря і прилеглого суходолу Кримського півострова традиційно виділяються дві теригенні товщі потенційно нафтогазоматеринських порід майкопського (олігоцен-ранній міоцен) і ранньокрейдового (апт-альб) віку [4, 1, 7]. Глибини залягання і ступінь прогріву говорять про те, що традиційно прийняті нафтогазоматеринські породи майкопської серії (олігоцен-нижній міоцен) знахо-

дяться на стадії “нафтового вікна” лише в центральній, найбільш зануреній, частині Каркінітського прогину. Таким чином, більш зрілі нафтогазоматеринські породи, що залягають глибше, повинні бути джерелом вуглеводнів, що спостерігаються на цій території. Це підтверджується аналізами вуглеводнів (біомаркерний аналіз), що проведені фахівцями компанії Simon Petroleum Technology, які вказують на існування передкайнозойських, але післяюрських нафтогазоматеринських порід [9]. Тому були

зроблені висновки, що нафтогазоматеринські породи нижньої крейди є, ймовірно, джерелом вуглеводнів, що спостерігаються в межах північно-західного шельфу. Міграція в молодші колектори, найімовірніше, відбувалася через вертикальні розривні порушення, під час реактивації тектонічних рухів у межах Каркінітського рифтового прогину.

У зв'язку з цим, на початковому етапі досліджень потенційних вуглеводневих систем у межах північно-західного шельфу Чорного моря,

основна увага приділяється вивченню нижньокрейдових (апт-альбських) потенційно нафтогазоматеринських порід, а саме ступеня їх катагенетичного перетворення. На основі даних моделювання історії занурення та прогріву відкладів осадового чохла Каркінітського прогину, проведеного фахівцями компанії Simon Petroleum Technology, була вирахована загальна залежність відбиваючої здатності вітриніту (R_o) від глибини (див. рис. 1) [9]. Результати зазначених досліджень були використані

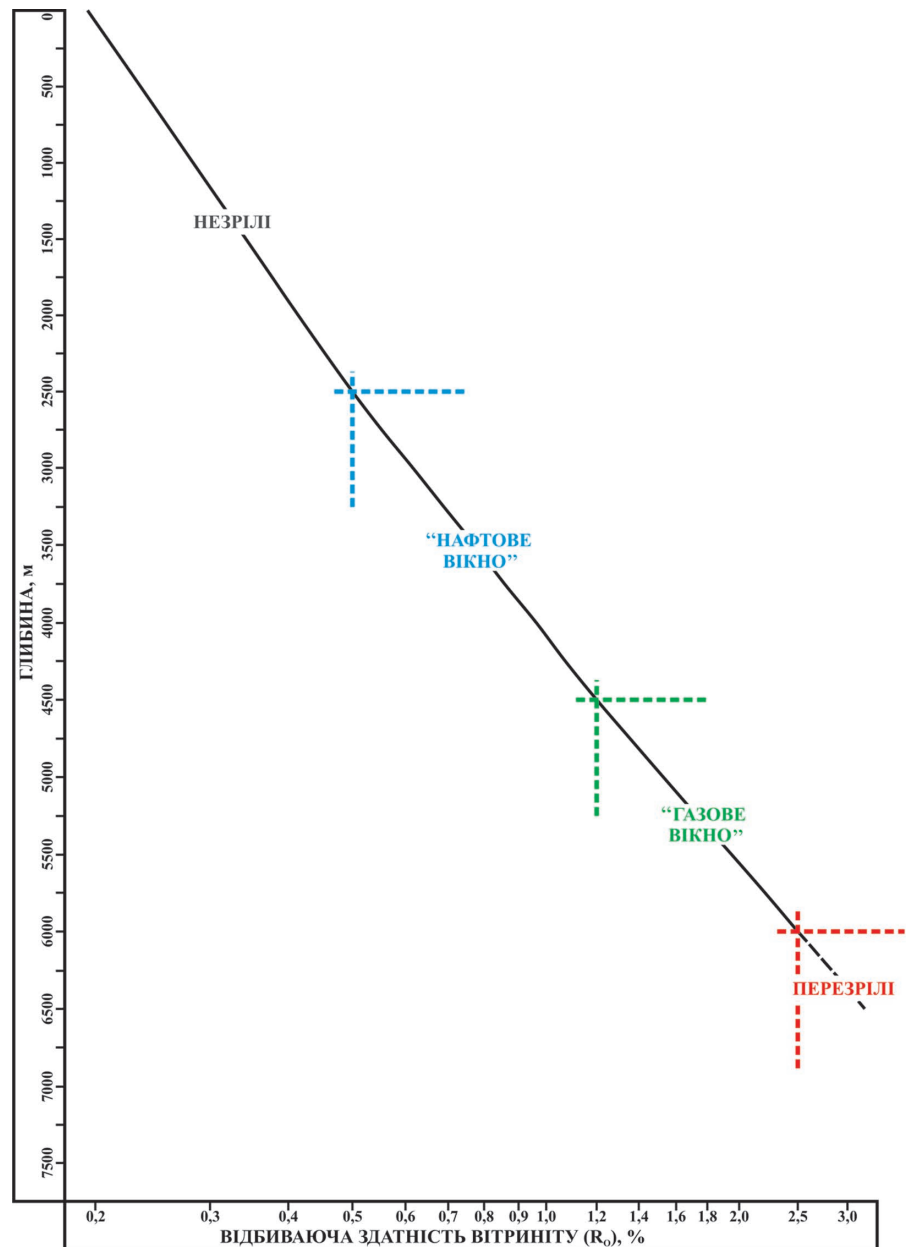


Рис. 1. Узагальнений графік залежності відбиваючої здатності вітриніту (R_o) від глибини для північно-західного шельфу Чорного моря

під час побудови карти зрілості по підшві верхньокрейдових відкладів (горизонт відбиття IIIг) (див. рис. 2), структурні побудови за даними інтерпретації регіональної сейсмозвідки МСГТ (UBS-94, BS-05) [8]. Для більшої інформативності на карту нанесені ізопакіти товщини відкладів нижньокрейдового комплексу (між горизонтами відбиття IIIг–IV).

На підставі отриманих даних можна припускати, що покрівля потенційно нафтогазоматеринських порід ранньокрейдового віку на північно-західному шельфі Чорного моря міститься на стадії “газового вікна” на глибинах 4 500–6 000 м або є перезрілими на глибинах більше 6 000 м у центральній частині Каркінітського прогину, що відповідає значенням відбиваючої здатності вітриніту R_o 1,2–2,5 %

і більше 2,5 % відповідно. На боргах Каркінітського прогину і ймовірно на прилеглому суходолі Тарханкутського півострова покрівля потенційно нафтогазоматеринських нижньокрейдових порід міститься на стадії “нафтового вікна” на глибинах 2 500–4 000 м, що відповідає значенням відбиваючої здатності вітриніту R_o 0,5–1,2 %.

У межах Каркінітського прогину нижня крейда (апталъб) представлена теригеними, переважно глинистими відкладами, формування яких відбувалося в гідродинамічно спокійних, слабовідновних і відновних умовах. Фаціально-генетичний тип органічної речовини відкладів нижньої крейди змішаний, переважає сапропелевий матеріал зі значною кількістю гумусового матеріалу [4]. Геолого-геохімічна обстановка нагромадження відкладів указує,

що нафтогазоматеринські породи ранньокрейдового віку мають добрі генераційні властивості. Глиниста товща потенційно нафтогазоматеринських нижньокрейдових порід у межах північно-західного шельфу Чорного моря регіонально збагачена органічною речовиною. Уміст C_{org} у пісковиках та алевролітах становить 0,015–0,7 %, у глинах та аргілітах – 0,5–2,0 %. Хлороформний бітумоїд розподіляється в цих самих породах відповідно в межах 0,001–0,07 і 0,01–0,2 %. Найбільші концентрації C_{org} і хлороформного бітумоїду, високий ступінь відновності і бітумінозності ОР приурочені до відносно занурених частин Каркінітського прогину, що характеризуються сприятливими геохімічними умовами седиментогенезу в ранньокрейдовий час [4, 2, 3, 5, 6].

За межами Каркінітського прогину відклади нижньої крейди мають недостатню потужність, щоб згенерувати значні кількості вуглеводнів. До того ж, можливо, що на північ від прогину нагромаджувався більш грубуламковий матеріал, що транспортувався з Південно-української монокліналі. На південь від Каркінітського прогину в районі Каламітського валу і валу Губкіна очікуються відклади подібного літологічного складу і зменшення товщини відкладів до 100–200 м. Таким чином, погіршення якісних характеристик нижньокрейдових відкладів у вищезазначених напрямках указує також і на зниження генераційного потенціалу нафтогазоматеринської товщі.

За результатами проведених робіт у межах північно-західного шельфу Чор-

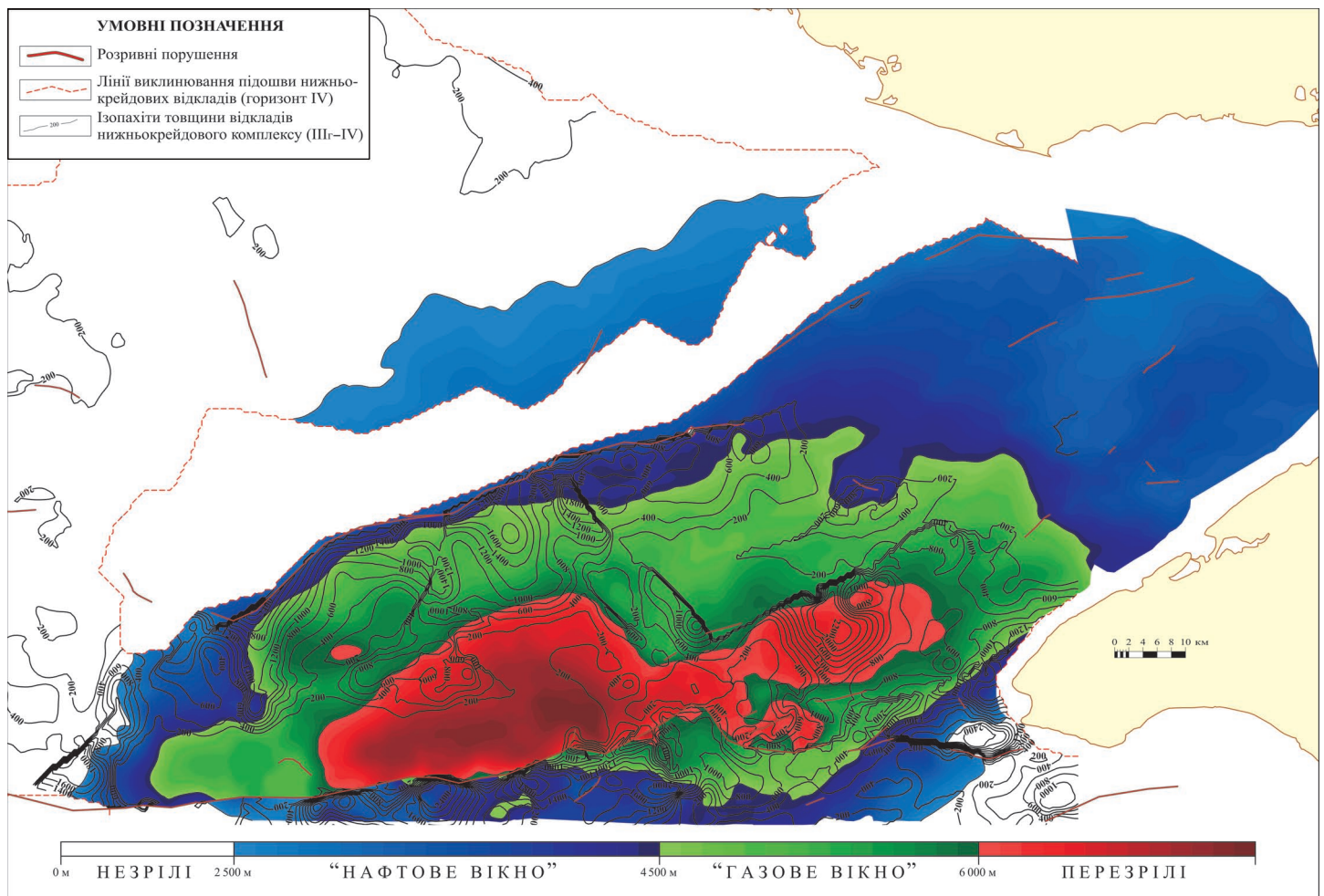


Рис. 2. Карта зрілості по підшві верхньокрейдових відкладів (горизонт IIIг)

ного моря можна зробити висновок, що основними потенційно нафтогазоматеринськими є нижньокрейдові (апт-альбські) відклади. Найякіснішою за генераційним потенціалом (товщини, літологічний склад і катагенетичні перетворення) нижньокрейдова потенційно нафтогазоматеринська товща поширена в межах Каркінітського прогину, де вона переважно перебуває на стадії “газового вікна”

ЛІТЕРАТУРА

1. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность/Богаец А. Т., Бондарчук Г. К., Леськив И. В. и др. Киев: Наукова думка, 1986. 152 с.

2. Діденко О. В. До питання про генетичний зв'язок орга-

нічної речовини з нафтогазоутворенням у крейдових породах Рівнинного Криму і північно-західного шельфу Чорного моря//Нафта і газ України. Зб. наук. праць: Матеріали VI Міжн. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000 р. Івано-Франківськ: Факел, 2000. Т. 1. С. 238–239.

3. Мельничук П. М. Особливості геологічної будови нижньокрейдових відкладів і перспективи їх освоєння в межах північно-західного шельфу Чорного моря//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 2003. № 3 (8). С. 87–90.

4. Ольшанецький М. В., Лобасов О. П., Антонішин В. М. Звіт “Обґрунтування перспектив нафтогазоносності осадового чохла шельфу та глибоководної частини українського сектору Чорного моря” ДП “Науканафтогаз”, 2010. 697 с.

5. Полухтович Б. М., Туркевич Є. В., Колодій Е. О. Умови нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження в крейдових відкладах Каркінітської-Північнокримського прогину//Міжн. наук.-практ. конф. “Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень”. Тези доп. Чернігів, лютий 2001 р. Чернігів, 2001. С. 155–156.

6. Полухтович Б. М., Туркевич Є. В., Трофимович Н. А. Літолого-стратиграфічна характеристика осадового покриву Притарханкутського шельфу Чорного моря//Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. К.: Карбон, 2000. С. 303–307.

7. Прогноз поисків нафти і газу на юге УССР і на прилеглих акваторіях/Под ред. чл.-кор. АН УССР, проф. В. В. Глушко і проф. С. П. Максимова. М.:

Недра, 1981. 240 с. (УкрНИГРИ. Труды. Вып. XXX).

8. Степанюк М. П., Степанюк О. І., Ольшанецький М. В. Звіт “Уточнення геологічної будови акваторії українського сектору Чорного моря за регіональними сейсморозвідувальними роботами Western Geophysical та BS-05”. ДП “Науканафтогаз”, 2010. 388 с.

9. Black Sea Azov Sea. Report № EB014 Simon Petroleum Technology, 1994 (фонди ДАТ “Чорноморнафтогаз”).

10. The petroleum system – from source to trap/Ed. L. B. Magoon and W. G. Dow. AAPG Memoir 60. Tulsa, Oklahoma, 1994. 655 p.

Рукопис отримано 7.12.2012.

Международная научно-практическая конференция
Перспективы использования альтернативных и возобновляемых источников энергии в Украине (REU 2013)
Украина, АР Крым, г. Судак, 09–13 сентября 2013 г.

ПЕРВОЕ ПРИГЛАШЕНИЕ

CONFERENCE. RENEWABLE ENERGY OF UKRAINE
REU
2013
 КОНФЕРЕНЦІЯ. ВОЗНОВЛЯЄМА ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Приглашаем Вас принять участие в международной научно-практической конференции “Перспективы использования альтернативных и возобновляемых источников энергии в Украине (REU 2013)”, которую проводит Украинский государственный геологоразведочный институт при поддержке

Министерства экологии и природных ресурсов Украины.

Конференция состоится в г. Судак (АР Крым, Украина) на базе ТОК “Судак”

9–13 сентября 2013 года.

Международная научно-практическая конференция “Перспективы использования альтернативных и возобновляемых источников энергии в Украине (REU 2013)” – это обсуждение проблем развития возобновляемых источников энергии, методики поиска и добычи альтернативных горючих ископаемых; это расширение деловых отношений, возможность встречи потенциальных бизнес-партнеров, а также новые знания, идеи и возможность их реализации.

Наши координаты: Украинский государственный геологоразведочный институт (УкрГГРИ), 04114, Украина, г. Киев-114, ул. Автозаводская, 78-А. Факс: +380 (44) 432-35-22 (приёмная).

Оргкомитет конференции: тел.: +380 (44) 206-35-60, факс: +380 (44) 206-35-59.

e-mail: confreu@ukrdgri.gov.ua; confreu@mail.ru

Подробную информацию можно получить на сайте www.ukrdgri.gov.ua

БУДЕМ РАДЫ ВСТРЕЧЕ В КРЫМУ!



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

Реєстраційне свідоцтво – серія КВ № 4530
Здано до набору 4.02.2013
Підписано до друку 21.03.2013
Формат 60x90 ¹/₈
Папір крейдовий
Друк офсетний. Ум.-друк. арк. 6.
Обл.-вид. арк. 9,8. Тираж 500 прим.
Зам. 73

Друк: ВПЦ “Експрес”, 01057, Київ-57, вул. Є. Потьє, 16а
Адреса редакції: Київ-114, вул. Автозаводська, 78
Тел. редакції: 206-35-18, 206-35-20
E-mail: mru@ukrdgri.gov.ua