

# РОМЕНСЬКА СОЛЯНОКУПОЛЬНА СТРУКТУРА (ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА): ГЕОЛОГІЧНА ІСТОРІЯ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

УДК 551.243:553.98(477.5)

**Віктор ОГАР**

доктор геологічних наук, професор ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка, член правління Спілки геологів України

**Олена ОЛІЙНИК**

кандидат геологічних наук, науковий співробітник Інституту геологічних наук НАН України, член Спілки геологів України

**Наталія НЕСІНА**

кандидат геологічних наук, науковий співробітник ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка, член Спілки геологів України



Ф.О. Лисенко (1887–1937)

Описано геологічну будову Роменської солянокупольної структури, з якою пов'язане перше з відкритих у Східному регіоні України Роменське нафтове родовище. Висвітлено історію його відкриття та розроблення, охарактеризовано геолого-геофізичну вивченість району. В результаті узагальнення геолого-геофізичних даних виконано палеотектонічні та палеогеотермічні реконструкції Роменської структури, пов'язані з результатами буріння пошукової свердловини Герасимівська-1. Продемонстровано циклічний переривистий розвиток солянокупольної структури. Показано, що міжсольові карбонатно-глинисті породи нижнього франу є нафтогазоматеринськими та генерували вуглеводні починаючи з раннього візе. За результатами сейсмічних досліджень у північній приштоковій зоні оконтурено піднятий блок. За сейсмопараметричними даними в межах блоку прогнозовано наявність покладів вуглеводнів у гранулярних колекторах візейського та серпуховського ярусів, а також у приштоковій брекчії. Потенційно нафтогазоносними можуть виявитися карбонатні колектори нижньої частини баширського ярусу, продуктивність яких встановлено на Великобубнівському родовищі.

**Ключові слова:** солянокупольна структура; генерація вуглеводнів; Роменське нафтове родовище; сейсмопараметричний аналіз.

## ВСТУП

Відкриття першого в східній частині України Роменського нафтового родовища пов'язане з дослідженнями Роменської солянокупольної структури. Розташований не березі р. Сули поблизу давнього поселення Аксютинці (зараз с. Пустовітівка Роменського району Сумської області) пагорб («гора») Золотуха, що на відстані 6 км від сучасного міста Ромнів, здавна цікавив дослідників. Адже тут спостерігалися незвичайні для цих країв виходи гіпсів та діабазів, природа яких тривалий час залишалася дискусійною. Проведення докладних геологічних досліджень цієї місцевості було розпочато в 1932 році. Тоді під керівництвом співробітника Українського науково-дослідного геологічного інституту (нині Інститут геологічних наук НАН України) Ф.О. Лисенка на горі Золотуха було розпочато буріння з метою пошуків гіпсів та калійних солей. Улітку 1936 року було виявлено перші нафтопрояви в керні, а вже через рік, у 1937 році, під час випробування свердловини № 2-біс Ромни було отримано першу нафту, що ознаменувало відкриття нової нафтогазоносної провінції Європи.

Про історію відкриття першого нафтового родовища Східного регіону України й трагічну долю його першовідкривача, професора Федора Остаповича Лисенка (розстріляно в 1937 році, реабілітовано в 1956 році) докладно написано в статті, що вийшла друком на шпальтах журналу «Геолог України» (Созанський, 2004).

З часу відкриття першого родовища до наших часів у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) відкрито понад дві сотні родовищ вуглеводнів. Розроблення частини з них уже завершено, але чимала кількість родовищ ще на завершальних стадіях розроблення. Поява та запровадження нових технологій у пошуках, розвідці та видобуванні вуглеводнів означають нові можливості як для відкриття невідомих, так і довивчення виснажених та повністю виведених із розробки родовищ. Поміж останніх – найдавніше з відкритих у ДДЗ Роменське нафтове родовище, промислове розроблення якого завершено ще в 1951 році (Атлас родовищ нафти і газу України, 1998).

Метою статті є узагальнення даних щодо геологічної будови та нафтогазоносності

Роменської солянокупольної структури, реконструкція її геологічної історії та оцінка перспектив виявлення нових покладів вуглеводнів на основі нових сейсмічних даних.

### ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ВИВЧЕНІСТЬ РАЙОНУ

Після відкриття Роменського нафтового родовища в 1930–1950-х роках геологи і геофізики активно вивчали геологічну будову Роменської брахіантикліналі, уточнювали контури соляного штоку, глибину залягання й зону розташування брекчії кепроку (*Атлас родовищ нафти і газу України, 1998; Несіна, 2009*). У цей період було проведено варіометрію, що дало змогу оконтурити пов'язаний із соляним штоком Роменський гравітаційний мінімум. Водночас, за даними магнітометрії, було виявлено аномалії, обумовлені скупченнями базальтових брил на окремих ділянках кепроку. Сейсморозвідувальними роботами МВХ (метод відбитих хвиль) та КМЗХ (кореляційний метод заломлених хвиль) оконтурено Роменський соляний шток, побудовано структурні карти Роменської брахіантикліналі та карту ізогіпсу покрівлі солі. 1988 року завершено роботи на регіональному опорно-параметричному профілі МЗГТ (метод загальної глибинної точки) Березняки – Недригайлів, який разом з іншими підняттями осадового чохла перетнув виявлене раніше Герасимівське підняття. Інтерпретація результатів робіт КМЗХ підтвердила, що Герасимівська структура має північно-західне простягання осі та асиметричну форму з крутіше нахиленим південним крилом.

У 2007–2008 роках польовою сейсмічною експедицією ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» було проведено сейсморозвідувальні дослідження МСГТ (метод спільної глибинної точки) 2D, у результаті яких було відпрацьовано 17 розвідувальних профілів за технологією поздовжньо-непоздовжного 2D-профілювання, 5 зв'язувальних профілів та 1 косий профіль за технологією поздовжнього 2D-профілювання загальною довжиною 255 погонних км (*Несіна, 2009*).

Інтенсивне пошуково-розвідувальне буріння на Роменській структурі було розпочато одразу після відкриття родовища. В довоєнний період було пробурено 24 пошукові та розвідувальні свердловини глибиною від 305 до 2144 м, значну частину яких було ліквідовано з технічних причин. П'ять свердловин було пробурено під час окупації (лише одна з них виявилася продуктивною) і 12 – у післявоєнний період. Пробурені за останні десятиліття свердловини на Герасимівській, Зинівській та Вовківцівській структурах, що розміщені поблизу від Роменської структури, нових покладів вуглеводнів не виявили. Пошукову свердловину Герасимівську-1 (глибиною 2740 м), що розміщена на південно-східному крилі Роменської солянокупольної структури, закінчено бурінням у 1986 р. На різних стратиграфічних рівнях вона розкрила виключно обводнені горизонти.

Геолого-геофізичні матеріали щодо соляного тектогенезу ДДЗ загалом та Роменської структури зокрема було проаналізовано та узагальнено низкою дослідників (*Китык, 1970; Рослий, 2006; та ін.*).

### ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

Роменська солянокупольна структура знаходиться в межах північної прибортової зони ДДЗ поблизу північного крайового розлому (*рис. 1*). Роменське підняття є асиметрично брахіантиклінальною складкою північно-західного простягання, ускладненою в склепінній частині грибоподібним соляним штоком із дочетвертинним рівнем підняття солі. Складку розбито різноспрямованими розломами на низку блоків. Її північне крило відносно полого, південне переходить у крутий схил Бобрицької компенсаційної мульди. У приштоковій зоні палеозойські та мезозойські утворення стрімко здіймаються вгору, залягаючи під кутами 25–60° (*рис. 2*).

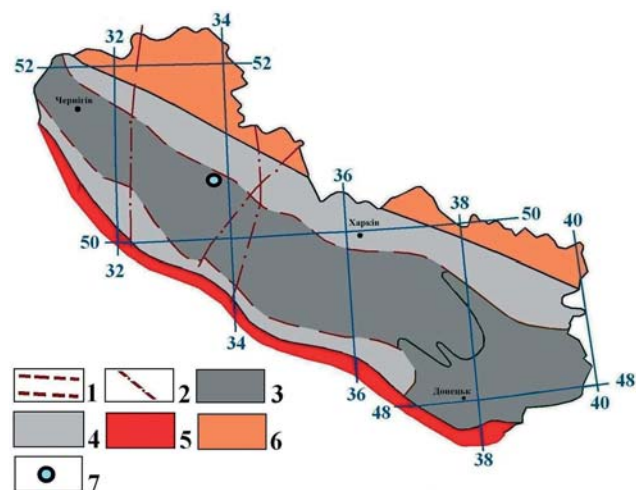


Рисунок 1. Схематична тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини: 1 – крайові розломи; 2 – поперечні розломи; 3 – грабен (рифт); 4 – прибортові зони; 5 – північний борт; 6 – південний борт; 7 – місце розташування Роменської та Герасимівської структур

Докембрійський фундамент бурінням не розкрито. За даними КМЗХ, він залягає на глибині 6,5–7,0 км. Девонські відклади на Роменській та Герасимівській структурах складено кам'яною сіллю євлановського та лівенського горизонтів (верхня частина франського ярусу; нижній соленосий комплекс). Солі містять прошарки сланців, вапняків, ангідритів, брили діабазів. Розкрита свердловиною № 10-р товщина солі сягає 1660 м, при цьому товщина діабазової й глинисто-вапнякової брекчії кепроку становить 33–380 м. Породи міжсолевого, верхнього соленосного й надсолевого комплексів у районі Роменської антикліналі не розкрито. Свердловинами, що розміщені поблизу північного контуру Роменської структури, Вовківцівською-1 на глибині 2873–3300 м та Зинівською-1 на глибині 2870–3050 м, розкрито міжсолеві відклади, що належать до задонського та елецького горизонтів нижнього фамену (*Котляр, 2013*). На низці структур ДДЗ виявлено потужну «руднянську світу» (нижню частину воронезького горизонту, верхньофранського під'ярусу) – карбонатно-глинисту товщу, яка має регіональне поширення та за літофаціальними, геохімічними і палеотермічними показниками, ймовірно, є нафтогенеруючою (*Олійник, Мачуліна та ін., 2018*).

Кам'яновугільні утворення в складі всіх трьох відділів незгідно залягають на девонських. У північно-східній частині та в межах соляного штоку Роменської структури турнейський ярус відсутній. Свердловиною Герасимівською-1 його розкрито на її південно-східному крилі в інтервалі 2376–2505 м. Це перешаровування аргілітів і пісковиків із малопотужними проверстками алевролітів. Візейський ярус у складі двох під'ярусів розкрито тією самою свердловиною в інтервалі 1861–2376 м. Нижньо-візейські відклади незгідно залягають на турнейських та утворюють дві товщі: нижню – піщано-глинисту й верхню – глинисто-карбонатну. Верхньовізейська частина розрізу складена чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Товщина нижнього візе у свердловині Герасимівська-1 становить 73 м, верхнього візе – 200–410 м. Схожі за своїм літологічним складом до верхньовізейських відклади серпуховського ярусу залягають незгідно на візейських та мають товщину 214 м.

Середній відділ у складі башкирського й московського ярусів незгідно залягає на серпухові. У складі башкирського ярусу виділено дві товщі: нижню (малопотужну) – карбонатно-глинисту й верхню – глинисто-алевролітову. Вапняки нижньої товщі утворюють регіонально поширену башкирську «плиту», що є хорошим маркуючим репером та сейсмічним горизонтом V62. Товщина башкирських відкладів становить 60–290 м.

Піщано-глиниста товща московського ярусу і верхнього карбону нарощує розріз кам'яновугільної системи; її товщина становить 245–450 м. Різко незгідно на карбоні залягає теригенно-сульфатно-карбонатна товща нижньої пермі, яка повністю виклинюється на північ від свердловини Герасимівська-1.

Мезокайнозой складається переважно з піщано-глинистих порід. Лише верхня крейда є відносно одноманітною мергельно-крейдяною товщею. Товщина мезокайнозою в межах Роменської та Герасимівської структур сягає 1000–1250 м. При цьому товщина палеогену різко збільшується в суміжній із Роменською структурою Бобрлицькій западині від 278–520 до 800 м.

За результатами аналізу товщин (Рослий, 2006) оцінено відносні швидкості осадконакопичення протягом геологічної історії району. Для території розміщення свердловини Герасимівська-1 максимальні значення швидкостей відповідають середньо- і пізньодевонській епохам, пізньовізейському часу, башкирському віку, середні – турнейському та московському вікам, мінімальні – ранньовізейському часу і серпуховському віку.

Отже, характерними особливостями будови Роменської структури є наявність різко виражених кутових і стратиграфічних незгідностей, а також мінливий склад і товщина стратиграфічних підрозділів на південному й північному крилах Роменської структури. Найзначніші незгідності встановлено між відкладами пермі й карбону, крейди та юри, верхньої та нижньої крейди, крейди й палеогену. Пермські, триасові та юрські породи в присклепінній частині структури повністю розмиті (рис. 2).

Кепрок штоку перекривають четвертинні відклади, місцями він виходить на денну поверхню (гора Золотуха). Брекчія кепроку Роменського штоку складена

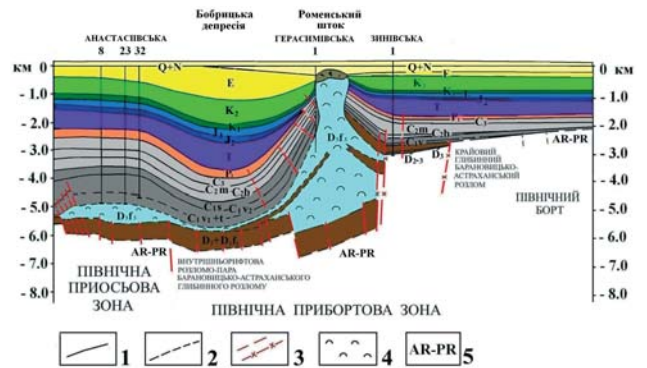


Рисунок 2. Фрагмент схематичного сейсмогеологічного розрізу за регіональним профілем МЗГТ Березняки – Недригайлів через Герасимівську структуру (за даними об'єднання «Укргеофізика»): 1 – розриви; 2 – розриви; 3 – кам'яна сіль; 4 – породи кепроку; 5 – докембрійський фундамент

переважно глинисто-вапняковими та гіпсовими різновидами. Крім того, трапляється діабазова брекчія, найпоширеніша в південній частині Роменської складки.

На південному сході Роменська структура ускладнена Герасимівським підняттям, основну роль у формуванні якого відіграв соляний тектоногенез (рис. 3).

### НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Роменське родовище було введено в розроблення в 1939 році та експлуатувалося до 1951 року. З 13 експлуатаційних свердловин завглибшки 350–550 м, розташованих на західній ділянці родовища, до 1951 року було видобуто 10 тис. т нафти. Дебіти нафти були незначними (у початковий період 0,2–4,0 т/добу), кількість води в нафтоводяній суміші становила 20–35%. Роменське родовище малорозмірне з незначними запасами й непостійним режимом. Колектори складено брекчією кепроку й належать до літологічно обмежених (Атлас родовищ нафти і газу України, 1998). На Роменському нафтовому родовищі виділялося два типи нафти: легка – з малим вмістом сірки й парафінів, а також важка – з високим. Це було пов'язано з наявністю щонайменше двох джерел її генерації.

Поміж інших заслуговують на увагу дані щодо нафтоносності башкирських відкладів, розкритих ще всередині минулого століття свердловиною 16К у межах східної перикліналі Роменської структури (Несіна, 2009).

Під час буріння пошукової свердловини Герасимівська-1 (1984–1986 рр.), розміщеної в південній приштоковій зоні, нафтогазопрояви не спостережено. В керні, піднятому зі свердловини, ознак нафтогазонасиченості також не виявлено. Свердловина розкрила горизонти з колекторами, проте всі вони виявилися водонасиченими. На ділянках, розташованих поблизу Роменської солянокупольної структури, знаходяться Великобубнівське, Південнопанасівське нафтогазоконденсатні родовища, Східнорогинцівське і Житне нафтові родовища. Продуктивними є горизонти візейського (від В-15 до В-26) та серпуховського (від С-6 до С-9) ярусів (Атлас родовищ нафти і газу України, 1998). Незвичайною для



регіону є порівняно недавно виявлена нафтогазоносність карбонатних порід башкирського ярусу Великобунівського родовища (горизонти Б-9, Б-10) (Прокопів, Кучер та ін., 2015; Ткаченко, 2016).

## МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИ

В основу статті покладено результати палеогеотермічного моделювання за результатами буріння свердловини Герасимівська-1, палеотектонічні реконструкції Роменської та Герасимівської структур за узагальненням комплексу геолого-геофізичних даних, а також результати сейсмічних досліджень, проведених на Роменській структурі в 2007–2008 роках польовою сейсмічною експедицією ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика». Аналіз сейсмічних матеріалів здійснювали в Центрі обробки геолого-геофізичної інформації в системі Focus, інтерпретацію сейсмічних даних виконували в Центрі інтерпретації геолого-геофізичної інформації ЗАТ «Концерн "Надра"» у програмному комплексі Petrel компанії Schlumberger. Остаточний звіт про результати сейморозвідувальних робіт складено ТОВ «Інтегровані нафтогазові технології» (Несіна, 2009).

Основна теоретична ідея методу палеотектонічних профілів базується на принципі вирівнювання покривель товщ, оскільки так відображається та «нульова» поверхня («рівень компенсації»), яка в інших методах палеотектоніки безпосередньо не фігурує. Палеотектонічні профілі дають змогу відтворити історію формування й зростання соляного ядра з кепроком упродовж конкретних відрізків геологічної історії.

Палеогеотермічне моделювання реалізовано під час побудови палеогеотермічного графіку занурення порід у зони нафтогазогенерації за даними буріння свердловини Герасимівська-1. На графіку за віссю ординат відкладено стратиграфічний розріз із товщинами стратиграфічних підрозділів, за віссю абсцис – стратиграфічну шкалу. Крім того, нанесено ізотерми, положення кожної з яких залежить від глибини і геологічного часу.

За сейморозвідувальними даними МСГТ 2D із застосуванням програмного пакету Petrel побудовано тривимірну модель Роменської структури. Для прогнозування ділянок та інтервалів розрізу з покращеними колекторськими властивостями використано результати сеймопараметричного аналізу, зіставлені з результатами буріння свердловини Герасимівська-1. Проаналізовано розрізи та карти параметричних характеристик хвильового поля: розподіл значень миттєвих частот, миттєвих амплітуд, миттєвих фаз, відносних значень ПАК, параметрів Petrel «Relative acoustic impedance» і «Chaos» та комплексного атрибута. Із вказаних найінформативнішим виявився параметр миттєва частота (Petrel «Instantaneous Frequency») – часова похідна від фази. Породини-колектори зазвичай знижують високочастотні компоненти, тому цей параметр характеризує якість колекторів, даючи змогу визначати ділянки розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями.

## РЕЗУЛЬТАТИ

**Палеотектонічний аналіз.** Узагальнення та аналіз наявних геолого-геофізичних даних стали основою для побудови палеотектонічних профілів (профілів вирівнювання), що зображено на *рисунку 4*. Вони свідчать про те, що Роменський відкритий шток формувався тривалий час: від пізнього девону до сучасної епохи. У середньодевонську епоху на поверхні кристалічного фундаменту відклалися утворення підсоляного комплексу, а наприкінці франського віку – нижня соленосна товща. На початку середнього фамену на поверхні франської соляної товщі утворилася теригенно-глиниста міжсоляна товща, що була перекрита верхньою соленосною товщею лебедянського горизонту (*рис. 4, I*).

Формування Роменської та Герасимівської структур розпочалося на межі середньо- і пізньокам'яновугільної епох у результаті течії девонських солей, що позначилося на деструкції «міжсоляної» товщі й вигину залеглих вище шарів (*рис. 4, II–III*).

Упродовж кам'яновугільного–нижньопермського періодів розвиток структур був повільним, але на початку пізньої пермі відбулося стрімке пришвидшення росту, що призвело до денудації нижньопермських і частини верхньокам'яновугільних відкладів (*рис. 4, IV*).

Основний етап формування солянокупольної структури закінчився наприкінці юрського періоду (*рис. 3, V–VI*). Надалі відбувався її повільний розвиток з одночасним осадконакопиченням; пошкваллення росту зафіксовано на межі тріасу та юри і на початку ранньої крейди. Бурхливе здійснення відбулося на рубежі пізньої крейди й палеогену, що позначилося на розмиві відкладів. На південному

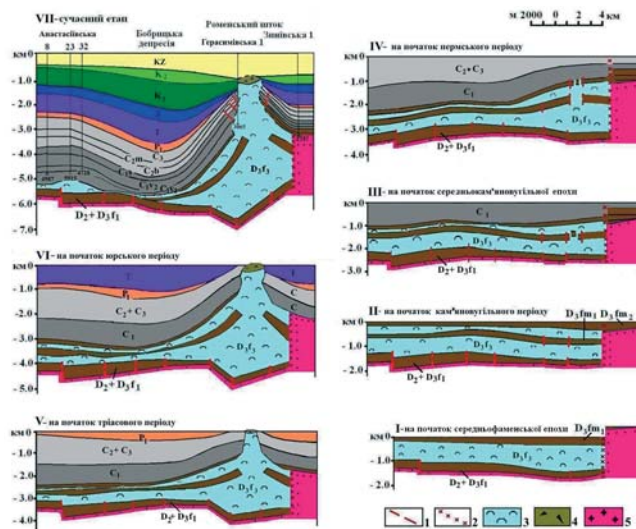


Рисунок 4. Схематичні палеотектонічні профілі через Роменську солянокупольну структуру: 1 – границі стратиграфічних комплексів за даними буріння, 2 – розломи, 3 – кам'яна сіль, 4 – брекчія кепроку, 5 – докембрійський кристалічний фундамент. Етапи розвитку: I – на початок середньодевонського часу, II – на початок кам'яновугільного періоду, III – на початок середньокам'яновугільної епохи, IV – на початок пермського періоду, V – на початок тріасового періоду, VI – на початок юрського періоду, VII – до сучасного етапу

крили підняття протягом пізньої крейди і палеогену завдяки постійному відтоку солі з півдня в напрямку штока формувалася широка компенсаційна Бобрлицька мульда, водночас продовжувала свій розвиток Герасимівська структура. Пізніше у неогеновий і четвертинний періоди на тлі загального підйому регіону Роменський та інші штоки цього типу продовжували активно рости (рис. 4, VII), переконливим доказом чого є відбиток Роменського штоку в сучасному рельєфі (гора Золотуха).

За спостереженнями В.І. Кітика (Кітик, 1970), Роменська солянокупольна структура, що належить до солянокупольних структур відкритого типу (соляні маси періодично проникають на поверхню), формувалася циклічно. Упродовж першого циклу соляного тектогенезу солі проникали на поверхню в передкам'яновугільний час, що призвело до розмивання надсолевих девонських утворень у склепінні складки. У турнейський вік зрізана ерозійним розмивом складка була трансгресивно перекрита осадовими породами; відбувалося лише потовщення соляного ядра. Далі структура розвивалася за відкритими циклами до юрського періоду включно – соляні відклади виходили на поверхню в передпізньпермський і передюрський час. У крейдовий період зростання соляного масиву відбувалося одночасно з осадконакопиченням.

Привертає увагу зміна характеру деформації соляних порід у процесі утворення ядра протикання. На початковому етапі ядро формується шляхом внутрішньопластової течії соляних порід і потовщення верств. Після проникнення солі у залеглі вище відклади й утворення штоко- або гребнеподібного соляного тіла верхня його частина поступово втрачала безпосередній зв'язок із верствами материнської товщі солі, перетворюючись на пасивний «корок», який нарощувався знизу й підіймався догори.

### ПАЛЕОГЕОТЕРМІЧНИЙ АНАЛІЗ

Результати буріння свердловини Герасимівська-1 покладено в основу палеогеотермічних досліджень. Геологічну будову Герасимівської структури встановлено в результаті сейсмічних досліджень МЗГТ. За відбивальним горизонтом Vв3 вона є крутозануреною на південний захід «напівскладкою» північно-західного простягання, розташованою на південно-східному схилі Роменського соляного штоку (рис. 5). Її південно-західне крило ускладнене скидом з амплітудою 100 м. Крила та перикліналі складки асиметричні: північно-східне крило коротше ніж південно-західне, південно-західна перикліналь відносно довга й полого.

За нижньовізейським структурним планом Герасимівська структура має розміри 9–10 км у контурах ізогіпсу –3200 м. Амплітуда підняття 1200 м, кут падіння нижньовізейських порід – 45°. Угору за розрізом структура зберігає північно-західне простягання, видовжену форму, але стає більш пологою. Кут падіння середньокам'яновугільних відкладів становить 25°, крейдових – 15°. Структура ускладнена численними поздовжніми й поперечними скидами. У межах перикліналі гравіметричними роботами виявлено локальні аномальні ділянки, які пов'язують із прихованими підняттями.

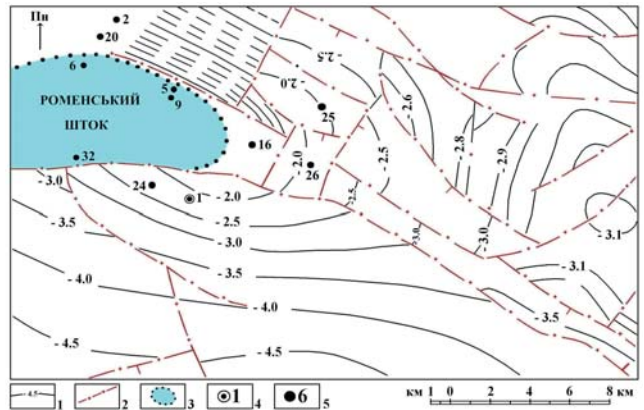


Рисунок 5. Структурна карта Герасимівської площі за відбивальним горизонтом Vв3(C1v1) (за даними УкрДГРІ, Київське відділення)  
 1 – ізогіпси, 2 – розриви, 3 – контури Роменського соляного штоку, 4 – свердловина Герасимівська-1, 5 – інші свердловини

Стратиграфічне розчленування розкритого свердловиною розрізу проведено на основі літологічно-петрографічних і мікрофауністичних досліджень керна матеріалу й зіставлено з матеріалами геофізичних досліджень свердловин, пробурених на сусідніх площах (Несіна, 2009).

Сучасний термоградієнт для Герасимівської структури розраховано так: 85° С/3,0 км = 28,3°С/км. Значення палеоградієнтів обчислено з урахуванням коефіцієнта 1,15 у зв'язку з прогресуючим охолодженням осадового чохла: 28,3×1,15 = 32,5° С/км (50 млн років); 32,5×1,15 = 37,4° С/км (100 млн років) і т.ін.

Значення глибин залягання палеоізотерм отримано діленням їхніх значень на полеоградієнти відповідного часу. Наприклад, глибина залягання ізотерми 60°С дорівнювала: 60/32,5 = 1,85°С/км (50 млн років); 60/37,4 = 1,60°С/км (100 млн років) і т.ін.

З рисунку 6 вбачається, що міжсольова товща опинилася в головній зоні нафтогенерації (ГЗНГ) (60–90°С) у ранньому візі й перебувала в цій зоні до середини серпуховського віку (тривалість 19,2 млн років). Занурення продовжувалося до башкирського віку (тривалість 12,7 млн років), коли міжсольові відклади опинилися в зоні МК<sub>3</sub> (90–130°С). З башкирського віку до середньотріасової епохи товща перебувала під впливом температур 130–160°С (тривалість 83,2 млн років). На початку тріасового періоду вона почала підніматися в зону МК<sub>3</sub> (90–130°С), де розміщується й зараз, перебуваючи в ГЗНГ (загальна тривалість 218,3 млн років).

Турнейський комплекс наприкінці серпуховського віку і до середини пізнього карбону (тривалість 25 млн років) був занурений у зону 60–90°С. У зоні 90–130°С перебувала лише підшва турнейської товщі упродовж 18,55 млн років. Із середини ранньої пермі до початку середньої юри (тривалість 89,7 млн років) турнейські породи перебували в діапазоні температур 60–90°С, а з середньої юри до середини ранньої крейди (тривалість 55,4 млн років) вони вийшли з ГЗНГ



взагалі. Із середини ранньої крейди до початку палеогену товща на деякий час (47 млн років) занурилася в зону 60–90°C, але в еоцені (тривалість – 20,1 млн років) знову вийшла із зони генерації. З еоцену й дотепер турнейські відклади перебувають під впливом температур 60–90°C (тривалість – 12,26 млн років).

За графіком занурення свердловини Герасимівська-1 (рис. 6), з'ясовано, що тепловий режим був найсприятливішим для генерації вуглеводнів (ВВ) з міжсольової збагаченої органікою карбонатно-глинистої товщі воронезького горизонту. Відповідно, глибинний інтервал ГЗНГ у свердловині Герасимівська-1 коливається від 1180 до 4120 м. Міжсольову товщу в межах Герасимівської площі (Роменський шток) можна зіставити з промислово нафтогазоносним інтервалом сусіднього Козіївського родовища, а регіонально – з Прип'ятським прогином. Підсольова товща також перебувала під впливом температур, що сягали 170°C і більше, та могла генерувати ВВ. Генераційні можливості турнейських відкладів обмежені. Молодші утворення не досягали ГЗНГ.

**Сейсмогеологічні дані.** За результатами сейсмічних досліджень деталізовано геологічну будову Роменського нафтового родовища за відкладами середнього і нижнього карбону, вдосконалено тектонічну модель Роменської солянокупольної структури, уточнено контури соляного штоку з кепроком, проаналізовано параметричні характеристики хвильового поля.

Побудови за відбивальними горизонтами вказують на достатню узгодженість структурних планів проаналізованих частин розрізу. На всіх стратиграфічних рівнях чітко простежується Роменська брахіантикліналь північно-західного простягання, яка в центральній частині ускладнена соляним штоком.

З допомогою пакета Petrel побудовано об'ємну модель за умовною поверхнею солі, яка дала змогу уточнити уявлення про характер контакту соляного штоку з нормально залеглими осадовими породами (рис. 7). Згідно з побудованою геологічною моделлю шток має видовжену форму у плані. На рівні відкладів нижнього карбону видно, що соляні маси проникали в перекривні осадові породи розломами субширотного простягання. Розміри штоку на рівні відкладів нижнього карбону в плані становлять 2×8 км. Породи осадового чохла, що прилягають до його північної стінки, розбиті розломами з амплітудами 10–40 метрів.

Виконані структурні побудови не дали можливості закартувати нові перспективні пастки антиклінального типу. Натомість як перспективний розглядають вузький субширотно орієнтований піднятий тектонічний блок у північній приштоковій зоні Роменської структури (рис. 8). Перспективи його нафтогазоносності пов'язують із брекчією кепроку, башкирськими, верхньосерпуховськими та верхньовізейськими відкладами.

На якісному рівні оцінено ділянки поширення порід із покращеними колекторськими властивостями, локалізованих у башкирських, серпуховських і візейських товщах. Для цього застосовано сеймопараметричний аналіз і зіставлення його результатів із даними буріння свердловини Герасимівська-1.

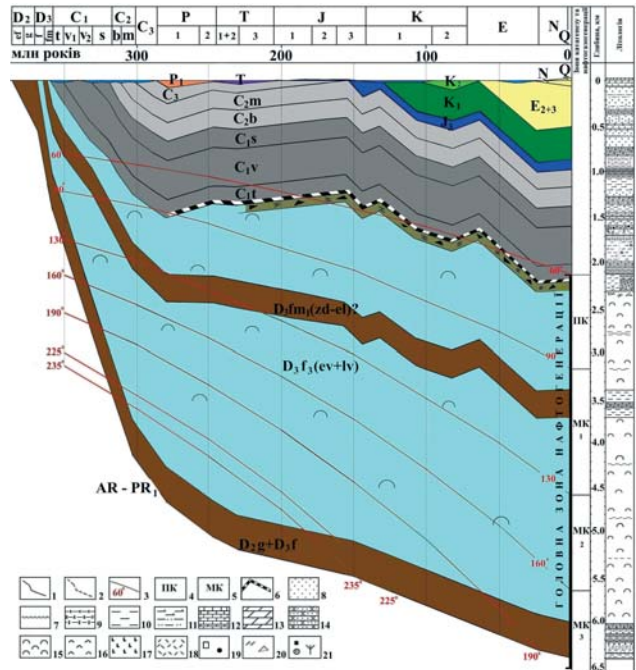


Рисунок 6. Палеогеотермічний графік занурення в зону нафтогазогенерації в межах Герасимівської структури (за даними свердловини Герасимівська-1):

- 1 – границі стратиграфічних горизонтів;
- 2 – умовна поверхня кристалічного фундаменту;
- 3 – ізотерми (підстадії: МК1 – 90–130°C; МК2 – 130–160°C; МК3 – 160–190°C; МК4 – 190–225°C і МК5 – 225–235°C);
- 4 – протокатагенез (ПК); 5 – мезокатагенез (МК);
- 6 – верхня межа зони нафтогенерації;
- 7 – стратиграфічні незгідності;
- 8 – піски; 9 – доломіти; 10 – аргіліти;
- 11 – алевроліти й алеврити; 12 – вапняки; 13 – мергелі;
- 14 – пісковики; 15 – сіль; 16 – ангідрити; 17 – діабазі;
- 18 – туфи й туфїти; 19 – включення вуглистої речовини;
- 20 – уламки порід; 21 – пірит, рослинні рештки, вапняки

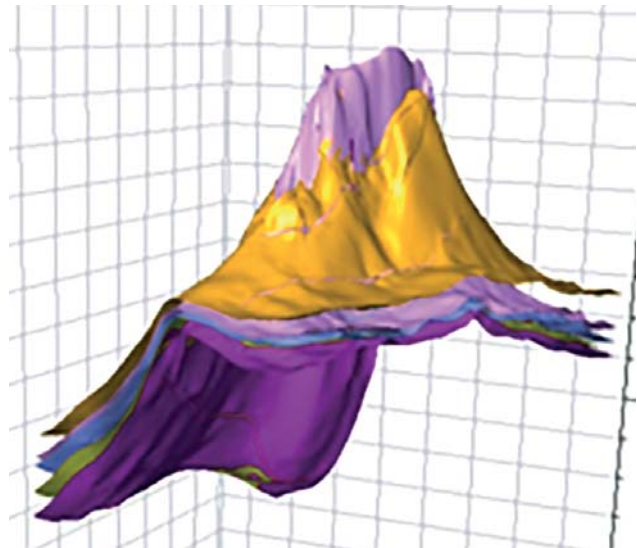


Рисунок 7. Структурно-тектонічна модель Роменської солянокупольної структури, виконана з допомогою програмного пакета Petrel (Несіна, 2009)

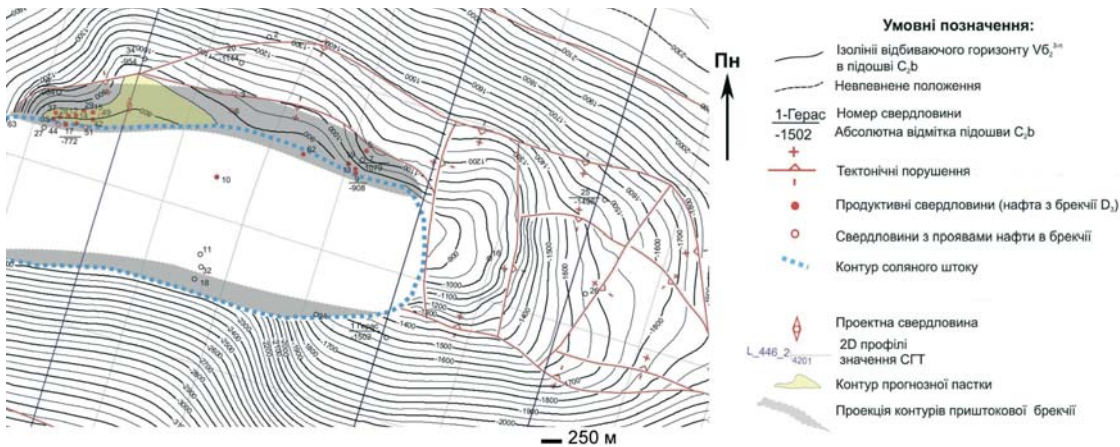


Рисунок 8. Фрагмент структурної карти за відбивальним горизонтом  $V6_2^{3-n}$  (Несіна, 2009)

Нижня частина башкирського ярусу, що відповідає башкирській «плиті» (її товщина на Роменській площі 50 м), на картах параметрів хвильового поля характеризується підвищеними значеннями миттєвих амплітуд у північній приштоковій зоні (рис. 9).

Схожий розподіл миттєвих амплітуд спостерігається також на рівні верхньої частини серпуховських (горизонти С-6 – С-9) та верхньої частини верхньовізейських (горизонти В-15, В-16) відкладів.

За аналогією з сусідніми родовищами, де горизонти В-15–В-20 є нафтогазоносними, та на основі зіставлення результатів параметричного аналізу з результатами буріння свердловини Герасимівська-1, верхньовізейський під'ярус може бути очікувано продуктивним на Роменській структурі. Перспективними також можуть бути породи верхньої частини серпуховського ярусу (горизонти С-6, С-7, С-8).

За відбивальним горизонтом  $V6_2^{3-n}$  у нижній частині башкирського ярусу Роменська складка успадковує форму брахіантикліналі з асиметричними крилами – пологим на півночі й крутішим на півдні. Враховуючи те, що в середині минулого століття зі свердловини № 16-К у межах Роменського нафтового родовища було отримано нафту з відкладів середнього карбону, потенційно продуктивними можна також вважати відклади башкирської карбонатної «плити» (продуктивний горизонт В-10). Окрім того, про це свідчать дані

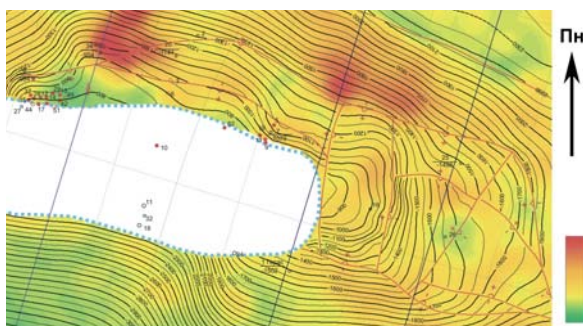


Рисунок 9. Фрагмент карти розподілу миттєвих амплітуд у нижній частині башкирського ярусу (Несіна, 2009)

Великобубнівського родовища, де порівняно недавно з горизонтів В-9 та В-10 отримано промислові припливи вуглеводнів (Прокопів та ін., 2015; Ткаченко, 2016).

## ВИСНОВКИ

За даними палеотектонічних досліджень формування Роменської солянокупольної структури розпочалося на початку середньокам'яновугільної епохи. Далі її розвиток був багатофазним. Основними рубежами формування Роменської структури були: московський, передпізньопермський, передтріасовий, передюрський, передкрейдовий та передпалеогеновий. Ці рубежі відповідають висхідним фазам коливальних рухів у межах ДДЗ і належать до періодів регіональних підняттяв.

За результатами палеогеотермічного моделювання, генерація вуглеводнів розпочалася в ранньому візехі й продовжується дотепер. За графіком занурення, що ґрунтується на даних свердловини Герасимівська-1, з'ясовано, що найсприятливішим для генерації ВВ був тепловий режим міжсольової товщі, де основними нафтогазогенеруючими породами, ймовірно, є збагачені органікою карбонатно-глинисті (доманікоїдні) породи «руднянської світи» франського ярусу.

Перспективи Герасимівського підняття, що примикає до Роменської солянокупольної структури з південного сходу, засвідчили наявність колекторів у візейському, серпуховському та башкирському ярусах. Однак розріз свердловини виявився обводненим, тому перспективи Герасимівської структури розглядаються як обмежені.

Натомість піднятий блок у північній приштоковій зоні визначено як перспективний, що підтверджено даними сеймопараметричного аналізу на рівні візейського, серпуховського та башкирського ярусів, а також приштокової брекчії.

Прогноз нафтогазоносності північної ділянки ґрунтується також на аналогії з сусідніми родовищами. Важливою є наявність карбонатних колекторів у нижньому башкирі, нафтогазоносність яких встановлено на розташованому неподалік Великобубнівському родовищі.

**СПИСОК  
ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

- Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. Львів: Центр Європи, 1998. Т. 1. 494 с.
- Китык В.И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Наукова думка, 1970. 203 с.
- Котляр О.Ю. Девон Доно-Дніпровського прогину. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України. Київ: Логос, 2013. С. 217–246.
- Несіна Н.І. Звіт про проведення сейсмозвідувальних робіт 2D МСГТ (поздовжньо-непоздовжнє профілювання) на Роменській площі в північно-західній частині північної прибортової зони ДДЗ. Київ: Інтегровані нафтогазові технології, 2009. 203 с.
- Олійник О.П., Мачуліна С.О., Куріленко В.С. Геологія і перспективи нафтогазоносності воронезької товщі Висачківсько-Ромоданівської структури. *Нафтогазова промисловість України*. 2018. № 1. С. 3–6.
- Прокопів В.Й., Кучер С.Ф., Нестеренко М.Ю., Федоришин Ю.І., Балацький Р.С. Петрофізичні властивості карбонатних порід башкирського ярусу Великобубнівського нафтогазоконденсатного родовища. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 4. С. 5–8.
- Рослий І.С. Регіональний рифтогенез, геодинаміка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького авлакогену: монографія. Київ: УкрДГРІ, 2006. 330 с.
- Созанський В. Феномен Лисенка. *Геолог України*. 2004. № 2. С. 69–74.
- Ткаченко О. Основні характеристики карбонатних відкладів башкирського ярусу (на прикладі Великобубнівської площі ДДЗ). *Вісник Київського університету. Геологія*. 2016. № 3 (74). С. 23–32.

**REFERENCES**

- Atlas rodovyschh nafty i hazu Ukrainy [Atlas of oil and gas fields of Ukraine]: v 6 t. Lviv: Tsentr Yevropy, 1998. Vol. 1. 494 p. (in Ukrainian).
- Kityk V.I. Soljanaja tektonika Dneprovsko-Donetskoy vpadiny [Salt tectonics of the Dnieper-Donetsk depression]. Kiev: Naukova dumka, 1970. 203 p. (in Russian).
- Kotliar O.Yu. Devon Dono-Dniprovs'koho prohynu. [Devonian of the Don-Dnipro Trough]. Stratyhrafiiia verkhnoho proterozoioi ta fanerozoioi Ukrainy [Stratigraphy of Upper Proterozoic and Phanerozoic of Ukraine]. Kyiv: Lohos, 2013. P. 217–246 (in Ukrainian).
- Nesina N.I. Zvit pro provedennia seismorozviduvalnykh robot 2D MSHT (pozdozhno-nepozdozhnie profiluivannia) na Romens'kii ploshchi v pivnichno-zakhidnii chastyni pivnichnoi prybortovoi zony DDZ [Report on 2D MSGT (longitudinal-non-longitudinal profiling) seismic investigation on Romny area in the north-western part of the northern near-edge zone of DDB]. Kyiv: Intehrovani naftohazovi tekhnolohii. 2009. 203 p. (in Ukrainian).
- Oliinyk O.P., Machulina S.O., Kurilenko V.S. Heolohiia i perspektyvy naftohazonosnosti voronez'koi tovshchi Vysachkivsko-Romodanivskoi struktury [Geology and prospects of oil and gas bearing capacity of the Voronezh field Visachkiv-Romodanivska structure]. *Naftohazova promyslovist Ukrainy*. 2018. No 1. P. 3–6 (in Ukrainian).
- Prokopiv V.I., Kucher S.F., Nesterenko M.Iu., Fedoryshyn Yu.I., Balatskyi R.S. Petrofizychni vlastyvyosti karbonatnykh porid bashkyrskoho yarusu Velykobubnivskoho naftohazokondensatnoho rodovysycha [Petrophysical properties of carbonate rocks of Bashkirian stage of Velykobubnovske oil and gas condensate field]. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2015. No 4. P. 5–8 (in Ukrainian).
- Roslyi I.S. Rehionalnyi ryftohenez, heodynamika i naftohazonosnist Dniprovs'ko-Donetskoho avlakohenu [Regional rifting, geodynamics and oil and gas potential of the Dniepro-Donets aulacogen]: monohrafiiia [monogr.]. Kyiv: UkrDHRI, 2006. 330 p. (in Ukrainian).
- Sozanskyi V. Fenomen Lysenka [Lysenko's phenomenon]. *Heoloh Ukrainy*. 2004. No 2. P. 69–74 (in Ukrainian).
- Tkachenko O. Osnovni kharakterystyky karbonatnykh vidkladiv bashkyrskoho yarusu (na prykladi Velykobubnivskoi ploshchi DDZ) [Main characteristics of the Bashkirian carbonate sediments (illustrated by the example of the Velyki Bubny field of the Dnipro-Donets Depression)]. *Visnyk Kyivskoho universytetu. Heolohiia*. 2016. No 3 (74). P. 23–32 (in Ukrainian).



---

# ROMNY SALT DOME STRUCTURE (DNIPRO-DONETS BASIN): GEOLOGICAL HISTORY AND HYDROCARBON POTENTIAL

Viktor  
OHAR

---

Doctor of Geological  
Sciences,  
Professor, Institute  
of Geology,  
Taras Shevchenko  
National University  
of Kyiv, member of the  
board of the UAG

Nataliya  
NESINA

---

Candidate of Geological  
Sciences,  
researcher,  
Institute of Geology,  
Taras Shevchenko  
National University  
of Kyiv, member  
of the UAG

Olena  
OLIYNYK

---

Candidate of Geological  
Sciences, researcher,  
Institute of Geological  
Sciences of the National  
Academy of Sciences  
of Ukraine, member  
of the UAG

The geological structure of the Romny salt dome and related the Romny oil field as the first discovered one in the Eastern region of Ukraine are described. The history of its discovery and development of the field are featured. The geological and geophysical study of this area is characterized. Under generalization of geological and geophysical data, paleotectonic and peoleogothermal reconstructions on the Romny structure derived from the results of drilling of Gerasymivska-1 exploration well. The cyclic intermittent development of the salt dome structure is demonstrated. It is proved that the upper intersalt Frasnian source rocks could generate hydrocarbons starting from the early Viséan time. According to the results of seismic surveys the uplifted block is outlined in the area of the northern edge of the salt dome. The presence of hydrocarbon pools in of the Viséan and Serpukhovian granular reservoirs as well as in the salt breccia is predicted applying seismic attributes analysis for this block. The carbonate reservoirs of the lower part of the Bashkirian sequence, the productivity of which is established at the nearest located Velyki Bubny field, can be potentially oil and gas-bearing.

---

**Keywords:** *salt structure; generation of hydrocarbons; Romny oil field; seismoparametric analysis.*