

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

ДУДНІКОВ М. Заступник начальника відділу Департаменту з видобування газу та нафти Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

ПАЮК С. Начальник управління геології та розробки родовищ ПАТ «Укргазвидобування» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Рассмотрены особенности геологического строения юго-восточной части Днепроовско-Донецкой впадины. Описано состояние геологического изучения и результаты бурения скважин на Святогорской, Славянской и Артемовской площадях. Показана перспективность территории для открытия новых месторождений нефти и газа.

In this article the particularities of geological construction of the south-eastern part of Dniprovsko-Donetsk depression are considered. Within the framework of the article, the state of the geological study and results of the drilling boreholes are considered on Svyatogirska, Slavyanska and Artemivska areas. The further geological explorations will enable to discovered of the new oil and gas fields on this territory.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, геологорозвідувальні роботи, перспективна зона, родовище, вуглеводні.

Ключевые слова: Днепроовско-Донецкая впадина, геологоразведочные работы, перспективная зона, месторождение, углеводороды.

Keywords: Dniprovsko-Donetsk depression, geological exploration, field, perspectives zone, hydrocarbons.

Постановка проблеми

Південно-східна частина Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) тривалий час вважалася малоперспективною на пошуки родовищ вуглеводнів. Однак за результатами проведених на цій території в останні роки геологорозвідувальних робіт (ГРР) отримано прямі ознаки нафтогазоносності переважно відкладів карбону. Зокрема, 2009 р. відкрили Святогірське газове родовище в межах однойменного підняття. Це дає підстави переглянути традиційну негативну оцінку нафтогазоносності південно-східної частини ДДЗ.

Формулювання цілей статті

Таким чином, метою цієї роботи є розгляд геологічної будови та аналіз стану геологічного вивчення південно-східної частини ДДЗ, а також результатів буріння свердловин у межах розташованих тут Святогірської, Слов'янської та Артемівської площ. Ставилася завдання: на основі аналізу ГРР останніх років показати перспективність південно-східної частини ДДЗ щодо відкриття нових родовищ нафти і газу.

Аналіз попередніх досліджень

Геологорозвідувальні роботи на нафту і газ у межах ДДЗ проводяться вже тривалий час. За цей період відкрито велику кількість різних за обсягом запасів родовищ вуглеводнів. Подальші геологорозвідувальні роботи призводять переважно до відкриття дрібних за запасами родовищ нафти і газу та невеликих покладів, спостерігається поступове вичерпання ресурсної бази. В такій ситуації стає актуальним дослідження маловивчених територій і стратегічних комплексів, на яких раніше через низку обставин ГРР проводилися недостатньо. Однією з таких зон для пошуку і відкриття нових родовищ вуглеводнів є південно-східна частина ДДЗ.

Виклад основного матеріалу

У морфотектонічному відношенні досліджуваний район розміщений у перехідній зоні між ДДЗ та Донецькою складчастою спорудою (ДСС). Основними структурами тут є Бахмутська (на півночі) та Кальміус-Торецька (на півдні) улоговини. Вони розділені зоною антиклінальних піднять (Дружківсько-Костянтинівське, Троїцьке, Бантишевське, Корульське,

Комишуваське, Петрівське та Волвенківське). Одні дослідники вважають, що Бахмутська та Кальміус-Торецька улоговини відносяться до західної зони замикання складчастого Донбасу [7], інші включають їх до складу ДДЗ, а границю останньої з ДСС проводять приблизно по лінії Волновахсько-Чернухінського розлому [3]. За особливостями палеозойського розрізу Бахмутська та Кальміус-Торецька улоговини належать до північно-західних окраїн ДСС, а мезозойського – до південно-східного замикання ДДЗ [2].

Для регіону характерна триярусна будова розрізу, виділяються три крупних структурних яруси: палеозойський, мезозойський та кайнозойський. Кожен з них відрізняється ступенем тектонічної дислокованості та метаморфізму, зміщенням структурних планів. Ці особливості обумовлені проявом головних тектонічних фаз – переддронівською і передкайнозойською (ларамійською). Є також внутрішньоперехові особливості, викликані проявами дрібніших фаз кimmerійсько-альпійського тектогенезу. Бахмутська і

Кальміус-Торецька улоговини є значними і складними геотектонічними елементами району.

Бахмутська улоговина – це мезозойська структура, накладена на герцинський фундамент (рис. 1–3). Її походження пов'язане з зануренням західної частини ДСС у дронівський час (T_1, dr), яке супроводжувалось відповідним підняттям східної частини ДСС. У кінці дронівського часу, в зв'язку з затуханням складкоутворювальних процесів і руйнуванням палеозойських структур, почалося опускання крайових частин ДСС, на що вказує більш широке, порівняно з дронівською світою, трансгресивне залягання серблянської світи (T_1, sr). Улоговина знаходиться північніше Дружківсько-Костянтинівської – Волвенківської зони антиклінальних піднять. У плані вона витягнута в північно-західному напрямку і має розміри 170x70 км. На північному заході Бахмутська улоговина відкривається в бік ДДЗ. Улоговина є відносно симетричною структурою з крутим (25–40°) південним і більш пологим (15–30°) північним крилами. Осі всіх її структур простягаються на захід – північний захід.

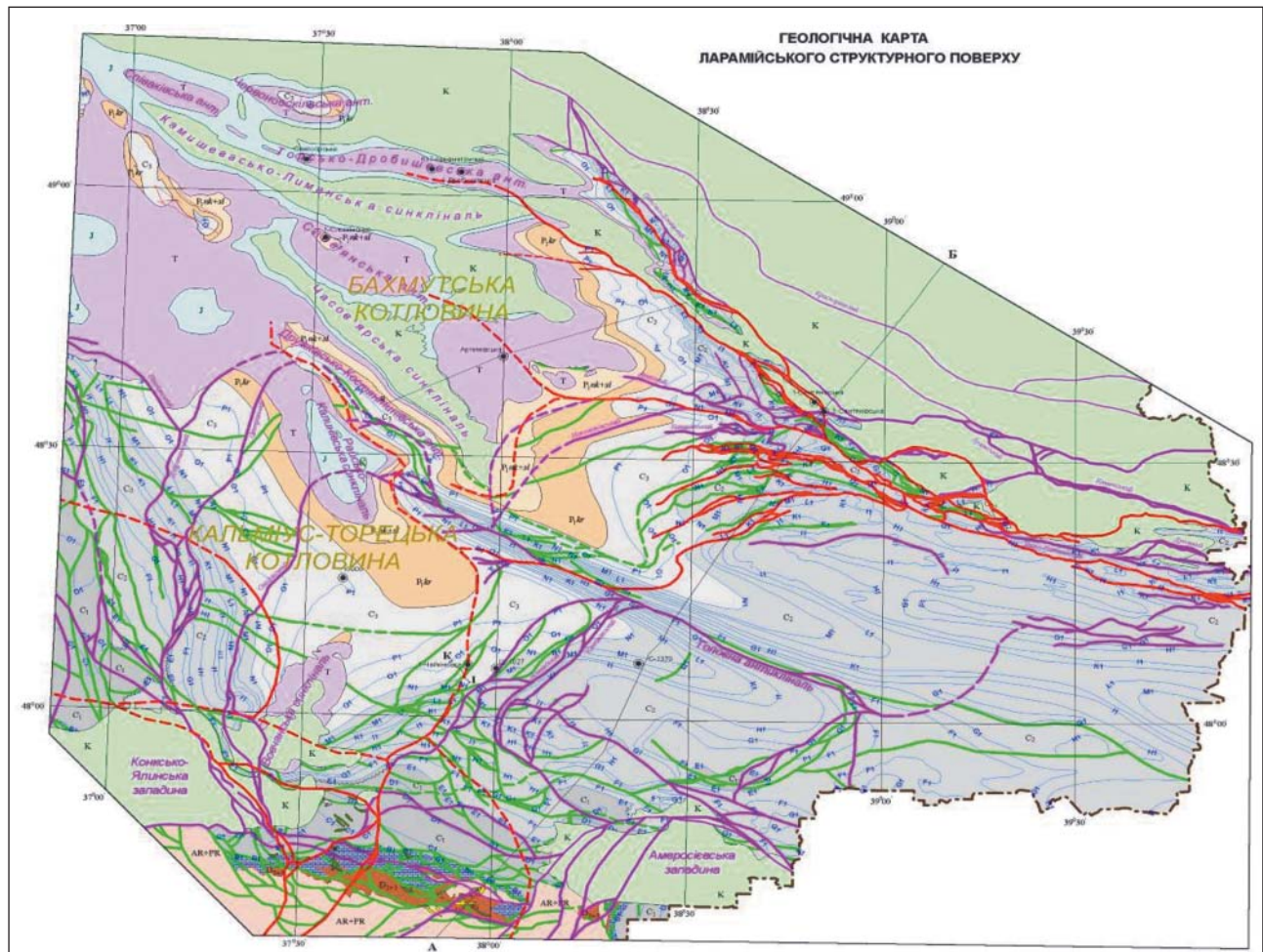


Рис. 1. Структурна карта перехідної зони між ДСС та ДДЗ на рівні ларамійського структурного поверху (за матеріалами геологічних підприємств «Південукргеологія», «Донбасгеологія», «Луганськгеологія» та УкрНДІгазу)

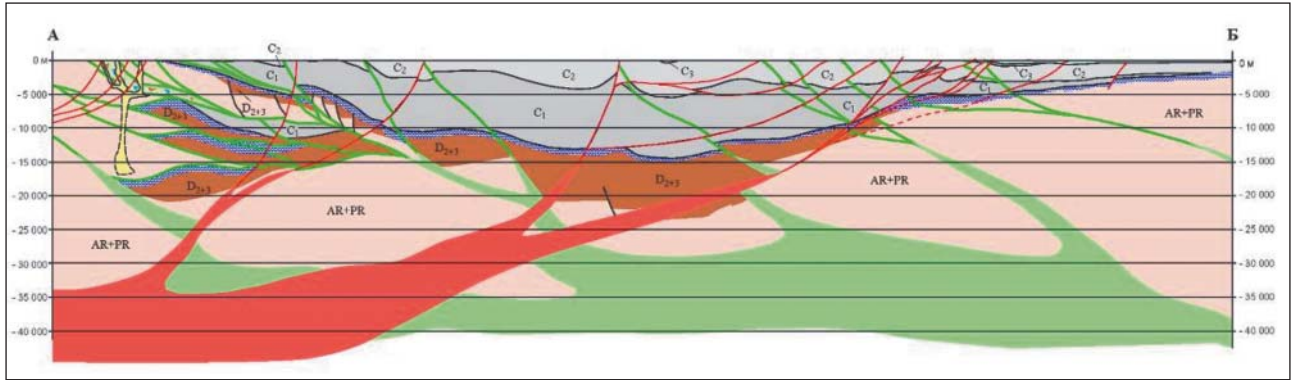


Рис. 2. Геологічний профіль по лінії А–Б (за матеріалами геологічних підприємств «Південукргеологія», «Донбасгеологія», «Луганськгеологія» та УкрНДІгазу)

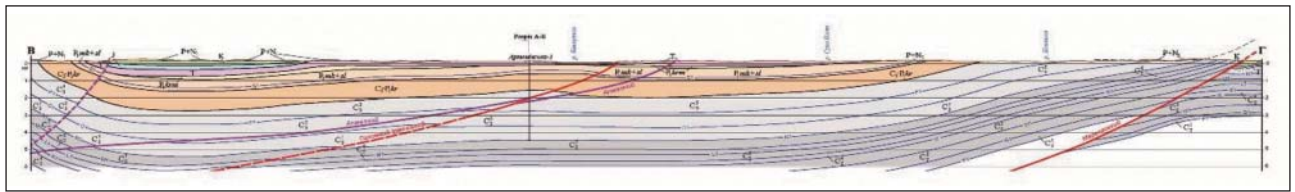


Рис. 3. Геологічний профіль по лінії В–Г (за матеріалами геологічних підприємств «Південукргеологія», «Донбасгеологія», «Луганськгеологія» та УкрНДІгазу)

Є лише окремі відхилення від цього напрямку, вони виникають тоді, коли мезозойські структури не успадковують палеозойський структурний план.

Бахмутська улоговина має досить складну геологічну будову. Її північно-східне крило виділяється під назвою Алмазно-Мар'ївська геотектонічна зона, а південне, майже прямолінійне, відповідає північним крилам Дружківсько-Костянтинівської антикліналі. На півночі улоговина обмежена Північно-Донецьким крайовим розломом з низкою структур, що простягаються у південному, піднятому крилі розлому. На південному сході границя структури проводиться по Чорнухінській флексурі. На північному заході улоговина умовно обмежена двома рядами купольних та брахіформних структур, що сходяться під гострим кутом. Перший ряд куполів, який знаходиться на лінії продовження Дружківсько-Костянтинівської антикліналі, включає Корульський, Комишуваський, Петровський та Волвенківський куполи; другий (північний) ряд структурних форм об'єднує Південно-Ямпільську, Ямпільську, Терновську, Білогорівську, Краснорецьку, Співаківську і Волвенківську структури, розташовані у смузі, обмеженій продовженням Мар'ївського та Північно-Донецького насувів. Тектонічний план Бахмутської улоговини ускладнений соляною тектонікою.

У розрізі осадового чохла улоговини виділяються три структурних поверхи: верхньопалеозойський, мезозойський та кайнозойський. Найменше геологічної інформації є про нижню частину палеозойських утворень і породи кристалічного докембрійського фундаменту, перекритого 15–18-кілометровим осадовим чохлам.

Верхньопалеозойський і мезозойський структурні поверхи за тектонічним розвитком близькі та загалом успадковують тектонічні плани. Структурний план кайнозойського поверху різко відрізняється від мезозойського і майже всюди залягає горизонтально.

У Бахмутській улоговині виділяються структури дрібніших порядків: антикліналі, синкліналі, куполи, соляні діапіри.

До крупних тектонічних елементів значного розміру слід віднести чотири синкліналі, витягнуті у північно-західному напрямі: Часов'ярську, Криволицьку, Комишуваську-Лиманську та Північну. Вони розділені двома антиклінальними зонами: Дронівсько-Співаківською (до складу якої входять Дронівська, Торсько-Дробишівська, Св'ятогірська, Сухокам'янська, Кам'янська та Співаківська структури) і Артемівсько-Слов'янською (Артемівська антикліналь та Слов'янська брахіантікліналь).

Кальміус-Торецька улоговина – синклінальна структура, що обмежує складчастий Донбас на північному заході (рис. 1). Вона розташована на південний захід від Головної і Дружківсько-Костянтинівської антикліналей, витягнута у північно-західному напрямі, має розміри приблизно 150x20 км.

За даними геофізичних досліджень кристалічний фундамент у межах улоговини залягає на глибині 12–17 км, а кам'яновугільні відклади підстилаються потужною товщею вулканогенно-осадових утворень, що дає можливість припустити існування тут силурійсько-девонських порід.

Північно-східне крило структури межує з Бахмутською улоговиною. Границя проходить вздовж осей

Головної і Дружківсько-Костянтинівської антикліналей і низки купольних структур – Корульської, Комишуваської, Петровської.

Західна і південно-західна границі улоговини проходять через Волвенківське і Мечebilівське підняття, східна – проводиться по Войківському меридіональному скиду і Новоселівському насуву. Південне крило улоговини ускладнене розривними порушеннями різних напрямів. У внутрішній зоні поперечні та діагональні розриви створюють блокову структуру периферії її південного крила, що підстиляється докембрієм. Розривні порушення різного порядку значно ускладнюють просту плікативну тектоніку, особливо у південно-східній частині улоговини. В ній виділяють поперечно орієнтовану Вовчанську синкліналь і Райсько-Калинівську синкліналь північно-західного простягання, які утворилися в пізньопалеозойський час.

У будові улоговини беруть участь кам'яновугільні, пермські, тріасові, юрські та кайнозойські відклади, а у Райсько-Калинівській синкліналі – ще й сеноманські та туронські породи [2].

Покришками можливих покладів вуглеводнів у межах Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин можуть бути соленосні відклади девону і нижньої пермі, а також глинисті пачки карбону, верхньої пермі, тріасу та юри [6]. Нафтогазоносність Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин характеризується на підставі даних по найближчих родовищах – Співаківському та Дробишівському [5]. В межах цих родовищ встановлена продуктивність відкладів нижньої пермі, верхнього та середнього карбону.

Відповідно до загальноприйнятого районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (ДДНГО) територія південно-східної частини ДДЗ приурочена до Співаківського і Кальміус-Бахмутського газонасних районів [1].

Геологорозвідувальні роботи останніх років, проведені у південно-східній частині ДДЗ, показали, що дана територія є однією з перспективних зон для подальшого пошуку родовищ вуглеводнів. Розглянемо стан геологічного вивчення та результати буріння свердловин в межах декількох площ, розташованих у цій зоні, а саме Святогірської, Слов'янської та Артемівської.

Святогірська площа

Святогірська площа (рис. 4) розташована в Ізюмському районі Харківської та Слов'янському Донецької області, у межах Торсько-Дробишівсько-Північно-Волвенківського антиклінального валу. До цього валу приурочені та-

кож такі структури, як Північно-Волвенківська, Співаківська та Дробишівська, з якими пов'язані родовища.

1982 р. на Святогірській площі було розпочато буріння параметричної свердловини № 609 глибиною 4990 м. Свердловиною розкрито відклади мезокайнозою та палеозою і проектний горизонт – московські відклади середнього карбону. В процесі проведення випробування в експлуатаційній колоні з московських відкладів було отримано приплив газу дебітом 9 тис. м³/добу.

Протягом 2002–2004 рр. на Святогірській площі проведено детальні сейсмозвідувальні роботи МСГТ, за результатами яких у 2009 р. пробурена пошукова свердловина 10 глибиною 4150 м [4]. Свердловиною розкрито московські відклади середнього карбону, при випробуванні яких отримано промислово приплив газу дебітом 19,0 тис. м³/добу. Таким чином було відкрито Святогірське родовище. Пластиколектори стратиграфічно приурочені до горизонтів М-1н та М-2в і представлені газонасними пісковиками з пористістю від 5% до 8,5%.

Слов'янська площа

Слов'янська площа (рис. 4) знаходиться в межах Слов'янського та Краснолиманського районів Донецької області, в зоні зчленування ДДЗ з північними окраїнами Донбасу. Слов'янське підняття було виявлено ще 1959 р.

У минулі роки на Слов'янській площі здійснювалося структурно-пошукове, параметричне і власне пошукове буріння на нафту і газ. Проходка свердловин супроводжувалася осипанням їхніх стовбурів, а також іншими ускладненнями, що свідчить про складні гірничо-геологічні умови розрізу. За результатами виконаних робіт встановлено прямі ознаки нафтогазоносності Слов'янської площі. Розглянемо найхарактерніші з них.

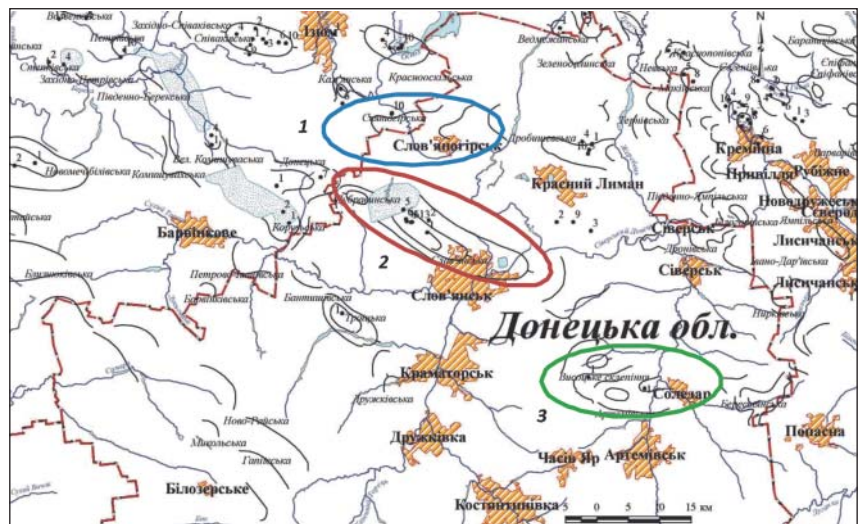


Рис. 4. Оглядова карта Святогірської (1), Слов'янської (2) та Артемівської (3) площ

Свердловина № 3 була пробурена до глибини 3908 м – московські відклади середнього карбону. В ході випробування у процесі буріння за допомогою випробувача пластів з московських відкладів одержано слабкий приплив газу. В подальшому у розрізі свердловини за промислово-геофізичними даними виділено низку пластів-колекторів у відкладах верхнього карбону. В процесі їх випробування в експлуатаційній колоні одержано приплив газу дебітом 3,8 тис. м³/добу.

Пошукова свердловина № 4, розташована в 700 м на захід від св. № 3, пробурена в аналогічних структурних умовах. За глибини вибою 3021 м св. № 4 розкрила покрівлю московських відкладів, з яких у відкритому стволі отримано незначний приплив газу з пластовою водою. З відкладів верхнього карбону (випробовувались стаціонарно) отримано непромислові припливи газу. Слабкий приплив газу було отримано також з відкладів верхнього карбону за результатами буріння свердловини № 5.

У кінці 1980-х років на Слов'янській площі проводилось будівництво параметричної свердловини № 613 проектною глибиною 5900 м. У інтервалі залягання башкирських відкладів середнього карбону спостерігалось підвищення газопоказів до 80% відносно фонових значень, по комплексу ГДС деякі інтервали інтерпретувались як можливо газонасні. На жаль, у зв'язку зі складними гірничо-геологічними умовами свердловину до проектною глибини не добурено.

Артемівська площа

Артемівська площа (рис. 4) знаходиться на території Артемівського району Донецької області, в межах Бахмутської улоговини, в північно-східній частині ДДЗ.

Протягом 2003–2005 рр. тут була пробурена параметрична свердловина Артемівська-1 проектною глибиною 4500 м, яка розкрила московські відклади середнього карбону.

Після завершення буріння в свердловині проведено стаціонарне випробування 7 об'єктів у інтервалі залягання московських відкладів середнього карбону. З усіх об'єктів крім одного отримано непромислові припливи газу. Зокрема, при випробуванні 5-го об'єкта в інтервалі 3690–3676 м приплив газу становив 0,4 тис. м³/добу, а максимальні тиски: трубний – 124 атм., затрубний – 74 атм. У зв'язку з тим, що в результаті випробування свердловини промислового припливу вуглеводнів не отримано, вона була ліквідована [4].

Висновки

Таким чином, у результаті проведеного комплексу геолого-геофізичних робіт і буріння свердловин на Святогірській, Слов'янській і Артемівській площах

отримано прямі ознаки нафтогазоносності південно-східної частини ДДЗ. Ця територія раніше розглядалася як малоперспективна, оскільки вважалося, що в її межах з глибиною та у напрямі Донбасу ступінь ка-тагенетичних перетворень порід зростає. Такий висновок перешкодив розвитку ідей щодо перспективності пошукових робіт на нафту і газ. Однак про перспективність вказаної території та необхідність продовження ГРР у цій зоні свідчить факт отримання прямих ознак нафтогазоносності та відкриття Святогірського родовища.

Зазначимо, що однією з можливих причин відсутності промислового припливу вуглеводнів на Слов'янському піднятті слід вважати складні гірничо-геологічні умови, які спричинили аварії на свердловинах у процесі буріння. Слід зазначити також, що, попри суттєві обсяги буріння на Слов'янській площі, геологічна будова та перспективи нафтогазоносності значного стратиграфічного діапазону тут залишилися нез'ясованими. Наявність складних гірничо-геологічних умов, а також колекторські властивості встановлених потенційно продуктивних горизонтів середнього та верхнього карбону вимагатимуть відповідних конструкцій свердловин та певних бурових розчинів для якісного первинного розкриття пластів-колекторів.

На сучасній стадії геологічного вивчення вуглеводневий потенціал південно-східної частини ДДЗ можна попередньо оцінити в межах від 44 до 75 млн т умовного палива, що дає підстави рекомендувати продовження геологорозвідувальних робіт на цій території.

1. Атлас родовищ нафти і газу; За загальною редакцією М.М. Іванюти, В.О. Федішина та ін. – Львів, 1998. – Т. 1. – С. 52.

2. Гаркаленко І.А., Бородулин М.И., Михалев А.К. О переходной зоне между Днепровско-Донецкой впадиной и Донецким складчатым сооружением // Геологический журнал. – 1971. – Т. 31. – № 4. – С. 92–98.

3. Гипсометрия фундамента Днепровско-Донецкой впадины / Чирвинская М.В., Андреева Р.И., Турчаненко Н.Т. и др. // Бюлл. НТИ Мингеологии СССР. Сер. Региональная разведочная и промышленная геофизика. – 1969. – № 20. – С. 60–62.

4. Дудніков М.С. Перспективи нафтогазоносності Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини. – К.: Вісник КНУТШ, 2012. – Вип. 58. – С. 36–40.

5. Евдошук Н.И., Омельченко В.Д., Галко Т.Н. Геотектоника и перспективы нефтегазоносности Донбасса. – К.: УкрДГРІ, 2002. – 71 с.

6. Перспективы и направления поисков залежей нефти и газа в Бахмутской и Кальмиус-Торецкой котловинах / Разницын В.А., Иваншин В.А., Джамалова Х.Ф. и др. // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений – М., 1981. – С. 7.

7. Попов В.С. Донецкий бассейн: Тектоника. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: В 12 т. – М: Госгеолтехиздат, 1963. – Т. 1. – С. 103–151.