

## ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩЕННЯ ВИДОБУВАННЯ ФЛЮЇДІВ З ПІЩАНО-ГЛИНИСТИХ ТОВЩ У МЕЖАХ ПЕРЕДКАРАТСЬКОГО ТА ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНІВ

А. А. Локтєв<sup>1</sup>, А. В. Локтєв<sup>1</sup>, А. В. Грицанчук<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ТОВ «Інститут Геології», 04114, Київ, вул. Дубровицька, 28,  
e-mail: [insgeo.ua@gmail.com](mailto:insgeo.ua@gmail.com)

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: [andrii.hrytsanchuk@gmail.com](mailto:andrii.hrytsanchuk@gmail.com)

Досвід геологічного вивчення Передкарпатського та Закарпатського прогинів вказує на те, що основними товщами порід-колекторів, що вміщують пластові флюїди, зокрема газ та пластові води, слугують піщані товщі. Саме тому необхідно переглянути результати, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ, зокрема в розрізі піщано-глинистих товщ як Зовнішньої зони Передкарпатського, так і Закарпатського прогинів. При проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у піщано-глинистих товщах неогену в минулому не було випробувано багато перспективних, в т.ч. на газ, об'єктів. У піщано-глинистих товщах піщанистість глин довший час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті глинисті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід. У результаті цього було пропущено багато промислових газоносних горизонтів у таких пачках. Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю. Було встановлено, що найкраще визначати критерій диференціації піщанистої фракції в піщано-глинистій пачці шляхом ретельного дослідження шлама, а також слід застосовувати досліджування на (псамітовість) пісковитість проби промивної рідини, що виходить зі свердловини на поверхню. При плануванні пошуків, розвідки і видобування газу, так і вод теплоенергетичних з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанистості, а й пісковитості порід. Так як товщина таких горизонтів, зазвичай, є незначною, слід застосовувати похило скероване буріння свердловин для отримання максимальних припливів флюїдів.

Ключові слова: газ; пропущені поклади; піщанистість; води теплоенергетичні; похило скероване буріння.

*The experience of geological studies of the Precarpathian and Transcarpathian depressions indicates that the main reservoir rocks containing reservoir fluids, including gas and reservoir waters, are sand formations. Therefore, it is necessary to review the results obtained during exploration and prospecting works for gas, including within the sand-clay formations of both the Outer zone of Precarpathian and Transcarpathian depressions. In the past, many prospective gas objects were not tested in the Neogene sand-clay formations during exploration and prospecting works for gas. In the sand-clay formations, the sandiness of clays has long been considered as the ratio of the sum of all sandy layers to its total thickness. However, there are also numerous intervals between sandy layers in clay deposits, which represent thinly layered clay packages with dispersed psammitic fraction in various percentage ratios. Petrophysical parameters of these packages almost do not differ from enclosing clay rocks. As a result, many commercial gas-bearing horizons in such packages were missed. The main criterion for the gas potential of thinly layered sand-clay packages is the presence of differentiation of the psammitic fraction, which we have named sandiness. It has been established that the determination of the criterion of differentiation of the sandy fraction in the sand-clay package is best carried out by carefully studying the sludge and by applying research on the sandiness of the drilling fluid sample exiting the wellbore to the surface. When planning exploration, prospecting, and production of both gas and thermal water from Neogene deposits of the Outer zone of Precarpathian and Transcarpathian depressions by drilling horizontal wells, it is necessary to take into account not only the criterion of sandiness but also the sandiness of rocks. Since the thickness of such horizons is usually insignificant, inclined drilling of wells should be applied to obtain maximum fluid influxes. The application of these approaches will allow for the expansion of the hydrocarbon resource base and can also be applied to thermal water energy resources.*

Keywords: gas; missed deposits; sandiness; thermal water energy resources; directional drilling.

## Вступ

Зростання попиту на власні енергоносії, зокрема, через агресію росії, змушує дослідників шукати особливі підходи для виявлення енергоресурсів, зокрема, природного газу та теплоенергетичних вод, у т.ч. у піщано-глинистих товщах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів.

Досвід геологічного вивчення Передкарпатського та Закарпатського прогинів вказує на те, що основними товщами порід-колекторів, що вміщують пластові флюїди (зокрема газ та пластові води) слугують піщані товщі. Тим не менше, не зважаючи на те, що глинисті породи зазвичай слугують флюїдоупорами, в багатьох нафтогазоносних регіонах світу в них відкрито поклади вуглеводнів, а також отримано припливи пластових вод промислового значення. Як приклад можемо казати піщано-глинисті товщі олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, товщі глини майкопського віку в межах Скіфської плити тощо.

Вирішення проблеми енергетичної незалежності та забезпечення власних потреб України у природному газі, а також в тепловій енергії, яка в нашій державі, в основному, генерується шляхом спалювання газу та твердого палива, є вкрай актуальною задачею перед науковцями. Саме тому необхідно переглянути результати, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ, зокрема, в розрізі піщано-глинистих товщ як Зовнішньої зони Передкарпатського, так і Закарпатського прогинів.

Дані дослідження сприятимуть можливості збільшення видобутку мінерально-ресурсної бази вуглеводнів, а також розвитку галузі видобування та подальшого застосування пластових вод у якості теплоенергетичних.

## Аналіз досліджень і публікацій та невіршених раніше частин загальної проблеми

Вивченням та встановленням особливостей геологічної будови, газоносності та водоносності при проведенні пошуків, розвідки і дорозвідки продуктивних об'єктів у піщано-глинистих товщах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів займалися В.І. Антіпов, М.Й. Петрашкевич, П.Ю. Лозиняк, М.Р. Ладиженський, В.М. Утробін, В.В. Глушко, С.С. Круглов, І.Б. Вишняков, А.М. Палій, Г.П. Федорович, В.І. Юшкевич, І.В. Леськів, В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх, О.М. Снарський, Б.Й. Маєвський, О.О. Орлов, Д.Д. Федоришин, Ю.З. Крупський, В.О. Федішин та інші дослідники.

Д.Д. Глагола [1] займався вивченням можливості виділення ефективних товщин порід-колекторів і оцінки їх нафтогазоносності у тонкошаруватому розрізі неогену під час удосконалення методики обробки та інтерпретації радіоактивних та інших методів, які входять до раціонального комплексу геофізичних досліджень свердловин для даного регіону. До цього часу ці питання при проведенні геофізичних досліджень у тонкошаруватих піщано-глинистих розрізах порід повністю ще не вирішені. Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати, а також віддавати флюїди, в тому числі і газ, вказували В.В. Глушко і С.С. Круглов [2].

Науковці-дослідники [3] у розрізі піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину робили спробу встановити закономірності розподілу піщаних порід-колекторів, проте в результатах досліджень підвищені значення вмісту псамітових фракцій у піщано-глинистих розрізах дашавської світи враховано не було. Цими ж дослідниками у розрізі піщано-глинистої товщі виділяються інтервали аномальної піщанистості, які, згідно з їх висновками, характеризуються великою кількістю пластів пісковиків, з якими пов'язані поклади газу. При цьому глинисті пласти і прошарки з підвищеними значеннями псамітовості, що знаходяться між верствами пісковиків, не досліджувались, незважаючи на те, що саме глинистими пластами порід і характеризується найбільша частина розрізів свердловин, що пробурені на той час.

Значну увагу проблемі закономірного розподілу газових покладів у піщано-глинистій товщі неогену приділяли дослідники І.В. Леськів, В.М. Щерба [4], В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх [5]. Вони вказували, що піщанистість розрізу характеризує піщано-глинисту товщу неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину не повною мірою, і до деякого ступеня умовно. М.М. Іванова [6], наголошувала, що основним критерієм оцінки піщанистості піщано-глинистого розрізу є коефіцієнт піщанистості, який є відношенням суми товщин всіх прошарків піщаників до загальної товщини відкладів.

Ю.З. Крупський у роботі [7] також приділив увагу тонкошаруватим породам-колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід майже завжди можуть бути прошарки піщаних порід, в яких можна очікувати ная-

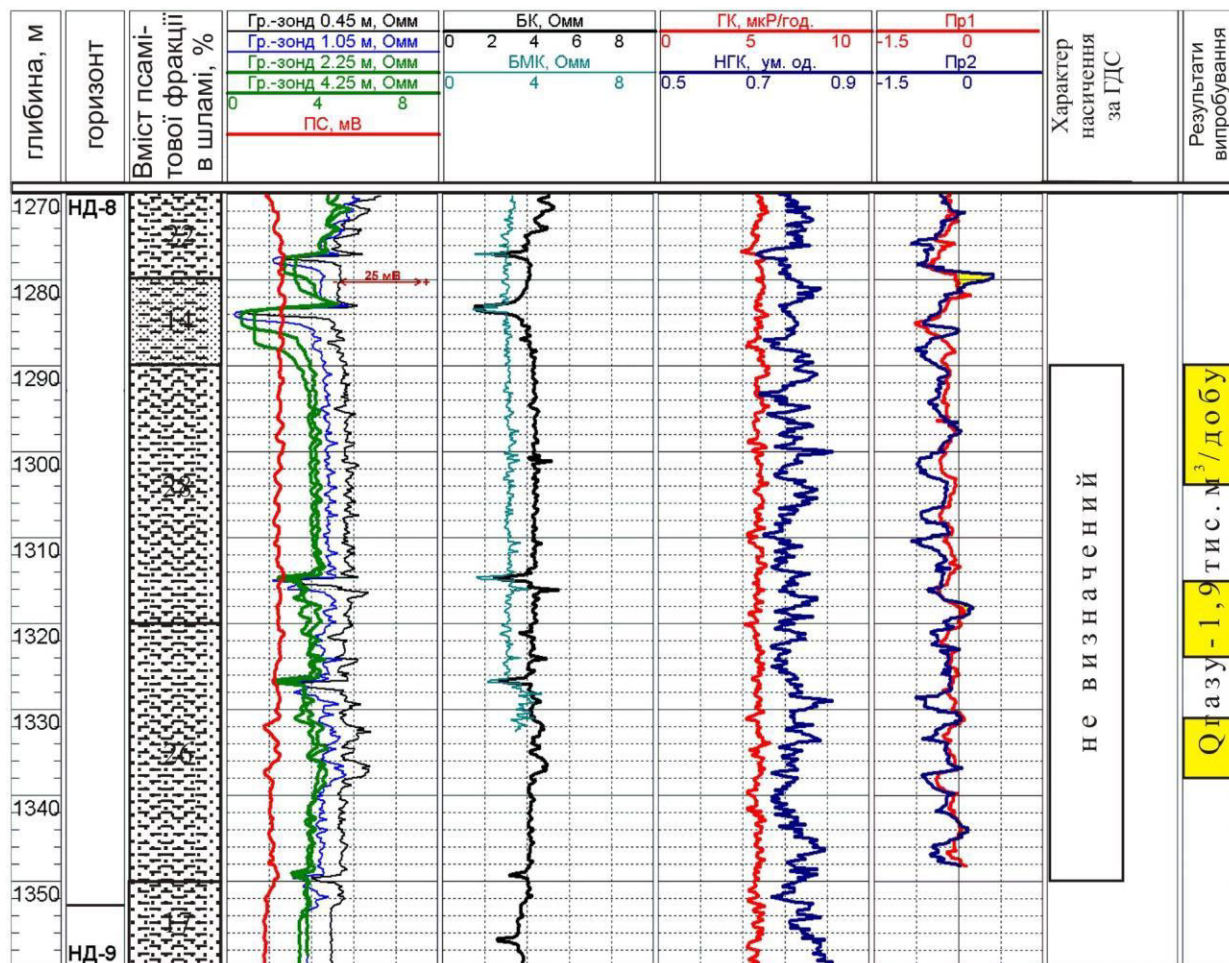


Рисунок 1 – Фрагмент зведеної літолого-геофізичної діаграми ГДС горизонту НД-8-9

вність мікропокладів газу. З цим треба погодитись, оскільки це підтверджується результатами досліджень на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

В.О. Федішин [8] вказав на актуальність проблеми низькопористих, низькопроникних порід-колекторів передусім для газових покладів і виключно через те, що вуглеводневий газ істотно рухоміший за нафту, а різниця в розмірі та будові молекул дає йому можливість переміщатися пластом крізь пори значно меншого діаметра.

#### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Отже, при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у піщано-глинистих товщах неогену в минулому не було випробувано багато перспективних, в т.ч. на газ, об'єктів. Для підтвердження вказаного можна навести як приклад Хідновицької площі, на якій під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини № 139 в інтервалі 1250 – 1350 м були відмічені

газопрояви. З метою більш повної оцінки перспектив газонасності нижчезалегаючих горизонтів піщано-глинистої товщі неогену та повного розкриття горизонту НД-9 свердловина була поглиблена до глибини 1370 м (рис. 1). У результаті випробування перспективних об'єктів була підтверджена промислова газонасність горизонтів НД-9, НД-8 і ВД-14, продуктивність яких на цій площі раніше не була встановлена [9].

Головним пошуковим критерієм при веденні пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського та Закарпатського прогинів прогину, як правило, довгий час був показник наявності антиклінальних структур, а також флюїдоупорів та порід-колекторів. Вказаний підхід до оцінки перспектив нафтогазонасності значною мірою вичерпав себе. До того ж, у глинах неогену, що являють собою монотонну товщу, дуже важко виділити шари порід, які можуть бути породами-колекторами для вуглеводнів, і шари порід,

що грають роль порід покришок. Але, як показали результати бурових робіт, в останні роки відклади піщано-глинистої товщі неогену володіють ще чималими ресурсами щодо відкриття нових покладів вуглеводнів.

У зв'язку із вищенаведеним для вирішення проблеми дорозвідки піщано-глинистих товщ на промислову продуктивність слід використовувати новий підхід, який би базувався не тільки на вивченні загальноприйнятих ознак (наявність сприятливих для накопичення вуглеводнів структурних форм, порід-колекторів, покришок), але й включав би нові критерії перспективності безпосередньо в розрізах пробурених свердловин [10].

Слід згадати, що в тортон-сарматських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, у південно-західній її частині, відомі поклади бурого вугілля загальним простяганням майже 130 км при ширині 15-20 км. Крім цього, в тортон-сарматських відкладах всюди зустрічаються скам'янілі рослинні залишки [11, 18]. При проведенні досліджень фахівцями Івано-Франківського інституту нафти і газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину було підраховано, що тортон-сарматські відклади мають таку об'ємну величину, що можуть забезпечити формування метану з запасами 12 трлн м<sup>3</sup>. Це більше, ніж встановлені запаси газу на той час у відкритих газових родовищах Передкарпатського прогину в традиційних піщаних породах-колекторах [12]. Був зроблений висновок, що решта залишкових запасів газу сконцентрована в тортон-сарматських сланцюватих глинах та аргілітах, які на момент досліджень ще не розглядалися як можливі нетрадиційні резервуари для газу. Слід відмітити, що тортон-сарматський комплекс осадових порід Зовнішньої зони може бути віднесений до газо- і газоконденсатпродукуючих порід, який вміщує органічні речовини [13].

Як видно на рис. 2, на карті розподілу теплового потоку на території Західної України спостерігаються підвищенні його значення, що може зумовлювати підвищення інтенсивності для розкладання органічної речовини та метаморфічних перетворень бітумів з виділенням горючого газу. Також, величина інтенсивності теплового потоку прямо корелюється з прогрітністю надр, а отже, з пошуковим критерієм виявлення пластових вод, що можуть характеризуватись як теплоенергетичні.

При проведенні науково-дослідних робіт в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу [17] стосовно виявлення причин пропуску продуктивних гори-

зонтів газу в піщано-глинистій товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові припливи флюїдів можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних порід-колекторів, а в певних умовах, і з глинистих порід [2,11].

Справа в тому, що у піщано-глинистих товщах піщанистість глин довший час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Піщані пласти і їх перспективність на газ в розрізах піщано-глинистих товщ добре діагностуються методами ГДС, за результатами чого в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було відкрито багато газоносних горизонтів, саме у монолітних шарах пісковиків. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті глинисті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки за існуючими методами ГДС виділяються з великими труднощами. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід. У результаті цього пропущено багато промислових газоносних горизонтів у таких пачках.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність у них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю, на відміну від піщанистісті, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що критерію диференціації піщанистісті фракції в піщано-глинистій пачці найкраще визначати шляхом ретельного дослідження шламу, оскільки він постійно виноситься на поверхню у процесі буріння свердловин, і його можна досліджувати по всьому розрізу на відміну від керну. При розмиві піщано-глинистих порід у процесі буріння слід застосовувати досліджування на (псамітовість) пісковитість проби промивальної рідини, що виходить з свердловини на поверхню [10,12,14,15].

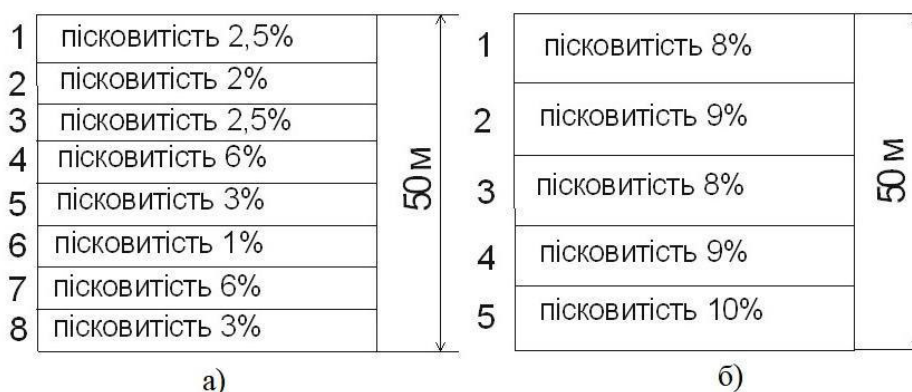
Формування покладів флюїдів у окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється за наступною схемою: там, де пісковитість вища в пластах і прошарках, останні набувають властивості природних резервуарів, так як ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарки з підвищеною пісковитістю витискуються флюїди із вміщуючих глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення флюїдів у прошарках з відносно високою



**Рисунок 2 – Карта інтенсивності теплового потоку Західної України (за В.В. Гордієнко)**

пісковитістю. За сприятливих структурних умов або наявності лінз, виклинювання пластів тощо у таких шарах і прошарках формуються газоносні горизонти. У них, як правило, присутні підшовні води. Такі газоносні тонкошаруваті пачки, у яких, крім вуглеводневого накопичення, є пластові води, отримали в науковій літературі образну назву «листового пирога». Саме тому, експлуатація даних горизонтів у піщано-глинистих товщах вимагає особливого

підходу. Він полягає у виявленні не тільки піщаності, а також, обов'язково, ступеня дисперсно-розсіяних псамітів в окремих прошарках тонкошаруватих пачок глинистих товщ, тобто пісковитості. Шляхом вивчення тонкошаруватих пачок у піщано-глинистій товщі неогену Передкарпаття на даний час у розрізах старих промислових площ було виділено понад 150 перспективних на газ об'єктів [13].



а) – середнє значення пісковитості 3,2%, завдяки її диференціації, прошарки 4 і 7 можуть бути природними резервуарами; б) – середнє значення пісковитості 8,9%, але її диференціація дуже мала, і тому природних резервуарів у цій пачці, сприятливих для вбирання в себе флюїдів із вміщуючих порід з послідовною диференціацією за густиною і формування газових покладів, тут немає

**Рисунок 3 – Теоретична модель впливу пісковитості в тонкошаруватих пачках піщано-глинистих товщ на можливість знаходження в них умов для вуглеводневого накопичення**

При плануванні пошуків, розвідки і видобування як газу, так і вод теплоенергетичних з неогенових відкладів Передкарпатського та Закарпатського прогинів шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщаності, а й пісковитості порід. На рис. 3 наводиться теоретична модель формування флюїдовміщуючих горизонтів, що характеризуються підвищеною пісковитістю.

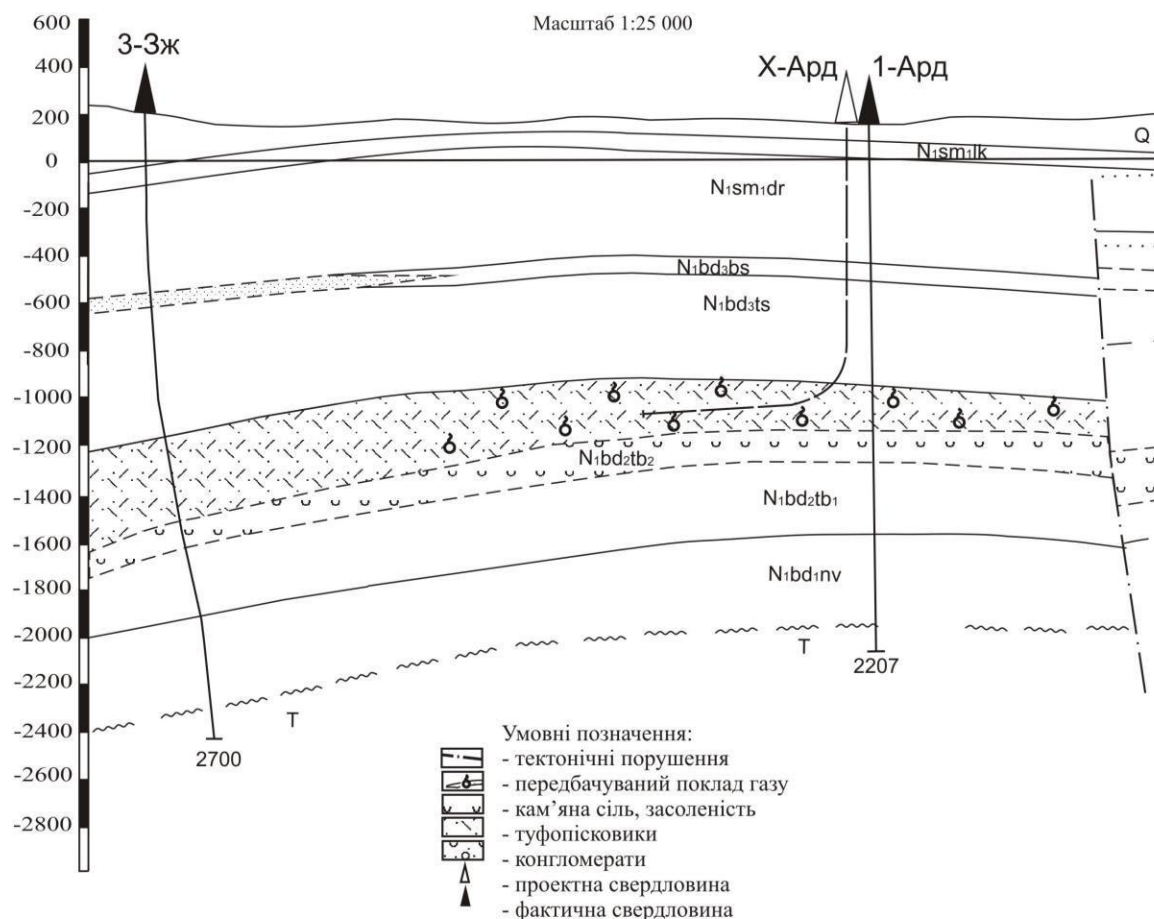
Слід відзначити, що на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину наведена вище теоретична модель газонакопичень в окремих шарах і прошарках піщано-глинистих товщ неогену знайшла підтвердження, і були відкриті нові поклади газу на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин. Прикладом можуть служити одержані промислові припливи газу на площах Хідновичі (горизонти ВД-14 і НД-8), Макунів (горизонт ВД-14), Дашава-Кадобно (горизонт НД-3) та інші [10,14].

Для підтвердження теоретичної моделі газонакопичень в окремих шарах і прошарках при застосуванні буріння горизонтальних свердловин у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогину теж можуть бути одержані набагато більші припливи газу, а також пластових вод теплоенергетичних, у порівнянні з бурінням вертикальних свердловин. Тому доцільно проводити як повний спектр ГДС, так і геолого-геохімічні дослідження для вибору перспективних ділянок.

Буріння похило-спрямованих свердловин набули широкого розповсюдження у розрізах

нафтогазових родовищ у різних нафтогазоносних провінціях, завдяки підвищенню продуктивності свердловин і нафтогазоконденсатовилучення. У відповідних геологічних умовах буріння (пласти малої товщини, низької проникності за рахунок збільшення поверхні фільтрації, з вертикальною тріщинуватістю, з підшовною водою і т. ін.) горизонтальні свердловини забезпечують економічну доцільність і рентабельність при розвідці і експлуатації родовищ. Світовий і вітчизняний досвід проводки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порід-колекторів, а в деяких випадках перевести умовно балансові та позабалансові запаси вуглеводнів у балансові: зокрема, темпи відбору ВВ з горизонтальних свердловин у порівнянні із вертикальними підвищуються в 3–5 раз, збільшуються дебіти, скорочуються терміни розробки як на старих, так і на нових площах. Перевагою горизонтальних свердловин є те, що вони можуть буритись з доступного району під площу з гірським рельєфом, міськими спорудами і в умовах необхідності збереження екології території під руслами річок та озер. Довжина горизонтальної частини у більшості випадків знаходиться в межах 200-500 м, існує і багато прикладів довших горизонтальних стовбурів – 800-1000 м.

Розглянемо, як приклад, розрізи Арданівської площі (рис. 4), яка розташована в межах Закарпатського прогину та Буцівського газового родовища (рис. 5), розташованого в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.



**Рис. 4 – Геологічний розріз Арданівської площі**  
(склали А.В. Локтєв, Р.П. Русиняк)

Арданівська площа розташована в межах Чоп-Мукачівської западини, на південний схід від Русько-Комарівського газового родовища, де пробурені свердловини № 1-Арданівська і № 3-Залузька. В товщі неогенових відкладів інтервал залягання солотвинської світи за даними промислово-геофізичних досліджень є найбільш перспективним та характеризується підвищеною якістю колекторських властивостей за результатами ГДС. Пропонується провести буріння свердловини Х-Арданівська, з її викривленням, починаючи з глибини 900 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

За електрокаротажними характеристиками відклади солотвинської світи відрізняються від підстилаючих (верхньотереблянських) більш вираженою диференціацією кривих позірною опорю від 2-5 Омм до 8-12 Омм. Туфо-піщані горизонти відбиваються за характерним різким змищенням кривих потенціалу в бік від'ємних значень і питомими опорями до 3 Омм.

Розглянемо, як приклад, розріз Буцівської площі, яка розташована в межах Крукеницької западини Зовнішньої зони, на північний схід від Хідновицького газового родовища, де пробурили дві свердловини 2-Буцівська та 7-Буцівська у товщі неогену, які досягли глибин 2650 та 2700 м відповідно (рис. 6). За даними геофізичних досліджень в розрізах цих свердловин горизонт НД-12 є найбільш перспективним. Літологічно представлений газонасиченими алевролітами з товщинами пластів до 100 м з  $K_p$  6-11% та рівнем питомого електричного опорю пластів 2,6-3,2 Омм. При випробуванні в експлуатаційній колоні отримано незначний приплив газу. Пропонується провести експериментальне буріння свердловини Х-Буцівська, з її викривленням, починаючи з глибини 1850 м з подальшим бурінням у горизонтальному напрямку на відстань 200 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

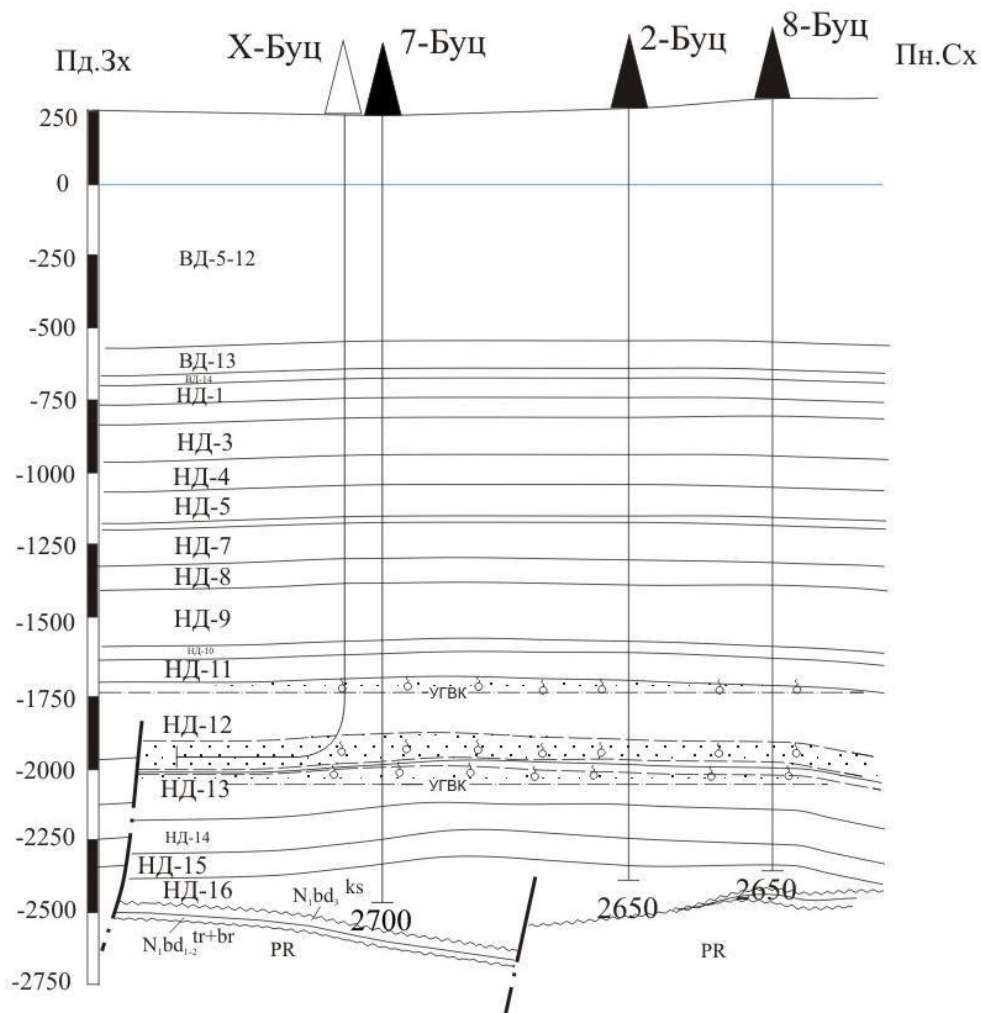
Досвід буріння свердловин свідчить, що продуктивність похило-спрямованої свердловини залежить від її довжини. Практично оптимальна довжина – в межах 400–500 м.

# Буцівське газове родовище

## Геологічний профіль

Масштаб г. 1 : 50 000

в. 1 : 25 000



### Умовні позначення:







-  -стратиграфічні границі
-  -стратиграфічні границі неузгодженого залягання
-  - тектонічне порушення
-  -поклади газу передбачувані
-  -пробурені свердловини
-  -проектні свердловини

Рис. 5 Геологічний розріз Буцівської площі  
(склали Локтев А.В., Русиняк Р.П.)



Що стосується технологічного комплексу робіт при бурінні горизонтальних свердловин, то тут особливу увагу слід приділити типу бурових розчинів, здатних попередити ускладнення при бурінні на задану довжину. Це можливо тільки на базі накопичення достатнього досвіду і спеціальних науково-дослідних робіт.

Результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових родовищ України може дати значний економічний ефект.

У разі успішності отримання промислових припливів флюїдів можна буде розглянути проведення аналогічних робіт у неогеновій товщі порід на інших площах Зовнішньої зони Передкарпатського та Закарпатського прогинів.

### Висновки

Настає час кардинально переглянути ставлення до флюїдовміщуючих товщ у межах Передкарпатського та Закарпатського прогинів. В даних тектонічних зонах саме піщано-глинисті товщі з підвищеним вмістом піщаності є резервуарами для значної кількості газонасних горизонтів, з якими може бути пов'язані перспективи збільшення видобування газу. Так як піщано-глинисті товщі тонкоритмічні слід застосовувати буріння похило-скерованих свердловин для більшої ефективності віддачі флюїдів. Такий же підхід може бути застосований для освоєння покладів пластових вод, які характеризуються теплоенергетичними властивостями. Докладаючи максимальних зусиль з нарощення енергетичної безпеки Україна зможе подолати енергодефіцит, викликаний агресією росії.

### Література

1. Глагола Д.Д. Рациональный комплекс и геологическая эффективность методов промышленной геофизики в Карпатской нефтегазонасной провинции: автор. дис. канд. геол.-минер. наук. Ивано-Франківськ: ІФИНГ, 1972. 27 с.

2. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубоководных горизонтах Украинских Карпат. Киев: Наук. думка, 1977. С. 83-84.

3. Вишняков И.Б., Палий А.М., Федорович Г.П., Утробин В.Н., Юшкевич В.И. Схема корреляции и унифицированная синонимика газонасных горизонтов сармата Бильче-Волицкой зоны. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1979. № 3. С. 6-9.

4. Леськів І.В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. Київ: Наук. думка, 1979. С. 11-12.

5. Щерба В.М., Павлюх Й.С., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. Київ: Наук. думка, 1987. 147 с.

6. Иванова М.М. Нефтегазопромышленная геология: Терминологический справочник. М.: Недра, 1983. С. 17-18.

7. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: Міністерство природних ресурсів. Державне геологічне підприємство "Західукргеологія", 2001. 144 с.

8. Федисин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: автор. дис. д-ра геол. наук. 04.00.17 – Львів: Від. Укр. держ. геол.-розв. ін.-ту, 2003. – 41 с.

9. Орлов О.О., Локтев А.В. Перспективні ділянки по виявленню нових газових горизонтів на Хідновицькому родовищі. *Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту*. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. С. 72.

10. Патент на корисну модель G01v3/00 Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості / Орлов О.О., Пилипів В.В., Локтев А.В. та ін. Київ: Укрпатент, 2005, бюл. № 8. 4 с.

11. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / Под ред. В.В. Глушко и С.С. Круглова. М.: Недра, 1971. 343 с.

12. Снарский А.Н., Маевский Б.И., Орлов А.А. Рассеяное органическое вещество как возможный источник газа в тортонсарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба. *Материалы респ. н.-т. конференции*. (Ивано-Франковск, 6-8 октября). Ивано-Франковск, 1970. С. 20-22.

13. Орлов О.О. Формування газових покладів в тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Матеріали 8-ої міжнародної н.-пр. конференції "Нафта і Газ України-2004"*, 29.09-01.10.2004 / Орлов О.О., Локтев А.В., Трубенко О.М. та ін. Судак: УНГА, 2004. С. 215-218.

14. Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: автор. дис. канд. геол. наук. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. 23 с.

15. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтев А.В. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. С. 33-52.

16. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. Т.3: Вертикальне та скероване буріння. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. 294 с.

17. Локтев А.В. Перспективи видобування газу горизонтальними свердловинами в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Вісник Харківського національного університету ім. Н. Каразіна. Серія: Геологія-географія-екологія*. 2013. Вип. 1049. С. 24-27.

18. Локтев А.В. Перспективи видобування газу з порід-колекторів піщано-глинистої товщі неогену Закарпатського прогину. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2013. Вип. 1(34). С.36-43.

### References

1. Glagola D.D. Ratsionalnyiyy kompleks i geologicheskaya effektivnost metodov promyislovyoy geofiziki v Karpatskoy neftegazonosnoy provintsii: avtor. dis. kand. geol.-miner. nauk. Ivano-Frankivsk: IFING, 1972. 27 p. [in Russian]

2. Glushko V.V., Kruglov S.S. Obosnovanie napravleniy poiskov nefiti i gaza v glubokozalegayuschih gorizontah Ukrainskih Karpat. Kiev: Nauk. dumka, 1977. P. 83-84. [in Russian]

3. Vishnyakov I.B., Paliy A.M., Fedorovich G.P., Utrobin V.N., Yushkevich V.I. Shema korrelyatsii i unifikirovannaya sinonimika gazonosnyih gorizontov sarmata Bilche-Volitskoy zonyi. *Neftyanaya i gazovaya promyishlennost*. 1979. No 3. P. 6-9. [in Russian]

4. Leskiv I.V. Shcherba V.M. Heolohofizichni doslidzhennia pry rozshukakh hazu v Peredkarpatskomu prohyni. Kyiv: Nauk. dumka, 1979. P. 11-12. [in Ukrainian]

5. Scherba V.M., Pavlyuh Y.S., Scherba A.S. Gazovyye mestorozhdeniya Predkarpatsya. Kyiv: Nauk. dumka, 1987. 147 p. [in Russian]

6. Ivanova M.M. Neftegazopromyislovaya geologiya: Terminologicheskii spravochnik. M.: Nedra, 1983. P. 17-18. [in Russian]

7. Krupskiy Yu.Z. Heodynamichni umovy formuvannia i naftohazonosnist Karpatskoho ta Volyno-Podilskoho rehioniv Ukrainy. Kyiv: Ministerstvo pryrodnykh resursiv. Derzhavne heolohichne pidpriemstvo "Zakhidukrheolohiia", 2001. 144 p. [in Ukrainian]

8. Fedyshyn V.O. Naukovi zasady otsiniuvannia nyzkoporystykh kolektoriv vuhlevodnevoho hazu: avtor. dys. d-ra heol. nauk. 04.00.17. Lviv: Vid. Ukr. derzh. heol.-rozv. in.-tu, 2003. 41 p. [in Ukrainian]

9. Orlov O.O., Loktiev A.V. Perspektyvni dilianky po vyjavlenniu novykh hazovykh

horyzontiv na Khidnovytskomu rodovyschi. *Tezy naukovo-tekhnichnoi konf. prof.-vykl. skladu un-tu*. Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, 1997. P. 72. [in Ukrainian]

10. Patent na korysnu model G01v3/00: Sposib vyznachennia perspektyvnykh na naftu i haz kolektoriv u pishchano-hlynystykh tovshchakh za danymy psamitovosti / Orlov O.O., Pylypiv V.V., Loktiev A.V. ta in. Kyiv: Ukrpatent, 2005, biul. No 8. 4 p. [in Ukrainian]

11. Geologicheskoe stroenie i goryuchie iskopaemye Ukrainskih Karpat; pod redaktsiyei V.V. Glushko i S.S. Kruglova. M.: Nedra, 1971. 343 p. [in Russian]

12. Snarskiy A.N., Maevskiy B.I., Orlov A.A. Rasseyanoe organicheskoe veschestvo kak vozmozhnyi istochnik gaza v torton-sarmatskikh otlozheniyah Vneshney zonyi Predkarpatskogo progiba. *Materialyi resp. n.-t. konferentsii* (Ivano-Frankovsk, 6-8 oktyabrya). Ivano-Frankovsk, 1970. P. 20-22. [in Russian]

13. Orlov O.O. Formuvannia hazovykh pokladiv v tonkosharuvatykh pachkakh pishchano-hlynystoi tovshchi neohenu Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Materialy 8-oi mizhnarodnoi n.-pr. konferentsii "Nafta i Haz Ukrainy-2004"* (29.09-01.10.2004) // Orlov O.O., Loktiev A.V., Trubenko O.M. ta in. Sudak: UNHA. 2004. P. 215-218. [in Ukrainian]

14. Loktiev A.V. Osoblyvosti dorozvidky hazovykh pokladiv u tonkosharuvatykh pishchano-hlynystykh vidkladakh neohenu Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu: avtor. dys. kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2004. 23 p. [in Ukrainian]

15. Orlov O.O., Omelchenko V.H., Loktiev A.V. Slantsevyi i vuhilnyi haz ta inshi dzherela enerhonosiiv maibutnoho. Ivano-Frankivsk: Symfoniia forte, 2012. P. 33-52. [in Ukrainian]

16. Mysliuk M.A., Rybchych I.I., Yaremiihuk R.S. Burinnia sverdlvyn. T.3: Vertykalne ta skerovane burinnia. Kyiv: Interpres LTD, 2004. 294 p. [in Ukrainian]

17. Loktiev A.V. Perspektyvy vydobuvannia hazu horyzontalnymy sverdlvynamy v neohenovykh vidkladakh Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho universytetu im. N. Karazina. Seriya: Heolohiia-heohrafiia-ekolohiia*. 2013. vyp. 1049. P.24-27. [in Ukrainian]

18. Loktiev A.V. Perspektyvy vydobuvannia hazu z porid-kolektoriv pishchano-hlynystoi tovshchi neohenu Zakarpatskoho prohynu. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*. 2013. vyp. 1(34). P. 36-43. [in Ukrainian]