

В. Лебідь, кандидат геолого-мінералогічних наук,
почесний розвідник надр,
О. Раковська, науковий співробітник
(УкрДГРІ, м. Чернігів)

ПРО ПЕРЕДБАЧУВАНУ РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ НА ПІВДЕННО-ХАРКІВСЬКОМУ МЕГАРЕЗЕРВУАРІ

О ПРЕДВИДЕННОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ЮЖНО-ХАРЬКОВСКОМ МЕГАРЕЗЕРВУАРЕ

Приводятся геологические доказательства рентабельности совместной добычи НГ и традиционных углеводородов на Южно-Харьковском участке. Предлагается повторно испытать по новой технологии ряд скважин на содержание НГ. Утверждается, что будущая добыча углеводородов не будет экстенсивной.

ABOUT FORESEEN PROFITABILITY OF HYDROCARBONS IN THE SOUTH KHARKOV MEGABLOCK

The geological evidences of profitableness of joint production of shale gas and traditional HC on the Southern-Kharkiv area are conducted. To test a number of wells of the shale gas content by a new technology are offered. It is confirm that in future HC production will be not extensive.

Ключові слова: сланцевий газ, глинисто-карбонатна товща, піщані пастки, глибинні вуглеводні.

Ключевые слова: сланцевый газ, глинисто-карбонатная толща, песчаные ловушки, глубинные углеводороды.

Keywords: shale gas, clay-carbonate strata, sandy traps, deep hydrocarbons.

Вступ

Різке збільшення на Північно-Американському континенті енергетичної сировини за рахунок видобутку сланцевого газу (СГ) вплинуло на перегляд газового потенціалу як в Україні, так і в багатьох інших європейських країнах. Проте відомо, що видобуток СГ зі щільних слабопроникних («тугих») газових колекторів (ТГК) сьогодні рентабельний лише в країнах з потужним економічним та технологічним (передові методики буріння) потенціалом, адже йдеться про проходку тисяч свердловин зі складною конструкцією стовбура (субгоризонтальні розсічки з радіальними врізками). Вирішення цієї проблеми в Україні, безумовно, викличе економічні, технологічні та екологічні труднощі. І навіть коли такі роботи виконуватимуться за контрактом з провідними, добре спорядженими компаніями, то при *екстенсивному освоєнні* значних територій існує певна екологічна загроза. Тому для України прийнятна розробка СГ на родовищах з відносно невеликою площею та з обмеженою кількістю експлуатаційних свердловин з застосуванням гідророзриву пластів – основного чинника забруднення довкілля. Такими можуть бути *родовища другого типу* [16], які приурочені до дещо більших глибин (3500–4500 м), але мають високий питомий газовий вміст ТГК, що сприяє припливам його зі стійкими промисловими дебітами навіть у свердловинах з субвертикальними та нахиленими стовбурами (родовище Хейнесвіл, США, Арканзас). На нашу думку, у Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР) таким вимо-

гам відповідає Південно-Харківський мегарезервуар. Передбачається, що газонасиченими тут будуть не тільки сланцюваті аргіліти, але й щільні пісковики нижнього візе [3, 4]. Тому термін СГ у низці випадків правильніше замінити терміном більш широкого застосування – *нетрадиційний газ* (НГ). Матеріали, використані для написання статті, відсутні у геологічних фондах, бо державне фінансування цих НДР було припинено і робота закінчувалась вже за ініціативою авторів. Стаття, що розглядається, завершує цикл публікацій [3, 4, 5, 6, 7], де викладені основні результати вищезгаданого дослідження.

Тектонічні та палеогеографічні умови формування базальних відкладів на Південно-Харківській ділянці

За структурно-тектонічним районуванням Північного плеча ДДР [5] Південно-Харківська ділянка розташована на Харківському сегменті у пограничній зоні мобільного й консолидованого схилів [6, рис. 1]. Аналогу чорносланцевої формації тут відповідають (з певним припуском) нижньовізейські глинисто-карбонатні відклади, які часто разом із глинистою корою вивітрювання (КВ) перебивають (рис. 1) докембрійський кристалічний фундамент (КФ). Базальні відклади почали формуватись у континентальних умовах – Харківський сегмент був пологою рівниною, покритою густим рослинним шаром, де відбувались хімічні та біохімічні процеси глинистого короутворення. Каолінітові КВ представлені темними аргілітами,

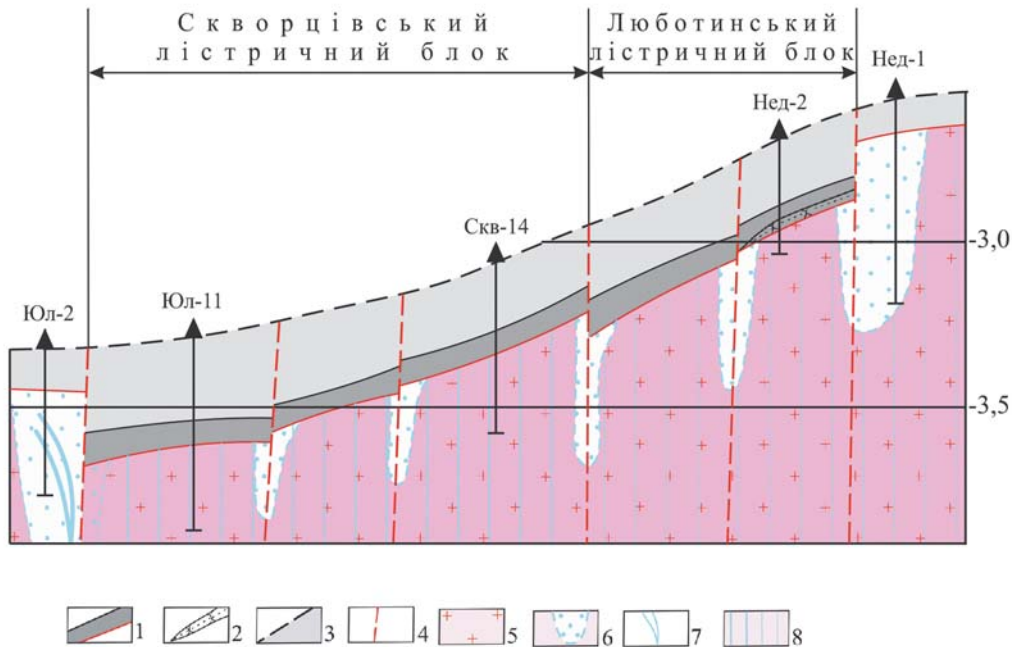


Рис. 1. Геологічний розріз по лінії свердловин Юліївська 2 – Недільна 1: 1 – глинисто-карбонатна базальна товща; 2 – щільні пісковики; 3 – верхньовізейські теригенні відклади; 4 – розривні порушення; 5 – докембрійський фундамент; 6 – флюїдопровідні зони; 7 – продуктивні горизонти в КФ; 8 – розріз КФ, сприятливий для вуглеводневих ін'єкцій

інколи з обвугленим рослинним детритом. За петрофізичним описом керна товщини КВ можуть сягати 50 метрів [8]. У ранньому візі ділянка повільно прогинається, і її занурення контролюється опусканням Люботинсько-Хорошівського та Скворцівсько-Васищівського субширотних лістричних блоків [6, рис. 4]. Зі сходу Південно-Харківська ділянка обмежена зоною припинення простягання лістричних розломів (Старопокровська зона активізації здвигових деформацій), а із заходу – не тільки кулісоподібним замиканням лістричних розломів, але й межею поширення ранньовізейської трансгресії, яка в структурі докембрію зіставляється з границею Богодухівської зони активізації здвигових деформацій [6, рис. 4, 7, рис. 1]. Північна границя ділянки зіставляється з зоною регіонального клинення басейнових нижньовізейських відкладів (смуга припинення стеження сейсмічного горизонту відбиття V_{3-n} [7, рис. 2]), а південна – контролюється піднятими крилами Юліївського (рис. 1) та Денисівського зворотних скидів. У підшві базальної товщі залягають континентальні відклади та КВ порід КФ, які часто представлені «тугими» пісковиками (перевідкладена КВ). Покрівля мегарезервуара складена глинистими мілководно-морськими відкладами, перекритими теригенними породами верхнього візе. Довжина ділянки сягає 175–200 км, середня ширина – 30–35 км, а її площа (рис. 2) становить приблизно 4500–5000 км², тобто досить помірна для родовищ СГ.

На цій території існувала складна схема розподілу КВ: від кір повного профілю (на межиріччях) до площ, де вона частково чи повністю розмита (склепіння Безлюдівського палеовиступу). У низинних озерно-болотних рівнинах відкладалися темно-сірі аргіліти, складені каолінітом, хлоритом і гідрослюдами з домішками кварцу, польового шпату та новоутворених мінералів – кальциту, сидериту, піриту тощо. Інколи аргіліти переходять у вуглисті алевроліти («кучерявчики») і навіть у прошарки вугілля. Характерним елементом розрізу були і сухарні глини. Стійкість древнього ландшафту пояснюється багаторазовим повторенням фізико-географічних обставин, що фіксується дрібним чергуванням глинисто-алевролітових прошарків. Ці відклади на початкових стадіях мезокатагенезу [4] набувають виду сланцюватої породи, де пластинчасті слюдисті мінерали в аргілітах орієнтуються по площинах шаруватості (сланцюватості).

Відносно стійким елементом древнього ландшафту була річкова мережа, особливо магістральних річок. Дві-три з них, можливо, перетинають цю ділянку (рис. 2). Розвиток їх передбачається як за геологічним прогнозом – ерозійні останці бобринських руслових відкладів (О. Лукін, 1973), так і за геофізичними дослідженнями – зони зниженого опору кам'яновугільних відкладів (В. Шемет, В. Омельченко, 2004). Враховуючи субширотне занурення лістричних блоків, субмеридіальний напрям стоку водних артерій (насамперед магістральних річок) між

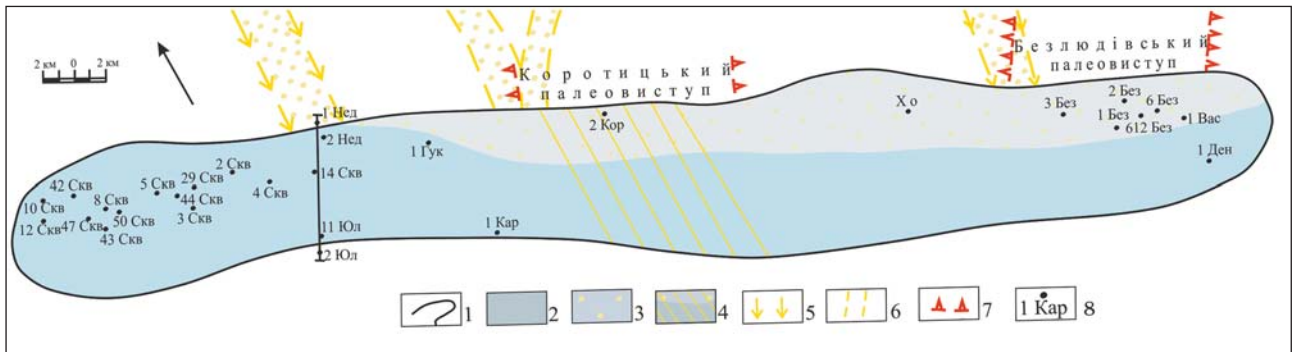


Рис. 2. Південно-Харківська ділянка. Схема основних палеогеографічних рис формування базальної товщі у ранньовізейський час: 1 – контури ділянки; 2 – мілководне епіконтинентальне море; 3 – прибережна зона моря; 4 – можлива зона трансугання долини магістральної палеорічки (ділянка припинення простягання лістричних блоків); 5 – контури палеовиступів; основні напрями зносу уламкового матеріалу: 6 – за геологічними, 7 – за геофізичними даними, 8 – свердловини, що розкрили нижньовізейські породи

різко змінюватися, розгалужуючи їх русла у місцях зустрічі з тектонічними бар'єрами (піднятими крилами зворотних скидів). Так, навіть при сучасному рельєфі річка Мокрий Мерчик на значному відрізку тече субпаралельно припіднятому крилу Юліївського скиду. Отже, *русла палеорічок формувалися досить успадовано*, бо були постійними як області зносу, так і області накопичення осаdkів. Тому флювіальні «транспортні коридори» залишалися практично незмінними, хоча русла меандрували у досить значних діапазонах. На жаль, ці малопотужні річкові відклади з розпливчатыми границями та незначними врізами в корінні породи не піддаються впевненій діагностиці сучасними геофізичними методами пошуку.

Ми вже звертали увагу [3, 4] на необхідність оцінки НГ щільних пісковиків. Зараз розглянемо це питання більш детально. Відомо [8], що на північному плечі ДДР базальний розріз часто починається з *перевідкладеної КВ*, яка найяскравіше фіксується у вигляді врізаного пісковика. На Південно-Харківському мегарезервуарі такі пісковики, як правило, формуються у межах замикання басейну глинисто-карбонатної седиментації, де існують умови для виносу глинистого матеріалу з КВ та накопичення піщаного матеріалу. Структурно такі умови відповідають схилу Коротичсько-Безлюдівського одногобокого виступу [10], який простягається більше ніж на 80 км, а ширина його становить понад 5 км при сучасній глибині занурення дещо більшої 3000 м. Тому є всі підстави вважати, що, як мінімум, *на третині площі базальний розріз розпочинається товщею щільних пісковиків*, які сформувалися у результаті спільної дії екзогенних (гравітаційне стиснення) та ендегенних (термобаричне ущільнення) чинників. У результаті ерозії древнього рельєфу та хвилю-прибійної дії води у прибережній зоні виникли сприятливі умови і для формування безкореневих акумулятивних клиноформ. Ці сигмоподібні тіла інколи чітко фіксуються на часових розрізах (Хорошівська площа), приурочених до ділянок з найбільш крутими схилами виступу КФ. На Хорошівській ділянці, за нашими підрахунками, перспективні

локалізовані ресурси базальних відкладів становлять 7 млн тонн нафтового еквіваленту [11]. На жаль, продуктивність такого типу пасток у ДДР до цього часу ще не вивчена.

З віддаленням від області живлення просторовий вигляд базального піщаного тіла змінюється від клиноформ бокового заповнення до паралельно-площинної седиментації з поступовою заміною пісковиків глинистими утвореннями. Так, виходячи з механізму формування елементарного прошарку [10], слід передбачити що при трансгресії суші мілким морем значна частина схилу опиниться в зоні прибережно-морського затоплення, де теригенне тіло формується за рахунок ерозійного змиву з суші КВ, а також перемиву та перевідкладенню КВ вже в басейнових умовах. Якщо голова прошарку буде складена грубоуламковим матеріалом елювію та перевідкладеною корою, то потім, у результаті переносу морськими течіями, він вже заповниться пісками з меншою зернистістю. Прогнозується, що у підніжжі крутого схилу (Південно-Безлюдівська площа) породи перемитої та перевідкладеної КВ можуть мати товщини до 100 метрів [11, рис. 2].

Врізані базальні пісковики розкриті свердловинами на Васищівській, Денисівській, Коротичській та деяких інших площах. Як правило, це щільні породи. Інколи у пісковиках відбувається часткове епігенетичне окременіння – метасоматичне заміщення глинистого цементу кременистим, що ще більше погіршує їхні традиційні колекторські властивості. Так, наприклад, на Васищівській площі свердловина 1 розкрила майже двадцятиметрову товщу щільних кварцито-подібних пісковиків, рясно розбитих стилолітовими швами (рис. 3), які є кам'яним літописом природного гідророзриву. Як вважає О. Ю. Лукін [14], плівки та прокладки темно-кольорової пелітоморфної полімінеральної речовини, якою пронизані стилолітові тріщини, є рештками вуглеводневої речовини, що залишилась при ін'єкції ВВ у капілярне тіло щільних пісковиків. Отже, у підшві глинисто-карбонатної товщі намітились парагенетично пов'язані з нею від-

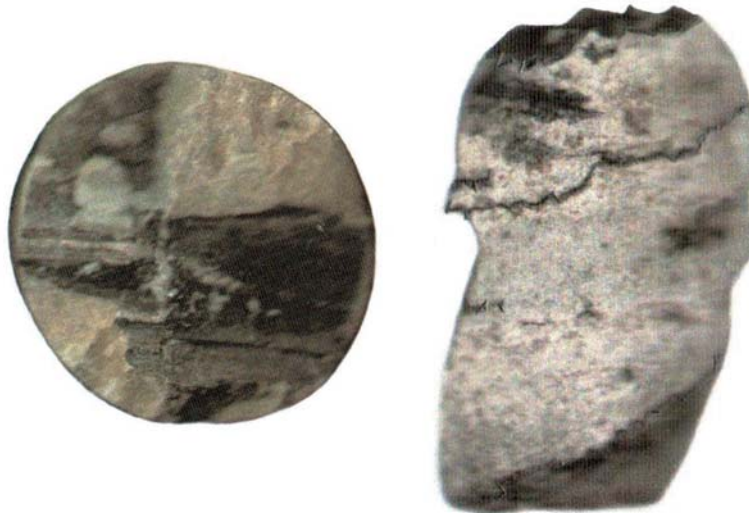


Рис. 3. Свердловина 1-Васищі, інтервал 3338–3353 м. Стилолітові тріщини природного гідророзриву

клади теригенно-кластичних порід. Це зокрема: алювіальні – піщані русла та бари, авандельтові – виноси річок, бари, заплавно-лагунні відклади [15], а у межах замикання басейну глинистої седиментації – здебільшого щільні пісковики.

Глинисто-карбонатне басейнове осадонакопичення базальної товщі розпочалось на заздалегідь підготовленій (опущеній лістричними блоками) території. Тому швидке затоплення значної площі не тільки вплинуло на збереження палеоландшафтів, але й сприяло тривалому стоянню берегової лінії, що є необхідною умовою для формування локальних піщаних тіл – лінзи, бари тощо. Постачався уламковий матеріал за рахунок неглибокої ерозії Коротичького та Безлюдівського пологих палеовиступів, які межують з береговою лінією моря (рис. 2) [6, рис. 4] і де розріз (Безлюдівська, Васищівська, Хорошівська, Коротичька площі) значно опіщанений. І все ж у басейн седиментації надходило обмаль кластичного матеріалу, адже відбувалося в основному глинисто-карбонатне осадонакопичення. Воно представлене глинистими вапняками та аргілітами з дрібними прошарками пісковиків і алевролітів, що не витримані по простяганню і періодично заміщуються глинистими утвореннями. Ці тонкошаруваті темні аргіліти на стадії епігенезу перетворювались у сланцювату породу, яка при ударі розпадається на тонкі пластинки, вкриті лусками вторинної слюди.

Більш потужні глинисто-карбонатні розрізи характерні для південної частини Південно-Харківської ділянки [7]. Тут вапняки XIII МГ мають товщини до 20 метрів. І навпаки – на півночі такими товщинами інколи вимірюються вже піщані прошарки. Наприклад, у свердловині Безлюдівська-612 сумарна товщина проникних прошарків становить 26,6 метра, а загальна потужність нижнього візе – 35 метрів. Тут продуктивними колекторами нафти є крупно- та середньозернисті кварцові пісковики з пористістю до 12%. Подібна, але менш чітка зміна літологічного

складу базальної товщі відбувається й у відкладах XIV МГ. Так, свердловина Караванівська-2 в інтервалах 3981–4001–4012 метрів розкрила відповідно аргіліти та КВ, тоді як свердловина Безлюдівська-2 (інтервал 3553–3580 метрів) – аргіліти з прошарками пісковиків та розмитою КВ. Отже, у напрямі регіонального клинення глинисто-карбонатні осадки (Гуківська-1) закономірно змінюються на прибережні алевритоглинисті та глинисто-піщані (Коротичька-2) породи. Зазначимо, що в умовах неодноразових тимчасових затоплень прибережних низин (пульсуюча трансгресія) тильні схили лістричних блоків виконували роль гребель. При трансгресії вони контролювали площу затоплення, а при регресії моря – затримували його відхід. Це і спонукало хвильову енергію руйнувати бар'єр, що створив конседиментаційно зростаючий зворотний скід. У його жолобі виникали сприятливі умови для нагромадження спочатку схилових, а потім і депресійних відкладів. І навпаки, в умовах пульсуючої трансгресії мілководного шельфу у піднятій частині лістричних блоків формуються врізані у вапняки пісковики (Юліївське підняття [2]), які вже відповідають регресивному циклу пульсації.

На Південно-Харківській ділянці нижньовізейські відклади залягають в інтервалі глибин 2900–4050 метрів при домінуючій глибині 3250 метрів. Виходячи з попередніх нафтогазопошукових задач, розрізи нижнього візе вивчалися в умовах горстантиклінальних підняття, де вони значно скорочені. У депресійних зонах потужності базальних відкладів дещо більші. Товщина їх змінюється від 35 до 80 і більше метрів, а середня (разом з КВ) становить 50–40 метрів (рис. 1). В США подібні параметри має родовище СГ Хейнесвіл – газова товща (70–100 м) залягає на глибині 3600–4500 м, а на родовищі Марцеллус газ видобувається із пачки (30–60 м) на глибині 1500–2500 м [17]. Відносяться вони до родовищ другого типу і експлуатуються за допомогою відносно невеликої кількості свердловин.

Особливості вуглеводневого накопичення у базальних відкладах

Південно-Харківського мегарезервуара

Природні гази, які абсорбуються низькопроникними колекторами, розміщені у закритих порах, а інколи й у закритих кавернах та мікротріщинах. Здатність до газонасиченості глинистої сланцюватої товщі полягає в тому, що аргіліти є своєрідним природним «насосом», який втягує в себе метан. А оскільки за умовами генерації Північне плече ДДР несприятливе для формування сингенетичних покладів вуглеводнів [12], то ТГК базальної товщі всмоктують абіогенний метан. Подібний «насос» існує і для «тугих» врізаних пісковиків за умов коли міграційних напруг глибинного флюїду (ще чи вже) недостатньо, щоб подолати вертикальний опір гірських порід, і їх розвантаження відбувається у субгоризонтальних напрямках. Тоді розрядка цих міграційних тисків у щільних пісковиках та приповерхневому розрізі КФ здійснюється через гідророзриви ін'єкційного типу (рис. 3), що веде до розкриття пор та формування насичених вуглеводнями тектонічних мікститів [18, 13]. Ефект втягування метану відбувався завдяки рухливим діям капілярних тисків. Вони у гідрофобному середовищі сприяють переміщенню струмливих вуглеводнів із тріщинуватих зон мантійних розломів, що є шляхами живлення глибинними ВВ-флюїдами, у мікропорові канали. Отже, капілярний насос «накачує» вуглеводні у ТГК [1, 16]. Він забезпечує постійне поповнення газу, особливо через слюдисті площини сланцюватості аргілітів та стилолітові тріщини (рис. 3) щільних пісковиків. А оскільки енергетика міграційного потоку глибинних вуглеводнів була різною (рис. 1, 5), то і термобаричний режим абсорбції газів на різних площах як для сланцюватої породи, так і для щільних пісковиків також буде різнитися. Тому можна говорити про фонові та більш високі енергетичні рівні абсорбції газів твердою речовиною, де збільшується пористість та ступінь розкриття мікротріщин, а отже, і дебіт газу [16]. В [21] виділяються низьковуглеводневі (1–3%), вуглеводневі (3–10%) та високовуглеводневі (понад 10%) площі СГ.

Більшу частину Південно-Харківської ділянки слід віднести до високовуглеводневої площі (рис. 4, 5). Це пояснюється сприятливим розміщенням чинників газонакопичення, які залежать від взаємопов'язаних процесів розущільнення КФ зі шляхами підтоку глибинних ВВ-флюїдів. Роль останніх виконують мантійно-корові розломи, які створюють мережу двох напрямів: ортогонального (Сковородинський, Баштанівсько-Белгородський, Горіхово-Павлоградський) та діагонального (Люботинський, Хорольсько-Розсошанський розломи) (рис. 4). Підтік ВВ-флюїдів також контролюють схили Богодухівської та Валківської кільцевих структур, які сприяють термально-магматичній активізації надр та інтенсифікації флюїдодинамічних процесів нафтидогенезу. Коли виконати картометричне складання [7] зон ділатансії лінійних і кільцевих мантійних розломів

з зонами підвищеної тріщинуватості, виявленими за матеріалами гравімагніторозвідки (Нечаєва Т. С., Дзюба Б. М., 2000), то площі з максимальними їх значеннями слід ототожнювати з високо насиченими ВВ територіями (рис. 5). З огляду на це і пропонується віднести ділянку до родовищ НГ другого типу. У її високоенергетичних зонах має відбуватися перманентний підтік природних газів, бо сумарний видобуток НГ, як показала практика, навіть теоретично не може вміститись у ємності ТГК. Цей парадокс пояснюється лише сучасною генерацією («накачуванням») глибинного газу в ТГК. На жаль, при проходці нижньовізейських аргілітів чи щільних пісковиків, якщо і помічалось розгазування розчину, то це сприймалось як фактор ускладнення (можливість викиду) буріння, і його намагались ліквідувати (заглушити), а не активізувати. Через відсутність у цих інтервалах класичних колекторів вони не рекомендувались до випробування, хоча інколи тут і отримували припливи газу.

Так, у свердловині Юліївська-11 (опущене крило зворотного скиду, рис. 1) при випробуванні в інтервалі 3718–3826 м з нижнього візе та КВ отримано слабкий приплив газу ($Q = 1921 \text{ м}^3/\text{доб.}$). У свердловині Скворці-10 (Київська площа) при випробуванні базальної товщі сумісно з КФ (поверхня фундаменту на глибині 3186 м) на 8-мм штуцері отримано дебіт газу 71,1 тисячі $\text{м}^3/\text{доб.}$, нафти – 206,4 $\text{м}^3/\text{доб.}$ За даними термодобітометрії інтервал 3132–3138 м працював газом, а інтервали 3142–3153 м та 3164–3176 м – газом з нафтою. Не виключено, що і у сусідній свердловині Скворці-26 газонасиченими були не тільки традиційні колектори. На цій же площі, але в опущеному крилі зворотного скиду, пробурені свердловини №№ 27, 41 та 42. У свердловині Скворці-41 припливи газу отримано з базальної товщі, а нафти – з фундаменту. В зв'язку з відсутністю традиційних колекторів випробування у свердловинах №№ 27, 42 не проводились. У свердловині Скворці-6 (покрівля КФ на глибині 3182 м) при випробуванні інтервалу 3098–3177 м отримано 53 тис. $\text{м}^3/\text{доб.}$ газу, а в свердловині № 8 (покрівля КФ на глибині 3340 м) в інтервалі 3222–3350 м – пластову воду з газом.

Ці припливи зразу ж після розкриття аргілітів та щільних пісковиків, безумовно, пов'язані зі спонтанною дегазацією НГ. Штучна дегазація відбувалась спільно з припливами генетично споріднених з нею вуглеводнів, що містилися у традиційних колекторах. Зараз неможливо визначити, яка частка НГ тоді була дегазована. Не виключено, що різкі падіння дебітів газу пов'язані з припиненням дії процесів штучної дегазації. Тому традиційні колектори, виявлені у нижньому візе на Безлюдівській, Юліївській та Скворцівській площах, розглядаються нами як свого роду «артерії», що пронизують поле капілярних тисків та створюють сприятливі умови для природної дегазації НГ. Якщо цей процес не контролювати при розкритті свердловинами базальної товщі, то піщані прошарки з аномально високим тиском можуть спровокувати при бурінні аварійну ситуацію. В умовах активізації

їх буде не випадковим, а очікуваним, і розвідники заздалегідь підготуються до освоєння високодебітних припливів. *Такі комплексні видобувні роботи та цільові ГРР на ділянці, де, на нашу думку, вже виявлено НГ, можуть стати рентабельними, бо непродуктивні свердловини будуть практично відсутні.*

Звернемо увагу на те, що подібні сприятливі умови для накопичення НГ існують і на суміжних Юліївському, Наріжнянському та Островецькому лістричних блоках. До того ж, за даними РГП «Полтаванафтогаз-геологія», з базальної товщі у свердловинах Юліївській 10 та 14 уже отримано промислові припливи газу. Але на сьогодні ми віддаємо перевагу Південно-Харківській ділянці, де не тільки менші глибини занурення, але й більша реальна можливість розкрити класичні піщані пастки. Тому Юліївську, Наріжнянську та Островецьку ділянки зараз слід розглядати у ранзі другочергових.

Пропозиції щодо освоєння вуглеводневого потенціалу Південно-Харківської ділянки

Виявлення покладів НГ на Південно-Харківській ділянці не викликає сумніву, бо витримані дві необхідні умови газонасичення: 1) – є потужні як сланцювате глинисте тіло, де відкрита пористість аргілітів 6–6,5% [19], так і товща врізаних «тугих» пісковиків та 2) – під ними виявлені канали живлення глибинними ВВ-флюїдами (рис. 1). Під час підготовки ділянки до пошуково-розвідувального і експлуатаційного буріння, безумовно, необхідно вивчити умови проводки та характер газопроявів на вже пробурених свердловинах [20], але основну увагу слід звернути на *відновлення старих свердловин*. Це дасть змогу провести в них інтенсифікацію припливів за сучасними технологіями. І не виключено, що з'являться стійкі припливи газу не тільки у раніше вже виявлених продуктивних розрізах, але й у заново відкритих, як це сталося на родовищі Біг-Сенді (США) [16]. На цьому родовищі, де газонасиченість пов'язана з тонкоплитчастими пелітоморфними глинистими породами, тільки у 6% пробурених свердловин отримано стійкі припливи газу. Причому СГ експлуатувався свердловинами з вертикальними стовбурами. І лише після впровадження динамічних вибухів у відкритому стовбурі та застосування методу витиснення природного газу вуглекислим видобуток його різко зріс. Подібна ситуація може повторитися й на Південно-Харківській ділянці. Продуктивність, що очікується у старих свердловинах при штучній дегазації, ґрунтується на здатності сланцюватої товщі та густо пронизаних стилітовими швами щільних пісковиків до постійного оновлення («накачування») НГ. Отже, коли при підготовці ділянки до видобутку НГ буде вдала «реанімація» відновлених свердловин (отримані стабільні припливи газу), а при аналізі зразків керна за запропонованою нами методикою [4] у сланцюватих породах та щільних пісковиках виявиться значний вміст абсорбованого газу, то з'являться вагомі аргументи на користь *неекстенсивного способу видобутку НГ*.

Причому за результатами лабораторних, аналітичних і геологічних досліджень [4] та даних видобутку з «реанімованих» свердловин можна достовірно оцінити потенціал НГ для Південно-Харківського мегарезервуара. Успішна його розробка залежатиме як від раціонального розміщення експлуатаційних свердловин, так і від вдалого впровадження гідророзриву ТГК. Позитивний показник передбачуваної рентабельності видобутку НГ на Південно-Харківській ділянці ми пов'язуємо з вірогідністю *супутнього відкриття покладів вуглеводнів у піщаних (можливо, і карбонатних) класичних пастках*. Тому у перспективних місцях їх розвитку (рис. 2) пропонується буріння горизонтальних розсічок. Довжина їх за новою технологією може перевищувати 1,5 кілометри. Ці горизонтальні стовбури сприятимуть більш потужним припливам НГ, а також створюватимуть оптимальні можливості для зустрічі з класичними піщаними чи карбонатними природними резервуарами.

У [7, рис. 4] нами вже були виділені перспективні площі пошуку покладів вуглеводнів, що пов'язані з алювіальними та прибережно-морськими відкладами. Так, між Безлюдівським та Васищівським підняттями за інтерпретацією часових розрізів прогнозується потужний конус виносу. Лінія його латерального екрану матиме вигин у бік підйому моноклінального схилу, тобто існують умови для формування піщаної пастки замкнутого контуру. Наступні Кузьмичинсько-Скворцівська, Крупичинсько-Люботинська та Західно-Харківська перспективні площі [7] розташовані в можливих зонах трасування палеорічок (рис. 2). Тут пастки будуть пов'язані з рукавоподібними резервуарами дельтового та авандельтового генезису, а на мілководному побережжі – з піщаними лінзами та барами. Найвищий рейтинг перспективності має Кузьмичинсько-Скворцівська площа [7]. Розміщення пошукових свердловин та азимуті їхніх горизонтальних стовбурів на цих площах повинні підпорядковуватись задачам пошуку піщаних пасток. І не виключено, що у разі успішного їх пошуку на першому етапі освоєння Південно-Харківського мегарезервуара основна вуглеводнева сировина вміщуватиметься не в ТГК, а в традиційних колекторах. Коли моніторингом експлуатаційних та розвідувальних робіт дистанційно керуватимуть сучасні сенсорні системи, які в умовах взаємопов'язаного процесу прийматимуть оперативні рішення як для режиму буріння свердловин, так і для обсягів видобутку НГ, тоді вдасться не тільки відпрацювати оптимальний варіант його видобутку, але і завчасно попередити можливі аварії та екологічні катастрофи при опошуванні пасток з аномально високими пластовими тисками та припливами вуглеводнів.

Висновки

1. Аналіз газопроявів та слабких припливів газу в пробурених у мегарезервуарі свердловинах дозволить уточнити першочергові площі для видобутку НГ. Зараз понад 30 свердловин розкрили базальну товщу і для більшості з них (якщо не для всіх) слід застосувати новітні технології інтенсифікації припливу

НГ. Коли у відновлених свердловинах отримають промислові дебіти газу, то це дозволить виконати попередню оцінку запасів НГ. Запорукою збільшення припливів газу є те, що ділянка знаходиться в зоні інтенсивної генерації («накачування») глибинного метану (рис. 1, 5). На нашу думку, вирішальну роль у цьому відіграють лінійні КВ – можливі шляхи вертикальної ін'єкції газу.

2. Нижньовізейські глинисті відклади є єдиною товщею у теригенному розрізі Харківського сегменту, де існують реальні можливості як для формування родовищ НГ, так і для утворення продуктивних ЛСК-пасток в умовах регіонального клиннення піщаних тіл [7]. Якщо їх шукати одночасно з видобутком НГ, то *ГРР будуть ефективними*. Полегшить пошук алювіальних тіл те, що флювіальні «транспортні коридори» розвивалися успадковано. На крутих схилах зворотних скидів можуть бути виявлені також пастки олістостром-клинформного виду, а на бережному мілководді – якісно ізольовані глиною локальні лінзи та бари. Не виключено виявлення колекторів і у можливих біогермних спорудах.

3. Вищенаведене дозволяє **говорити про передбачувану рентабельність поєднаних видобувних та геологорозвідувальних робіт**. Тому є підстави стверджувати, що освоєння Південно-Харківського мегарезервуара **не буде екстенсивним**. А це важливо не тільки з позиції ефективності робіт, але і для вирішення екологічних питань, перш за все щодо загрози забруднення артезіанських вод.

1. *Большаков Ю. Я.* Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа – Новосибирск: Наука, 1989. – 127 с.

2. *Височанський І.* Геологічні передумови формування літологічних пасток вуглеводнів на Північному борту Дніпровсько-Донецької западини / І. Височанський, М. Галабуда та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2007. – №2. – С. 13–25.

3. *Лебідь В.* Про переваги спільного видобутку сланцевого газу з традиційними видами сировини на прикладі Південно-Харківської ділянки / В. Лебідь, О. Раковська // Нафтогазова геофізика – нетрадиційні ресурси: Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції. – 2013. – С. 106–109.

4. *Лебідь В.* Про методологію ресурсної оцінки сланцевого газу на Південно-Харківському мегарезервуарі / В. Лебідь, О. Раковська // там же. – С. 110–113.

5. *Лебідь В. П.* Структурно-тектонічне районування Північного борту ДДР та визначення просторово-часових показників формування ЛСК-пасток / В. П. Лебідь, В. Г. Стеченко // Зб. наук. пр. НДІНП. – 2009. – Вип. 7. – С. 33–43.

6. *Лебідь В. П.* Зональне районування Харківського сегмента / В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров // Зб. наук. пр. УкрДГРІ. – 2010. – № 1–2. – С. 201–208.

7. *Лебідь В. П.* Прогноз та рейтингова оцінка нафтогазоперспективності пошукових об'єктів у базальній товщі Харківського сегмента / В. П. Лебідь, Г. Г. Гончаров, І. В. Ахромкіна // Зб. наук. пр. УкрДГРІ. – 2011. – № 1. – С. 137–1348.

8. *Лебідь В. П.* Щодо проблеми виділення кір вивітрювання фундаменту в розтині свердловин Північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену / В. П. Лебідь, А. М. Вертюх, Л. Б. Ніколайчук та ін. // Зб. наук. пр. УкрДГРІ. – 2006. – № 2. – С. 84–91.

9. *Лебідь В. П.* Принципи виділення та перспективи нафтогазоносності кори вивітрювання на бортах ДДЗ / В. П. Лебідь, І. В. Ахромкіна, О. В. Зубакова // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 1. – С. 14–16.

10. *Лебідь В. П.* Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології: У 2 т. / ІГН НАНУ. – К., 2000. Т. 2: Деякі концептуальні питання умов та механізму формування базальних товщ на бортах ДДЗ у зв'язку з їх нафтогазоносністю – С. 173–178.

11. *Лебідь В. П.* Освоєння нафтогазоносного потенціалу Північного борту ДДЗ (проблеми та шляхи їх вирішення) / В. П. Лебідь, П. М. Чепіль // Мінеральні ресурси України. – 2002. – № 1. – С. 32–35.

12. *Лебідь В. П.* Про визначення меж промислової нафтогазоносності на Північному борту ДДЗ / В. П. Лебідь, О. В. Зубакова // Вісник інженерної академії України. – 2001. – № 1. – С. 68–71.

13. *Лебідь В. П.* Будова вторинних резервуарів та особливості пошуку нафтогазоносних пасток у кристалічному фундаменті на структурах юліївського типу / В. П. Лебідь, О. Ю. Лукін, В. В. Макогон та інші // Зб. наук. пр. УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.

14. *Лукин А. Е.* Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубоководных породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение // Геологический журнал. – 2000. – № 2. – С. 21–33.

15. *Лукин А. Е.* Литодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогеновых бассейнах. – К.: Наукова думка, 1997. – 223 с.

16. *Лукин А. Е.* О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли / А. Е. Лукин. – К.: – Доповіді НАНУ, 2011. – № 3. – С. 114–123.

17. *Лукин А. Е.* Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геологический журнал. – 2010. – № 3. – С. 17–33.

18. *Лукин А. Е.* О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах // Геологический журнал. – 2004. – № 3.

19. *Ставицький Е.* Щодо перспектив сланцевого газу в межах Східного нафтогазоносного регіону України / Е. А. Ставицький, П. С. Голуб // Мінеральні ресурси України. – 2011. – № 2. – С. 4–11.

20. *Ставицький Е. А.* Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу / Е. Ставицький, П. Голуб, Н. Тхоровська // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 103–107.

21. *Юдович Я. Э.* Геохимия черных сланцев / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. – Л.: Наука, 1988. – 272 с.