

Микола ЄВДОЩУК, Анна КРИШТАЛЬ, Галина БОНДАР

ГЕОДИНАМІКА ТЕКТОНОГЕННИХ ВТОРИННИХ РЕЗЕРВУАРІВ

Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ, Україна,
e-mail myevdoshchuk@rambler.ru

Субгоризонтальні напруги стиснення Східноєвропейської континентальної літосферної плити, викликані закриттям палеоокеанів по її периметру, які маркуються байкальською, каледонською, герцинською, кіммерійсько-альпійською гірськими складчастими системами, як показано на рис.1, визначало формування квазірифтогенних западин в тілі плити (Истомин, Евдощук, 2002). Геодинамічні процеси субгоризонтального стиснення і його ослаблення не тільки приводили до деструкції земної кори в умовах зон розрядки напружень плити, але і в межах останніх при стисненні обумовлювали аномальне підвищення температури, густини інгредієнтів земної кори, їх фазових перетворень. Поліморфні і поліметаморфогенні перетворення приводили до ущільнення і обваження консолідованої частини кори в результаті процесів базифікації і еклогітизації. З сильним ущільненням і істотним навантаженням порід кори в періоди релаксів стиснення було пов'язане з її зануренням різної інтенсивності, що приводило до некомпенсованого і компенсованого осадконакопичення. У ДДЗ це відбувалося в умовах багатократного геодинамічного субгоризонтального стиснення і його ослаблення відповідно до пружно-напруженого стану Східноєвропейської плити в системі розвитку обрамляючих її палеоокеанів різного геологічного віку (Палеоуральського, Палеоатлантичного, Палеотетісу, Тетісу, Паратетісу та ін.).

Швидкість верхньодевонського занурення ДДЗ і її заповнення осадковими і вулканогенними утвореннями оцінюється в середньому в 300-400 м / млн років. За часовим інтервалом пізній девон - раннє візе - близько 122-180 м / млн років. У більш пізні часи темп осадконакопичення значно знизився і вимірювався десятками м / млн років.

У ДДЗ загальний режим посилення й ослаблення субгоризонтального стиснення супроводжувався також формуванням зон розтягнення, про що свідчать регіональні (уздовж бортів западини), а також зональні і локальні скиди. Перевищення кількості розривних порушень скидового характеру відносно до підкидового пов'язано з більш тривалими періодами ослаблення-стиснення і трансформацією підкидів у скиди при ослабленні стиснення. Таким чином, до теперішнього часу могли зберегтися підкиди в основному як реліктові форми розривних деформацій.

Суттєве значення в ДДЗ мали поперечні розривні порушення, що контролювали в цьому напрямку тектонічні блоки фундаменту і осадконакопичення. (Ставрогин, Протосеня, 1985).

Виявлена промислова нафтогазоносність ДДЗ пов'язана з первинними нафтогазоносними резервуарами, тобто з тими, які переважно успадкували фільтраційно-ємнісні і флюїдоекрануючі властивості осадкових відкладів, сформованих в різних седиментаційних обстановках. Ці резервуари зазвичай класифікуються за рядом показників: ступеня безперервності поширення,

однорідності, характеру будови, фаціально-літологічного складу, типам пасток і покладів, газогідродинамічним режимом фільтрації флюїдів, їх фазовим складом і т. д. Такі резервуари в ДДЗ приурочені до генераційно-акумулюючої товщі відкладів нижнього і в певній мірі середнього карбону, до, головним чином, акумулюючих відкладів верхнього карбону і нижньої пермі, а також в меншій мірі – триасу і юри.



Рис. 1. Узагальнена схема геодинамічних зон у вертикальному розрізі структури субгоризонтального стиснення типу горст-антикліналі

У запропонованій нами схемі класифікації нафтогазових резервуарів (рис. 2) крім первинних, виділяються вторинні, що сформувалися переважно в результаті інтенсивного впливу на щільні або висококатагенізовані осадові, а також вивержені і метаморфічні породи тектоногенних процесів в сукупності з фізико-хімічною (в т. ч. пневмогідротермальною) обробкою в певних термобаричних умовах.

Зрозуміло, що між першими і другими можуть бути перехідні (або змішані) типи, де ще частково зберігаються фільтраційно-ємнісні і флюїдоекрануючі властивості первинних резервуарів при певному впливі гіпергенних, гіпогенних і тектоногенних процесів.

Вторинні резервуари поділяються нами на дві групи: гіпергенні, відомі за виявленими родовищами ВВ в карбонатах і корі вивітрювання кристалічних порід, і відносно менш відомі - тектоногенні.

Останні (а також перехідні) сьогодні особливо важливі, так як перспективи нафтогазоносності первинних резервуарів в ДДЗ вже значною мірою вичерпані.

Пошук тектоногенних резервуарів є істотно новим напрямком виявлення нафтогазових родовищ на глибинах понад 5000 м, де первинні резервуари у зв'язку з високим катагенезом практично відсутні.

Серед тектоногенних резервуарів виділяються тектоклазові, більш поширені в зонах розтягнення, відносно мало розвинені на великих глибинах, і дилатансогенні, які за певних умов можуть розвиватися в зонах геодинамічного стиснення.

Експериментально було показано, що при тривісному нерівномірному стисканні в умовах, обмежених спадаючою гілкою повної діаграми «напруга - деформація», при сприятливих термодинамічних, а також фізико-хімічних обстановках, певні за складом і міцністю висококатагенізовані або щільні породи можуть істотно змінювати фільтраційно-ємнісні властивості (при дилатансії покращувати флюїдоємнісні та фільтраційні, а при ущільненні покращувати флюїдоекрануючі).



Рис. 2. Схема класифікації природних нафтогазових резервуарів

У ДДЗ геолого-геодинамічні умови, які забезпечили б парагенезис щільних флюїдоекрануючих порід з породами, схильними до дилатансогенезу, нами пов'язуються зі структурами стиснення і зокрема з горст-антикліналями, обмеженими на крилах основними структуроутворюючими підкидами, а в ряді випадків ще й ускладнених другорядними підкидами, скидами і криптодіапірами девонської солі.

Такі структури стиснення класифіковані нами на вісім класів, представлених встановленими і прогнозованими їх локальними різновидами. У своїй різноманітності вони утворюють цілі протяжні горст-антиклінальні зони (вали). Завдання полягає в тому, щоб з усього їх розмаїття виділити ті, умови формування яких найбільш близько відповідали б вищевказаним можливостям формування вторинних нафтогазових дилатансогенних резервуарів і їх заповненню вуглеводнями різного фазового складу.

Наявні дані геофізичних досліджень буріння свердловин (в т. ч. механічного каротажу), притоки газу і газопрояву, дослідження шламу, керна та ін. дозволили попередньо виділити вісім класів дилатансогенних колекторів в т. ч. відповідно до їх умовної характеристики за величиною пористості:

1. 14 і більше %;
2. від 11 до 14 %;
3. від 9 до 11 %;
4. від 7 до 9 %;
5. від 5 до 7 %;
6. від 3 до 5 %;
7. до 3 %;
8. невизначений (розглядаються дилатансогенні непіщані породи, в т. ч. аргіліти).

Відповідно до цієї класифікації найбільш перспективними є виділені вище шостої і восьмої геодинамічні рівні розвитку дилатансогенних колекторів.

Нафтогазоносність таких об'єктів генетично пов'язується з мало відомими в структурній геології та тектонофізиці структурно-деформаційними, морфокінематичними та флюїдодинамічними парагенезами зон зсуву (структури горизонтального зсування), реверсними розломами, структурами «пропелерного» типу і внутрішнього зсуву, структурами «доміно» та «зеркалами складчастості» в геодинамічних обстановках транспресії, транстенсії і пов'язаних з ними квіткоподібними структурами, деформаційними та флюїдодинамічними системами і ін.

Так як в природних умовах досить широко розвинені породи з низькими ємнісними, фільтраційними і невисокими екрануючими властивостями, то завдання виявлення геологічних умов, ідентифікованих з вище зазначеними лабораторними дослідженнями, вельми актуальна.

Таким чином, можна констатувати, що на прикладі ДДЗ встановлюється прямий зв'язок між геодинамічними напруженнями стиснення (в т. ч. домінуючої субгоризонтальної спрямованості) на надрегіональному, регіональному, зональному і локальному рівнях, що інтегрально виконує основний внесок у формування нафтогазових вторинних резервуарів (в т. ч. з дилатансогенними колекторами). Це відкриває нові можливості виявлення покладів вуглеводнів на технічно доступних великих глибинах в досить висококатагенезованих породах.