

УДК 553.98.061.3

Концепція утворення та пошуку нафти і газу

С. М. Єсипович*

ДУ «Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України», Київ, Україна

Сприятливі умови для утворення високодебітних родовищ виникають в найбільш мобільних зонах земної кори — так званих шовних рифтогенних зонах (ШРЗ). До механічних умов «перетирання» і примусової фільтрації ювенільних вуглеводнів через динамічно напружені товщі, збагачені органічною речовиною, додаються умови високої температури та тиску. Вивчення ШРЗ дозволяє отримати уточнену структурну модель перспективної ділянки і визначає, в якому місці антиклінального склепіння треба закласти пошукову свердловину.

Ключові слова: нафтогазоносність, шовні рифтогенні зони, ослаблені зони, земна кора, геологічні цикли

© С. М. Єсипович, 2014

Сьогодні можна погодитись з академіком І. І. Чебаненком [1], який говорить про глибоку кризу концепції органічного походження нафти. Коли вже прибічники органічної гіпотези А. А. Трофимук, В. І. Молчанов та В. В. Панаєв відмовляються від таких понять як нафтоматеринська світа, і що саме в ній утворюється мікронафта, яка вже потім мігрує до місць свого накопичення, то це багато про що говорить. Ще раз підтверджуються слова В. І. Вернадського, що якщо геологічні факти суперечать гіпотезі чи теорії, то останні повинні так видозмінитись, щоб все пояснити. В науці не може бути одноманіття, бо в ньому немає розвитку. Боротьба концепцій фіксизму та мобілізму дала геології пульсаційну теорію, яка сьогодні з успіхом пояснює всі відомі геологічні факти розвитку планети. А тепер задамося питанням, чи могла б концепція фіксизму без допомоги мобілізму перерости в пульсаційну теорію? Навряд чи це б сталося, у всякому разі так швидко. До чого ближче стоїть концепція пульсаційного розвитку Землі? Якщо брати до уваги тільки просторове положення і певну незмінність з часом континентів і океанів, — то до фіксизму, а якщо виходити з того, що айсберги континентів переміщуються, пульсуючи в хвилях розширення–стиснення, — то до мобілізму.

Саме при розвитку органічної концепції походження нафти та газу почали накопичуватись факти, які їй суперечили. Причому ці протиріччя концентрувалися з двома напрямками: по практичному пошуку та розробці родовищ і лабораторним експериментам. Неможливість правильно формувати напрями пошуку нових покладів нафти та газу і привели М. О. Кудрявцева до відмови від органічної гіпотези. Саме вони з П. М. Кропоткіним та своїми послідовниками на Україні В. Б. Порфір'євим, Г. Н. Доленком, І. І. Чебаненком, Г. Ю. Бойком, В. Ю. Краюшкіним та іншими розробили концепцію про глибинне, підко-

рове походження не тільки нафти та газу, а й інших родовищ корисних копалин. Послідовно відстоюючи і розвиваючи принципи розломно-блокової тектоніки [2, 3], на яких власне й базується теорія пульсацій, І. І. Чебаненко тектоно-магмо-седиментно-метаморфо-рудо-нафтоутворення назвав [1] єдиним геолого-геохімічним процесом формування та розвитку земної кори.

У відділі АҚДГ ЦАКДЗ ІГН НАНУ розроблений модернізований комплект методів (МКМ) прогнозу неафтогазоперспективних об'єктів з використанням даних дистанційного зондування Землі. АКМ за широким комплексом аерокосмічних, морфометричних та геолого-геофізичних даних дозволяє в межах газових басейнів віділяти нові рифтогенні зони розвитку родовищ ВВ. Саме тут, відносно дов концепції О. М. Кудрявцева, будуть розміщуватись поклади ВВ з високими та стабільними дебітами.

Що потрібно для того, щоб синтез нафти відбувався? По-перше, відновлювальне середовище і активні мінеральні каталізатори, по-друге, вуглець та водень незалежно від їх походження. Як ж все-таки чисто теоретичні оцінки співвідношення органічного та неорганічного генезису нафти. Дослідники Західно-Канадського (Альбертського) басейну С. Мошир та Д. Уепплз (активні послідовники біогенезису) вивчили гірські породи з викопною органікою і оцінили в них вміст керогену. Далі, використовуючи загальноприйнятну кількісну геохімічну модель біогенно-катагенного утворення нафти, підраховували, що вся викопна органіка могла б дати тільки 7 % запасів нафти, що знаходяться в надрах Атабаски, Уобаски, Піс-Рівер та Колз-Лейк [4]. Причому розрахунки робились для сумарних геологічних запасів в 220 млрд. т нафти, а зараз вони вирости більше ніж два рази — Департамент Енергії Канади оцінює запаси в 480 млрд. Руденко А. П. та Кулакова І. І. [5] порахували, що співвідношення виходу нафти з забороненої біомаси та ювенільних вуглеводнів мантії в природних відкритих каталітичних системах за

один і той же проміжок часу дорівнює 1/800. Вони вважають, що отримані з біомаси молекулярні фосилії (“біомаркери”) залишаються в породах як розсіяна органічна речовина, і саме вони потрапляють в абиогенну нафту на шляхах її вертикальної міграції. В той же час доведено [6], що всі відомі “біомаркери” можуть бути отримані абиогенним шляхом і не мають однозначного зв'язку з біогенним матеріалом.

За В. Б. Порфір'євим [7], нафта та газ утворюються під землею корою при високій температурі та великому тиску з космогенного водню та оксиду вуглецю за реакціями Фішера-Тропша. І оскільки розломи перетинають всю земну кору, то саме по ним мігрують рідкі та газоподібні вуглеводні, утворюючи по всьому розрізу поклади нафти та газу. Все це повністю підтверджено фактичними даними [4, 8] розвідки та експлуатації великих та гігантських родовищ світу, які мають три особливості:

1) розміщені в активних геосинклінальних зонах або поруч з ними;

2) високий поверх на тогазоносності з невстановленою нижньою границею — вверх по розрізу поклади формуються у всіх типах порід (кристалічних, магматичних, осадових) різної векторної приналежності (від кембрію до неогену) і обмежуються тільки наявністю колекторів, покриток та пасткових умов;

3) більш ніж 85% запасів нафти та газу зосереджено на глибинах 1–3 км, що складає біля 80% світових запасів.

Нижче наведено таблицю з роботи [8].

Треба сподіватись, що, саме пояснивши ці дані з геотектонічних та геодинамічних позицій, буде зрозуміло, як утворюються родовища нафти та газу і де їх треба шукати.

Що власне в геотектонічному плані уявляють собою схили підшви земної кори? Очевидно, що саме тут розвинуті шовні рифтогенні зони (ШРЗ). А. В. Чекунов в роботі [9] зазначає, що в межах скороченої земної кори при рифтингу утворюється серія окремих щільних грабенів. Оце власне і є генетична суть шовної рифтогенної зони. Закладаються вони (ШРЗ) на етапах розширення планети, коли крихка шкаралупа земної кори змушена тріскатись, пристосовуючись до збільшення об'єму верхньої мантії.

Розглянемо в тектоно-динамічному плані розвиток геосинклінальної області. За класичними уявленнями вона ділиться на центральну, евгеосинклінальну зону та зони міogeосинкліналей, що розміщені поруч. Зона евгеосинкліналі, це зазвичай, область

розвитку молодих ефузивів основного складу перемішаних з продуктами екзогенного вивітрювання блоків континентальної земної кори. Зони міogeосинкліналей складені з різновеликих блоків земної кори, роз'єднаних шовними рифтогенними зонами (ШРЗ). Завдяки такому роз'єднанню на етапі розширення планети, вони набувають певної автономності рухів і можуть самостійно переміщуватись в хвилях розширення–стиснення від центру та до центру Землі, а також горизонтально, підкоряючись ротаційній динаміці планети.

Під час епохи стиснення об'єм верхньої частини мантії, завдяки викиду високоенергетичних компонентів, зменшується, і до цього зменшеного об'єму змушена пристосовуватись земна кора (яка на попередньому етапі — під час розширення — значно збільшилась по площі). Блоки земної кори, розміщені в зонах міogeосинкліналей, починають опускатись в товщу мантії, видавлюючи в зоні евгеосинкліналі гірські системи. Таким чином, поверхня астеносфери, не сама піднімається вгору, виштовхуючи гірський масив, а робить це примусово під тиском міogeосинклінальних зон. Тому з позицій геодинаміки гірські системи дають обмежену інформацію для геодинамічного моделювання — вся повнота її може бути отримана тільки при врахуванні історії геологічного розвитку передгірських та міжгірських прогинів. В той же час в самих міogeосинкліналях поверхня астеносфери буде відносно пониженою, завдяки переміщенню вниз блоків земної кори. От ми і підійшли до головного моменту, і тепер можна пояснити, чому нафтогазові родовища тяжіють до відносно пониженої поверхні астеносфери, а газів — до відносно підвищеної. Сприятливі умови для утворення нафти виникають саме в шовних рифтогенних зонах, де до механічних умов “перетирання”, а значить примусової фільтрації ювенільних вуглеводнів через динамічно напружені осадово-магматичні товщі добавляються висока температура та тиск. В зоні ж евгеосинкліналі, поруч з гірською системою, таких умов не виникає, тому й формуються родовища газу.

За даними Г. Н. Доленка [10] нафтові та нафтоконденсатні родовища зосереджені, як правило, в районах, де найбільш виражена поперечна тектонічна зональність. Ці практичні дані по нафто-газовидобутку ще раз підтверджують реальність моделі нафто- та газоутворення, викладеної вище. Поперечна зональність разом з подовжною чітко просте-

Таблиця

Розподіл великих запасів нафти залежно від тектонічних умов (за [8])

Зони розвитку великих родовищ	запаси нафти %
Структурні схилки на платформених схилах прогинів та западин	50,3
Геосинклінальні схили передгірських прогинів та крайові зони міжгірських западин	21,3
Крайові зони платформених схилів та платформених западин	13,5
Внутрішня частина нафтогазоносних басейнів	11,5
Внутрішні великі підняття та інші ускладнення нафтогазоносних басейнів	3,5

жується в межах передгірських прогинів, а чим ближче до гірської споруди, поперечна зональність буде затухати, так як ми виходимо за межі автономних блоків земної кори, які її утворюють. Зате перед фронтом чітко вираженої гірської системи повною мірою проявиться поздовжня тектонічна зональність, яка й контролює зони газонакопичення.

Тяжіння нафти та газу до крутих схилів поверхні Мохоровичича (за А. В. Чекуновим, 1990) — це тяжіння їх до шовних рифтогенних зон.

Тут зразу й виникає питання, а як же підрахунок запасів і оцінка перспектив нафтогазоносних басейнів? Треба констатувати, що повної об'єктивної інформації це не дає, що й підтверджується реальними даними по нафто-газовидобутку. Всі розрахунки базуються на поняттях осадово-міграційної гіпотези органічного походження нафти та газу, яка є невірною по своїй суті. Саме вона підштовхує геологів просуватись в глибину нафтогазового басейну, вивчати нові глибокозалагаючі “перспективні” горизонти. Ясно, що й поняття перспективного горизонту втрачає свою суть, бо перспективним він може бути тільки в межах ШРЗ та ділянках, що з нею межують. Адаже рухаючись з пошуками в глибину басейну, ми тим самим віддаляємось від ШРЗ, а значить і від високopersпективних ділянок. Те, що 80% світових запасів нафти зосереджено на глибинах 1–3 км, повністю підтверджує тезу ШРЗ як високо перспективних областей, що зазвичай знаходяться при виходах з басейнів і мають скорочений осадовий чохол.

З вищесказаного зовсім не виходить, що не треба вивчати весь басейн та глибокозалагаючі горизонти. Йдеться перш за все про шкалу пріоритетів та першочерговості. В цьому плані надзвичайно показова таблиця з роботи [8], де приведені світові фактичні дані. В ній досить низько (11.5%) оцінюється перспективність внутрішніх частин нафтогазоносних басейнів і ще нижче (3.5%) окремих піднять в середині них. Ага, скажуть опоненти, так все таки нафта і газ є в середині басейнів, хоч і мало, але де ж вона там береться, якщо там немає поруч ШРЗ? По-перше, залишається співвідношення 1/800, виведене А. П. Руденком та І. І. Кулаковою, і теоретично на 800 частин абіогенної нафти може утворюватись одна частина біогенної. По-друге, не можна забувати про захоронені ШРЗ, які існували на певному тектонічному етапі. З часом такі зони повністю, або частково втратили свою автономність, але встигли сформувати поклади вуглеводнів. Які вони будуть за величиною? Очевидно, що незначні, до того ж, швидко вичерпуватимуться, не маючи свіжого підтоку вуглеводнів. Це підтверджується даними вищезгаданої таблиці, в якій також низько (13.5%) оцінюються перспективи крайових схилів платформених западин. Такі западини контролюються саме забороненими (повністю або частково) ШРЗ, які були активні на попередньому геотектонічному етапі — наприклад для ДДЗ — в девоні-карбоні. Альпійська тектоніка в

ДДЗ проявилась дуже обмежено — в основному у зоні зчленування з Донбасом.

Головне питання, на яке треба відповісти при складанні перспектив нафтогазоносності того чи іншого регіону, області, району, це через історію його геологічного розвитку висвітлити історію розвитку шовних рифтогенних зон. Наприклад в родовищі Лелюк (Канада) нафта з хорошим дебітом виявлена в силурійських рифах. Але це зовсім не означає, що поклад сформувався в палеозої. В палеозої розвинулись тільки органогенні споруди, і вже сама товщина їх до (300 м) говорить, що це був ланцюг берегових рифів, який розвивався в умовах епіконтинентального морського басейну. В подальшому ця смуга була виведена з-під рівня моря і карбонатний масив сильно видозмінився екзогенними процесами вилугування, карстоутворення тощо. Таким чином, під час герцинського тектонічного циклу було сформовано ідеальний колектор. А під час альпійського територія карбонатного масиву потратила до області розвитку молоді геосинклінали, коли й були сформовані хороші покришки та створені пасткові умови. ШРЗ, розвинута поміж молодію геосинкліналю та платформою, “накачала” Лелюк нафтою. Так що по своїй генетичній суті це молоде родовище, хоча заповнені колектори палеозою.

Очевидно треба погодитись з класиками нафтогазової геології В. Б. Порфир'євим, Г. Н. Доленком, І. І. Чебаненком, Г. Ю. Бойком та іншими, що нафта утворюється тільки на орогенних етапах розвитку земної кори, а значить під час епох стиснення. Саме тоді ж, очевидно, створюються і пасткові умови. В епохи розширення різних циклів формуються хороші колекторські товщі — спостерігаються вони в кембро-ордовіку, силур-девоні, ранній пермі, пізньому тріасі-ранній юрі, крейді та еоцені. Причому колектори кембро-ордовіка явно корелюються з відкладами апт-альбу нижньої крейди з послідовністю утворення в один глобальний галактичний цикл. В епохи розширення утворюються також хороші екрануючі товщі хемогенних осадових порід. Щодо нафти, то утворюватись з епохи розширення вона не може, так як в шовних рифтогенних зонах не виникають необхідні для цього умови, а от з газом все складніше. Дегазація верхівки мантії йде найбільш активно, завдяки максимальній розкритості поверхневого прошарку планети. Значна частина газоподібних вуглеводнів потрапляє в атмосферу, але частина може накопичуватись й в осадових товщах. Процес перетворення первинної органічної речовини в вугілля марки Т та Д повинен був закінчитись в до інверсійний період розвитку Карпат. Г. Н. Доленко робить висновок [10], що в цей час могли утворюватись і вуглеводні. Але так як зберігатись їм не було де (необхідні структурно-літологічні умови були створені на орогенному етапі), то вони розсіювались. Сам Григорій Назарович вважає, що формування структур та заповнення їх нафтою відбувалось одночасно.

Таким чином, встановлені факти нафтогазонос-

ності та аналіз різних уявлень при утворенні нафти і газу дозволяють зробити основні висновки та оцінку перспектив пошуку вуглеводнів.

Висновки

1. В роботі [9] А. В. Чекунов зазначає, що співставлення особливостей рельєфу розділу Мохо в ДДЗ з розміщенням нафтогазових родовищ свідчить про те, що вони явно тяжіють до відміток 35–40 км, маючи максимум приблизно 37,5 км. Ці відмітки характеризують схили поверхні Мохо і це значить, що саме вони у вказаному інтервалі глибин найбільш перспективні для пошуків родовищ в регіональному плані.
2. Ступінь тектонічної подрібненості розділу Мохо для Дніпровського грабену ДДЗ також вивчена в роботі [9]. Встановлено, що найбільш подрібнені саме схили розділу — в осьовій частині грабену показник подрібненості менше 0,1, в напрямі до південного борту він зростає до 0,2, а до північного — набуває значень більше 0,2.
3. Зони нафтогазонакопичення [10] в ДДЗ тяжіють в просторовому плані до поперечних розломів з максимальними амплітудами переміщень і особливо до тих місць, де вони перетинаються з крайовими поздовжніми розломами.
4. Узагальнення матеріалів ГСЗ по глибинним, кореневим частинам розломів показало [9], що найбільш значні з них народжуються саме в мантиї та лише потім проникають в земну кору, подрібнюючи її та створюючи системи гілкоподібних більш мілких порушень. Далеко не завжди вони досягають поверхні, або знаходяться в полі зору горизонтів осадового чохла і затухають на певній глибині. якщо по таким деревоподібним тріщинам іде підйом ювенільних вуглеводнів, то вони принципово можуть створювати їх скупчення в окремих відгалуженнях, апофізах та апікальних частинах, що не досягли поверхні, утворюючи щось на зразок перевернутої новорічної ялинки.
5. Б. П. Кабышев, встановив [11], що структурно-стратиграфічні поклади нафти в відкладах нижньопермського-верхньокам'яновугільного комплексу ДДЗ знайдені тільки там, де є поклади в нижньокам'яновугільних відкладах, і останні пов'язані з верхніми горизонтами системою пору-

шень. Якщо таких умов немає (були опошуковані десятки перспективних площ), то не виявлено родовищ в верхньому, нафтогазоперспективному комплексі.

6. Заміна газових покладів нафтогазовими та нафтовими спостерігається в північно-західному напрямку ДДЗ (від складчастого Донбасу) і встановлена для всіх продуктивних комплексів [11].

Література

1. Чебаненко И. И. О глубоком кризисе теории органического происхождения нефти / И. И. Чебаненко // Геол. журн. — 1999. — №1 — С. 120–127.
2. Чебаненко И. И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры / И. И. Чебаненко. — Киев: Наук. думка, 1977. — 82 с.
3. Чебаненко И. И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры / И. И. Чебаненко. — К.: Из-во АН УССР, 1963. — Сер. геотектоники. — Вып. 12 — 152 с.
4. Доленко Г. Н. Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в земной коре / Г. Н. Доленко. — К.: Наук. думка, 1986. — 136 с.
5. Руденко А. П., Кулакова И. И. К вопросу об абиогенном образовании углеводородов нефти и газа // Нетрадиционные вопросы геологии. VI 11 науч. семинар, февраль, 2000 г. — М.: геол. фак. МГУ, 2000. — С. 61–62.
6. Шнюков Е. Ф., Краюшкин В. А. О природе нефти (К 100-летию со дня рождения академика АН УССР В. Б. Порфирьева) / Е. Ф. Шнюков, В. А. Краюшкин // Геол. журн. — 1999. — №1. — С. 109–119.
7. Порфирьев В. Б., Гринберг И. В. Современное состояние органического происхождения нефти / В. Б. Порфирьев, И. В. Гринберг // Проблемы происхождения нефти. — К.: Наук. думка, 1970. — С. 5–52.
8. Высоцкий И. В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран / И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, В. И., Высоцкий. — М.: Недра, 1981. — 479 с.
9. Чекунов А. В. Литосфера и нефтегазоносность территории СССР / А. В. Чекунов, Ю. К. Шукин, В. Н. Семенов [и др.] // Геофиз. журн. — 1990. — № 1 — С. 3–9.
10. Доленко Г. Н. Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в земной коре / Г. Н. Доленко. — К.: Наук. думка, 1986. — 136 с.
11. Кабышев Б. П. Роль перерывов и несогласий в формировании и размещении скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Б. П. Кабышев // Геол. журн. — 1996. — №4 — С. 17–24.

КОНЦЕПЦИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И ПОИСКА НЕФТИ ГАЗА

С. М. Єсіпович

Благоприятные условия для образования высокодебитных месторождений возникают в наиболее мобильных зонах земной коры — так называемых шовных рифтогенных зонах (ШРЗ). К механическим условиям “перетирания” и принудительной фильтрации ювенільных углеводородов через динамически напряженные толщи, обогащенные органическим веществом, добавляются условия высокой температуры и давления. Изучение ШРЗ позволяет получить уточненную структурную модель перспективного участка и определяет, в каком месте антиклинального свода надо заложить поисковую скважину.

Ключевые слова: нефтегазоносность, шовные рифтогенные зоны, ослабленные зоны, земная кора, геологические циклы

CONCEPTION OF EDUCATION AND SEARCH OF OIL AND GAZ

S. M. Jesypovich

Favorable conditions for the formation of high-output deposits occur in the most mobile areas of the crust - so-called suture rift zones (SRZ). Mechanical conditions of “grinding” and forced filtration of juvenile hydrocarbons through dynamically strained layers, rich in organic matter, are supplemented by the conditions of high temperature and pressure. Study of the SRZ provides for defining of a specified structural model of a prospecting site and determines the place for a test well in the anticline arch.

Keywords: oil-and-gas bearing, so-called suture rift zones, weak zones, the earth's crust, geological cycles