

ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ З ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

А.В. Локтєв

*Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІГаз),
61010, м. Харків, Червоношкільна набережна, 20, e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net*

На даний час ріст попиту на природний газ змушує дослідників шукати особливі підходи для виявлення покладів вуглеводнів у піщано-глинистій товщі неогену Закарпатського прогину, при цьому важливо враховувати не тільки критерії піщаності, а й пісковитості порід.

У багатьох нафтогазоносних регіонах світу в глинистих породах, які можуть бути покришками, відкрито промислові поклади вуглеводнів. Як приклад, поклади нафти і газоконденсату в баженівській світі юрських відкладів Середнього Приоб'я Росії, у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, в майкопських глинах Скіфської плити, а також у тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була названа пісковитістю та визначена шляхом встановлення зміни дисперсної розсіяності псамітів за розрізами свердловин, на відміну від піщаності, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Світовий і вітчизняний досвід проводки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порід-колекторів у тонкошаруватих піщано-глинистих пачках. Пропонується як приклад провести експериментальне буріння свердловини Х-Арданівська і Х-Буштинська з їх викривленням, починаючи з глибини 900 м і 400 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку, на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з подальшим застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

Результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових площ України може дати значний економічний ефект. Це можливо тільки внаслідок накопичення достатнього досвіду і проведення спеціальних науково-дослідних робіт.

Ключові слова: пісковитість, фракції, псаміти.

На сегодня возрастающее потребление природного газа вынуждает исследователей искать особенные подходы к выявлению залежей углеводородов в песчано-глинистых толщах неогена Закарпатского прогиба, при этом важно учитывать не только критерии песчаности, но и песковатости пород.

В многочисленных нефтегазоносных регионах мира в глинистых породах, которые могут быть покришками, выявлены промышленные залежи углеводородов. Например, залежи нефти и газоконденсата в баженовской свите юрских отложений Среднего Приобья России, в песчано-глинистых толщах олигоцена нефтегазоносного бассейна Средней и Верхней Магдалены Колумбии, в майкопских глинах Скифской плиты, а также в тонкослоистой песчано-глинистой толще неогена Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

Главным критерием перспектив газоносности тонкослоистых песчано-глинистых пачек считается наличие в них дифференциации псамитовой фракции, которая была названа песковатостью и установлена путём определения изменения дисперсной рассеяности псамитов в разрезах скважин, в отличие от песчаности, когда изучаются только монолитные песчаные шари. Мировой и отечественный опыт бурения горизонтальных скважин говорит о том, что их внедрение позволит значительно улучшить технологические показатели разработки низкопроницаемых пород-коллекторов в тонкослоистых песчано-глинистых пачках. Предлагается провести экспериментальное бурение скважины Х-Ардановская и Х-Буштинская с искривлением, начиная с глубины 900 м и 400 м, с дальнейшим бурением в горизонтальном направлении на расстоянии 250-300 м от вертикального ствола с последующим применением гидроразрыва пласта через каждые 25 м.

Результаты эксплуатации горизонтальных скважин дают основания считать, что технология разработки нефтегазовых площадей Украины может дать значительный экономический эффект. Это возможно только на базе накопления достаточного опыта и проведения специальных научно-исследовательских работ.

Ключевые слова: песковитость, фракции, псаммиты.

Increase in natural gas demand makes the researchers to look for special approaches solutions to finding out discover hydrocarbon deposits in the Neogene sediments of the Transcarpathian depression.

The commercial deposits of hydrocarbons have been discovered in a lot of oil and gas bearing regions of the world which can be in the form cap rocks. As an example of it there are oil and gas condensate deposits in Bazhenovsk suite of Jurassic sediments of Middle Priobye in Russia, in the sand-clay Oligocene thicknesses of Middle and Upper Magdalena basin in Columbia, in Maikop sediments of Skif platform and also in laminated sand – clay piles of the Outer zone of the Carpathian Foredeep in Ukraine.

The main criterion of oil & gas bearing perspectives is the availability of psamit fraction differentiation, which was called "sandiness" and figured out by determining the change of the psamit disperse scattering according to the well cross-section on the contrary to the "sandanity" when only monolith sand layers are been studied. Domestic and world experience of horizontal well drilling testifies that their application allows to substantially increase technological indices of developing low-permeable reservoir-rocks in thin-layered sand-clay piles. The experimental drilling of X-Ardanivsk and X-Bushtyno deviation wells is suggested to be carried out with the further drilling

in horizontal direction at the distance of 250 – 300m from the vertical borehole with the next application of hydrofracturing.

The results of Ukraine wells operation give us the possibility to support that the technology of oil and gas bearing areas of Ukraine can give substantial economic result. It is possible only on the basis of storing sufficient experience and special research works.

Key words: sandiness, fraction, psamites.

Вступ

На даний час ріст попиту на природний газ змушує дослідників шукати особливі підходи до виявлення покладів вуглеводнів (ВВ) у піщано-глинистій товщі неогену Закарпатського прогину. При цьому важливо враховувати не тільки критерії піщаності, а й пісковитості порід.

Всупереч загальноприйнятим поглядам про те, що глинисті породи можуть бути покришками, в багатьох нафтогазоносних регіонах світу в цих породах відкрито промислові поклади ВВ. Як приклад, можна вказати на встановлені значні запаси нафти і газоконденсату в аргілітовій товщі баженівської світи юри Середнього Приоб'я Росії, у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, в майкопських глинах Скіфської плити, а також на поклади газу у тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Тому ретельне вивчення піщано-глинистих товщ, визначення основних показників нафтогазоносності та встановлення особливостей їх дорозвідки (на приклад тонкошаруваті піщано-глинистої товщі неогенових відкладів Закарпатського прогину) є дуже важливою проблемою й для України – держави з дефіцитом власних вуглеводневих енергетичних ресурсів, які задовольняють її потреби у газі лише на 22-25%, а у нафті – на 10-12%. Слід зазначити, що вказане значною мірою впливає на загальний розвиток промисловості України. Тому геолого-промислові дослідження, що сприятимуть приросту запасів вуглеводнів та збільшенню їх видобутку на відомих родовищах нафти і газу, а також відкриттю нових скупчень вуглеводнів, мають стратегічне значення.

У зв'язку із сказаним вище, для вирішення проблеми дорозвідки піщано-глинистих товщ на промислову газоносність 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 [1,2,3,4,5,6].

Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати і віддавати флюїди (у тому числі і газ) вказували у 1977 р. В.В. Глушко і С.С. Круглов [1].

Слід відмітити, що в Закарпатському прогині відомі поклади вугілля, які залягають там у вигляді смуги, що простягається майже на

125 км у південно-східному напрямку від міста Ужгород. Пласти вугілля розміщені у відкладах верхнього тортону, середнього сармату і панон-левантину.

Як видно на рисунку 1, на карті розподілу теплового потоку на території Західної України спостерігаються підвищені його значення, що може зумовлювати підвищення інтенсивності метаморфічних перетворень бітумів з виділенням горючого газу. Крім цього, в тортон-сарматських відкладах повсюдно зустрічаються скам'янілі рослинні залишки [7].

Виклад основного матеріалу

У 2002-2004 рр. в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу під час проведення науково-дослідних робіт по темі ГМ-20 стосовно виявлення причин пропускання продуктивних горизонтів газу в піщано-глинистій товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові припливи газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних порід-колекторів, а, за певних умов, і з глинистих порід [8].

Справа в тому, що у піщано-глинистих товщах піщаність глини 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 є тонкошаруватими глинистими пачками з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки за існуючими методами ГДС виділити дуже важко. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід, у результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газоносних горизонтів.

Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференціації псамітової фракції, яка була нами названа пісковитістю, на відміну від піщаності, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що критерій диференціації піщаності фракції в піщано-глинистій пачці найкраще визначити шляхом ретельного дослідження шламу, що постійно виноситься на поверхню у процесі буріння свердловин. На відміну від керну, його можна досліджувати по всьому розрізу. При

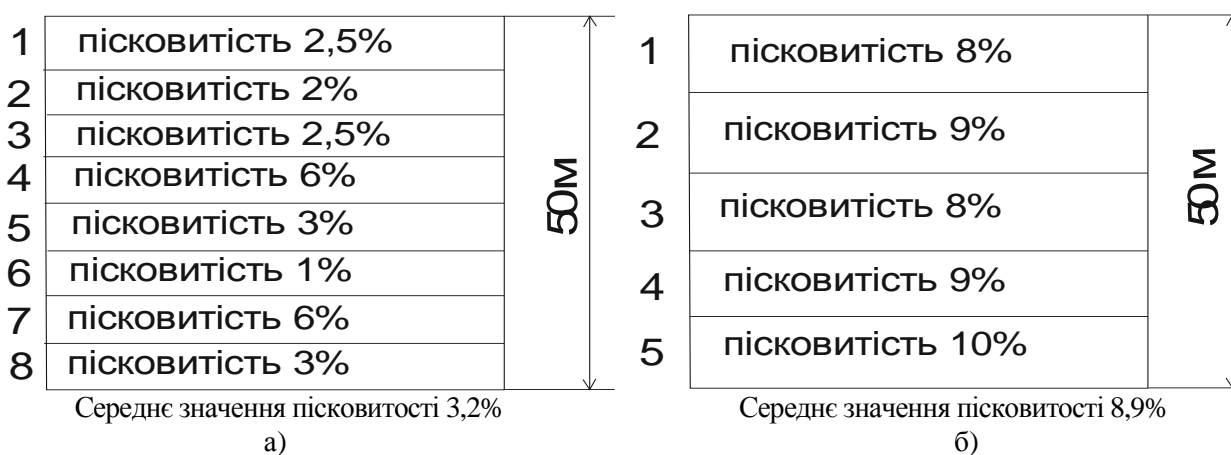


Рисунок 1 – Карта інтенсивності теплового потоку території західної України (за В.В.Гордієнко)

розмиванні піщано-глинистих порід у процесі буріння слід застосовувати досліджування на пісковитість проби промивальної рідини, що виходить з свердловини на поверхню [7, 8, 9].

Формування газових покладів в окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється за такою схемою: там, де пісковитість вища в пластах і прошарках, останні набувають властивостей природних резервуарів, так як ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарки з підвищеною пісковитістю витис-

куються флюїди із вміщуючих глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення флюїдів в прошарках з відносно високою пісковитістю. За сприятливих структурних умов або за наявності лінз, виклинювання пластів тощо у таких шарах і прошарках формуються газонасні горизонти, де, як правило, присутні підшовні води. Такі газонасні тонкошаруваті пачки, у яких, крім вуглеводневого накопичення, є пластові води, отримали в літературі образну назву «листового пирога». Саме тому, під час експлуатації газонасних горизонтів у піщано-глини-



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

стих товщах завжди із свердловини спочатку надходить чистий газ, а потім газ із водою. У зв'язку з вищенаведеним, до процесу пошуків і розвідки покладів ВВ у піщано-глинистих товщах потрібен особливий підхід. Він полягає у виявленні не тільки піщанистості, але й що важливо, 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 [9].

При плануванні пошуків, розвідки і видобування газу з неогенових відкладів Закарпатського прогину шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанистості, а й пісковитості порід. На рис. 2 наводиться теоретична модель формування газонаосних 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: на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин були відкриті нові поклади газу. 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 [9, 10].

Для підтвердження теоретичної моделі газонакопичень в окремих шарах і прошарках при застосуванні буріння горизонтальних свердловин за американською технологією в неогенових відкладах Закарпатського прогину теж можуть бути одержані набагато більші припливи газу порівняно з бурінням вертикальних свердловин. Тому в Закарпатському прогині

доцільно провести геолого-геохімічні дослідження для вибору перспективних ділянок з метою видобування газу горизонтальними свердловинами [11].

Завдяки підвищенню продуктивності свердловин і нафтогазоконденсатовилучення буріння горизонтальних свердловин широко застосовуються в розрізах нафтогазових родовищ у різних нафтогазоносних провінціях світу. 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 провідки горизонтальних свердловин свідчить про те, що їхнє застосування дозволяє помітно поліпшити технологічні показники розробки низькопроникних порідколекторів, а в деяких випадках перевести умовно балансові та позабалансові запаси ВВ 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.

Із наведених даних в таблиці 1 порівняно дебіти горизонтальних свердловин з дебітами вертикальних [12].

Як видно з таблиці 1, продуктивність горизонтальних свердловин багаторазово перевищує продуктивність вертикальних, а високі позитивні результати підтвердили технічну мож-

Таблиця 1 – Результати розкриття нафтових пластів горизонтальними свердловинами (за J.F. Giannesini), які пробурені різними зарубіжними фірмами

Місце знаходження свердловин	Компанія	Довжина горизонтальної частини стовбура, м	Результати порівняння
Мічіган (США)	«Trand-Well Oil»	76	Дебіт попередньо непродуктивної свердловини 97,5 м ³ /добу нафти і 17,2 тис. м ³ /добу газу
Юта (США)	«Skyline-Oil»	67 і 145 (два горизонтальних стовбура)	3 попередньо непродуктивних свердловин за 2 роки видобуто 13,5 тис.т нафти
Данія	«Maersk»	460-760	Початкові дебіти у 2-4 рази вищі, ніж у вертикальних свердловин
Британський сектор Північного моря	«Britich Petroleum»	565	При випробуванні одержано 955 м ³ /добу нафти (набагато вище за дебіти вертикальних свердловин)
Уїллістонський басейн (США)	«Meridian»	610-1000	Одержані дебіти 41-44 м ³ /добу нафти і 9,5 тис. м ³ /добу газу (у вертикальних свердловинах 9,5 м ³ /добу нафти і 1000 м ³ /добу газу)
Прадхо-Бей, Аляска (США)	«Standard-Alasko-Production»	300-490	Початкова продуктивність в середньому у 3,5 рази вища, ніж у вертикальних свердловинах
Яванське море (Індонезія)	«Arco»	300-760 (тонкий пласт)	Коефіцієнт продуктивності в середньому у 5,4 рази вищий, ніж для вертикальних свердловин

ливисті і технологічну ефективність застосування бокових горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах, однак з незрозумілих причин цей спосіб максимального вилучення ВВ не одержав подальшого широкого розвитку в Україні.

Як приклад розглянемо розрізи Арданівської (рис. 3) і Буштинської площі (рис. 4), розташованих у межах Чоп-Мукачівської і Солотвинської западини Закарпатського прогину.

Арданівська площа розташована в межах Чоп-Мукачівської западини, на південний схід від Русько-Комарівського газового родовища, де пробурені свердловини № 1-Арданівська і № 3-Залужська, які досягли глибин 2206 м і 2700 м. В товщі неогенових відкладів інтервал залягання солотвинської світи розкритий в інтервалі глибин 1100 – 1350 м, який за даними промислово-геофізичних досліджень є найбільш перспективним. За результатами геолого-геохімічних досліджень $\Gamma_{\text{сум}}$ в процесі буріння свердловин складає 0,3-2,0 %.

Пропонується провести експериментальне 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 подальшим застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

У межах Буштинської площі, яка розташована в межах Солотвинської западини на північний схід від Солотвинського газового родовища, за даними структурно-пошукового буріння товща порід солотвинської світи представлена темно-сірими аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків, туфітів товщиною до 1-

2 м. Газонасиченість туфо-піщаних горизонтів солотвинської світи (табл. 2) доведена випробуванням свердловини № 1-Грушів та задокументованими газопроявами під час буріння структурно-пошукових свердловин № 11-Тячів, 10-Тересва, 40-Колодно.

Слід також зазначити, що товщина відкладів солотвинської світи (рис. 4) в межах Буштинської площі, де пробурені дві свердловини № 1-Буштинська і № 5-Буштинська, становить 500-850 м, зменшуючись в північно-західному напрямку. Відповідно буде змінюватись по площі і характер літологічного заповнення товщі солотвинської світи. За результатами геолого-геохімічних досліджень $\Gamma_{\text{сум}}$ у процесі буріння свердловин підвищувалося до 15 %.

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

Тут також пропонується провести експериментальне буріння свердловини Х-Буштинська, з її викривленням, починаючи з глибини 400 м з подальшим бурінням в горизонтальному напрямку на відстань 250-300 м від вертикального стовбура з наступним застосуванням гідророзриву пласта кожні 25 м.

Розглянувши як приклади розрізи порідколекторів солотвинської світи піщано-глинистої товщі неогену Закарпатського прогину, доцільно приймати один із варіантів як віднов-

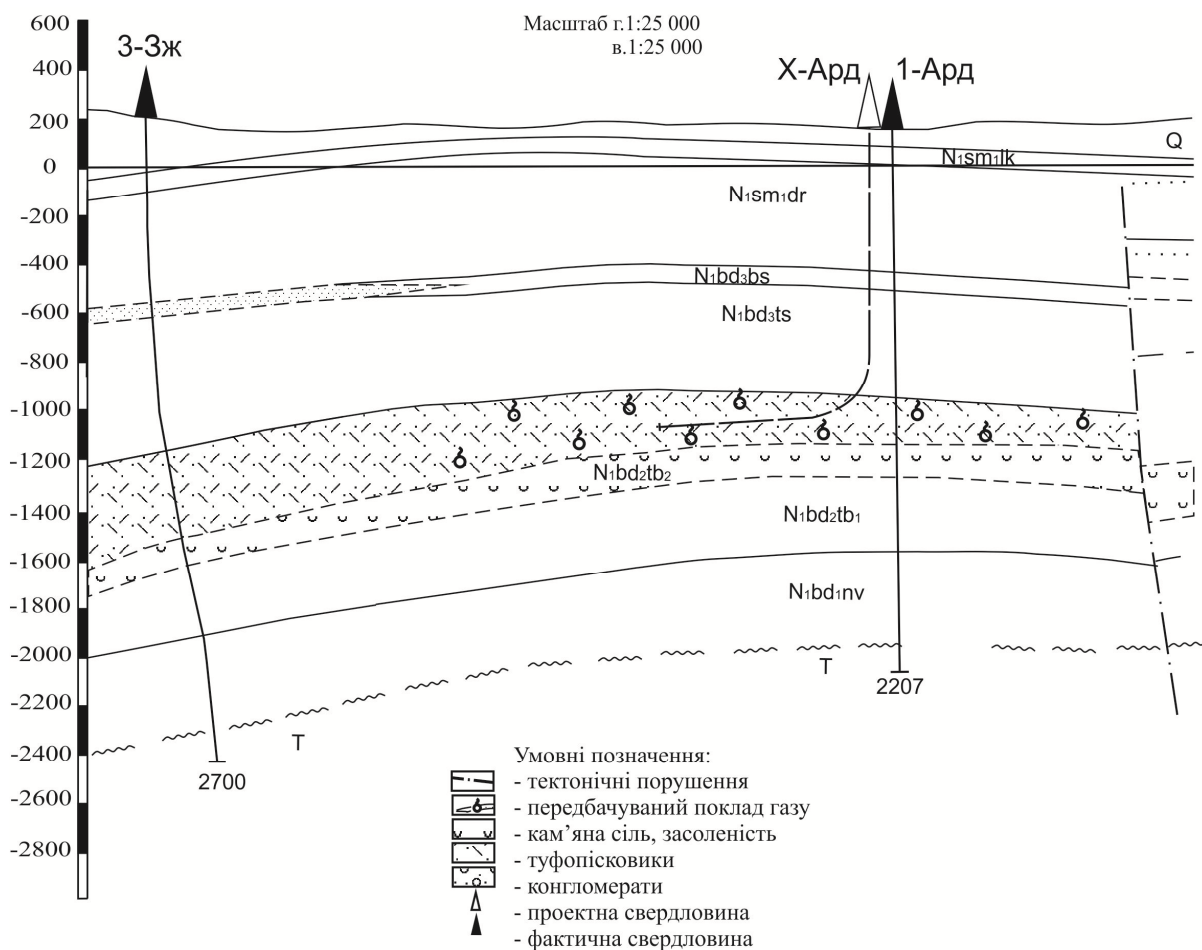


Рисунок 3 – Геологічний профіль Арданівської площі (Склали: Локтєв А.В., Русиняк Р.П.)

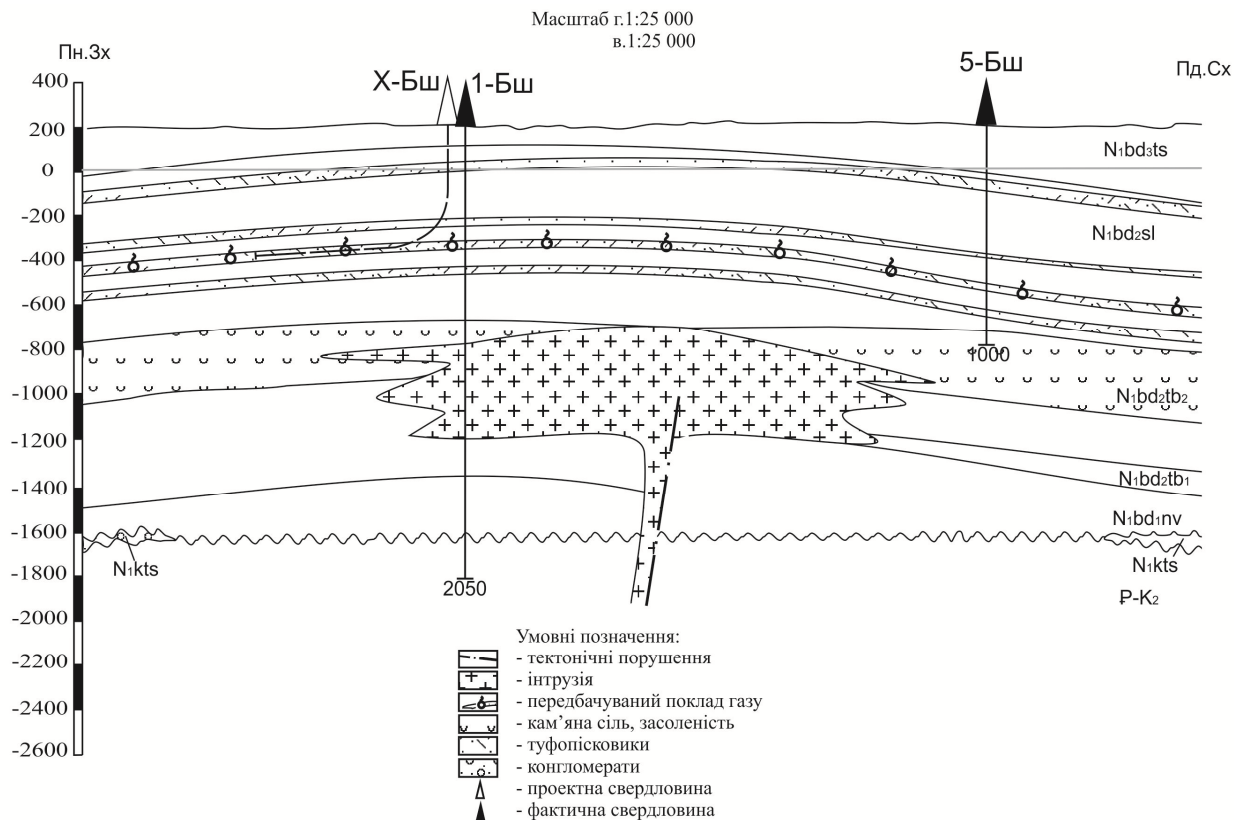


Рисунок 4 – Геологічний профіль Буштинської площі (Склали: Локтєв А.В., Русиняк Р.П.)

Таблиця 2 – Результати випробування свердловин у відкладах Солотвинської світи неогену Закарпатського прогину (склав Локтєв А.В.)

Свердловина	Інтервал випробування, м	Результати випробування
11-Тячів	570-600 640-750	Газопрояви у процесі буріння свердловини
10-Тересва	302-305 866-870 1054-1056 1108-1110	Газонасичені за результатами ГДС
8-Тересва	950-955	Водопрояви під час буріння свердловини
25-Тересва	410-430 590-690	
40-Колодно	1328-1338 1570-1575	газонасичені за даними ГДС та газопрояви під час буріння свердловини
1-Грушів	1810-1760 1733-1703 1413-1400 1290-1250	$Q_r=1,6$ тис.м ³ /д, $P_{пл\ 1730}=170$ атм приплив газу, довжина факелу 0,5 м приплив глинистого розчину, $Q=0,7$ м ³ /14год приплив глинистого розчину з газом

лення неглибоких свердловин пробурених та ліквідованих в минулому глибиною до 2000 м. Також слід розглядати варіант буріння нової свердловини, оскільки затрати на підготовку старої свердловини до відновлення мало відрізняються від початкової вартості.

Загалом доведено, що продуктивність горизонтальної свердловини залежить від її довжини. Практично оптимальна довжина знаходиться в межах 400-500 м.

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

Висновки

Отже, виходячи з вищенаведеного, слід зазначити, що результати експлуатації горизонтальних свердловин дають підстави вважати, що технологія розробки нафтогазових родовищ України може дати значний економічний ефект [12].

У разі успішності експерименту (отримання промислових припливів газу), можна буде розглянути проведення аналогічних робіт в неогеновій товщі порід на інших площах Закарпатського прогину при цьому враховувати не тільки критерій піщаності, а й пісковитості порід.

Настає час кардинально змінити ставлення до наявних запасів ВВ на старих родовищах, що розробляються, так і на нових, оскільки Україна має гостру потребу в цих енергоносіях, а закупає їх надто дорого, замість того, щоб менше витратити кошти на освоєння запасів ВВ. Без створення відповідних умов видобуток своїх ВВ щороку зменшуватиметься, а залежність України від зведення ВВ з Росії та інших держав зростатиме.

Література

1 Глушко В.В. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / В.В. Глушко, С.С. Круглов. – Киев: Наук. думка, 1977. – С. 171.

2 Орлов О.О. Нафтогазопромислова геологія: підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Чорний М.І. – Київ: Наук. Думка, 2005. – 426 с.

3 Сеньковський Ю. Геологічна палеоокеанографія океану Тетіс (Карпато-Чорноморський сегмент) / [Сеньковський Ю., Григорчук К., Гнідець В., Колтун Ю.]. – Київ: Наук. думка, 2004. – 171 с.

4 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат; под редакцией В.В. Глушко и С.С. Круглова. – М.: Недра, 1971. – 343 с.

5 Семенович В.В. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Альбом-справочник / В.В. Семенович. – М.: Недра, 1982. – 187 с.

6 Прошляков Б.К. Литология и литолого-фациальный анализ / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1982. – 283 с.

7 Снарский А.Н. Рассеяное органическое вещество как возможный источник газа в торто-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба / А.Н. Снарский, Б.И. Маевский, А.А. Орлов // Материалы респ. н.-т. конференции, Ивано-Франковск, 6-8 окт. 1970 г. – Ивано-Франковск, 1970. – С. 20-22.

8 Орлов О.О. Формування газових покладів в тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / О.О. Орлов, А.В. Локтєв, О.М. Трубенко та ін. // Матеріали 8-ої міжнародної н.-пр. конференції «Нафта і Газ України-2004», 29.09-01.10 2004. – Судак: УНГА, 2004. – С. 215-218.

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

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

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

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

Стаття надійшла до редакційної колегії

06.02.13

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол.-мінерал. наук Щербою О.С.
(ГТГК НАН України, м. Львів)*