

Переміщені блоки перекриття соляних діапирів Дніпровсько-Донецької западини як новий об'єкт пошуку значних за запасами покладів вуглеводнів

Т.О. Петровська, О.П. Петровський, О.М. Ціховська, А.Ю. Трачук, 2022

Науково-технічна компанія «ДЕПРОІЛ ЛТД», Івано-Франківськ, Україна
Надійшла 1 червня 2022 р.

В умовах центральної приосьової частини Дніпровсько-Донецької западини, в околі одного з найбільших на цій території соляних штоків, уперше виділено нові геологічні утворення — переміщені блоки перекриття соляних діапирів. Це стало можливим завдяки проведенню сучасних площинних високоточних гравіметричних і магнітометричних досліджень та їх 3D інверсії в комплексі із результатами раніше виконаних сейсмічних робіт та наявних геофізичних досліджень у свердловинах.

Суперпозиція гравітаційних лінементів з положенням пробурених у межах ділянки досліджень свердловин, які під утвореннями пермі та верхнього карбону розкрили породи середнього і нижнього карбону у крутопоставленому заляганні, дала змогу запропонувати модель формування переміщених блоків перекриття діапіру, що передбачає наявність галокінетичної активізації на початку пізнього карбону.

Як аналоги галокінетичних деформацій, що зумовили утворення переміщених блоків, розглянуто рафти (rafts) та карапаси (cagaraces) Мексиканської затоки.

За густиною кам'яновугільних порід у зоні переміщених блоків їх нафтогазонасичення оцінюється як високо ймовірне. Як можливі резервуари прогнозних покладів вуглеводнів розглядаються як колектори переміщених блоків, так і прилеглі резервуари вмшуючого розрізу верхнього карбону, а також нижчезалягаюча товща середнього карбону. Оцінювання інших елементів нафтової системи (очікуваний тип і якість колектору, наявність покришок, наявність умов для нафтогазогенерації) ґрунтується на родовищах-аналогах з Дніпровсько-Донецької западини та Мексиканської затоки.

Сумарні ресурси вуглеводнів Q50 (P50) переміщених блоків у межах досліджуваної території оцінено у більш як 150 млн т умовного палива.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, нафтогазоносність, соляні діапіри, переміщені блоки, рафти.

Вступ. Пошуки покладів нафти і газу на великих глибинах поряд з нетрадиційними джерелами вуглеводнів (газ сланцевих та щільних порід) є одним з пріоритетних напрямків нарощування вуглеводневого потенціалу України. Якщо розглядати швидке нарощування обсягу газу власного видобутку з 20,2 млрд м³ (обсяг видобутку газу у 2020 році) до 31 млрд м³ (споживання протягом 2020 р.), тобто у 1,5 рази до 2025—2030 років — план, який ставить перед собою сьогодні Україна, — опощування великих глибин є пріоритетним

напрямоком порівняно з газом сланцевих та щільних порід. Зумовлено це низкою факторів. По-перше, це екстенсивний характер видобутку газу зі сланцевих порід; навіть за умови підтвердження наявності значних ресурсів вуглеводнів і впровадження ефективних та дешевих технологій буріння, порівняно невеликі дебіти свердловин (50—100 тис. м³/добу за даними для сланцевих товщ США [Selley, 2012] і швидке їх падіння в процесі розробки зумовлюють необхідність буріння значної кількості свердловин, роблячи запаси газу

сланцевих порід, скоріше, стратегічним напрямком, що може сприяти збільшенню власного видобутку газу у довгостроковій перспективі. З іншого боку, за оцінками українських вчених [Лукин, 2014; Щуров та ін., 2018], глибокостанурені горизонти приосьової частини ДДЗ містять половину ресурсного потенціалу основного видобувного регіону нашої країни (рис. 1, 2). Феномен вторинних суперколекторів значних глибин у ДДЗ забезпечує великі дебіти газу (1—2 млн м³/добу [Лукин, 2014]) і, як наслідок, дає можливість швидкого нарощування видобутку. Високі перспективи великих глибин підтверджуються даними глибокого буріння в інших нафтогазоносних басейнах світу, де у традиційних колекторах на глибинах 7—10 км відкрито гігантські поклади нафти і газу: до прикладу, нафтові родовища Тайбер (Tiber, 10 685 м), Каскіда (Kaskida, 9900 м), Аппоматтокс (Appomattox, 7 910 м), Мексиканської затоки (the Gulf of Mexico, USA) та ін. Тут слід згадати і добові дебіти вуглеводнів з покладів на значних глибинах: до прикладу, очікуваний денний видобуток з нафтового покладу родовища Аппоматтокс (7 910 м), введеного в експлуатацію у 2019 р., становить 23 870 тон/добу [https://www.shell.com/, 2019]. Для порівняння: початковий дебіт нафти на родовищі імені академіка Шпака, відкритого в ДДЗ у 2013 р. (глибина покладу 3260 м) становив 106,8 м³/добу (що становить 78—111 тон/добу залежно від густини нафти) [Зейкан та ін., 2013].

Як першочергові об'єкти глибокого буріння традиційно українські фахівці розглядають глибокостанурені горизонти крупних родовищ, більшість з яких пов'язані з антиклінальними структурами. Проте, як засвідчили результати буріння глибоких свердловин на гігантському Шебелинському газовому родовищі, з дванадцяти свердловин, пробурених глибше основного покладу до глибин 4356—6106 м, у жодній не було отримано промислових припливів вуглеводнів [Кривуля та ін., 2016]. Це свідчить про більш складний, ніж уявлялось раніше, характер розповсюдження вуглеводненасичених колекторів

на великих глибинах та необхідність перегляду підходу до їх опощування: як методів їх картування, так і пошуку/обґрунтування пасткових умов неструктурного типу.

У 2020 р. компанією «ДЕПРОІЛ ЛТД» були виконані високоточні гравімагнітометричні дослідження та створено просторову комплексну геолого-геофізичну модель ділянки в околі двох крупних соляних штоків, розташованих у центральній осьовій частині ДДЗ. Метою виконання робіт, насамперед, була оцінка залишкових запасів вуглеводнів двох родовищ, що перебувають на завершальних стадіях розробки, а також з'ясування перспектив нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів та прилягаючих територій. Зважаючи на наявність в межах площі робіт соляних діапирів, вказані задачі не могли бути вирішені без уточнення форми соляних тіл та вивчення тектонічної будови приштокових зон.

Одним із важливих геологічних результатів, отриманих виконанням робіт, стало виявлення об'єктів нового типу — переміщених блоків перекриття соляних діапирів. Отримані геогустинні побудови та геологічні дані свідчать, що закартовані об'єкти можуть містити значні за запасами поклади вуглеводнів та потенційно стати пріоритетним об'єктом пошуку в межах ДДЗ.

Загальна інформація. Дніпровсько-Донецька западина (Україна) — солоний басейн, який являє собою пізньодевонський рифт, заповнений до- та син-рифтовим комплексами девонських відкладів, що перекриваються пострифтовими кам'яновугільними, пермськими, мезозойськими та кайнозойськими відкладами (див. рис. 2, 3). У приосьовій частині западини сіль прориває понад десятикілометрову товщу кам'яновугільних та пермських відкладів (див. рис. 3). На сьогодні в межах западини відомо понад 224 родовища вуглеводнів [Лукин, 2014], найбільші з яких розташовані в приосьовій частині западини.

У зв'язку із виснаженням відомих родовищ постає питання вуглеводневого

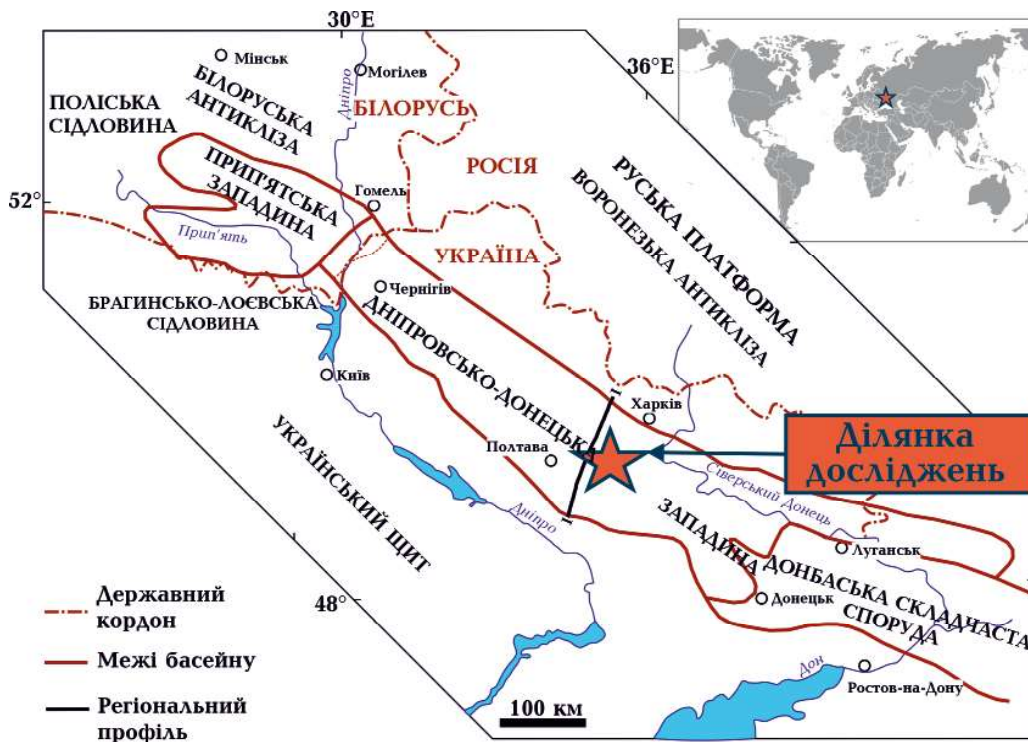


Рис. 1. Положення ділянки досліджень у межах Дніпровсько-Донецької западини (за [Ulmishek, 2001], з доповненнями).

Fig. 1. Location of the studied area within the Dnieper-Donets basin (modified [Ulmishek, 2001]).

потенціалу нижчезалягаючих глибоких горизонтів

Виконані дослідження проводилися в рамках програми дорозвідки двох родовищ, які перебувають на завершальних стадіях розробки. Поклади нафти і газу приурочені до відкладів нижньої пермі, верхнього та середнього-нижнього карбону (останні — у крутопоставленому заляганні) у приштокових зонах під соляним козирком на глибині 4—5 км (див. рис. 3). Територія родовищ вивчена 2D сейсмічними дослідженнями 50- та 20-річної давнини. Відсутність сучасних 3D сейсмічних даних та низька якість існуючих сейсмічних матеріалів у приштокових ділянках зумовили необхідність залучення несейсмічних геофізичних методів для вивчення геологічної будови території.

У межах ділянки досліджень на площі 548 км² було виконано високоточні гравіметричні та магнітометричні дослідження по мережі 100×100 та 50×100 м відповідно. Похибка вимірювань (стандартне від-

хилення) гравітаційного поля становила ±0,0069 мГал, магнітного поля — ±0,7 нТл. Отримані дані було використано для 3D інтегрального геолого-геофізичного моделювання геологічного розрізу на основі сумісної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних (рис. 4) [Петровський, 2004; Петровський та ін., 2003].

3D модель густини, отримана в результаті інверсії (рис. 5), дала змогу закартувати форму соляного штоку, уточнити контури газових покладів у межах відомих родовищ та виявити нові перспективні об'єкти.

Крім 3D моделі густини, одним із результатів інверсії є параметр відхилення гравітаційних полів — різниця між розрахованим та спостереженим гравітаційними полями. Функція відхилення гравітаційних полів містить окрім футпринту та залишкових гравітаційних аномалій, пов'язаних з недокомпенсованими при введенні топопоправок особливостями рельєфу, також складові, пов'язані з особливостями структурно-тектонічної будови території.

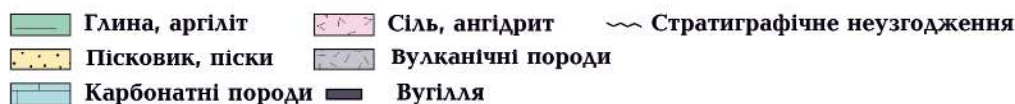
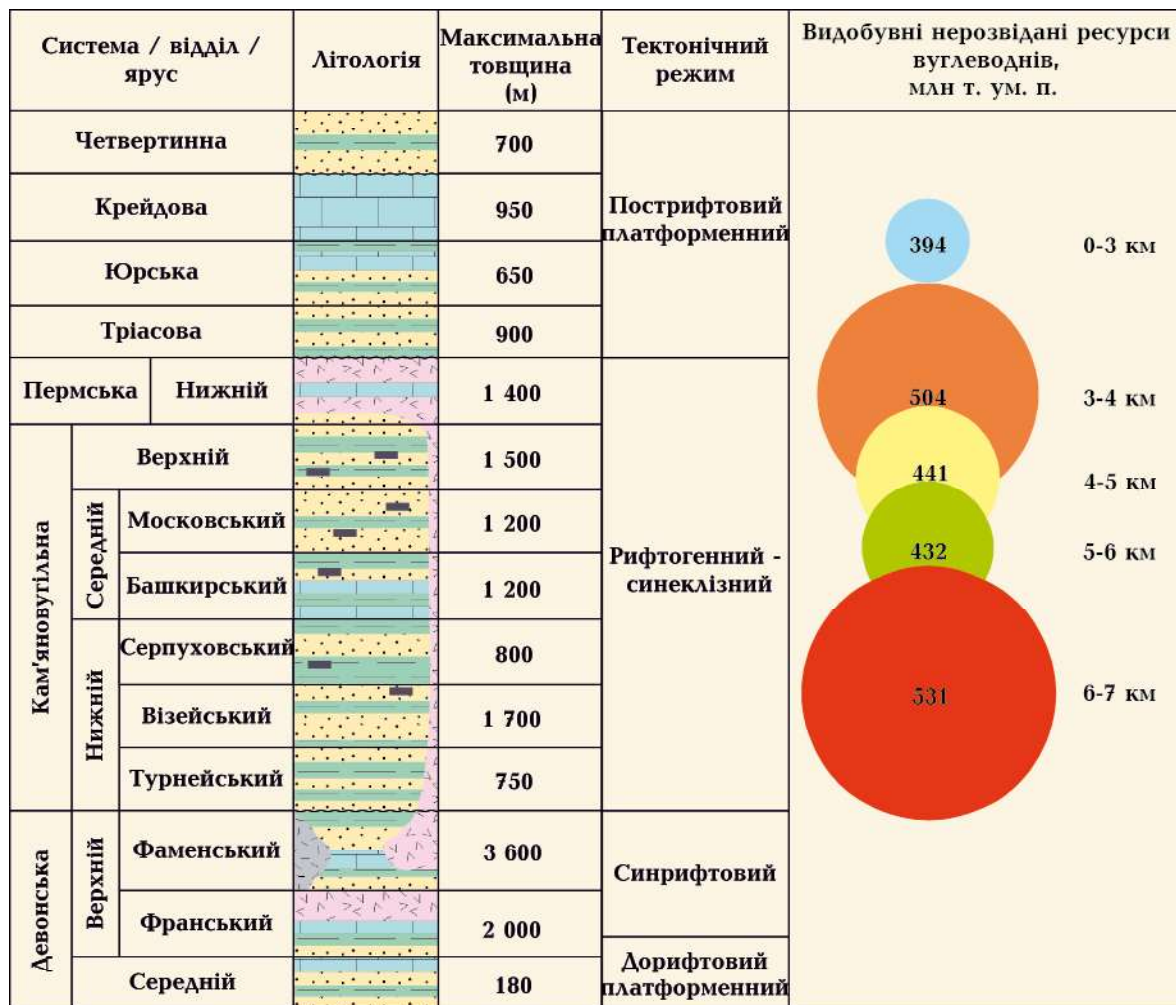


Рис. 2. Стратиграфічний розріз Дніпровсько-Донецької западини (за [Ulmishek, 2001], з доповненнями). Оцінка нерозвіданих ресурсів вуглеводнів — за О.Ю. Лукіним [2014] та Щуровим [Щуров та ін., 2018].

Fig. 2. Stratigraphic review of the Dnieper-Donets basin (modified [Ulmishek, 2001]). Estimates of undiscovered HC reserves following Lukin [2014] and Schurov [Schurov et al., 2018].

Прояв останніх зумовлено різницею між стрибкоподібним характером зміни густини порід у зонах тектонічних порушень та на межі окремих тектонічних елементів у реальному геологічному середовищі та більш плавним характером зміни густини в апроксимованій 3D геогустинній моделі (рис. 6).

Геофізичні критерії виділення переміщених блоків зруйнованого перекриття соляних діапїрів. Наявність чіткого густинного контрасту між сіллю та вміщую-

чим теригенно-карбонатним комплексом порід під соляним козирком дає фізичне підґрунтя для надійного картування межі солі за результатами гравітаційної інверсії.

Результати геогустинного моделювання засвідчили, що розмір соляного штоку в межах території досліджень є меншим, ніж очікувалось раніше за даними інтерпретації сейсмічних даних (див. рис. 7, 8). Вісь соляного штоку є нахилоною в напрямку Північного борту ДДЗ (див. рис. 7, знизу). Південно-західна стінка штоку є більш

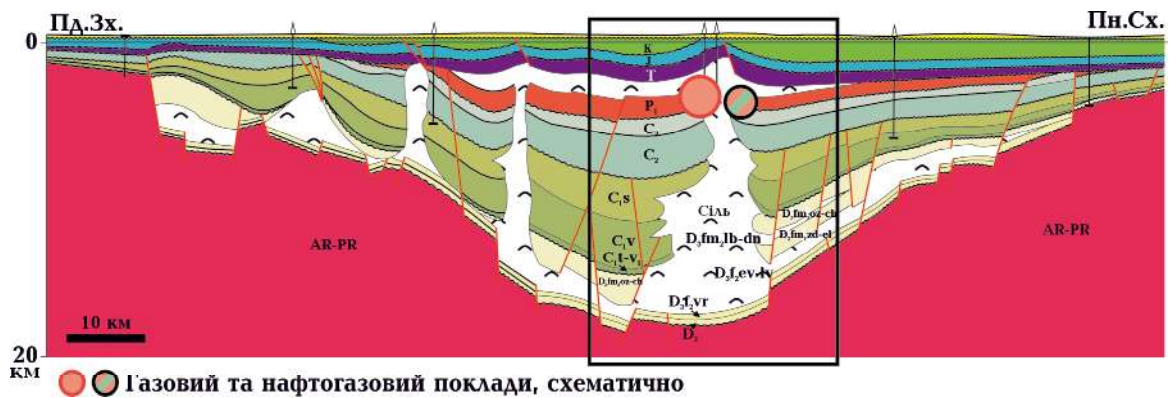


Рис. 3. Регіональний геологічний розріз через територію Дніпровсько-Донецької западини (за Арсірієм [Арсірій та ін., 1999], з доповненнями, цитовано з [Іванюта, 1998]). Приблизне положення ділянки досліджень показано чорним прямокутником.

Fig. 3. Regional geological review of the Dnieper-Donets basin (modified and amended [Arsiriy et. al., 1999], cited [Ivaniuta et al., 1998]). Approximate position of the study area is schematically shown by the black rectangle.

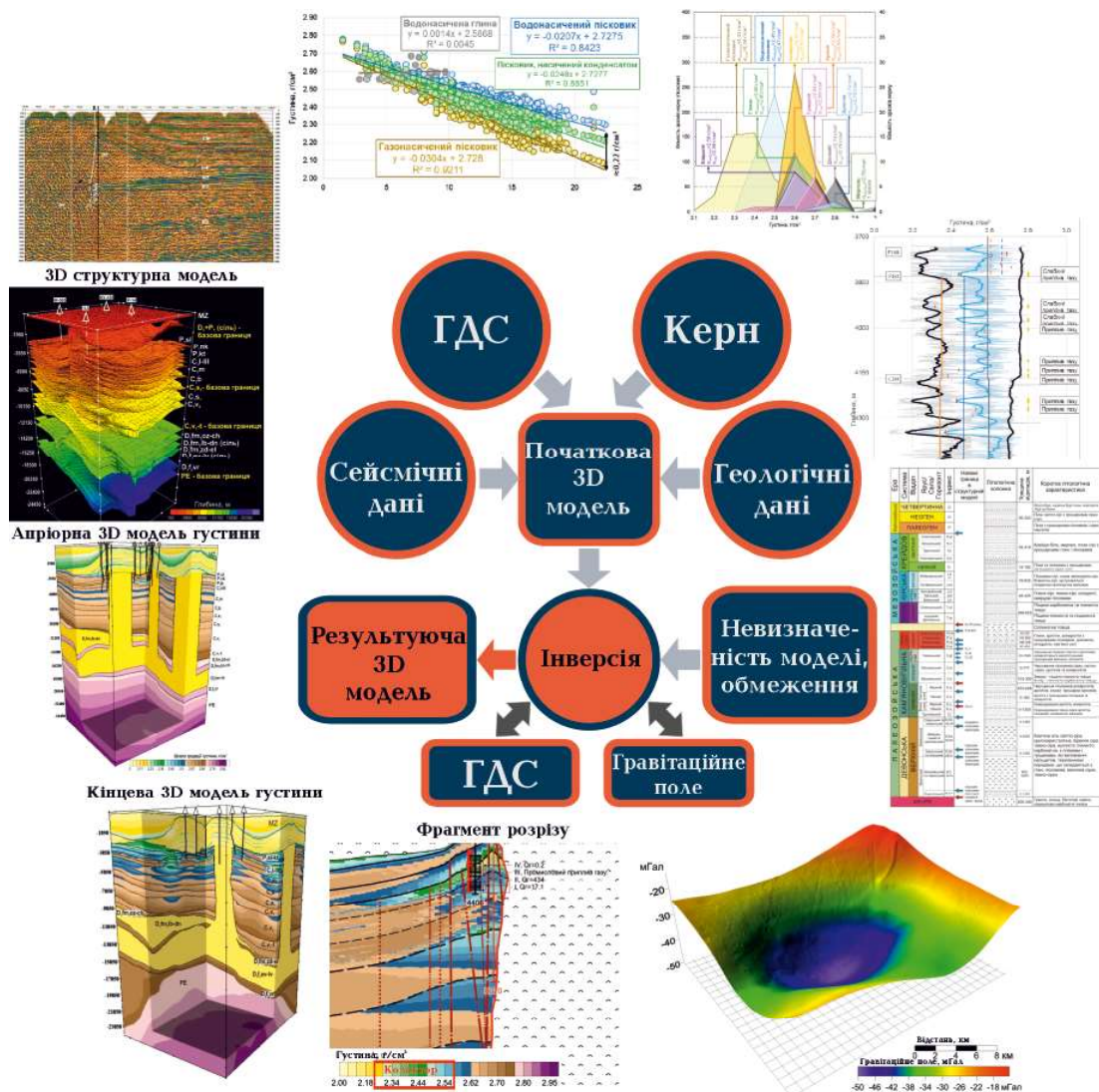


Рис. 4. Спрощена схема 3D спільної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних.

Fig. 4. Simplified scheme of the 3D joint inversion of gravity, seismic and well data.

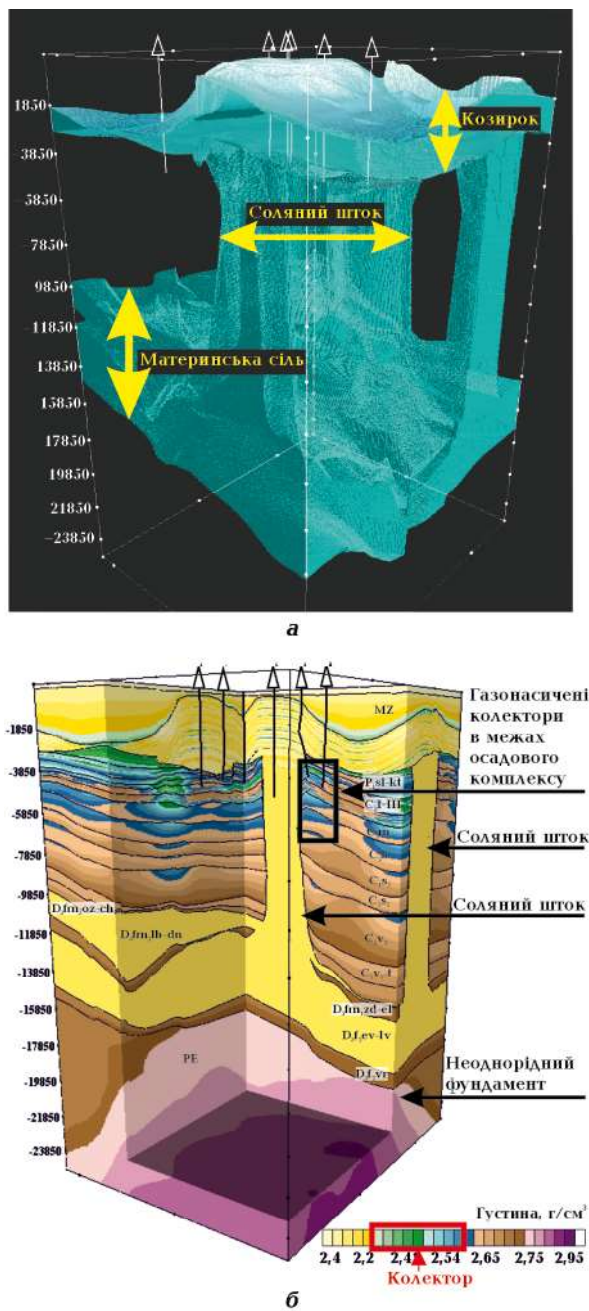


Рис. 5. 3D структурна модель солі (а) та 3D модель густини (б), отримані в результаті сумісної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних.

Fig. 5. 3D salt structured model (a) and 3D density model (b) resulted from the inversion of of gravity, seismic and well data.

пологою порівняно із субвертикальною північно-східною стінкою, для якої характерні від'ємні кути падіння.

У навколоштоковій області, в межах зони втрати кореляції сейсмічних даних,

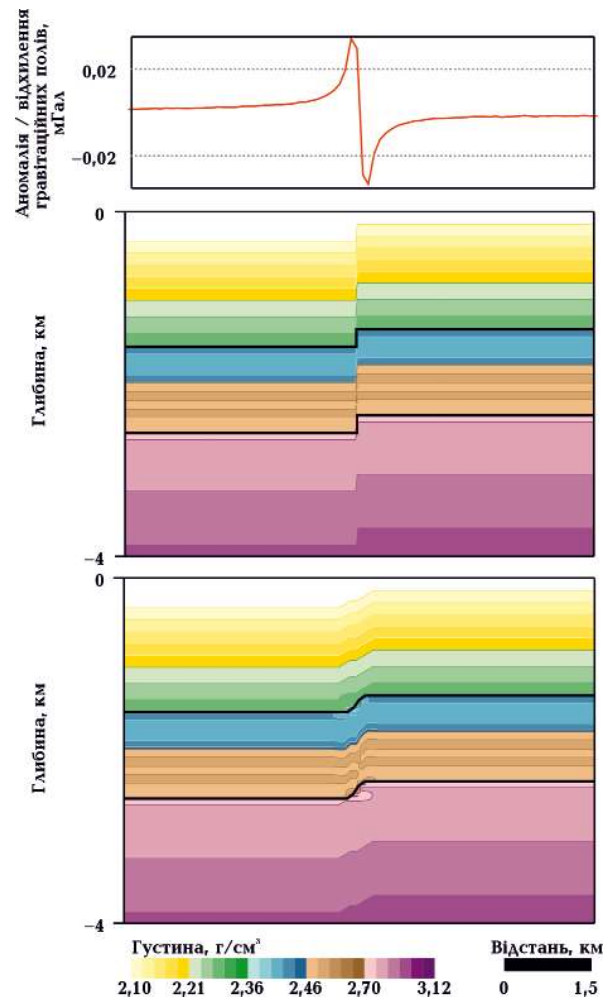


Рис. 6. Аномалії гравітаційного поля, пов'язані з особливостями структурно-тектонічної будови геологічного середовища, що відображаються у функції відхилення гравітаційних полів, отримані в результаті 3D інверсії гравіметричних, сейсмічних і свердловинних даних: істинна модель — знизу; апроксимована модель — посередині; згори — аномалія гравітаційного поля, зумовлена різницею між істинною та апроксимованою моделями в околі тектонічного порушення; чорні лінії — геологічні межі.

Fig. 6. The nature of tectonics-associated gravity anomalies rendered in the deviation function of gravity fields obtained due to the 3D inversion of gravimetric, seismic and well data: true model is below, approximated model is in the middle, and gravity filed anomaly caused by the difference between the two models in proximity to fault is at the top; black lines — geological boundaries.

були закартовані специфічні лінійні елементи (рис. 8, 9), не характерні для понад двадцяти ділянок у ДДЗ, де компанією було виконано високоточні гравіметричні дослідження. Особливістю їх є субпаралельність

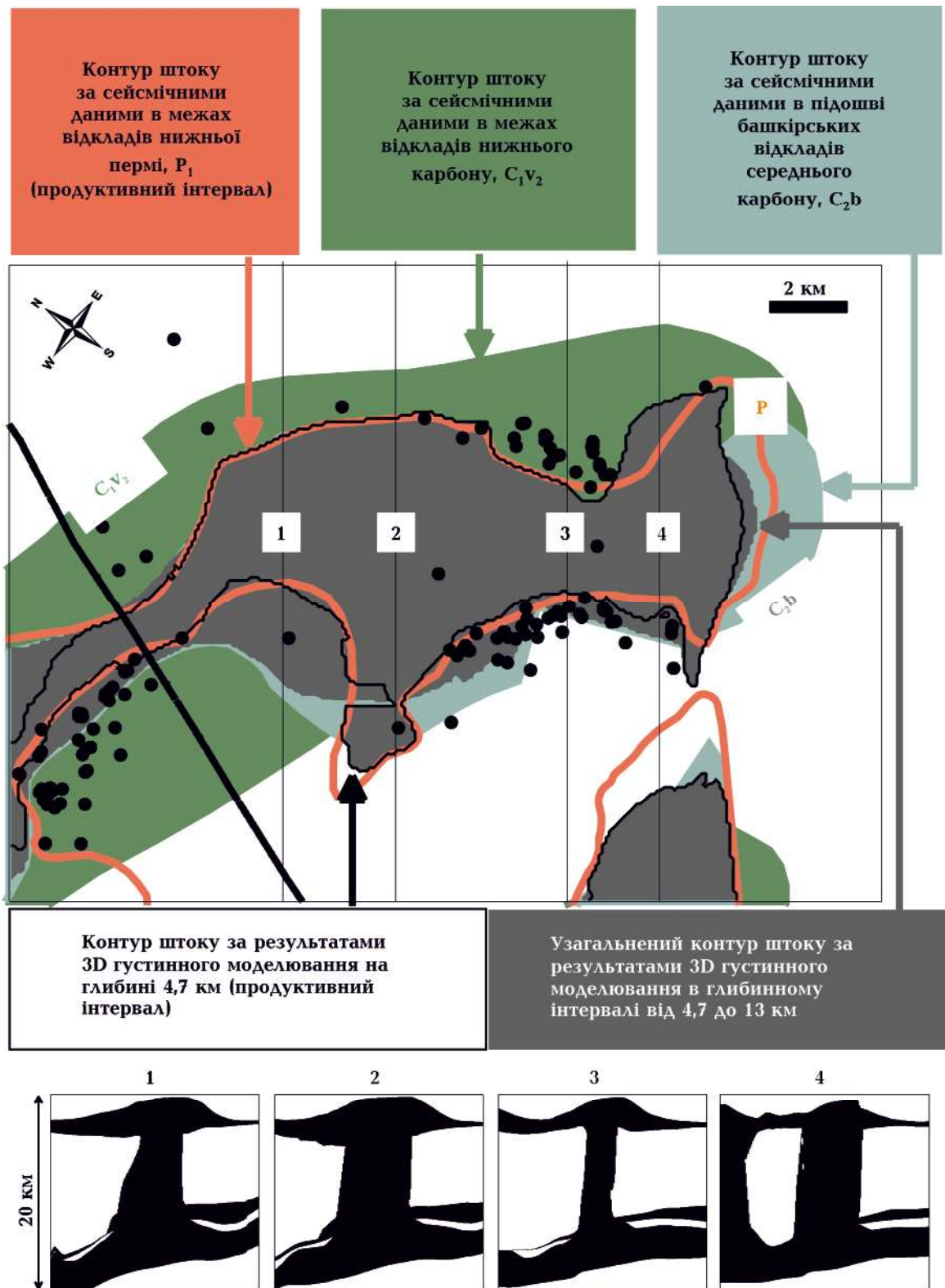


Рис. 7. Порівняння контурів соляного діапіру за результатами 3D гравітаційної інверсії та даними інтерпретації 2D сейсмічних даних (вгорі). Форма соляного штоку (чорним) на розрізах напрямку південний захід — північний схід (знизу).

Fig. 7. Comparison of salt diapir contours based on 3D gravity inversion and 2D seismic data interpretation (top). The shape of the salt stem (black) on the SW-NE cross sections (bottom image).

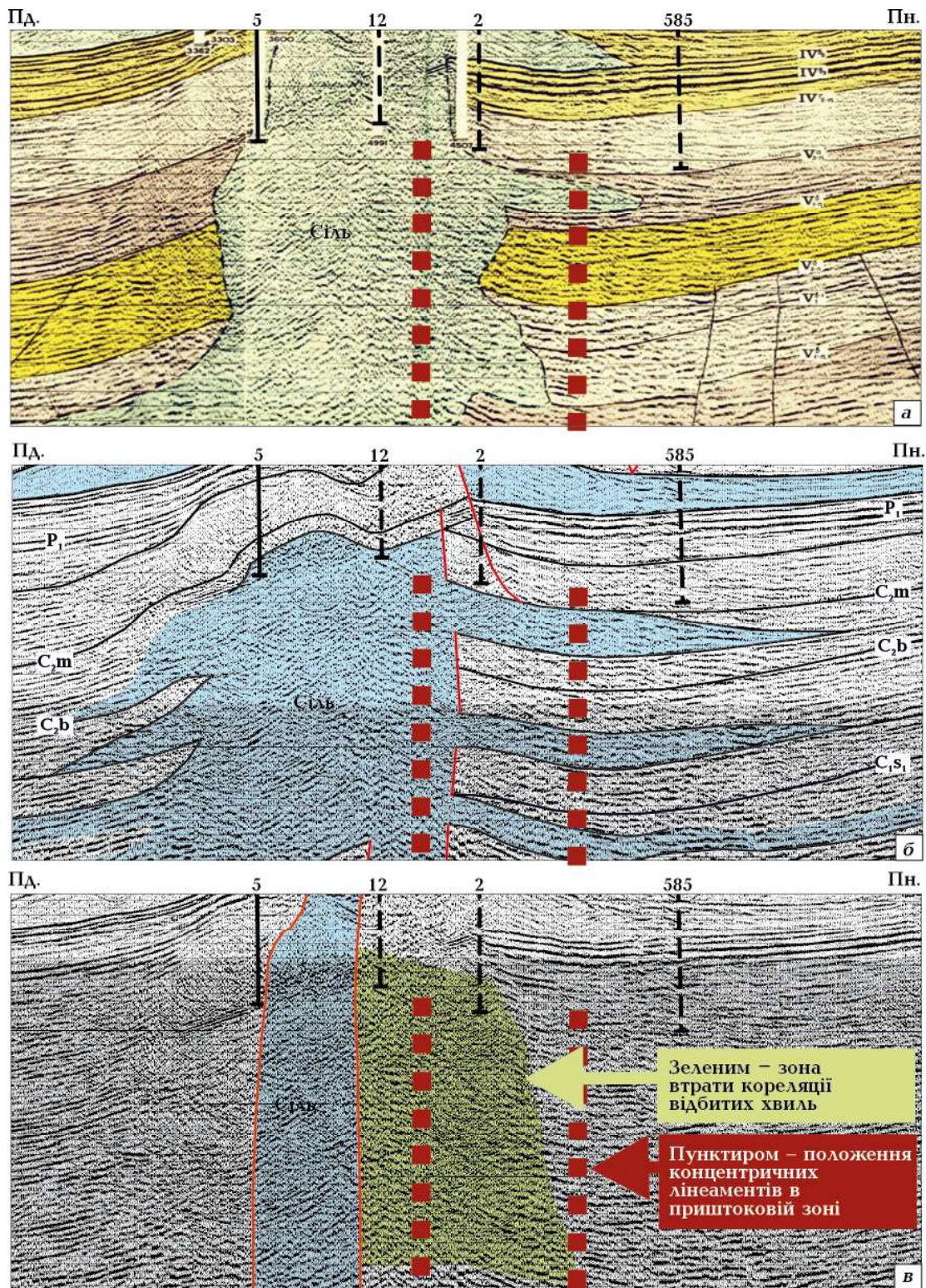


Рис. 8. Фрагмент часового розрізу за лінією регіонального профілю в інтерпретації ДГП «Укргеофізика» (а), УкрДГРІ (б) та його зіставлення з прогнозним положенням ніжки штоку за результатами 3D гравітаційної інверсії (в). Положення лінії сейсмічного профілю показано на рис. 1 та 9.

Fig. 8. Fragment of the regional CDP line interpreted by SGE Ukgeofizyka (a), Ukrainian State Geological Institute (б) and its comparison with expected salt stem size resulted from 3D gravitation inversion (в). Position of the seismic line is shown in Figs. 1 and 9.

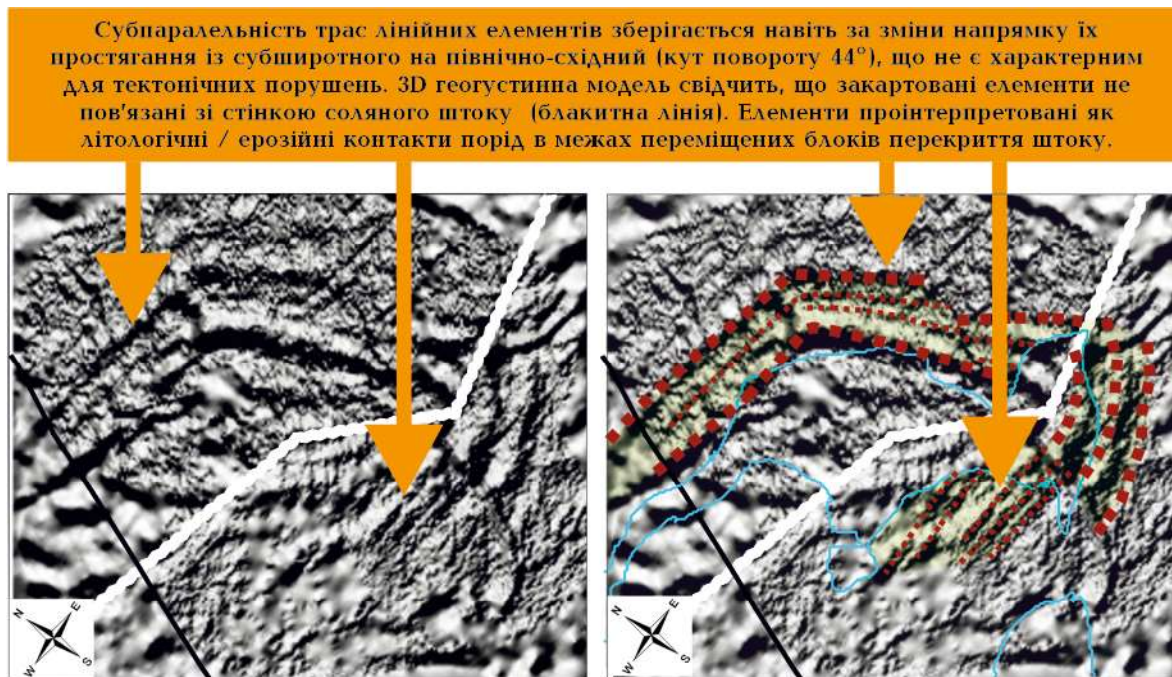


Рис. 9. Тіньове зображення залишкової компоненти гравітаційного поля (первинне — зліва та проінтерпретоване — справа), отриманої в результаті 3D гравітаційної інверсії. Межа «ніжки» соляного діапіру показана блакитною лінією, гравітаційні лінеаменти — бордовими пунктирними лініями, чорна лінія — положення сейсмічного профілю з рис. 8. Біла хвиляста лінія розділяє частини зображення, для яких використані різні кути освітлення.

Fig. 9. Uninterpreted (left) and interpreted (right) shadow map of the gravity misfit function resulted from the 3D gravity inversion. Salt diapir wall is shown by the blue line, gravity lineaments — burgundy dotted lines, the Fig.8 seismic profile — black line. Different lighting angles are used for the image parts separated with a white wavy line.

трас лінійних елементів, яка зберігається навіть за зміни напрямку їх простягання із субширотного на північно-західний (кут повороту у 44° , рис. 9).

Суперпозиція ділянок розвитку лінійних елементів з положенням свердловин, які в межах ділянки досліджень розкрили відклади середнього і нижнього карбону у крутоставленому заляганні під соленосними утвореннями козирка соляного штоку, а також утвореннями пермі і верхнього карбону, дали змогу діагностувати два блоки послідовного залягання порід московського, башкирського та серпуховського, а також візейського (?) віку (рис. 10, б—в). Якщо наявність перших трьох стратиграфічних комплексів підтверджено бурінням свердловин, то наявність візейських відкладів припускається за аналогією до розрізу перекриття Скоробагатьківського соляного діапіру (рис. 10, г).

У пошуках інтерпретаційної моделі модель приштокових «задирів» була відкинута з низки причин. Першою і найбільш вагомою з них є геометрія гравітаційних лінеаментів на південний захід від штоку (див. рис. 10, б), де останні не є паралельними до стінки соляного діапіру, а прилягають до нього під кутами $38\text{—}63^\circ$, перетинають контур діапіру і простягаються в область розвитку соленосних утворень ніжки штоку. Друга причина — наявність тут двох блоків послідовного залягання одновікових порід. І останнє — в межах ділянки, де лінеаменти/контакти порід є паралельними до контуру штоку, молодші відклади московського та башкирського ярусів середнього карбону розкриті свердловинами ближче до стінки штоку, ніж нижньокам'яновугільні відклади, тобто спостерігається зворотна послідовність залягання відкладів.

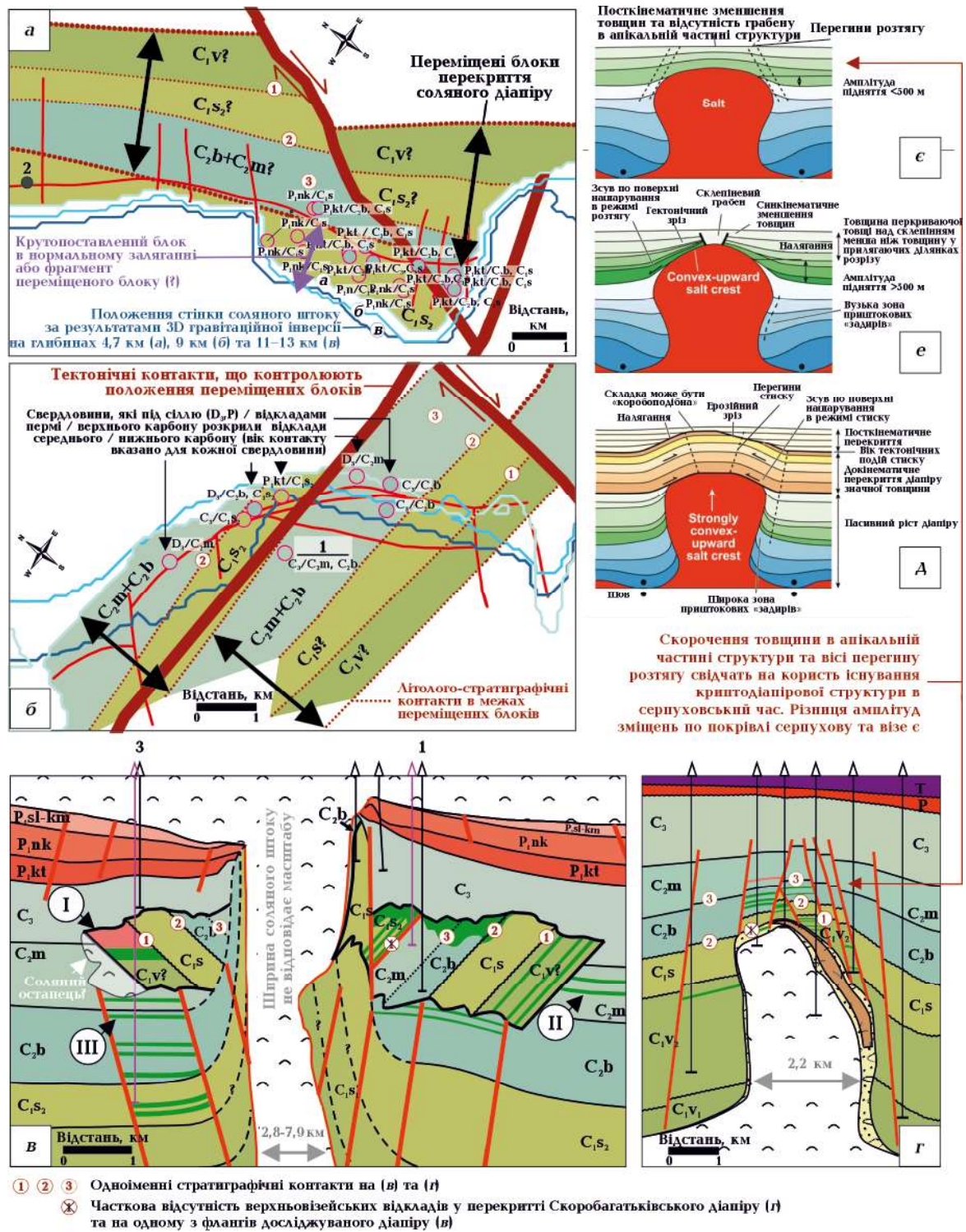


Рис. 10. Концептуальна модель будови переміщених блоків перекриття досліджуваного соляного діяпіру: а — південно-східна ділянка; б — в південно-західній ділянці; в — принципів розріз: I — масивний поклад у межах власне переміщених блоків (імовірно — в карбонатах нижнього карбону) — найбільш імовірна модель пасткових умов; II — можливі пастки, пов'язані з прилеглими резервуарами верхнього карбону; III — імовірні паски у підстильній товщі середнього—нижнього карбону. Г — геологічний розріз через Скоробатківський шток (за Лукінін [Лукин, Гончаров, 2015], з доповненнями) як аналог соляного тіла, де посталакінематичне перекриття соляного діяпіру збережене у первинному заляганні. Зазначимо, що на розрізі (г) система тектонічних порушень у покривлі діяпіру наслідую перегиби розтягнення (extensional kink-bands), що утворюються над соляними структурами внаслідок диференційного ущільнення посткінема-

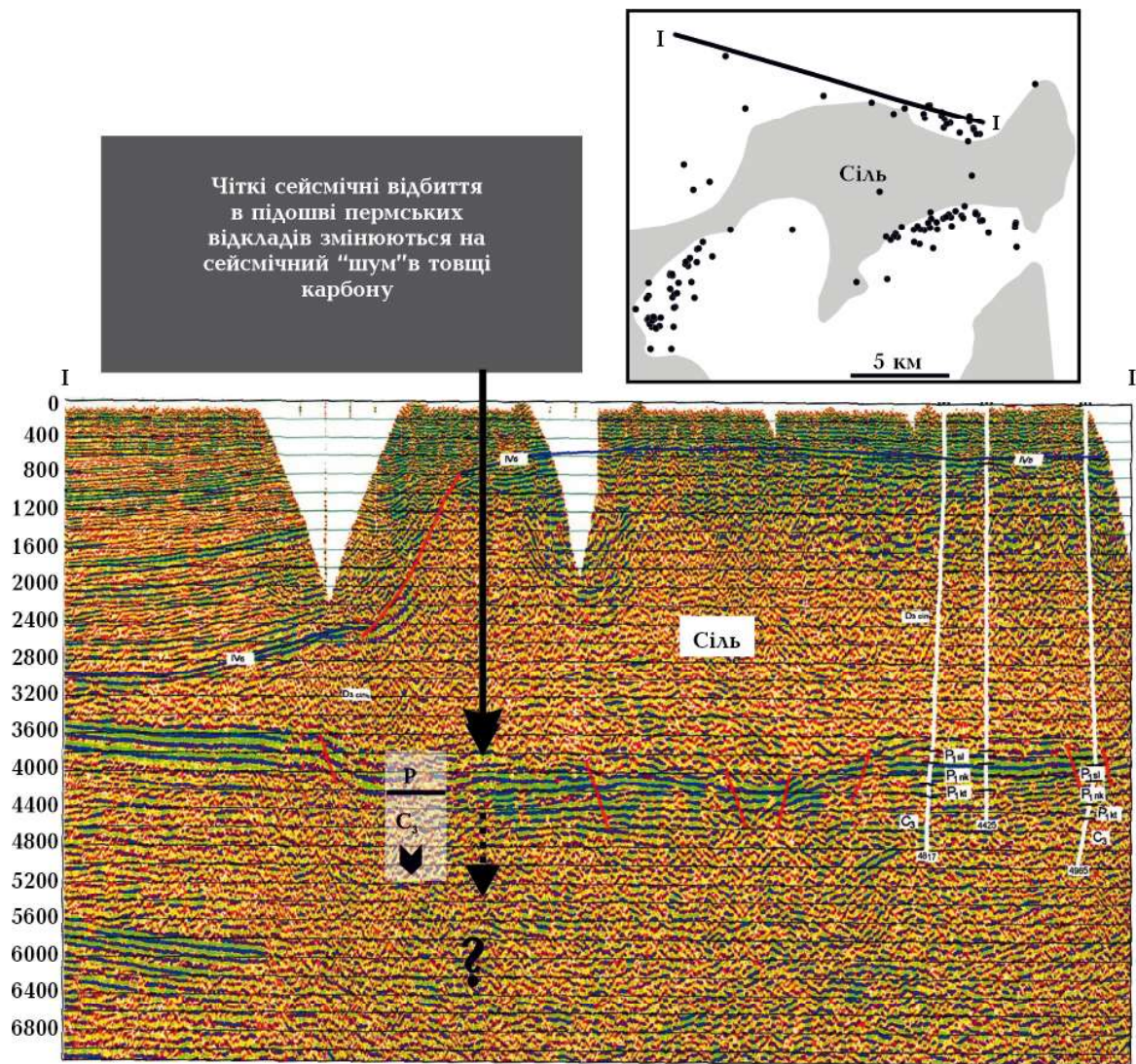


Рис. 11. Сейсмічне зображення за лінією профілю на схід від соляного діапіру. Зауважте відсутність сейсмічних відбиттів в інтервалі залягання кам'яновугільних порід (у зоні розвитку переміщених блоків перекриття діапіру) та чіткі відбивні межі у товщі вищезалягаючих нижньопермських відкладів.

Fig. 11. Seismic image to the north-east from the salt diapir shows no seismic reflections in the depth interval of Carboniferous where displaced overburden blocks are expected, while overlaying Lower Permian is a perfect reflector.

← тичного перекриття соляного діапіру (e) (згідно з моделями Jackson, Hudec [2017]). Діагностичні ознаки структур, утворених: активним підйомом солі (Δ) та в результаті галокінезу (e) за [Jackson, Hudec, 2017] показані для порівняння. 1, 2, 3 — однойменні стратиграфічні контакти на (b) та (r). Звертаємо увагу на часткову відсутність верхньовізейських відкладів у перекритті Скоробатківського діапіру (r) та на одному з флангів досліджуваного діапіру (b).

Fig. 10. Conceptual model of the construction displaced blocks of salt diapir concerned: a — south-eastern flank; b — south-western flank; v — essential cross section; I — major deposit within of displaced blocks (presumably in carbonates of Lower Carboniferous) — the most probable model of traps; II — possible traps within the abutting reservoirs of Upper Carboniferous; III — possible traps within the underlying Middle Carboniferous sequence; Γ — a geological section through the Skorobahatkiivskiy bunch (according to Lukin [Lukin, Goncharov, 2015] with amendments) as an analogue of a salt mass, where the post-halokinetic overlap of the salt diapir is preserved in the original setting. Note that in (r) faults follow extensional kink bands, which are above salt, due to structures of differential compaction of the post-kinematic overlap of the salt diapir (e) (according to Jackson, Hudec [2017]). Diagnostic features produced by active salt rise (Δ) and hence halokinesis [Jackson, Hudec, 2017] are shown for comparison. 1, 2, 3 — similar stratigraphic contacts in (b) and (r). Note a partial absence of Upper Visean within Skorobahatkiivskiy diapir (r) and within one flank of the studied diapir (b).

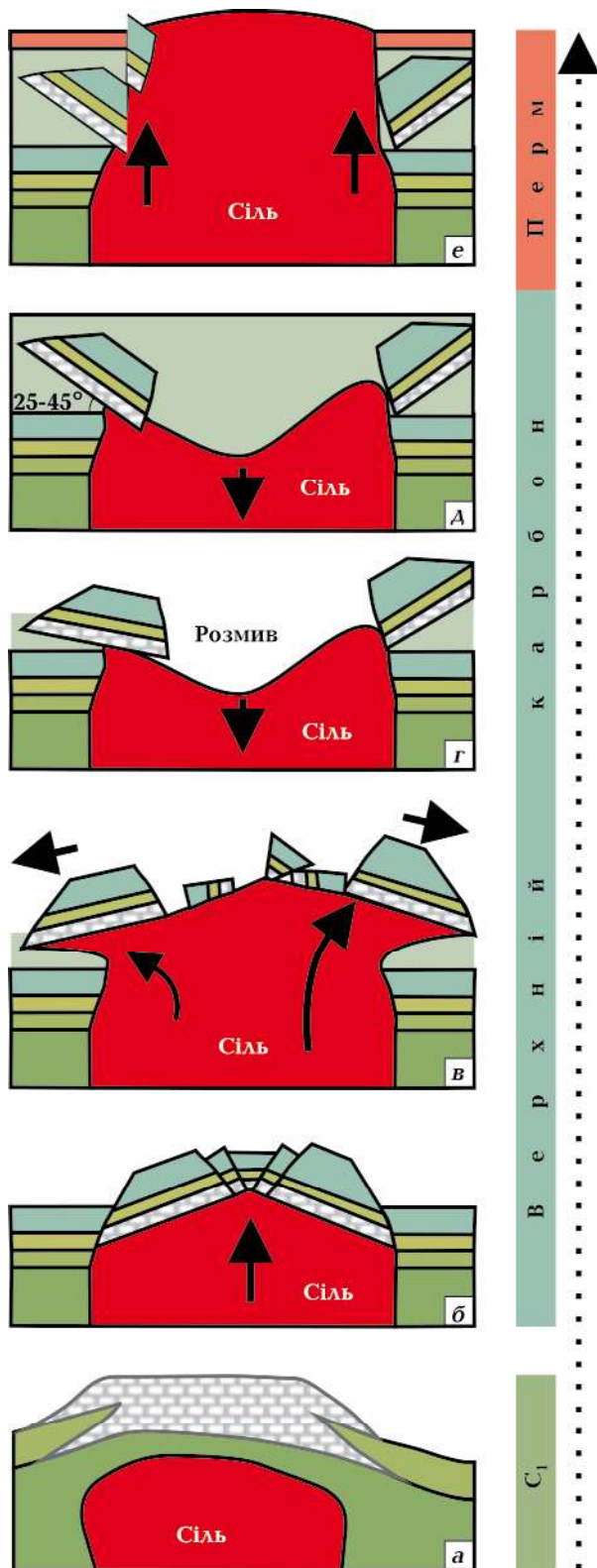


Рис. 12. Гіпотетична модель еволюції досліджуваного соляного діяпіру.

Fig. 12. Hypothetical evolution model of the studied salt diapir.

Ключем до формулювання інтерпретаційної моделі стала геологічна модель Скоробагатьківського соляного діяпіру, запропонована Лукіним та Гончаровим [2015] (див. рис. 10, г), де утворення такого ж віку (нижній — середній карбон) утворюють перекриття соляного діяпіру, причому система тектонічних порушень в покрівлі діяпіру наслідок перегини розтягу (extensional kink bands), що утворюються над соляними структурами внаслідок диференційного ущільнення посткінематичного перекриття соляного діяпіру (згідно з моделями [Jackson, Hudec, 2017], рис. 10, е)).

Наведені факти дали підстави припустити, що: 1) нижньо- та середньокам'яновугільні відклади перекриття Скоробагатьківського соляного діяпіру є збереженими у первинному заляганні аналогами блоків, асоційованих з гравітаційними лінеаментами в межах ділянки досліджень; 2) закартовані блоки послідовного залягання середньо- та нижньокам'яновугільних відкладів довкола досліджуваного штоку є блоками перекриття діяпіру, переміщеними в приштокову область в результаті галокінезу (див. рис. 10, г, в). Запропонована аналогія підтверджується і стратиграфічною приуроченістю гравітаційних лінементів. Зокрема близькість одного з лінементів до двох свердловин, які розкрили відклади башкирського та верхньосерпуховського віку у крутопоставленому заляганні, дає змогу припустити зумовленість різкої густинної межі (що створює закартовану високоградієнтну зону — лінемент) башкирською карбонатною плитою та/або стратиграфічною незгідністю на межі башкиру та серпухова. Останнє вважаємо більш імовірним, адже така модель дає пояснення відсутності лінеаменту на межі московського та башкирського віку (де стратиграфічна незгідність регіонально відсутня в межах басейну) та наявності його на контакті утворень серпуховського та візейського віку (див. рис. 10, б—г). Ширина зони розвитку переміщених блоків на поверхні становить 2,5—3,5 км від стінок штоку. На 2D сейсмічних зображеннях по лініях профілів, що перетинають

територію досліджень, відмічається відсутність сейсмічних відбиттів в інтервалі залягання кам'яновугільних порід, де прогнозується розвиток переміщених блоків перекриття. Водночас вище залягаючі нижньопермські відклади характеризуються присутністю чітких сейсмічних відбиттів (див. рис. 11).

Дані найглибшої на території досліджень свердловини, пробуреної до глибини 6 207 м (св. 1 на рис. 10, б, в, номер свердловини умовний), свідчать про падіння блоків у напрямку до центра соляного тіла під кутами 25—45° (за даними вимірювань на взірцях керну московського віку). У товщі відкладів пермі кути падіння не перевищують 17° (за структурними побудовами, оскільки взірці керну з пермських відкладів авторам недоступні). Кутова незгідність дає змогу припустити, що розкриті свердловиною відклади московського та башкирського ярусів відносяться до переміщених блоків перекриття діапіру. У цьому випадку послідовне залягання московських та башкирських відкладів у даній свердловині вказує на північний напрямок падіння переміщених блоків у напрямку до соляного тіла. Загальна товщина порід переміщених блоків з урахуванням вказаних кутів падіння і за припущення субгоризонтальної верхньої кромки блоків оцінюється у 2300—2600 м.

Механізм та час формування. Морфологічні характеристики, структурно-тектонічне положення, вік переміщених блоків перекриття соляного діапіру дають підстави припустити наступну історію та механізм їх формування (рис. 12).

1. Існування у візейський час крупної (крипто?) діапірової соляної структури в межах території досліджень (див. рис. 12, а).

Аналіз будови соляних діапірів у периферійних частинах басейну за даними сейсмозвідувальних досліджень свідчить про активізацію руху солі ще в синрифтовий етап розвитку басейну, під час накопичення відкладів франського віку девону [Stovba, Stephenson, 2003], тобто за потужності перекиваючої товщі у

300—400 м, що зазначалось і у більш ранніх дослідженнях [Чирвинская, 1977; Stovba et al., 1996; цитовано з Stovba, Stephenson, 2003]. Зважаючи на значні розміри описуваного діапіру, розташування його в частині басейну з найбільш активною солянокупольною тектонікою, немає підстав припускати більш пізній, ніж франський, тим паче ранньопермський час первинної активізації галокінетичних подій.

2. Седиментаційно-палеогеоморфологічна модель морського ранньовізейського басейну [Лукин и др., 2005] дає підстави очікувати розвиток постгалокінетичних рифогенно-карбонатних комплексів над солянокупольною структурою.

Для рифогенно-карбонатних комплексів візейського віку — уолсортські куполи — характерною є їх рання літифікація, що призводить до повної відсутності первинних колекторських властивостей та високої міцності порід на малих глибинах [Лукин и др., 2016]. Саме існування жорсткого каркасу («панциру») візейських біогермів разом з менш глибоким базисом ерозії могли бути факторами, що стримали ріст діапіру у візейсько-серпуховський час під час пізньовізейської та середньосерпуховської регіональних тектонічних активізацій, що за даними сейсмічних досліджень [Stovba, Stephenson, 2003] зумовили ріст багатьох соляних структур в ДДЗ. З іншого боку, висока початкова міцність карбонатів блоків перекриття досліджуваного соляного діапіру могла бути причиною, що зумовила крихкий характер деформацій перекиваючої товщі у пізньокарбонівий час, на відміну від пластичного типу деформацій непереміщеного комплексу перекриття менших за розмірами діапірів ДДЗ, що зазначається цим же автором.

3. Період від ранньовізейського до пізньомосковського / ранньокарбонівого часу був для описуваного діапіру періодом тектонічного спокою. Реактивація галокінетичних рухів відбулася на початку пізнього карбону. Свідченням цього є наявність у крутопоставленому положенні порід верхньосерпуховського, башкирського та московського віку під утвореннями

верхнього карбону та соляним козирком (стратиграфічно незгідні контакти C_3/C_1S_2 , C_3/C_2b , D_3/C_2m на рис. 10, а, б) у 22 свердловинах в околі соляного діяпіру.

Результатом активізації руху соляних мас став вертикальний виніс блоків перекриття на поверхню осадоконапичення. Дві скиби, закартовані з обох флангів діяпіру, узгоджуються із двоскибовою фізичною моделлю руйнування перекриття захороненого діяпіру з горизонтально залягаючим комплексом перекриття, в якому недеформовані блоки перекриття вертикально переміщуються по синтетичних розривних порушеннях (див. рис. 12, б) (за [Schultz-Ela et al., 1993], цитовано з публікації [Jackson, Hudec, 2017]).

4. Вихід солі і блоків перекриття у басейн осадоконапичення та сповзання їх у приштокову область (див. рис. 12, в). Очевидно, сповзання відбувалось під дією гравітаційних сил в умовах гіпсометрично підвищеного положення блоків в осьовій частині діяпіру, зумовленого висхідним рухом соляних мас.

5. Нахил блоків до центра структури (рис. 12, г). Початково як рушійний механізм, що призвів до нахилу блоків, нами розглядалося просідання діяпіру в умовах регіонального розтягу та/чи виснаження соленосної товщі, та/чи перерозподілу руху солі в інші частини діяпіру, а також у результаті розмиву підстилаючої соляної подушки в межах морського басейну осадоконапичення [Petrovska et al., 2021]. Однак спостереження для діяпірів Мексиканської затоки, що виходять на поверхню морського дна, свідчать про незначний обсяг розмиву солі в умовах морського басейну, за перекриття солі донними осадами та утворенням над діяпірами солених озер [Rowan, 2020]. Натомість, в континентальних умовах вихід діяпіру на земну поверхню супроводжується інтенсивними процесами розмиву солі. Зокрема, для діяпіру Гальштат (Північні вапняковисті Альпи, Австрія) Оскар Фернандез (особисте спілкування), базуючись на палеорекопструкціях надсолевих утворень, виокремлює витіснення та послідовний роз-

мив близько 80 % первинного об'єму солі діяпіру. Це дає підстави припустити, що після обмеженого гравітаційного сповзання блоків на соляній подушці в морських умовах до периферії діяпіру могло відбутись виведення переміщених блоків в умови суходолу, яке спричинило інтенсивний розмив підстилаючої соляної подушки та нахил блоків до центру діяпіра. З цієї точки зору цікавим є факт домінування в межах продуктивного горизонту Г-6 гжельського ярусу верхнього карбону Кобзівського родовища (розташованого в осьовій частині ДДЗ, див. рис. 16, б) крупнозернистих пісковиків, наявність гравеліто-пісковиків, безладність мікротекстур, наявність різновидів порід від кутуватих до добре обкатаних [Кривуля та ін., 2012], що свідчить про близькість джерела зносу, яким у межах осьової частини западини як раз і могли бути виведені на земну поверхню блоки перекриттів соляних діяпірів.

6. Відновлення осадоконапичення в покрівлі діяпіру у верхньому карбоні та на початку пермі (див. рис. 12, д).

7. Реактивація соляного діяпіру в пермський час зумовила здійснення вузької частини переміщених блоків, що прилягає безпосередньо до стінки діяпіру (див. рис. 12, е). Це спричинило їх вихід на ерозійну поверхню, розмив і подальше перекриття пермськими відкладами чи соляними утвореннями козирка штоку. Саме ці відклади нижнього—середнього карбону у крутопоставленому заляганні розкриті у вузькій приштоковій зоні родовищ, що прилягають до стінок штоку в межах ділянки досліджень. Більша ж частина переміщених блоків займає гіпсометричне глибше положення, є незгідно перекритою утвореннями верхнього карбону і, згідно запропонованою моделлю, розкрита свердловиною № 1 (див. рис. 10, б, в) на глибині 5 130 м (відклади московського віку).

Структурно-тектонічні аналоги. Переміщені блоки порід у геологічній літературі описуються під загальним терміном «рафти» (rafts) у багатьох соленосних басейнах світу. З точки зору соляної тектоніки, даний термін вживається в кількох значеннях. Як

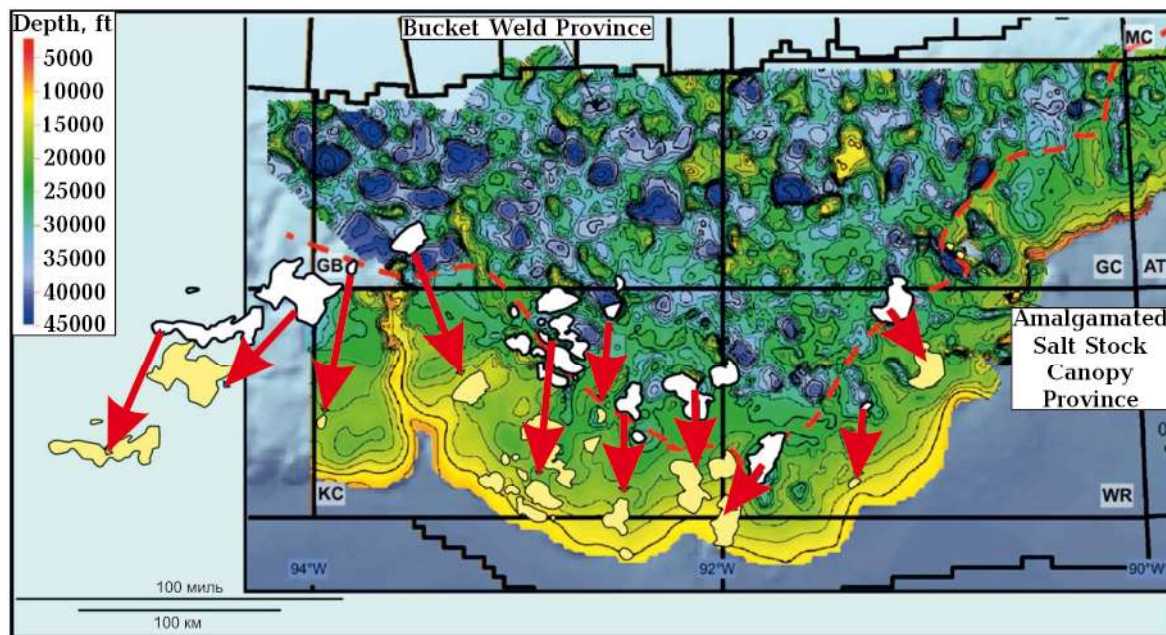


Рис. 13. Рафти Мексиканської затоки: сучасне положення (жовтим) та проєкція первинного положення (білим). Червоні стрілки вказують напрямок транспортування (за [Fiduk, Clippard, 2014] з доповненнями).

Fig. 13. Rafted blocks of the Gulf of Mexico: present location (yellow) and projected points of origin (white). Red arrows show the transportation direction (modified [Fiduk, Clippard, 2014]).

аналоги закартованих переміщених блоків перекриття соляного діяпіру (початкових умов утворення та амплітуд переміщень) можна розглядати рафти Мексиканської затоки (Mesozoic «chips» [Kilby et al., 2008]), породи яких початково узгоджено накопичувались над соленосними утвореннями в автохтонному заляганні та пізніше були переміщені внаслідок висхідних рухів солі. У випадку Мексиканської затоки рафти зазнали послідовних значних латеральних переміщень (зазвичай у напрямку депресійних частин басейну) внаслідок руху алохтонної солі [Fiduk et al., 2014]. Подібні структури описані також Хартом [Hart et al., 2004] під терміном «панцирів» («sagarases») для порід, первинне осадконакопичення яких відбувалось над соляними діяпірами. Основні характеристики «панцирів» Мексиканської затоки за Хартом є наступні: «1) блоки представлені породами, що початково накопичувались в покривлях соляних структур; 2) породи здебільшого представлені добре відсортованими різновидами; 3) початково породи формують захисний «панцир» для солі; 4) є

переміщеними внаслідок руху солі» [Fiduk et al., 2014]. Основна відмінність рафтів від панцирів Мексиканської затоки в тому, що початково вони формуються над соленосними утвореннями в автохтонному заляганні як пре- або синкінематичні утворення, в той час як комплекс перекриття «панцирів» є посткінематичним ([Kilby et al., 2008], цитовано з публікації [Fiduk et al., 2014]).

Запропоновані для умов ДДЗ історія та механізм формування переміщених блоків соляного перекриття передбачає осадконакопичення порід переміщених блоків комплексу перекриття у часовому проміжку між двома галокінетичними активаціями в ранньому та пізньому карбоні. З огляду на це термін «панцири» (sagarases) для умов ДДЗ є, ймовірно, більш відповідним. Разом з тим, механізм переміщення рафтів Мексиканської затоки за Фідиком є близьким до запропонованої нами схеми, зокрема (цитата, переклад з англійської): «По мірі того, як сіль підіймалася та формувала крупні, широкі діяпіри, перекриваюча товща (до прикладу, карбонати юрського

та крейдяного віку) підіймалися гіпсометрично вище прилягаючих мінібасейнів, в яких синхронні відклади накопичувалися в умовах занурення. На більш пізньому етапі в еоцені, олігоцені та міоцені сіль солянокупольних структур прорвала перекриваючу осадову товщу і сформувала неглибоко залягаючі козирки. По мірі розтікання солі вона несла з собою блоки перекриття. Радіальне розтікання солі призвело до подрібнення товщі перекриття на дрібніші блоки. Сейсмічні дані дають підстави стверджувати, що рафти Мексиканської затоки зазнали переміщень у десятки кілометрів (можливо, понад 100 км) від місця, де вони в межах діапирової структури були підняті на рівень соляного козирка» [Fiduk et al., 2014] (рис. 13). Вертикальне переміщення рафтів відносно глибин залягання синхронних відкладів у межах мінібасейнів сягає 7 км (рис. 14). У випадку досліджуваного соляного діапіру в ДДЗ

вертикальні переміщення оцінюються нами на рівні 2,3—2,6 км, горизонтальні — у 3—3,5 км. Таким чином, не зважаючи на різні регіональні тектонічні режими еволюції двох соленосних басейнів, можемо констатувати повну аналогію в кінематиці формування переміщених блоків перекриття соляних діапирів, за винятком фази гравітаційного сповзання блоків, яка в межах Мексиканської затоки в умовах континентального схилу зумовила значно більші горизонтальні переміщення блоків.

Цікавим, на наш погляд, є факт, що структури подібного механізму формування прогнозувались в межах ДДЗ ще В.І. Кітиком. Зокрема, для Андріївського діапіру В.І. Кітик описував «спосіб утворення ядра протикання в соляному піднятті» шляхом «підняття сіллю вищезалягаючих відкладів по тектонічних порушеннях» [Китык, 1966]. Проте, Кітик не передбачив можливість подальших горизонтальних пе-

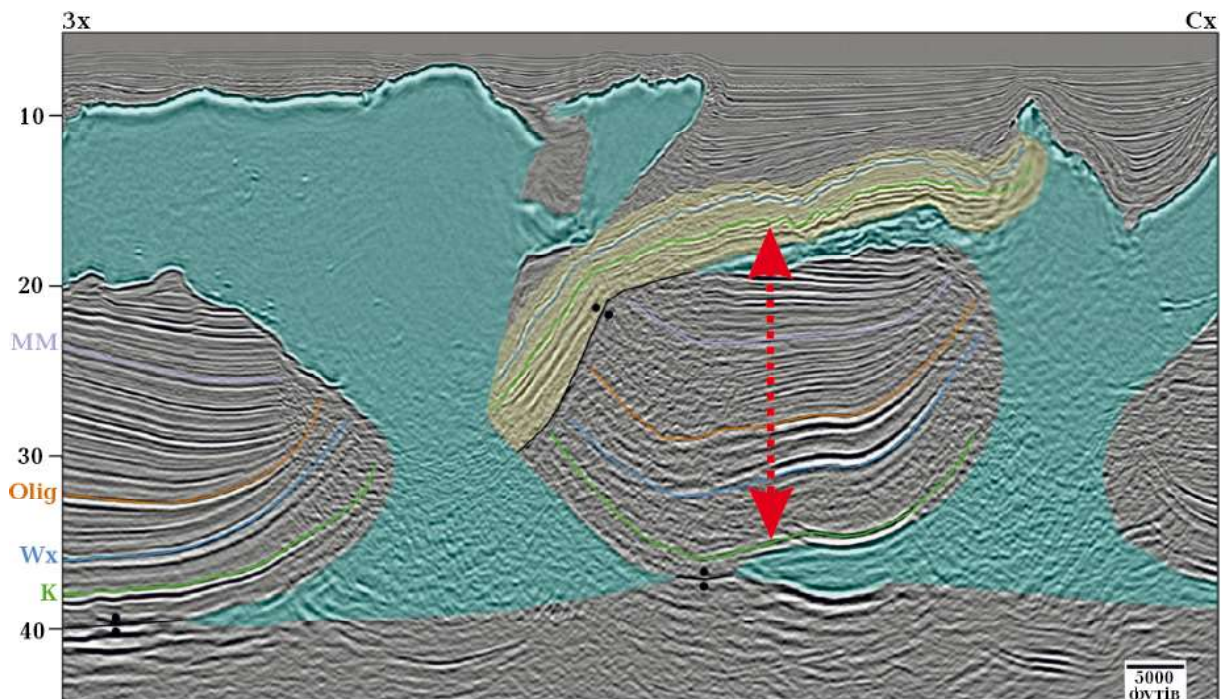


Рис. 14. Рафти Мексиканської затоки на сейсмічному розрізі через Walker Ridge (сейсмічне зображення Schlumberger Multiclient, модифіковано з [Fiduk, Clippard, 2014]). Червоною стрілкою показано залягання одновікових відкладів у межах мінібасейну та рафту. Шкала глибини з кроком 10 000 футів. Відношення горизонтального масштабу до вертикального 1:1,5.

Fig. 14. Rafted blocks in the Gulf of Mexico on the seismic section in Walker Ridge (Schlumberger Multiclient, modified [Fiduk, Clippard, 2014]). Red arrow shows position of the coeval sediments within the raft and minibasin. Depth scale is in 10,000 ft increments. Vertical exaggeration, 1:1.5.

реміщень блоків перекриття, вважаючи, що в межах Андріївського діапіру переміщені блоки зазнали розмиву.

Глибина залягання. Реактивація соляного діапіру в пермський час зумовила здійснення вузької частини переміщених блоків, що прилягає безпосередньо до стінки діапіру (див. рис. 12, е). Це спричинило їх вихід на ерозійну поверхню, розмив і подальше перекриття пермськими відкладами чи соляними утвореннями козирка штоку. Саме ці відклади у крутопоставленому заляганні були розкриті бурінням у вузькій приштоковій зоні на глибинах 3510—4300 м (див. рис. 10, а—в). Більша ж частина переміщених блоків займає гіпсометрично глибше положення, є незгідно перекритою утвореннями верхнього карбону і, згідно із запропонованою моделлю, розкрита глибокою свердловиною № 1 (див. рис. 10, б, в) на глибині 5 130 м (відклади московського віку).

Виходячи із сучасних розмірів соляного діапіру та двоскибової моделі руйнування перекриття, первинна ширина переміщених блоків варіює в межах 2—3 км. Таким чином, з урахуванням кутів падіння у 25—45° глибина залягання нижньої кромки блоків оцінюється нами в діапазоні 6 500—7 500 м.

Перспективи нафтогазоносності та умови акумуляції вуглеводнів

Покришка

У запропонованій моделі породи візейського віку в межах переміщених блоків займають базальне положення відносно молодших порід серпуховського та середньокам'яновугільного віку (див. рис. 10, в). За умови збереження в розрізі переміщених блоків нижньосерпуховської регіонально малопроникної товщі остання може слугувати частковим екраном потенційних покладів вуглеводнів візейського комплексу. Свідченням екранувальних властивостей глинистих прошарків верхнього карбону приосьової частини центрального грабену є поклади крупного (за класифікацією API) Кобзівського родовища, де 60 % із 43 млрд м³ газу приурочено до горизонту Г-6² картамиської світи

[Кривуля та ін., 2012]. Екрануючі властивості верхньокам'яновугільних відкладів у приштокових зонах підтверджуються нафтовими покладами продуктивного горизонту Г-6 та Г-7 в межах родовища ім. Академіка Шпака [Зейкан та ін., 2013].

У свердловині № 1 (див. рис. 10, в) покрівля продуктивного горизонту Г-5-6 виділена на глибині 4760 м, що на 340 м вище прогнозного залягання переміщених блоків середнього-нижнього карбону.

Колектори

Особливістю будови закартованих переміщених блоків перекриття соляного діапіру є їх збереженість у вигляді консолидованих блоків порід, на користь чого свідчить сама наявність контрастних витриманих гравітаційних аномалій, пов'язаних із літологічними чи стратиграфічними незгідностями. Це дає підстави очікувати розвиток у межах зазначених блоків продуктивних горизонтів московського, башкирського ярусів середнього карбону, серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону, продуктивність яких доведена в межах Скоробагатьківського родовища (див. рис. 10, г).

Тектонічні деформації, очевидно, спричинили інтенсивний розвиток тріщинуватості. Залежно від умов осадоконакопичення, не виключеним є також утворення кори вивітрювання в покрівельній частині блоків.

Значні перспективи нафтогазоносності, на нашу думку, можуть бути пов'язані, насамперед, з карбонатними колекторами візейського ярусу. Як зазначалось вище, висока активність солянокупольної тектоніки в цій частині грабену та аналогія із Скоробагатьківсько-Пісочанською структурою свідчать на користь існування у візейський час у межах ділянки досліджень криптодіапирової соляної структури. У такому випадку, седиментаційно-палеогеоморфологічна модель морського ранньовізейського басейну (XIV та XII мікрофауністичні горизонти, за Лукиним [Лукин и др., 2005]) дає підстави очікувати розвиток рифогенно-карбонатних комплексів — уолсортських куполів [Лукин и

др., 2016] над соляним штоком, що розташований на продовженні Опішнянської зони розвитку біогермів та бар'єрних рифів (рис. 15).

На відміну від Скоробагатьківської структури, досліджуваній соляний діяпір знаходиться в більш зануреній частині грабену. Це дає підстави припускати збереженість та збільшені товщини відкладів візейського віку порівняно з товщею, розкритою над Скоробагатьківською солянокупольною структурою.

Характерною властивістю уолсортських куполів є зниження їх міцності на глибинах 3800—4000 м та інтенсивне руйнування на глибинах 5500—6500 м [Лукин и др., 2016; Лукин, 2020] — фактично, формування колектору, про що свідчать результати буріння свердловини № 17 Семиренківського газового родовища (положення свердловини показано як «С17» на рис. 15, б).

У випадку переміщених блоків додатковим джерелом вторинної пористості, ймовірно, були вилуговання, метасоматичні перетворення карбонатів та брекчіювання порід при розчиненні підстилаючої соляної подушки, після виведення блоків у морський басейн осаждонакопичення та, ймовірно, згодом і на земну поверхню. Метасоматичні перетворення могли зумовити інтенсивні процеси доломітизації карбонатів. Слід зазначити, що для нижньовізейського рифогенно-карбонатного комплексу в приштокових зонах (навіть у первинному, непереміщеному заляганні), за даними Лукіна ступінь доломітизації карбонатних відкладів становить 70—80 % (цитовано з [Вакарчук, 2003]). У свою чергу, збільшення частки доломіту у вапняках до 50—85 % призводить до різкого збільшення пористості: від 7 до 30—34 % (за даними Дж. Мурей по кернових зразках міссісіпської формації Чарльз, цитовано з [Вакарчук, 2003]).

Таким чином, наявні геологічні передумови розвитку високопористих кавернозно-тріщинних карбонатних колекторів у межах візейського комплексу переміщених блоків.

Запропонована модель нафтогазона-

сичених карбонатних резервуарів візейського ярусу пояснює факт локалізації у 3D геогустинній моделі зон розуцільнення у зовнішніх крайових (відносно штоку), припіднятих частинах переміщених блоків. Свідченням безперспективності приштокових ділянок розрізу за межами відомих родовищ на більшій частині периметру штоку є буріння сухої свердловини № 2 (див. рис. 10, а).

Одна свердловина (позначена № 3 на рис. 10, в) пробурена в 1976 р. на північний схід від штоку в зоні прогнозного розвитку переміщених блоків. Згідно з висновками про результати буріння (1976) свердловина була зупинена у відкладах верхнього карбону на глибині 4951 м, імовірно не розкривши відкладів середнього-нижнього карбону переміщених блоків. За результатами інтерпретації даних ГДС в інтервалі 4034—4951 м об'єктів для випробування виділено не було.

Крім колекторів переміщених блоків (I на рис. 10, в), пастки вуглеводнів можуть бути асоційовані з вміщуючим розрізом верхнього карбону (II на рис. 10, в) та/або з нижчезалягаючим розрізом карбону (III на рис. 10, в), що є ймовірним у випадку ущільненого розрізу переміщених блоків або наявності підстилаючих соляних останців.

Умови нафтогазогенерації. Неорганічна модель. З точки зору нафтогазогенерації, більшість українських дослідників виходять з позицій глибинної природи вуглеводнів, у рамках якої, зокрема, соляні діяпіри розглядаються як труби дегазації [Лукин, Шестопапов, 2018].

Органічна модель. Аналогія з іншими нафтогазоносними басейнами світу дає змогу обґрунтувати перспективи нафтогазоносності глибокозанурених утворень в межах центральної осьової частини ДДЗ і з точки зору органічного походження вуглеводнів.

Висока теплопровідність солі призводить до підвищення температур порід осадкового розрізу над соленосними утвореннями та пониження температур під сіллю та поблизу ніжок соляних штоків (так званий «salt chimney effect» [Zhuo et al., 2016]).

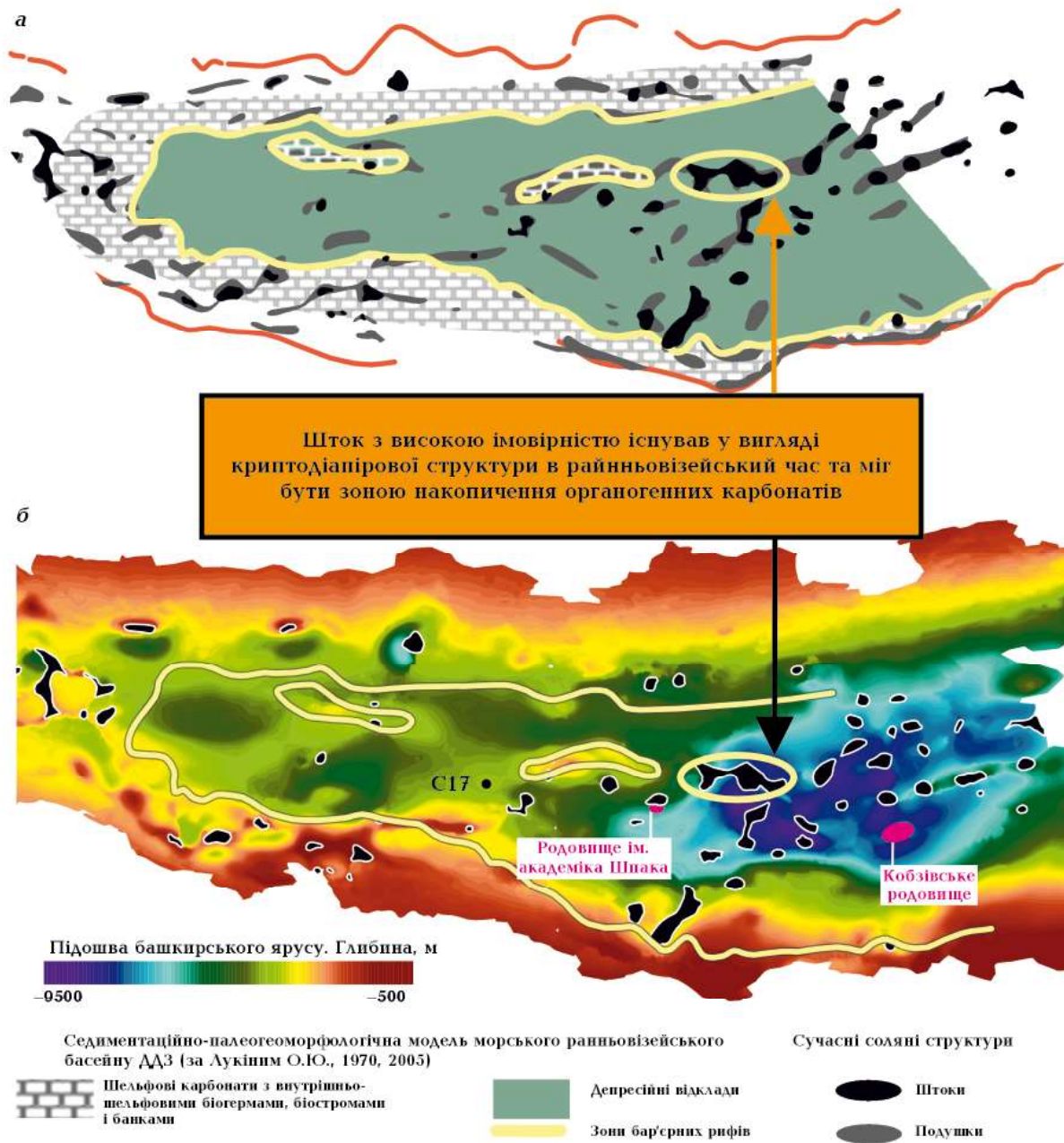


Рис. 15. Рифогенно-карбонатні комплекси на седиментаційно-палеогеоморфологічній моделі морського ранньовізейського басейну ($C_{1va}-e_1$, XIV і XII мікрофауністичні горизонти) [Лукін та ін., 2005] (а); те саме на карті підшви башкирського ярусу (б).

Fig. 15. Reef-carbonate formations on the sedimentation-paleogeomorphological model of the Early Visean ($C_{1va}-e_1$, XIV and XII microfaunistic horizons) [Lukin et al., 2005] (a); the same on depth map to the base of Bashkirian (b).

Розрахунки Мелло [Mello et al., 1995] для Мексиканської затоки свідчать, що температурні аномалії сягають 85°C поблизу соляних штоків (рис. 16, в).

Зважаючи на те, що досліджуваний соляний шток є в кілька разів масивнішим

за використаний при моделюванні Мелло (рис. 16, а, г), ранне (девон) соленакопичення та галокінез (наслідком яких є великий часовий період впливу на температурний режим басейну та процес дозрівання органічної речовини) і значні початкові товщи-

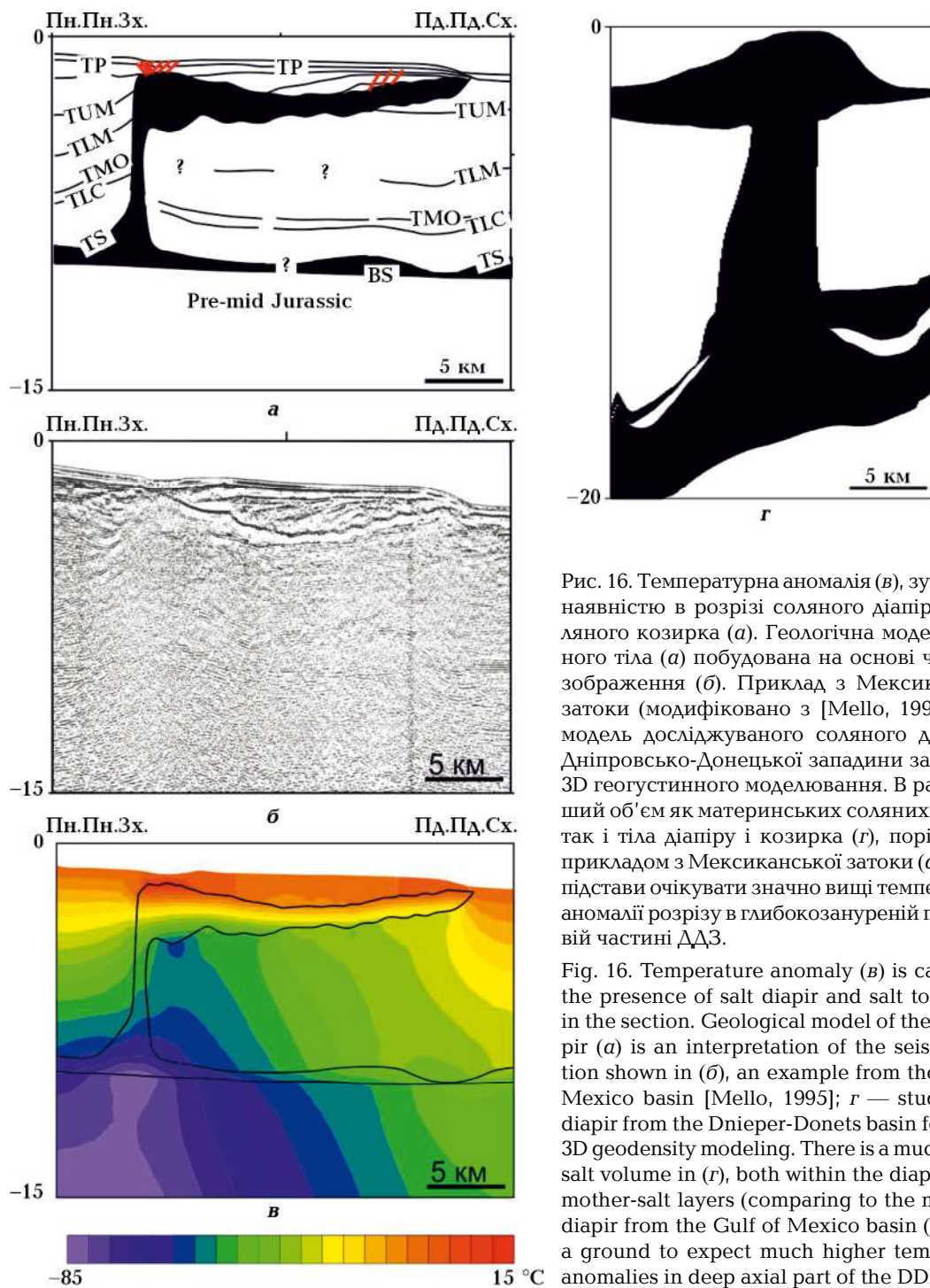


Рис. 16. Температурна аномалія (в), зумовлена наявністю в розрізі соляного діяпіру та соляного козирка (а). Геологічна модель соляного тіла (а) побудована на основі часового зображення (б). Приклад з Мексиканської затоки (модифіковано з [Mello, 1995]). г — модель досліджуваного соляного діяпіру з Дніпровсько-Донецької западини за даними 3D геогустинного моделювання. В разі більший об'єм як материнських соляних пластів, так і тіла діяпіру і козирка (г), порівняно з прикладом з Мексиканської затоки (а), дають підстави очікувати значно вищі температурні аномалії розрізу в глибокозануреній приосьовій частині ДДЗ.

Fig. 16. Temperature anomaly (v) is caused by the presence of salt diapir and salt tongue (a) in the section. Geological model of the salt diapir (a) is an interpretation of the seismic section shown in (b), an example from the Gulf of Mexico basin [Mello, 1995]; г — studied salt diapir from the Dnieper-Donets basin following 3D geodensity modeling. There is a much bigger salt volume in (r), both within the diapir and in mother-salt layers (comparing to the modelled diapir from the Gulf of Mexico basin (a)) gives a ground to expect much higher temperature anomalies in deep axial part of the DDB.

ни солі (до 5,7 км в девоні та 2 км у пермі за даними Стовби та Стефансона [Stovba, Stephenson, 2003]) у глибокозануреній приосьовій частині ДДЗ, можна очікувати набагато більші температурні аномалії та, відповідно, значну затримку у ступені дозрівання органічної речовини.

Цікаво, що на Шебелинській структурі найвищі ступені катагенезу глибокозанурених порід карбону спостерігають саме в апікальній частині структури (безпосередньо над соляним штоком) у свердловинах 200 та 500, тоді як у свердловинах 600 та 800 виявлено дещо «слабше» катагенетич-

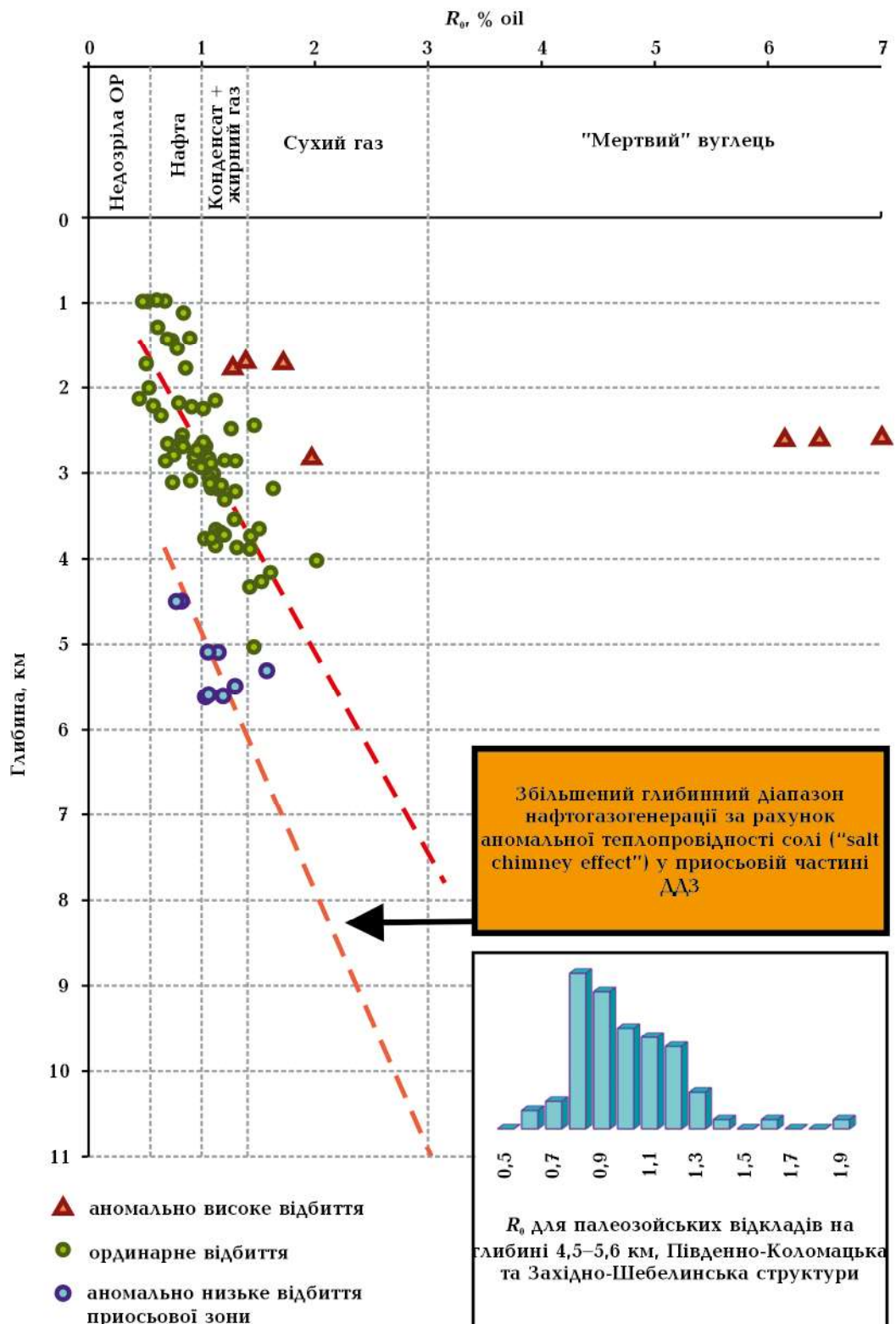


Рис. 17. Відбиття вітриніту палеозойських відкладів ДДЗ залежно від глибини (за даними В.А. Михайлова [2014], з доповненнями).

Fig. 17. Vitrinite reflectance in Paleozoic masses depending on depth in the Dnieper-Donets basin (data by Mikhailov V.A. [2014, with amendments]).

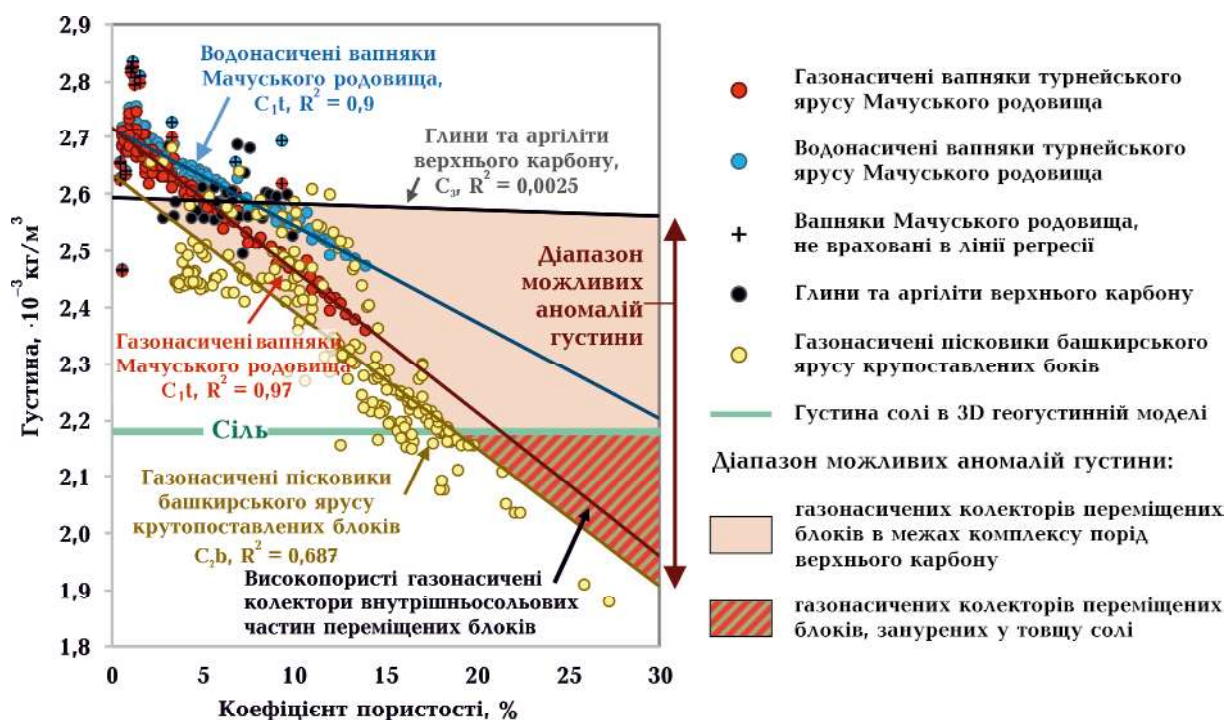


Рис. 18. Діапазон можливих аномалій густини, зумовлених газонасиченням колекторів переміщених блоків, за даними досліджень ядерного матеріалу.

Fig. 18. Range of density anomalies associated with gas reservoirs of the displaced blocks of diapir's overburden, following core data.

не перетворення порід такого ж стратиграфічного рівня [Кривуля та ін., 2016]. А уже в межах Західно-Шебелінської структури на глибині 4,5—5,5 км у палеозойських відкладах Михайловим [Михайлов, Ємець, 2014] виявлено «аномально низькі відбиття вітриніту», що свідчать про аномально низькі катагенетичні перетворення порід (рис. 17).

Геофізичні ознаки нафтогазоносності та прогнозні ресурси вуглеводнів. Петрофізичні дані свідчать, що як теригенні, так і карбонатні газонасичені колектори середнього та нижнього карбону в межах переміщених блоків перекриття характеризуються від'ємними аномаліями густини значної інтенсивності (рис. 18). Це дає фізичне підґрунтя можливості картування газонасичених колекторів у 3D геогустинній моделі.

За результатами сумісної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних у 3D геогустинній моделі середовища в ділянках розвитку переміщених бло-

ків закартовано ділянки понижених значень густини розрізу, що за інтенсивністю відповідають покладам газу в приштоковій частині переміщених блоків у межах покладів родовищ, що знаходяться в розробці. Базуючись на лінійному функціональному зв'язку між величиною порового простору, густиною флюїду та густиною породи, для закартованих перспективних об'єктів в околі соляних діапирів було побудовано 3D моделі пористості та газонасичення. Отримані 3D петрофізичні моделі було використано для кількісної оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів у межах закартованих об'єктів за допомогою об'ємного неоднорідного методу (надалі — об'ємний метод). Альтернативний підрахунок був виконаний з використанням стохастичного методу Монте-Карло. Початкові запаси вуглеводнів двох відомих родовищ, що перебувають у розробці (за оцінками Арсірія та ін. [1998]), були використані як референтні для калібрування результатів розрахунків об'ємним методом.

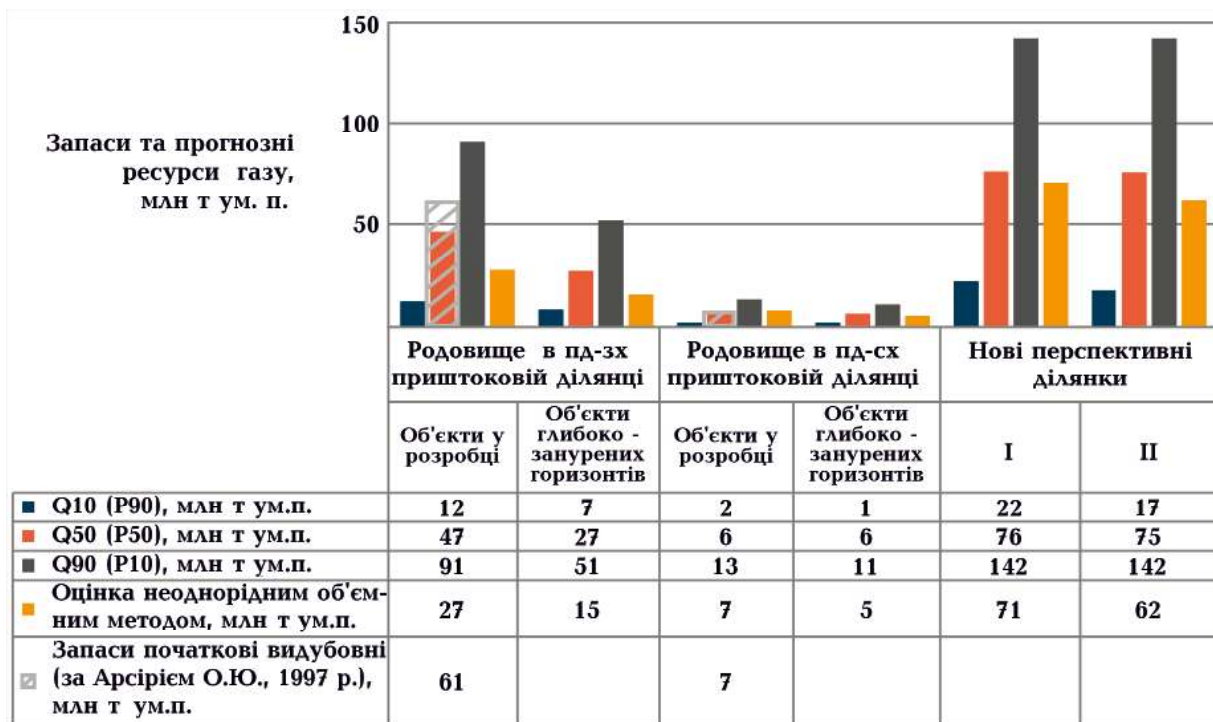


Рис. 19. Прогнозні ресурси вуглеводнів закартованих приштокових перспективних об'єктів, у тому числі пов'язаних з переміщеними блоками перекриття соляних діапірів.

Fig. 19. Expected hydrocarbon resources of the mapped stock prospective objects, including those associated with the displaced blocks of salt diapirs.

Величини ресурсів вуглеводнів, оцінені об'ємним методом, є близькими до оцінки P50 за методом Монте-Карло (рис. 19) і свідчать, що перспективні об'єкти переміщених блоків перекриття в околі досліджуваного соляного діапіру можуть вміщувати великі за розмірами поклади вуглеводнів із сумарними ресурсами понад 150 млн т. умовного палива.

Шанси на успіх (POS). За геологічними передумовами. Аналіз елементів нафтової системи дає змогу оцінити ймовірність успіху виявлення покладів вуглеводнів у межах перспективних об'єктів, пов'язаних з переміщеними блоками перекриття соляних діапірів, як функцію, залежну від пасткового механізму, наявності породи-колектору, покришки та ступеня катагенетичних перетворень материнських порід. Висока ймовірність наявності якісних колекторів, наявність покришки, а також передумови існування вікна нафтогенерації обґрунтовано вище. Зважаючи на кілька ймовірних моделей пасток, саме пастковий

механізм є ризиком для частини закартованих об'єктів.

За геофізичними передумовами. Порівняння положення прогнозних перспективних ділянок, закартованих за даними 3D гравітаційної інверсії, в межах 24 площ ДДЗ, Карпатського нафтогазоносного регіону та Чорного моря з даними випробувань 80 свердловин (164 інтервали випробування в інтервалі глибин до 6 276 м), пробурених після виконання робіт, дає оцінку шансів на успіх виявлення нафтогазонасичених колекторів у 82 %.

Висновки. Запропонована модель будови переміщених блоків перекриття соляних діапірів дає просте пояснення складному перемижуванню різновікових відкладів середнього і нижнього карбону у приштоковій зоні досліджуваного діапіру. З точки зору механізму утворення запропонована модель є простішою за модель диференціального винесення сіллю окремих різновікових (відносно невеликих за розмірами) блоків у приштокову область.



Рис. 20. Осьова частина Дніпровсько-Донецької западини, перспективна з позиції відкриття великих родовищ вуглеводнів на великих та надвеликих глибинах у пастках, генетично пов'язаних з масштабними галокінетичними деформаціями осадової товщі.

Fig. 20. Axial part of the Dnieper-Donets basin, promising to host large deep and ultradeep HC accumulations in various traps, genetically associated with large-scale halokinetic deformations of the hosting sedimentary sequence.

З геомеханічної точки зору прорив сіллю товщі у 2,3—2,6 км унаслідок повторної активації солі є більш ймовірним, ніж прорив понад 8-кілометрової товщі в результаті первинної активізації галокінезу в пермський час (за даними тектонічних реконструкцій Стовби та Майстренко, 1999; цитовано з [Звіт..., 2000]). Запропонована модель також вирішує проблему наявності простору для вторгнення діапирів такого значного розміру.

З геологічної точки зору потенційно можуть знайти пояснення інші особливості геологічної будови ДДЗ: як от незгідні скиди Північного борту, природа фаціальної зональності відкладів пермі (шлейфи соляних штоків) та нижньої частини верхньокам'яновугільного комплексу, перспективного з точки зору пошуків літологічних пасток вуглеводнів. Ці питання потребують подальших досліджень.

З практичної ж точки зору, у випадку підтвердження бурінням перспектив

нафтогазоносності, виявлених за даними гравімагнітометричних досліджень переміщених блоків перекриття соляних діапирів, буде відкрито новий напрямок пошуку вуглеводнів у межах глибокозанурених приштокових частин розрізу центральної осьової частини ДДЗ, де на сьогодні за геофізичними даними налічується понад 20 соляних діапирів (рис. 20). Якщо використати пропорцію між розміром соляних діапирів і об'ємом потенційних резервуарів вуглеводнів пасток переміщених блоків перекриття соляних діапирів, ресурси газу приштокових ділянок центральної приосьової частини ДДЗ можуть перевищити 2 трлн м³. Враховуючи надвисокі початкові дебіти газу з резервуарів переміщених блоків у приштоковій ділянці досліджуваного діапіру, що в одній із свердловин сягали 10 млн м³/добу, вказаний напрямок є пріоритетним з точки зору швидкого нарощення Україною вуглеводнів власного видобутку.

Список літератури

- Арсирій Ю.О., Іванюта М.М., Федішин В.О., Денега Б.О., Лазарук Я.Г. та ін. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. III. Східний нафтогазоносний регіон. В кн.: Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 томах. Изд. Укр. нафт. академії, 1998. С. 932—1421.
- Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. Ред. М.М. Іванюта. Львів: Вид. Української нафтогазової академії, 1998.
- Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю: Автореф. дис. ... канд. геол. наук. Київ, 2003.
- Звіт про сейсмозвідувальні роботи МСГТ в північно-західній частині Новоукраїнського ГКР в центральній частині ДДЗ в 1996—2000 рр. ДГП «Укргеофізика», 2000.
- Зейкан О.Ю., Гладун В.В., Максимчук П.Я., Чепіль П.М., Дудніков М.С., Гусаченко В.О., Довжок Т.Є., Вакарчук С.Г., Харченко М.В., Стрижак В.П., Шевченко О.А. Перше нафтове родовище, відкрите національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» в Дніпровсько-Донецькій западині. *Геол. журн.* 2013. № 3. С. 26—32.
- Китык В.И. Соляные структуры и закономерности их образования (по материалам изучения Днепровско-Донецкой впадины и других солянокупольных регионов): дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Львов, 1966.
- Кривуля С., Лагутін А., Загороднов А., Горяйнова О., Поверенний С. Будова та фаціальні особливості літологічно-екранованого покладу продуктивного горизонту Г-6(2) Кобзівського газоконденсатного родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2012. № 3.
- Кривуля С.В., Лизанець А.В., Мачужак М.І. Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалегаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища. *Нафтогазова галузь України.* 2016. № 3. С. 7—12.
- Лукин А.Е. Ранневизейский эвксинский бассейн в системе Палеотетиса (в свете современных данных). *Геология и корисні копалини Світового океану.* 2020. Т. 16. № 2. С. 24—48. <https://doi.org/10.15407/gpimo2020.02.024>.
- Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Вестник НАН Украины.* 2014. № 5. С. 31—36.
- Лукин А., Бенько В., Гладун В., Здоровенко М., Межуев В., Огарь В., Сергей Г., Цеха О., Шукин Н. Богатойско-Орельско-Затишмянский мегаатол — крупный ареал нефтегазоаккумуляции на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины. *Геолог Украины.* 2005. № 1. С. 30—42.
- Лукин А.Е., Гафич И.П., Макогон В.В., Холодных А.Б. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих уолсортских карбонатных куполов в центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Докл. НАН Украины.* 2016. № 8. С. 70—78.
- Лукин А.Е., Гончаров Г.Г. Эксплозивные брекчии — литогеодинимический индикатор начальной стадии соляного диапиризма. *Геол. журн.* 2015. № 4. С. 7—30.
- Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610>.
- Михайлов В.А., Смець О.В. Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу. *Вісник КНУ. Геологія.* 2014. 64(1), С. 48—53.
- Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур. *Геофиз. журн.* 2004. Т. 26. № 3. С. 77—86.
- Петровский О.П., Кобрунов О.І., Ганженко Н.С., Суятінов В.М. Автоматизована система кількісної комплексної інтерпретації геофізичних даних GCIS як основа технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичної інформації для пошуків нафти і газу. *Геоінформатика.* 2003. № 2. С. 25—34.

- Щуров І.В., Гафич І.П., Дорошенко О.С. Ефективне використання ресурсного потенціалу діючих об'єктів — один із напрямів нарощування видобутку газу та зміцнення енерго-незалежності України. *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 2. С. 5—11.
- Чирвинская М.В. Днепровско-Донецкий бассейн (авлакоген). В кн.: Н.Б. Неволин, Н.Я. Кунин (Ред.), *Геологическое строение и нефтегазовые перспективы солянокупольных внутриконтинентальных бассейнов по геофизическим данным*. Москва: Недр, 1977. С. 201—221.
- Fernández, O., Habermüller, M., & Grasemann, B. (2020). Hooked on salt: Rethinking Alpine tectonics in Hallstatt (Eastern Alps, Austria). *Geology*, 49(3), 325—329. <https://doi.org/10.1130/G47981.1>.
- Fiduk, J.C., Clippard, M., Power, S., Robertson, V., Rodriguez, L., Ajose, O., Fernandez, D., & Smith, D. (2014). Origin, Transportation, and Deformation of Mesozoic Carbonate Rafts in the Northern Gulf of Mexico. *GCAGS Journal*, 3, 20—32.
- Hart, W., Jaminski, J., & Albertin, M. (2004). Recognition and exploration significance of supra-salt stratal carapaces. In Post P.J., Olson, D.L., Lyons, K.T., Palmes, S.L., Harrison, P.F., Rosen, N.C. (Eds.), *Salt Sediment Interactions and Hydrocarbon Prospectivity Concepts, Applications and Case Studies for the 21st Century*. SEPM Society for Sedimentary Geology (Vol. 24, pp. 166—199). <https://doi.org/10.5724/gcs.04.24.0166>.
- Jackson, M.P., & Hudec, M.R. (2017). *Salt Tectonics. Principles and Practice*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781139003988>.
- Kilby, R.E., Diegel, F.A., & Styzen, M.J. (2008). Age of sediments encasing allochthonous salt in the Gulf of Mexico: Clues to emplacement history. *Online Journal for E&P Geoscientists. AAPG Search and Discovery Article*.
- Mello, U.T., Karner, G.D., & Anderson, R.N. (1995). Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 12(7), 697—716. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)93596-V](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)93596-V).
- Petrovska, T.O., Petrovskyy, O.P., Tsihovska, O.M., & Trachuk, A.Ju. (2021). Carapaces of the Dnieper-Donets Basin as a New Exploration Target. *Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 22—23*, 21 p. <https://doi.org/10.2118/208538-MS>.
- Pilcher, R.S., Kilsdonk, B., & Trude, J. (2011). Primary basins and their boundaries in the deep-water northern Gulf of Mexico: Origin, trap styles, and petroleum system implications. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 95, 219—240.
- Rowan, M. (2020). AAPG Salt Basins TIG Webinar. Retrieved from <https://www.youtube.com/watch?v=ZWmTT4DiU4M&list=WL>.
- Schultz-Ela, D.D., Jackson, M.P., & Vendeville, B.C. (1993). Mechanics of active salt diapirism. *Tectonophysics*, 228, 275—312. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(93\)90345-K](https://doi.org/10.1016/0040-1951(93)90345-K).
- Selley, R.C. (2012). *Elements of Petroleum Geology. Second Edition*. Department of Geology Imperial College London.
- Shell starts production at Appomattox in the Gulf of Mexico. (2019). Retrieved from <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2019/shell-starts-production-at-appomattox-in-the-gulf-of-mexico.html>.
- Stovba, S., Stephenson, R.A., & Kivshik, M. (1996). Structural features and evolution of the Dniepr-Donets Basin, Ukraine, from regional seismic reflection profiles. *Tectonophysics*, 268, 127—147. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00222-3](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00222-3).
- Stovba, S.M., & Stephenson, R.A. (2003). Style and timing of salt tectonics in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): implications for triggering and driving mechanisms of salt movement in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 19, 1169—1189. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(03\)00023-0](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(03)00023-0).
- Ulmishek, G.F. (2001). Petroleum Geology and Resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-E. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey*. Retrieved from <http://geology.cr.usgs.gov/pub/bulletins/b2201-e/>.
- U.S. Department of the Interior. Bureau of Ocean Energy Management. (2020). HPHT Production in the Gulf of Mexico. Retrieved from <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/>

about-boem/HPHT-Production-in-the-GOM.pdf.

Zhuo, Q.G., Meng, F.W., Zhao, M.J., Li, Y., Lu, X.S., & Ni, P. (2016). The salt chimney effect: de-

lay of thermal evolution of deep hydrocarbon source rocks due to high thermal conductivity of evaporites. *Geofluids*, 16, 440—451. <https://doi.org/10.1111/gfl.12162>.

Carapaces of the Dnieper-Donets Basin as a New Exploration Target for significant hydrocarbon deposits

T.O. Petrovska, O.P. Petrovskiy, O.M. Tsikhovska, A.Y. Trachuk, 2022

Scientific and Technical Company «DEPROIL LTD»,
Ivano-Frankivsk, Ukraine

New geological structures — displaced blocks of salt overburden — were identified in the axial part of the Dnieper-Donets basin (DDB) beside one of the largest salt domes due to modern high-precision gravity and magnetic surveys and their joint 3D inversion with seismic and well log data.

Superposition of gravity lineaments and wells penetrating Middle and Lower Carboniferous below Permian and Upper Carboniferous sediments in proximity to salt allowed proposing halokinetic model of displaced salt overburden, assuming Upper Carboniferous salt reactivation.

As an analogy to described halokinetic deformations we consider rafts and carapaces of the US Gulf of Mexico basin.

Density of Carboniferous rocks within the displaced blocks evidence a high probability of hydrocarbon saturation. Possible traps include uplifted parts of the displaced blocks, abutting Upper Carboniferous reservoirs, and underlying Carboniferous sequence. Play elements (reservoir type and quality, seals, hydrocarbon generation) are analyzed using analogues from the Dnieper-Donets basin and the Gulf of Mexico basin.

Hydrocarbon reserves of the displaced blocks within the study area are estimated to exceed Q₅₀ (P₅₀)=150 million cubic meters of oil equivalent.

Key words: Dnieper-Donetsk depression, oil and gas potential, salt diapirs, displaced blocks, rafts.

References

- Arsiriy, Yu.O., Ivanyuta, M.M., Fedyshyn, V.O., Denega, B.O., & Lazaruk, Ya.G. (1998). Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Volume III. Eastern oil and gas region. In (Ed. Board). In *Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Six volumes* (pp. 932—1421). Ukrainian oil and gas academy (in Ukrainian).
- Ivanyuta, M.M. (Ed.). (1998). *Atlas of oil and gas deposits of Ukraine: in 6 vols*. Lviv: Publication of the Ukrainian Oil and Gas Academy (in Ukrainian).
- Vakarchuk, S.G. (2003). *Geology, lithology and facies of Visean carbonates within central part of the Dnieper-Donetsk basin in the context of their oil and gas potential. Extended abstract of Doctor's thesis* (in Ukrainian).
- Seismic survey report for the north-western part of the Novoukrainsk gas-condensate field of the central part of the DDB in 1996—2000. (2000). SGE «Ukrgeophysica» (in Ukrainian).
- Zeikan, O.Yu., Gladun, V.V., Maksimchuk, P. Ya., Chepil, P.M., Dudnikov, M.S., Gusachenko, V.O., Dovzhok, T.E., Vakarchuk, S.G., Kharchenko, M.V., Strizhak, V.P., & Shevchen-

- ko, O.A. (2013). The first oil field discovery by the national joint-stock company Naftogaz of Ukraine in the Dnieper-Donetsk basin. *Heolohichnyy Zhurnal*, (3), 26—32 (in Ukrainian).
- Kityk, V.I. (1966). Salt structures and principles of their formation (basing on the data from the Dnieper-Donetsk basin and other salt basins). *Doctor's thesis* (in Russian).
- Kryvulya, S., Lagutin, A., Zagorodnov, A., Goryainova, O., & Poverinny, S. (2012). Structure and facies features of the stratigraphic trap of productive horizon G-6 (2) of the Kobziv gas condensate field. *Exploration and development of oil and gas fields*, (3) (in Ukrainian).
- Krivulya, S.V., Lizanets, A.V., & Machuzhak, M.I. (2016). Gas potential and geological structure of deep horizons of Shebelinsky gas condensate field. *Oil and gas industry of Ukraine*, (3), 7—12 (in Ukrainian).
- Lukin, A.E. (2020). Early Viséan Euxine basin in the Paleotetis system (in the light of modern data). *Geology and minerals of the World Ocean*, 16(2), 24—48 (in Russian).
- Lukin, A.E. (2014). Hydrocarbon potential of great depths and its exploration perspective in Ukraine. *Vestnik NAN Ukrainy*, (5), 31—36 (in Russian).
- Lukin, A., Benko, V., Gladun, V., Zdorovenko, M., Mezhuev, V., Ogar, V., Sergiy, G., Tsekha, O., & Shchukin, N. (2005). Bogatoisko-Orelesko-Zatyshnyanskymagaatoll as a large area of oil and gas accumulation in the southeastern part of the Dnieper-Donetsk basin. *Geologist of Ukraine*, (1), 30—42 (in Russian).
- Lukin, A.E., Gafich, I.P., Makogon, V.V., & Kholodnykh, A.B. (2016). Oil and gas potential of deep Walsortian carbonate mounds in the central part of the Dnieper-Donetsk basin. *Doklady NAN Ukrainy*, (8), 70—78 (in Russian).
- Lukin, A.E., & Goncharov, G.G. (2015). Explosive breccias as lithogeodynamic indicator of the initial stage of salt diapirism. *Heolohichnyy Zhurnal*, (4), 7—30 (in Russian).
- Lukin, A.E., & Shestopalov, V.M. (2018). From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 40(4), 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610> (in Russian).
- Mykhailov, V.A., & Yemets, O.V. (2014). Thermal maturation of the organic matter in the Dnieper-Donetsk basin in the context of exploration for unconventional gas accumulations. *Bulletin of the Kyiv National University. Geology*, 64 (1), 48—53 (in Ukrainian).
- Petrovsky, A.P. (2004). Information support and model concepts of integral interpretation of geological and geophysical data during exploration of oil and gas structures. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 26(3), 77—86 (in Russian).
- Petrovsky, O.P., Kobrunov, O.I., Ganzhenko, N.S., & Suyatinov, V.M. (2003). Automated system of quantitative complex interpretation of geophysical data GCIS as the basis of the Technology of integral interpretation of geological and geophysical information in oil and gas exploration. *Geoinformatics*, (2), 25—34 (in Ukrainian).
- Shchurov, I.V., Gafich, I.P., & Doroshenko, O.S. (2018). Effective use of resource potential of known oil and gas fields as one of the ways to increase gas production and strengthen Ukraine's energy independence. *Oil and gas industry of Ukraine*, (2), 5—11 (in Ukrainian).
- Chirvinskaya, M.V. (1977). Dniepr-Donets Basin (Aulocogen). In N.B. Nevolin, & N.Ya. Kunin (Eds.), *Geological structure and oil-and-gas prospects of salt dome intracontinental basins from geophysical data* (pp. 201—221). Moscow: Nedra (in Russian).
- Fernández, O., Habermüller, M., & Grasemann, B. (2020). Hooked on salt: Rethinking Alpine tectonics in Hallstatt (Eastern Alps, Austria). *Geology*, 49(3), 325—329. <https://doi.org/10.1130/G47981.1>.
- Fiduk, J.C., Clippard, M., Power, S., Robertson, V., Rodriguez, L., Ajose, O., Fernandez, D., & Smith, D. (2014). Origin, Transportation, and Deformation of Mesozoic Carbonate Rafts in the Northern Gulf of Mexico. *GCAGS Journal*, 3, 20—32.
- Hart, W., Jaminski, J., & Albertin, M. (2004). Recognition and exploration significance of supra-salt stratal carapaces. In Post, P.J., Olson, D.L., Lyons, K.T., Palmes, S.L., Harrison, P.F., Rosen, N.C. (Eds.), *Salt Sediment Interactions and Hydrocarbon Prospectivity Concepts, Applications and Case Studies for the 21st Century*. *SEPM Society for Sedimentary*

- Geology* (Vol. 24, pp. 166—199). <https://doi.org/10.5724/gcs.04.24.0166>.
- Jackson, M.P., & Hudec, M.R. (2017). *Salt Tectonics. Principles and Practice*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781139003988>.
- Kilby, R.E., Diegel, F.A., & Styzen, M.J. (2008). Age of sediments encasing allochthonous salt in the Gulf of Mexico: Clues to emplacement history. *Online Journal for E&P Geoscientists. AAPG Search and Discovery Article*.
- Mello, U.T., Karner, G.D., & Anderson, R.N. (1995). Role of salt in restraining the maturation of subsalt source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 12(7), 697—716. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)93596-V](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)93596-V).
- Petrovska, T.O., Petrovskyy, O.P. Tsihovska, O.M., & Trachuk, A.Ju. (2021). Carapaces of the Dnieper-Donets Basin as a New Exploration Target. *Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, November 22—23*, 21 p. <https://doi.org/10.2118/208538-MS>.
- Pilcher, R.S., Kilsdonk, B., & Trude, J. (2011). Primary basins and their boundaries in the deep-water northern Gulf of Mexico: Origin, trap styles, and petroleum system implications. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 95, 219—240.
- Rowan, M. (2020). AAPG Salt Basins TIG Webinar. Retrieved from <https://www.youtube.com/watch?v=ZWmTT4DiU4M&list=WL>.
- Schultz-Ela, D.D., Jackson, M.P., & Vendeville, B.C. (1993). Mechanics of active salt diapirism. *Tectonophysics*, 228, 275—312. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(93\)90345-K](https://doi.org/10.1016/0040-1951(93)90345-K).
- Selley, R.C. (2012). *Elements of Petroleum Geology. Second Edition*. Department of Geology Imperial College London.
- Shell starts production at Appomattox in the Gulf of Mexico. (2019). Retrieved from <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2019/shell-starts-production-at-appomattox-in-the-gulf-of-mexico.html>.
- Stovba, S., Stephenson, R.A., & Kivshik, M. (1996). Structural features and evolution of the Dniepr-Donets Basin, Ukraine, from regional seismic reflection profiles. *Tectonophysics*, 268, 127—147. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00222-3](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00222-3).
- Stovba, S.M., & Stephenson, R.A. (2003). Style and timing of salt tectonics in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): implications for triggering and driving mechanisms of salt movement in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 19, 1169—1189. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(03\)00023-0](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(03)00023-0).
- Ulmishek, G.F. (2003). Petroleum Geology and Resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-E. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey*. Retrieved from <http://geology.cr.usgs.gov/pub/bulletins/b2201-e/>.
- U.S. Department of the Interior. Bureau of Ocean Energy Management. (2020). HPHT Production in the Gulf of Mexico. Retrieved from <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/about-boem/HPHT-Production-in-the-GOM.pdf>.
- Zhuo, Q.G., Meng, F.W., Zhao, M.J., Li, Y., Lu, X.S., & Ni, P. (2016). The salt chimney effect: delay of thermal evolution of deep hydrocarbon source rocks due to high thermal conductivity of evaporites. *Geofluids*, 16, 440—451. <https://doi.org/10.1111/gfl.12162>.