

**В. О. Масляк, В. О. Краюшкін****ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ АКУМУЛЯЦІЇ ГАЗУ В УКРАЇНСЬКОМУ ПЕРЕДКАРПАТТІ**

Эта статья посвящена геологическим явлениям и факторам, ответственным за возникновение вогнутых, выпуклых и наклонных флюидных контактов в передкарпатских газовых месторождениях.

This article is devoted to the geological events and factors responsible for the origin of concave, convex and tilted fluid contacts in the Fore-Carpathian gas fields.

Дослідження особливостей та умов формування нафтогазових акумуляцій є однією із найскладніших проблем геології нафти та газу. Її складність посилюється великою кількістю різноманітних контролюючих та видозмінних факторів, значення яких різними дослідниками трактується по-різному.

Відомо, що утворення покладів нафти і газу звичайно пов'язується з їх впливанням та гравітаційною диференціацією в природному водонасиченому поровому середовищі. При цьому вважається, що флюїдні контакти завжди повинні бути горизонтальними, а відхилення від цього можуть породжуватись або капілярними явищами, обумовленими неоднорідністю колектора, або промиваючою дією артезіанських чи елізійних пластових вод, або зміною регіонального нахилу нафтогазоносних пластів після утворення цементної облямівки з епігенетичних карбонатів чи асфальту навколо покладів (ефект "запечатуння") і т. п. [6]. Інакше кажучи, утворення негоризонтальних флюїдних контактів (НФК) в нафтогазових акумуляціях пояснювали багатьма факторами, які відбулися в наступні періоди геологічної історії, але тільки не самим процесом їх формування. Вивчення таких НФК у газових та нафтових покладах родовищ має важливе теоретичне та практичне значення для визначення напрямів нафтогазової розвідки, удосконалення методики вивчення неоднорідних колекторів, вибору раціональних методів і засобів впливу на вибійну зону у експлуатаційних свердловинах, а також для уточнення оцінки запасів нафти та газу.

Дослідження особливостей геологічної будови та умов газонакопичення у Хідновицькому, Садковицькому, Пинянському та Залужанському родовищах, прилеглих до

Стебницького надвигу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, свідчить, що виникнення тут нахилених, викривлених та навіть вертикальних газоводяних контактів (ГВК) не вдається пояснити ні диференціальним проявом капілярних сил в неоднорідних гранулярних колекторах, ні гідродинамічною циркуляцією та елізійним переміщенням пластових вод, ні "запечатунням" епігенетичними карбонатами чи асфальтом із наступною переміною регіонального нахилу пластів, ні будь-якими іншими геологічними факторами, які не були пов'язані з процесом формування газових родовищ.

Залужанське газове родовище було відкрито в 1971 р. поблизу м. Самбір Львівської області в міоценовій осадовій товщі на глибині від 1080 до 3460 м. В промислову розробку було введено у 1981 р. Його початкові видобувні запаси газу становили майже 29 млрд м<sup>3</sup>. Неподалік від Залужанського знаходиться Пинянське родовище, яке було виявлене в 1967 р. у піщано-глинистій товщі в інтервалі глибин 1074–2155 м. В експлуатацію було введено у 1970 р. Його початкові видобувні запаси газу нараховували 15,6 млрд м<sup>3</sup>. А на сусідньому Садковицькому родовищі, відкритому в 1965 р., ці ж запаси були вже значно меншими і становили лише 2,3 млрд м<sup>3</sup>. У промислову розробку міоценова товща цього родовища була введена у 1974 р. (інтервал глибин від 660 до 1340 м).

Хідновицьке газове родовище було відкрито ще в 1942 р., у 40 км на північний захід від м. Самбір у міоценових відкладах на глибині від 570 до 1170 м. Має початкові видобувні запаси газу близько 17,6 млрд м<sup>3</sup>. Введено в розробку в 1973 р.

По нижньоміоценових відкладах Хідновицька, Садковицька та Пинянська структури – це антиклінальні підняття північно-

західного простягання. Їх південно-західні крила зрізані Стебницьким надвигом, по якому стебницькі і баденські моласи неогену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину насунуті на більш молоді міоценові моласи його Зовнішньої зони. Останні з кутовим неузгодженням залягають на метаморфізованих породах рифею Лежайського масиву, інтенсивно ускладнених поздовжніми і поперечними розломами, які продовжуються і в низах міоценової товщі. Вверх по розрізу вони затухають і в газоносних відкладах нижнього міоцену практично уже не простежуються.

Великі річкові системи меридіонального напрямку тут у період з півночної юри до пліоцену акумулювали потужні товщі теригенних осадків у межах внутрішнього палеошельфу. Седиментаційне просування дельтових відкладів у басейні сарматського віку сприяло утворенню різноманітних комбінованих газонафтових пасток з високоємнісними породами-колекторами, літологічно обмеженими чи екранованими. Слабка тектонічна пульсація півдня Європейського кратону в сарматський вік зумовлювала формування ритмічної верстуватості осадової товщі у вигляді перешарування теригенних піщаних пачок із глинистими прошарками. Останні тут слугують ефективними якісними флюїдоупорами [8]. Тому відкриття понад 30 родовищ, приурочених не тільки до склепін антикліналей, але й до їх схилів (інколи більш багатих піщаними фракціями, ніж склепінні частини цих структур), у смузі зчленування Зовнішньої зони Передкарпатського прогину з його Внутрішньою, дозволяє вважати, що газовий потенціал навіть у такому старому нафтогазодобувному районі ще далекий від свого повного вичерпання.

Досліджувані Хідновицьке, Садковицьке та Пинянське родовища мають багатопластовий характер. В їх надрах виділяється від п'яти до семи газопродуктивних горизонтів, які відрізняються між собою гідродинамічним режимом, пластовими тисками, нахилом та рельєфною формою ГВК. Газоносні горизонти, які поділені глинистими перемичками з витриманими по площі товщинами, але різними для різних горизонтів (5–20 м), є пластами та пропластками піщаників, алевролітів і глин. Газові поклади приурочені пе-

реважно до верхніх (покрівельних) частин горизонтів, більш піщаних порівняно з їх нижніми частинами. Продуктивними є піщано-алевролітові горизонти нижньодашавської та низи верхньодашавської підсвіт нижнього сармату. На Хідновицькому родовищі це горизонти ВД-14, НД-1–НД-5 і НД-7, на Садковицькому – ВД-13 і -14, НД-1а і -1б, НД-2, НД-3а і -3б, НД-5–НД-9 та на Пинянському – НД-5–НД-9. Поклади газу цих родовищ пластові, склепінні, тектонічно і літологічно екрановані.

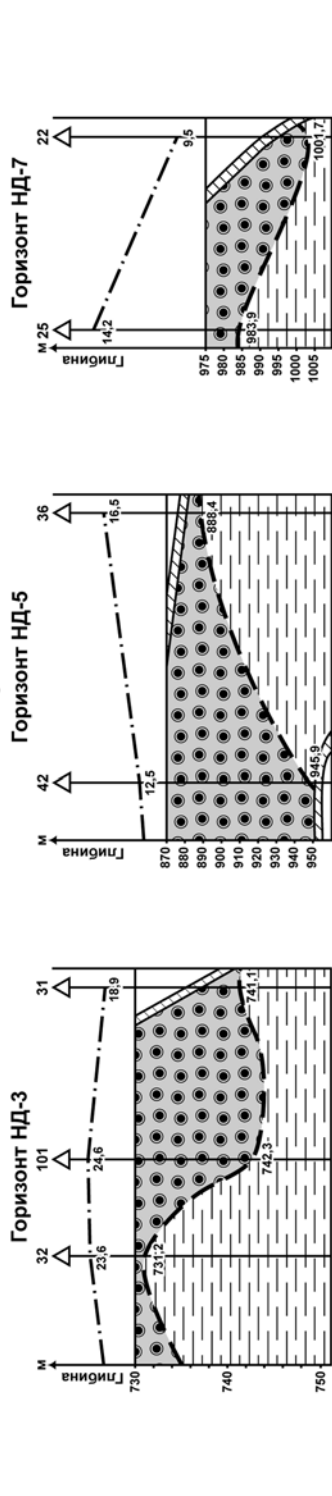
Положення газових покладів контролюється Стебницьким регіональним надвигом. Так, з південного заходу вони обмежені товщею перем'ятих нижньосарматських і баденських відкладів цього надвигу, які відіграють тут роль екрану; з північного заходу – зоною літологічного заміщення піщано-алевролітових порід глинами, а на півдні і північному сході – зонами водоносності.

Майже всі поклади газу мають ГВК, нахилені від перикліналі до склепіння. Нахилені ГВК і в бік Стебницького надвигу. Тому границі поділу газ–вода часто мають тут вигляд опуклих антиклінальних поверхонь або структурних носів чи терас (рис. 1). А кут нахилу деяких частин ГВК Залужанського родовища взагалі приближений до 90°. Це свідчить про те, що тектонічне чи літологічне екранування покладів газу не завжди є обов'язковою умовою для їх утворення та збереження [2].

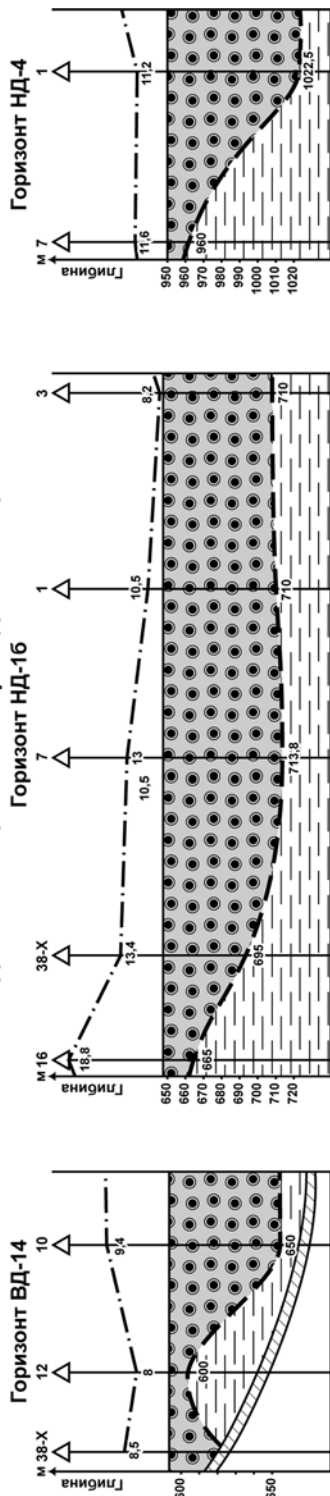
Нахил ГВК у Хідновицькому, Садковицькому та Пинянському родовищах різний, але не більший 18 м на 1 км. Найбільша різниця у відмітках ГВК для одного і того ж газового покладу становить 62,5 м, а найменша коливається в межах 1 м. ГВК цих родовищ нахилені незалежно від напрямку падіння їх пластів.

Природу НФК у газових покладах деякі дослідники пояснюють дією диференціального капілярного тиску і припускають, що на ділянках з пониженою проникністю продуктивних відкладів ГВК підіймається вище [6, 7]. Проте у покладів Хідновицького, Садковицького та Пинянського родовищ спостерігається діаметрально протилежна картина, оскільки антиклінальні перегини ГВК і його самий високий рівень, як правило, приурочені до тих ділянок покладів, де розвинуті кращі колекторські породи. Про це перекон-

**Хідновицьке родовище**



**Садковицьке родовище**



**Пиняньське родовище**

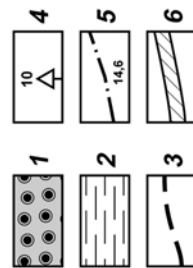
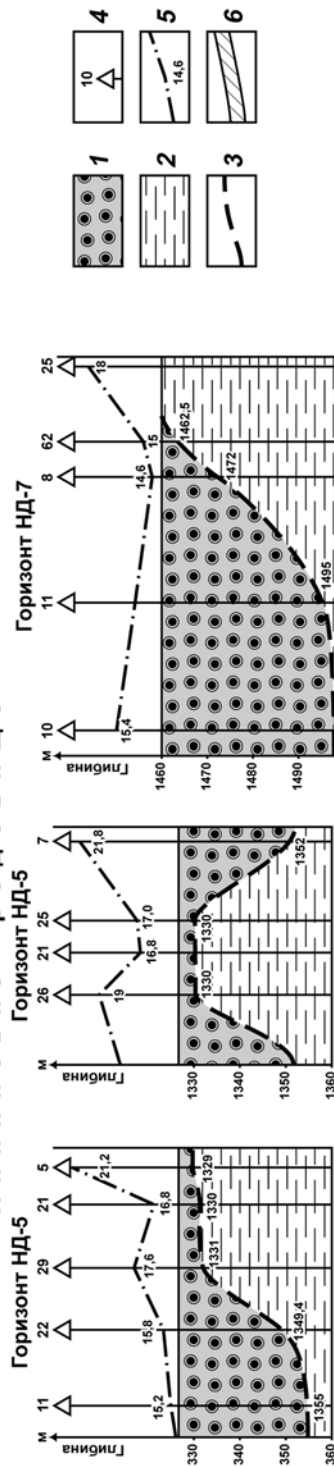


Рис. 1. Викривлені та нахилені ГВК в газових покладах дашавської світи сармату на різних ділянках Хідновицького, Садковицького та Пиняньського родовищ. 1 – газ; 2 – вода; 3 – ГВК (відмітки в метрах нижче рівня моря); 4 – свердловини; 5 – пористість; 6 – непроникині породи

ливо свідчать структурні карти по поверхні газоносних горизонтів, на яких показані лінії рівних глибин ГВК, а також лінії рівних коефіцієнтів пористості та піщаності. Окрім того, морфологія ГВК в покладах продемонстрована на спеціально побудованих деталізаційних великомасштабних профільних розрізах. На них з метою аналізу причин того чи іншого положення ГВК нанесені відповідні графіки коефіцієнтів пористості, піщаності та проникності (рис. 1). Для кращого візуального сприйняття рис. 1 на ньому показано тільки графік пористості, оскільки два останні подібні до конфігурацій першого. Ці побудови теж переконливо свідчать про те, що капілярні сили не є причиною виникнення всіх НФК у покладах газу згаданих родовищ.

Другою, дуже важливою причиною утворення НФК у покладах нафти і газу можуть бути гідродинамічні течії артезіанських чи елізійних пластових вод [6, 7]. Проте відповідні дослідження вказують на застійний режим підземних вод північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Проникні піщано-алевролітові пласти мають тут диференційований та незначний розвиток у потужній глинистій товщі. Вони не утворюють витриманих горизонтів і не сполучаються з денною поверхнею. До того ж газові поклади Хідновицького, Садковицького та Пинянського родовищ експлуатуються виключно на газовому режимі. Таким чином, зміщення газових покладів у цих родовищах неможливо пояснити артезіанською циркуляцією пластових вод.

Появу НФК могла б викликати і переміна регіонального нахилу порід нижнього сармату, якщо б навколо газових покладів була би утворена цементна облямівка з епігенетичних карбонатів чи гудрону, тим самим зафіксувавши первинне положення покладів газу в надрах цих родовищ. Але ні карбонатних, ні асфальтно-гудронових цементуючих облямівок тут не виявлено.

Утворення НФК у покладах газу цих родовищ не викликано й розвитком конусів обводнення під час розробки, оскільки вони є первинними, тобто такими, які існували ще до початку експлуатації газових покладів. Не впливав тут на форму ГВК значний відбір газу на сусідньому, більшому покладі другої складки.

Деякі дослідники пояснюють нахил ГВК у покладів газу досліджуваних родовищ ще й тим, що на ділянках структур з кращими колекторами гравітаційний розподіл газу та води нібито відбувався швидше, а незначне збільшення пластових тисків на перикліналях обумовило утворення НФК. В той же час експериментальні досліді та практика будови підземних сховищ газу в нахилених водонасичених піщаних пластах свідчать, що газ у гідростатичних умовах не може рухатись в пористому водонасиченому середовищі за рахунок сил плавучості, оскільки останні незмірно менші сил поверхневого натягу та гідравлічного опору [1, 5, 7]. А розробка таких гігантських родовищ, як Діп-Бейсн, Мілк-Рівер, Сан-Хуан в Канаді і США, свідчить про те, що навіть такі колосальні (255–12 500 млрд м<sup>3</sup>) маси газу в покладах з НФК не мають плавучості, яка б допомогла їм переміститись вверх підняття порід при відсутності екранів, як цього вимагає гравітаційна диференціація газу і води [5]. Порівняно з цими зарубіжними "висячими" газовими гігантами можливість впливання значно менших об'ємів газу в надрах Хідновицького, Садковицького та Пинянського родовищ можна бачити як science fiction.

Отже, жодну з наведених вище причин утворення НФК у надрах Передкарпаття не можна визнати вичерпно задовільною.

Яка все ж таки природа нахилених та викривлених ГВК у покладів згаданих родовищ?

Особливості будови надр Хідновицького, Садковицького і Пинянського родовищ та умов їх газонакопичення, взяті разом із результатами експериментальних досліджень [4, 7], теорією руху рідин і газів у пористому середовищі [2, 6], а також практикою будови підземних сховищ газу в горизонтальних чи нахилених пластах пісковика [1], свідчать, що головною причиною утворення НФК тут треба вважати сам процес росту покладів газу при формуванні цих родовищ. Оскільки вторинність тут газових покладів не викликає сумнівів, більшість дослідників схиляються до думки, що найбільш реальним шляхом міграції газу з глибинних піднадвигових порід у міоценову осадову товщу була зона дроблення регіонального Стебницького надвигу. Інший шлях міграції газу через літологічно невит-

римані баденсько-сарматські товщі Круке-ницької западини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є сумнівний. Неревальна й латеральна міграція з боку Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, оскільки потужна, глибоко занурена осадова товща Самбірського синклінорія не вміщує газоматеринських порід. Не виявлено їх і в піднадвигових товщах баденсько-сарматських відкладів Передкарпаття.

Поверхня регіонального Стебницького надвигу є південно-західною границею Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, яка вниз по розрізу переходить в глибинний Передкарпатський розлом. Деякі дослідники вважають регіональний Стебницький надвиг виключно тектонічним екраном для його газових покладів. Але це заперечується газопроявами та наявністю газового покладу в насунутих стебницьких відкладах Пинянського родовища, а також газопроявами в параметричній свердловині 1-Городищенська і нафтогазопроявами в цих же відкладах на площі Тростянець у св. 14 [9]. До речі, якщо Стебницький надвиг зараз і є тектонічним екраном для всіх відомих покладів газу вздовж його фронту, то це ще не означає, що він був таким у час свого зародження та динамічного розвитку в умовах аномально високих перепадів пластових тисків.

Як і коли утворились Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське та Залужанське газові родовища? Фактичний матеріал і аналіз проведених експериментів [1, 3, 4, 7] дає можливість синтезувати теоретичну схему формування та локалізації газових покладів у надрах цих родовищ і, таким чином, виділити деякі загальні закономірності.

По-перше, скупчення газу тут могли утворитися тільки після або під час остаточного етапу формування газових пасток. Конседиментаційна міоценова Хідновицько-Пинянська лінія складок існувала ще перед насунанням Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на його Зовнішню зону в післясарматський час, тобто на завершальній стадії орогенезу. Цим й обумовлюється деяке зміщення на північний схід склепін антиклиналей по верхніх горизонтах відносно нижніх, а також перем'ятість і дислокованість порід баденію та сармату в місцях їх контакту із площиною Стебницького надвигу. Зменшення потужності нижньо-

сарматських відкладів у склепіннях цих складок теж свідчить про існування Хідновицької, Садковицької та Пинянської структур ще до утворення Стебницького надвигу, а також про те, що їх осадова товща накопичувалась протягом баденського та сарматського часу в умовах нерівномірного прогинання донеогенового фундаменту. Звідси випливає, що поклади газу тут не могли утворитись раніше кінця міоцен-пліоценового часу.

Основним визначальним фактором складного процесу формування родовищ нафти і газу, як на погляд більшості дослідників, є заключна фаза тектогенезу, що обумовлює не тільки структурну будову регіону, але й створює шляхи міграції газу в природні резервуари, а також умови для акумуляції промислових газових скупчень. В післянижньосарматську фазу діастрофізму по активному тоді Передкарпатському глибинному розлому, раніше утвореному поблизу південно-західного краю Зовнішнього Передкарпаття, відбувалось регіональне насунання відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на осадові породи його Зовнішньої зони. Складна покривна структура (автохтон-алохтон) формувалась упродовж олігоцен-пізньоміоценового часу шляхом утворення великих структурно-фаціальних зон з ускладненими локальними конседиментаційними складками до розвитку покривів. Скиди глибинного Передкарпатського розлому перетворились у Стебницький надвиг з одночасним інтенсивним дробленням прилеглих до нього гірських порід.

Утворення зіяючих тріщин і розривів сприяло різкому перепаду пластових тисків, що стимулювало не тільки висхідну міграцію газу з глибинних надр, але й широкомасштабний витік води з осадової товщі шляхами найменшого опору, якими були згадані вище розриви та тріщини у зоні Стебницького надвигу, а також розломи, що йдуть у всі боки від нього.

Енергія природного розширення газу посилювала гідравлічний потік, під дією якого формувались та розширювались канали проникності в зоні Стебницького надвигу [3]. Цей гідрогазопотік висхідного руху в ослабленій зоні надвигу змінював свою консистенцію шляхом розмиву глинистих порід. У резуль-

таті їх переносу в завислому стані він перетворювався у грязьовий і подібно грязьовому вулкану виходив на земну поверхню та в атмосферу. Під дією рушійної сили такого виверження розширялась та поглиблювалась гирлова зона Стебницького надвигу за рахунок захоплення все нових і нових товщ порід та поглинання пластових вод різних стратиграфічних горизонтів. Нарешті створилась така ситуація, коли тиск усєї колосальної маси дуже в'язкого і тому надзвичайно важкого глинистого розчину в проникному каналі Стебницького надвигу заглушив катастрофічний витік газу з водою за аналогією з відкритим газоводяним фонтаном так, як це з часом буває при аваріях в необсажених свердловинах. Флюїди, які знаходились в проникній зоні дроблення Стебницького надвигу, під тиском цієї своєрідної глинистої пробки змушені були повертати у бік прилеглих до надвигу проникних порід – спочатку в один із верхніх горизонтів, який на цей момент мав найменший гідравлічний і капілярний опори, а потім і в інші нижчі горизонти.

Для підтвердження можливості існування подібної ситуації в реальності наведемо, як приклад, випадок аварійного фонтанування газом у св. 105 Угерського газового родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. "Грязьова пробка", яка утворилася в газогрязьовому виручому кратері на гирлі зруйнованої аварією св. 105, поступово загальмувала аварійне фонтанування газом. В результаті фонтанний потік газу повернув у бік найбільш верхнього піщаного водоносного пласта та мігрував по ньому на відстань 30 км від аварійної свердловини, з'являючись в колодязях і підвалах багатьох прикарпатських сіл.

Отже, формування Хідновицького, Садковицького та Пинянського багатопластових газових родовищ почалося зверху вниз, хоча міграційний потік газу та води був спрямований знизу вверху. Це підтверджується й експериментальним відтворенням формування багатопластового газового родовища внаслідок висхідної міграції газу в системі з куполоподібних склепінних пасток, зв'язаних між собою диз'юнктивним каналом проникності [4, 7]. В цих експериментах перші порції газу утворювали газові скупчення спочатку лише у самій верхній пастці та саме в тій її частині, яка першою зустріла

міграційний флюїдний потік. Утворений "висячий" поклад не спливав уверх склепіння пастки і не переміщувався на протилежне її крило навіть під час постійного потоку води. Ріст і переміщення газового покладу в пастці здійснювались тільки за рахунок приєднання до нього все нових і нових порцій газу на такий відрізок шляху, який відповідав природженому його об'єму. ГВК, який мав найбільший нахил на самій ранній стадії росту (формування) покладу, у міру надходження все нових і нових порцій газу в пастку, трансформовався в менш нахилений. Припинення подачі газу як при збереженні гідравлічного потоку, так і без нього на будь-якій стадії цих експериментів не змінювало ні форму ГВК, ні "висячого" положення експериментальних покладів. Це наочно підтверджує також відсутність спливання газу в реальному водонасиченому пористому середовищі (рис. 2). Таким чином, якщо процес міграції газу припинявся до того, як ця пастка заповнювалась до свого структурного порогу, то ГВК покладу, що утворювався, завжди залишався нахиленим та викривленим, поки геологічні процеси майбутнього не вносили свої корективи. Тільки після заповнення газом верхньої пастки до її структурного порогу розпочиналось формування газового покладу в пастці, яка знаходилась нижче верхньої. А загалом, акумуляція газу в пастках припинялась або в результаті їх заповнення до структурного порогу, або через припинення постачання газом, або коли гідравлічний тиск дорівнював чи був меншим енергії втиснення газу у пастку. Отже, особливості будови Хідновицького, Садковицького та Пинянського газових родовищ, результати експериментальних досліджень, теорія руху рідин та газів у водонасиченому пористому середовищі та практика будови штучних підземних сховищ газу в горизонтальних або нахилених водоносних пластах пісковіку свідчать, що головною причиною утворення тут НФК є сам процес росту газових покладів при формуванні згаданих вище родовищ. Так, у Хідновицькому родовищі шість із семи покладів газу мають нахилені та викривлені ГВК в межах 6–18 м на 1 км. В цих шести покладах максимально підвищений гіпсометричний рівень ГВК зафіксовано на південно-східній перикліналі, яка характеризується

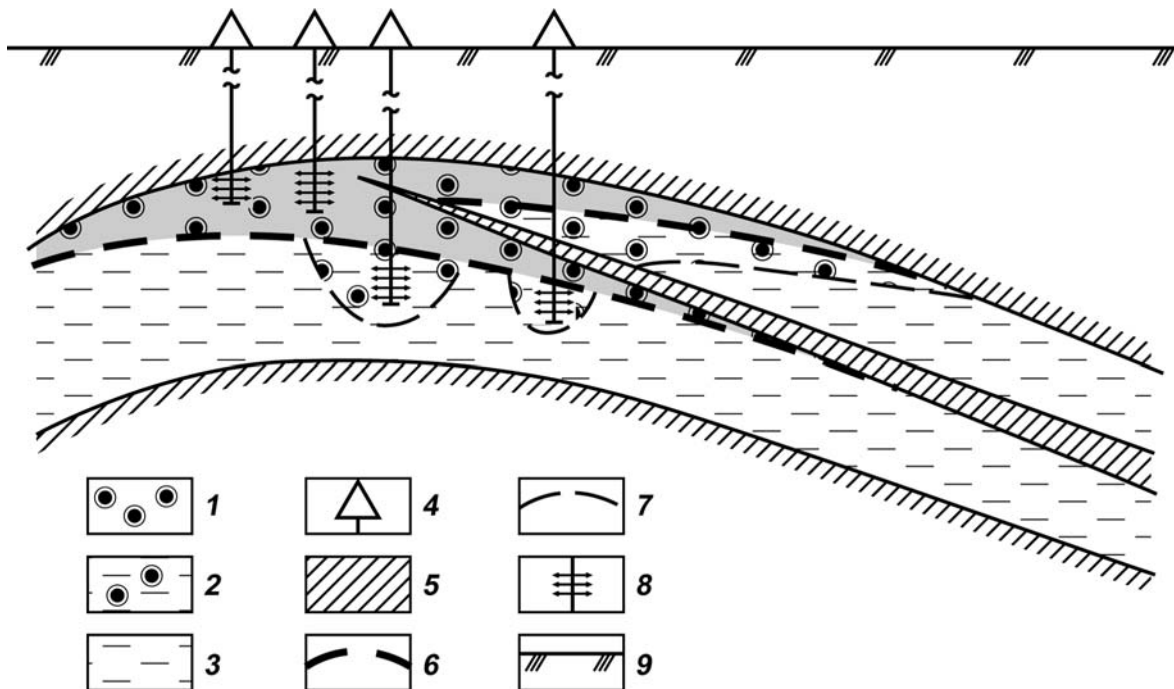


Рис. 2. Виникнення викривленого ГВК в підземному штучному газосховищі в процесі заповнення його газом [1]

1 – газ; 2 – вода; 3 – газоводяна перехідна зона; 4 – газонагнітальні свердловини; 5 – глини; 6 – ГВК; 7 – прогнозована межа газоводяної зони; 8 – інтервал перфорації; 9 – земна поверхня

покращеними колекторами. Акумуляція газу з водою в поровий простір колекторів Хідно-вицької пастки відбувалася в результаті їх висхідної міграції по деяких диз'юнктивних каналах у зоні дроблення Стебницького надвигу. Пастка в горизонті ВД-14 заповнилась газом до свого структурного порогоу, і ГВК, у відповідності до результатів експериментальних досліджень [4], трансформувалася у горизонтальний на глибині мінус 620 м. Після повного заповнення газом пастки в горизонті ВД-14 почався ріст покладу газу в залягаючій нижче пастці НД-1. Це продовжувалось до тих пір, поки гідравлічний та капілярний опори, які протидіяли витісненню води з горизонту НД-1, не перевищили тиск міграційного потоку газу та води або не стали йому рівними. І цей гідравлічний поріг для покладу НД-1 визначив його площадне поширення в одноіменному горизонті, а також і відповідно зменшений контур газонасності порівняно з горизонтом ВД-14.

ГВК у горизонті НД-1 уже не встиг трансформуватись у горизонтальний і зберіг таку форму, яка подібна до пологої антикліналі з широким плоским склепінням, що розміще-

не на перикліналі пастки по горизонту НД-1. Після цього газ з водою почав надходити в пастку горизонту НД-2, нагнітаючись до тих пір, поки енергія міграційного потоку не зрівнялась, або не стала менше сумарного ефекту дії сил гідравлічного опору. Більш викривлений ГВК у покладі НД-2, порівняно з попереднім покладом НД-1, свідчить, найімовірніше, про більш ранню стадію припинення його росту. Безперечно, що неоднорідність колекторських властивостей як цього пласта, так й інших пластів родовища відіграла свою роль в їх нерівномірному газонасиченні. Більший об'єм газу надходив в південно-східну частину структури, майже повсюдно більш ємнісну через її кращі колекторські властивості. Вона й характеризується більшою продуктивністю та високодебітністю свердловин.

З моменту припинення росту покладу НД-2 почалось утворення нижчого покладу газу в горизонті НД-3. Це продовжувалось до того моменту, поки не наступила рівновага між тиском мігруючих уверх глибинних флюїдів у горизонті НД-3 і його гідравлічним опором. Зменшений контур газонасності (порівняно

із залягаючими вище по розрізу покладами НД-1–НД-3) вказує, що дещо ослабленому міграційному флюїдному потоку в цьому горизонті ставало все важче і важче витіснити із нього воду та переборювати капілярний тиск. Тільки завдяки великій потужності цього добре проникного пласта, складеного крупнозернистими пісковиками та гравелітами, ця пастка вмістила найбільший об'єм акумульованого газу. Припинений процес росту покладу НД-3 припинив і вирівнювання його ГВК. У вигляді нерівномірної антикліналеподібної поверхні він і зберігся до початку розробки цього покладу.

Заповнення газом пасток НД-4, -5 відбувалося аналогічно попереднім. У них ГВК також не зміг трансформуватись у горизонтальний, що буває в покладах лише на кінцевих стадіях їх формування [5]. В нижньому горизонті НД-6, який повсюдно виклинюється біля Стебницького надвигу, газу немає. Причиною цього є відсутність гідравлічного зв'язку із Стебницьким надвигом.

Поклад НД-7, на відміну від попередніх, є повністю водотривким. Він завершує газоносний розріз Хідновицького родовища. Його ледь нахилений ГВК, у відповідності до експериментальних досліджень, свідчить, найімовірніше, про припинення акумуляції газу на одній із ранніх стадій росту покладу НД-7. Причиною цього може бути падіння тиску газу в міграційному потоці, закриття (змикання) шляхів еміграції води з даної пастки, наявність розривів і тріщин у зоні дроблення Стебницького надвигу та зникнення висхідного гідрогазопотоку внаслідок вичерпання об'єму газу. Такими ж причинами аргументується й відсутність скупчень газу в горизонтах, залягаючих нижче по розрізу Хідновицького родовища, хоча ці горизонти мають кондиційні колекторські властивості. Останнє було доведено дослідженнями керн на з багатьох глибоких свердловин не тільки в Хідновицькому родовищі, але й на Боратицькій, Дроздовицькій, Михайлівській, Калнівській та інших структурах.

Таким чином, хоча гідрогазопотік і рухався знизу вгору в зоні дроблення Стебницького надвигу, утворення газових покладів відбувалося зверху вниз, починаючи з колекторів верхніх горизонтів Хідновицького родовища. Цьому сприяло наступне. По-перше, саме верхні горизонти знаходились поб-

лізу "грязьової пробки" в каналі Стебницького надвигу. Вони зазнавали більш інтенсивного роздроблення. Тому під цією пробкою саме до них повернув міграційний флюїдний потік, який в цей момент мав ще колосальну енергію. По-друге, горизонти, які залягали на менших глибинах, мали менші пластові тиски і для міграційного газоводяного потоку були шляхами найменшого гідравлічного опору. По-третє, ці верхні горизонти (через контакт із Стебницькою диз'юктивною дислокацією) мали кращий зв'язок із земною поверхнею по тріщинах, які відгалужувались від Стебницького надвигу та характеризувались шляхами найменшого гідравлічного опору щодо еміграції пластових вод з цих горизонтів. Формування газових покладів Садковицького та Пинянського родовищ аналогічне утворенню покладів газу в Хідновицькому родовищі.

## Висновки

1. Вирішальним фактором в утворенні НФК у покладах Хідновицького, Садковицького та Пинянського родовищ був сам процес росту газових покладів під час їх формування. Антиклінале-, синклінале-, хвилеподібні та плосконахилені або іншої форми ГВК свідчать про різні етапи припинення акумуляції газу в різних пастках, іншими словами, про різні стадії росту їх покладів. Літологічна неоднорідність колекторів також дещо впливала на локальні викривлення ГВК.

2. Особливості будови і газонакопичення в Хідновицькому, Садковицькому та Пинянському родовищах указують на зв'язок НФК із формуванням покладів внаслідок висхідної вертикальної міграції газу із зони дроблення Стебницького надвигу в колектори осадової товщі сармату.

3. Неоднаковий розподіл запасів газу в покладах цих родовищ визначається не тільки структурно-літологічними їх особливостями, але й локалізацією та конфігурацією розривів і тріщин Стебницького надвигу, до якого вони прилягають, а також енергією та масою міграційного газоводяного потоку.

4. Наявність зіяючих розломів і тріщин в Стебницькому надвигу протягом останньої фази альпійського орогенезу супроводжувалась не тільки міграцією газу, але і широкомасштабним витіком води з сарматських і



баденських відкладів. Однією з головних причин появи гідравлічних потоків у процесі міграції та акумуляції газу була енергія природного розширення газу, під дією якої газ із водою рухався в умовах перепаду тисків, частково породженого й утворенням розломів та тріщин.

5. Негоризонтальні ГВК в досліджуваних покладах свідчать про відсутність спливання газу в колекторах сармату. Це означає, що перспективними на газ можуть бути всі нерозвідані ділянки між відомими тут родовищами, які контактують з площиною Стебницького надвигу, особливо під антиклінальними вигинами поверхні його контакту з відкладами Зовнішньої зони, незважаючи на приуроченість цих ділянок до далеких периклінальних схилів антикліналей і навіть до прогинів між ними.

6. Існування НФК при відсутності артезіанської циркуляції та капілярних ефектів не узгоджується із принципами гравітаційної диференціації газу і води. Це дає підставу для обґрунтування перспективної нетрадиційної концепції пошуків та розвідки нових геологічних нафтогазових об'єктів.

1. *Грачева О. Н., Григорьева А. В.* Особенности формирования искусственных залежей в слоисто-неоднородном водоносном пласте // Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений / ВНИИЭ-газпром. – М., 1984. – С. 5–8. – (Экспресс-информ.; Вып. 12).
2. *Еремко Н. А.* Развитие принципов теории

формирования залежей углеводородов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 12. – С. 18–24.

3. *Иванчук П. П.* Некоторые особенности вертикальной миграции углеводородов при проявлении гидровулканизма // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С. 484–489.
4. *Краюшкин В. А.* Образование многопластовых месторождений за счет восходящей вертикальной миграции нефти и газа по разломам // Проблема неорганического происхождения нефти. – Киев: Наук. думка, 1971. – С. 135–150.
5. *Краюшкин В. А.* Природа сверхгигантских скоплений нефти и газа // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. – 2008. – № 1. – С. 19–54.
6. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
7. *Порфирьев В. Б., Краюшкин В. А.* Природа наклонных и искривленных флюидных контактов в нефтяных и газовых залежах // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – Киев: Наук. думка, 1975. – С. 135–143.
8. *Сеньковский Ю. М., Шаповалов М. В.* До геологічної палеоокеанографії формування сарматських відкладів Передкарпатського прогину // Нафта і газ України. – Івано-Франківськ, 2000. – С. 100.
9. *Трушкевич Р. Т.* Пошуки родовищ вуглеводнів у Самбірській зоні Передкарпатського прогину – новий напрямок робіт на заході України // Там же. – С. 91–92.

Ін-т геол. наук НАН України,  
Київ  
E-mail: geoj@bigmir.net

Стаття надійшла  
05.02.09