

ДИСКРЕТНЕ ФОРМУВАННЯ РЕЗЕРВУАРІВ “СЛАНЦЕВОГО” ГАЗУ В ЕКСФІЛЬТРАЦІЙНОМУ КАТАГЕНЕЗІ

Показана динаміка формування резервуарів “сланцевого” газу під час процесів ексфільтраційного катагенезу. Виділено декілька типів резервуарів вуглеводнів, які у різних частинах глинистих комплексів утворювалися неодноразово та відрізнялися шляхами еволюції структури та флюїдного режиму. У зв'язку з цим у конкретних обставинах необхідний індивідуальний підхід під час нафтогазовидобувних робіт.

Ключові слова: “сланцевий” газ; ексфільтраційний катагенез; зони тріщинуватості; резервуари вуглеводнів.

Вступ

Проблема нетрадиційних покладів природного газу, передусім “сланцевого”, останнім часом набула надзвичайної актуальності, особливо у зв'язку з успіхами його пошуків і видобутку в Північній Америці.

“Сланцевий газ” (за [Локтев та ін., 2011; Лукин, 2010, 2011]) пов'язаний з тією чи іншою мірою (1–15 %) збагаченими органічною речовиною (ОР) глинистими та карбонатно-глинистими породами, ступінь катагенезу яких не перевищує градацій МК₄–АК₁, а переважно характеризується рівнем ПК–МК₃. На основі цих параметрів до рангу газоносних можна зарахувати більшість відомих глинистих та карбонатно-глинистих товщ, які відповідно повинні би бути продуктивними фактично у всьому об'ємі. Звідси логічно припустити, що видобувні свердловини (вертикальні, L-подібні чи горизонтальні) можна закладати у будь-якому місці і, застосовуючи відповідні технології, вилучати вуглеводні (ВВ).

Втім практика нафтогазопошукових робіт показала, що кількість продуктивних свердловин становить лише 6–10 % [Розвиток..., 2011; Алексеев та ін., 2012]. Це засвідчує дуже нерівномірний, мозаїчний характер нагромадження ВВ у глинистих формаціях. Через невисоку проникну здатність порід обсяги газу, освоєного однією свердловиною, є у 50–100 разів меншими, ніж у традиційних родовищах. Тільки завдяки великим площам покладів (до 13 тис. км²) видобуток такого газу стає економічно доцільним, і то тільки у зонах підвищеної продуктивності (“sweet spots”), які становлять 10–20 % від загальної площі покладу [Розвиток..., 2011]. Для визначення цих зон необхідне проведення геологорозвідувальних робіт у межах великих земельних ділянок, що істотно ускладнюється на територіях із значною густрою населення та промислових об'єктів.

З метою оптимізації пошуків і звуження кола варіантів вибору перспективних об'єктів потрібне наукове обґрунтування геологічної (літогенетичної) природи колекторів і резервуарів ВВ у глинистих товщах. Необхідність цього зумовлюється і рядом інших обставин, зокрема тим, що газоносним “сланцям” притаманний феномен невідповідності об'ємів газу, який видобувається, та газонасиченої пористості низькопроникних колекторів,

що може вказувати на перманентне надходження газу у продуктивні горизонти [Лукин, 2011]. Для пояснення цих особливостей розроблена гіпотеза [Лукин, 2011] про гідрофобізацію порід упродовж їхніх катагенетичних трансформацій. У результаті кероген і пелітоморфна мінеральна речовина набувають додаткової пористості й відкритої мікротріщинуватості, що сприяє безперервній “накачці” природного газу з різних джерел у гідрофобне капілярне- і субкапілярне пористе середовище.

У контексті досліджуваного питання необхідно зупинитися на проблемі тріщинуватості порід глинистих товщ. Так, у формації Баккен, яку багато дослідників розглядають як еталонний “газоносний об'єкт у сланцях”, ще у 1953 році [Михайлов та ін., 2012] під час буріння у товщі ущільнених слабопроникних і низькопроникних аргілітів було розкрито зону природної тріщинуватості, у межах якої пізніше застосовувалися гідравлічні методи стимулювання припливів газу. У низці інших сланцевих товщ також зауважують наявність ділянок природної тріщинуватості [Montgomery et al., 2005; Gale et al., 2007], що, зокрема, зумовлює продуктивність відомого родовища Біг-Санді (Передапалацький басейн). Характерно, що продуктивні інтервали у товщі трапляються на різних глибинних рівнях і можуть сполучатися між собою [Клубова, 1988].

Про визначну роль тріщинуватості на макрорівні – в масштабі пласта (n×10 м) свідчать результати вивчення відкладів баженівської світи, у яких високі та надвисокі дебіти ВВ приурочені до зон роздрібнення, з яких виноситься щєбінь [Клубова, 1988; Никульшин, 2007]. Водночас дослідження на мезорівні (лабораторні петрофізичні заміри) показали дуже низьку проникність порід, а вивчення цих порід на мікрорівні (растровий електронний мікроскоп) не виявили зв'язаних між собою пор.

Дослідивши численні родовища нафти і газу, пов'язані з глинистими формаціями, Т.Т. Клубова дійшла висновку [Клубова, 1988], що тріщинно-ослаблені зони є літогенетично передумовленими (формування мікротріщин внаслідок структурно-текстурної неоднорідності порід), а розкриваються вони за певних тектонічних напружень, пов'язаних насамперед з висхідними або частими знакомінними рухами.

Незважаючи на вищезазначені наукові результати, залишається нез'ясованим питання просторово-часових особливостей локалізації продуктивних інтервалів у глинистих нашаруваннях.

Формування зон тріщинуватості

Ключовим моментом вирішення цього питання є врахування дискретності літогенетичних процесів, що, зокрема, відображене у флюїодинамічній концепції катагенезу [Григорчук, 2004, 2008, 2010], яка обґрунтовує його циклічну природу, узгоджену з етапністю змін тектонічного режиму басейнів. Цикли розпочинаються з інфільтраційного або ексфільтраційного пасивного підетапу (домінування низхідних рухів) і завершуються ексфільтраційним активним підетапом (інверсійні рухи) (рис. 1). У структурно-речовинних трансформаціях порід принципово важливе значення має ексфільтраційний етап катагенезу.

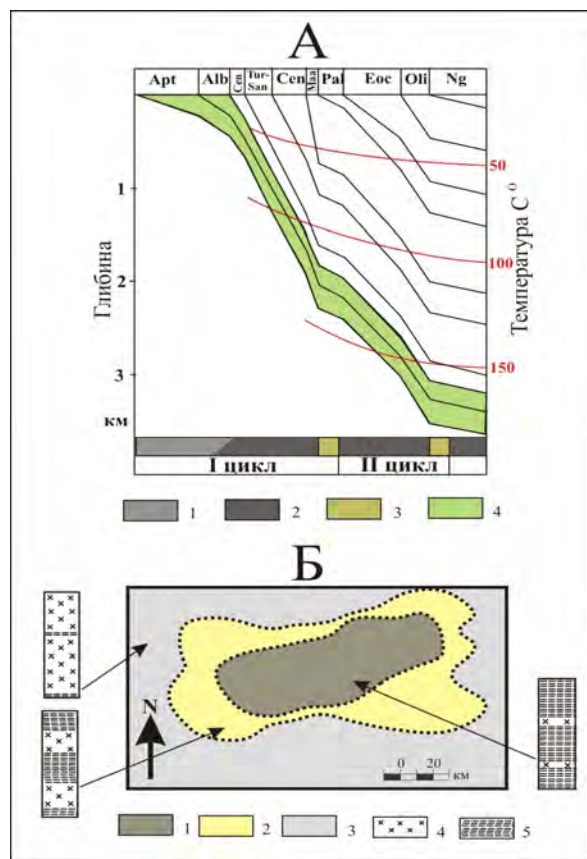


Рис. 1. Періодизація катагенезу (А) та літолого-фаціальні особливості відкладів (Б)
 А: 1 – інфільтраційний етап; ексфільтраційний етап: 2 – пасивний підетап, 3 – активний підетап, 4 – відклади глинистої формації.
 Б – літолого-фаціальні зони: 1 – аргілітова, 2 – піщано-аргілітова, 3 – піщана; 4 – пісковики, 5 – аргіліти

У ньому виділено пасивний та активний підетапи, закономірне чергування яких визначає як характерні риси вторинних перетворень порід, так і просторово-вікові особливості розвитку природ-

них колекторів і резервуарів вуглеводнів. У часовому відношенні пасивний режим контролює відносно повільні еволюційні процеси структурно-речовинних трансформацій порід і ОР, активний – дискретні швидкі, “миттєві” процеси перетворення мінеральних компонентів порід та ОР. У просторовому відношенні перший режим проявляється регіонально на великих потенційно продуктивних територіях, другий – має точкову, лінійну або дрібноосередкову локалізацію.

Консервація літогенетичних процесів на пасивному підетапі створює передумови для масштабної імпульсної міграції флюїдів, що реалізується в періоди інверсійних тектонічних рухів завдяки формуванню регіональних субгоризонтальних зон розущільнення (аномально високої тріщинуватості), які відіграють важливу роль у формуванні на певних гіпсометричних рівнях резервуарів катагенетичного типу (Григорчук, 2010). З дискретним, у просторово-часовому відношенні, розвитком зазначених зон розущільнення, на нашу думку, пов’язане і утворення у глинистих нашаруваннях басейнів зон акумуляції “сланцевого газу”. Розглянемо принципову історико-катагенетичну модель формування останніх (рис. 1–3).

Оскільки припливи ВВ пов’язуються головню з тріщинуватими зонами макрорівня [Клубова, 1988; Никульшин, 2007] зупинимось на просторово-часових особливостях їхнього утворення. Умовні відклади апт-альбського віку зазнали впливу двох циклів катагенезу (див. рис. 1), що завершувалися відповідно у передпалеоценовий та передміоценовий час. Відклади складені трьома регіональними літофаціальними зонами: аргілітовою; піщано-аргілітовою та піщаною.

У контексті розгляненої проблеми основну увагу зосередимо на утвореннях аргілітової літофаціальної зони.

Наприкінці першого циклу катагенезу область найінтенсивнішого занурення тяжіла до західної частини ареалу розвитку глинистих нашарувань (див. рис. 2). На пасивному підетапі ексфільтраційного катагенезу у цій ділянці формувалася область консервації літогенетичних процесів. Тоді виникали замкнені або напівзамкнені системи з переважанням процесів дифузії та незначним переміщенням флюїдів [Григорчук, 2008], формувалися аномально високі пластові тиски, уповільнювалася трансформація органічної речовини і глинистих мінералів у зв’язку з нагромадженням продуктів прямих реакцій.

За таких умов була можливою деградація ілліту з формуванням монтморилоніту [Бураковский и др., 1990]. При трансформації органічної речовини гальмувалася генерація вуглеводнів, натомість утворювався CO₂ [Глебовская, 1984]. У глинистих пачках створювалися “пласти-реактори”, за термінологією [Геохимические..., 1991], які акумулювали значні запаси флюїодинамічної енергії. Проте, за умов обмеженого масопереносу масштабна генерація і еміграція флюїдів, зокрема вуглеводневих, була неможливою.

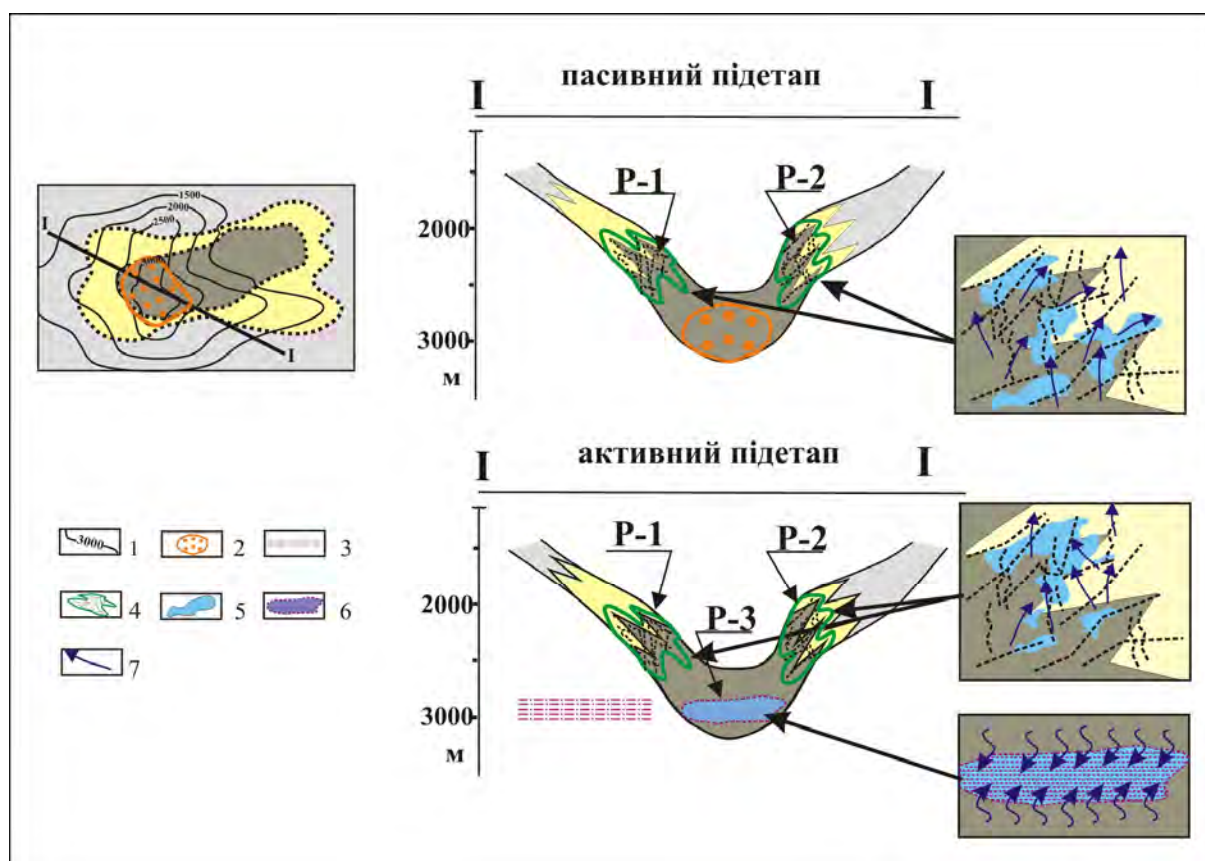


Рис. 2. Модель розвитку резервуарів ВВ на першому циклі катагенезу:

1 – ізогіпси підосви відкладів апту; 2 – зона консервації процесів літогенезу; 3 – регіональна зона розущільнення (тріщинуватості); 4 – периферійні резервуари ВВ (P-1, 2); 5 – поклади ВВ; 6 – центральний резервуар (P-3); 7 – напрямки руху флюїдів

У ділянках переходу відкладів аргілітової літофації у піщано-аргілітову внаслідок помірного занурення та певних особливостей розрізу (перешарування глинистих та піщаних порід) відбувалася дефлюїдація глинистих утворень з перманентним надходженням розчинів у піщані горизонти. Перехідні ділянки характеризуються дуже неоднорідною літологічною структурою, як у розрізі, так і по латералі, мінливістю флюїдонасиченості порід та вмісту в них органічної речовини.

Такі особливості спричиняють просторову нерівномірність ущільнення відкладів. Так, зазначається [Юсупова и др., 2005], що до глибини 2–3 км товщина горизонтів глинистих порід зменшується на 50–60 %, а пісковиків – лише на 10–20 %. Ефект зменшення потужності порід посилюється і тим, що агресивні продукти деструкції ОР (CO_2 , H_2S , органічні кислоти) руйнують як карбонатні, так і інші мінеральні компоненти порід. Мінлива концентрація ОР у відкладах як у розрізі, так і за латераллю зумовлює нерівномірність катагенних втрат, наслідком чого є нерівномірне зменшення потужності пластів. Усе це спричиняє низку деформаційних явищ. В середині верств у мікропрошарках, збагачених ОР, виникають мікротріщини, внаслідок чого породи розсланцюються, формуються ослаблені зони. Відклади змушені адаптуватися до нерівно-

мірної “усадки” пластів, що проявляється у втраті їх монолітності, утворенні різноспрямованих систем тріщинуватості, кластичних дайок, глиняних діапирів тощо. Під час занурення товща зазнає неодноразових змін напружено-деформованого стану, що спричиняє мікросейсмічні явища.

У результаті в описуваних ділянках формується дуже складна порово-проникна система з розвитком блоків пористих та мікротріщинуватих порід, які розділяються потужнішими зонами тріщинуватості. Отже, вже на пасивному підетапі ексфільтраційного катагенезу (див. рис. 2) формуються периферійні резервуари (P-1, 2) з мозаїчно-блоковим характером розвитку тріщинних, тріщинно-порових, порових порід-колекторів. Зони субвертикальної тріщинуватості з’єднують окремі субрезервуари, що спричиняє дискретні чи перманентні перетоки між ними флюїдів, зокрема і вуглеводневих. Ці резервуари розглядаємо як комірчасті системи з зонально-блоковим розподілом фільтраційно-ємнісних параметрів порід та запасів вуглеводнів.

На активному підетапі ексфільтраційного катагенезу формуються зони розущільнення (тріщинуватості) [Григорчук 2008, 2010], у яких величина дилатансійного ефекту може досягати 200–300 мПа [Дмитриевский и др., 2007]. Це зумовлює потуж-

ний ефект нагнітання у них флюїдів з оточуючих породних масивів, і призводить до нагромадження ВВ головним чином у тріщинах. Розвиток останніх характеризується неоднорідністю. Так, тектонофізичне моделювання [Зубков, Бондаренко, 1999] показало наявність стрибків дотичних напружень на границях шарів різного літологічного складу, що спричиняло масштабніше (ніж всередині шарів) утворення тріщин відриву.

Така дезінтеграція породних масивів сприяла флюїдним перетокам, унаслідок чого відбувалася релаксація енергії, акумульованої у зонах літогенетичної консервації. Видалення продуктів дефлюїдизації стимулювало перетворення ОР. Суттєве значення у цьому відігравали і процеси механохімічної активації середовища, оскільки внаслідок тріщиноутворення проявлялися мікросейсмічні та акустичні явища [Киссин, 2008], а у локальних ділянках істотно підвищувалася температура, що відповідно до [Черский и др., 1985; Бочкарев, Евик, 1990] розглядається як важливий чинник трансформації органічної речовини.

Отже, є підстави вважати, що зони розуцільнення фактично були одночасно зонами генерації

ВВ та їхньої акумуляції в резервуарах тріщинного типу, що екранувалися навколишніми значно щільнішими породами.

Розкриття природними тріщинами області літогенетичної консервації, у яких генерувалася значна кількість CO₂, порушувало карбонатну рівновагу, що стимулювало імпульсні швидкі процеси перерозподілу карбонатної речовини. Свідченням останнього є аутигенні мінерали: сидерит, кальцит, доломіт, що приурочені до ділянок тріщинуватості, брекчіювання, катаклазу (баженівська світа) [Исаев, 2008], а також розвиток як відкритих, так і частково або повністю залікованих карбонатними мінералами тріщин (сланці Барнетт) [Gale et al., 2007].

Наведене показує, що впродовж першого циклу катагенезу в окремих ділянках глинистої формації сформувалися резервуари різної морфології та внутрішньої структури, які утворювались неодноразово. Відповідно до моделювання (див. рис. 2), вони розділені у просторі, що зумовило відсутність між ними флюїдних (вуглеводневих) перетоків. Проте, за певних умов, такі резервуари можуть утворювати єдину флюїдну систему.

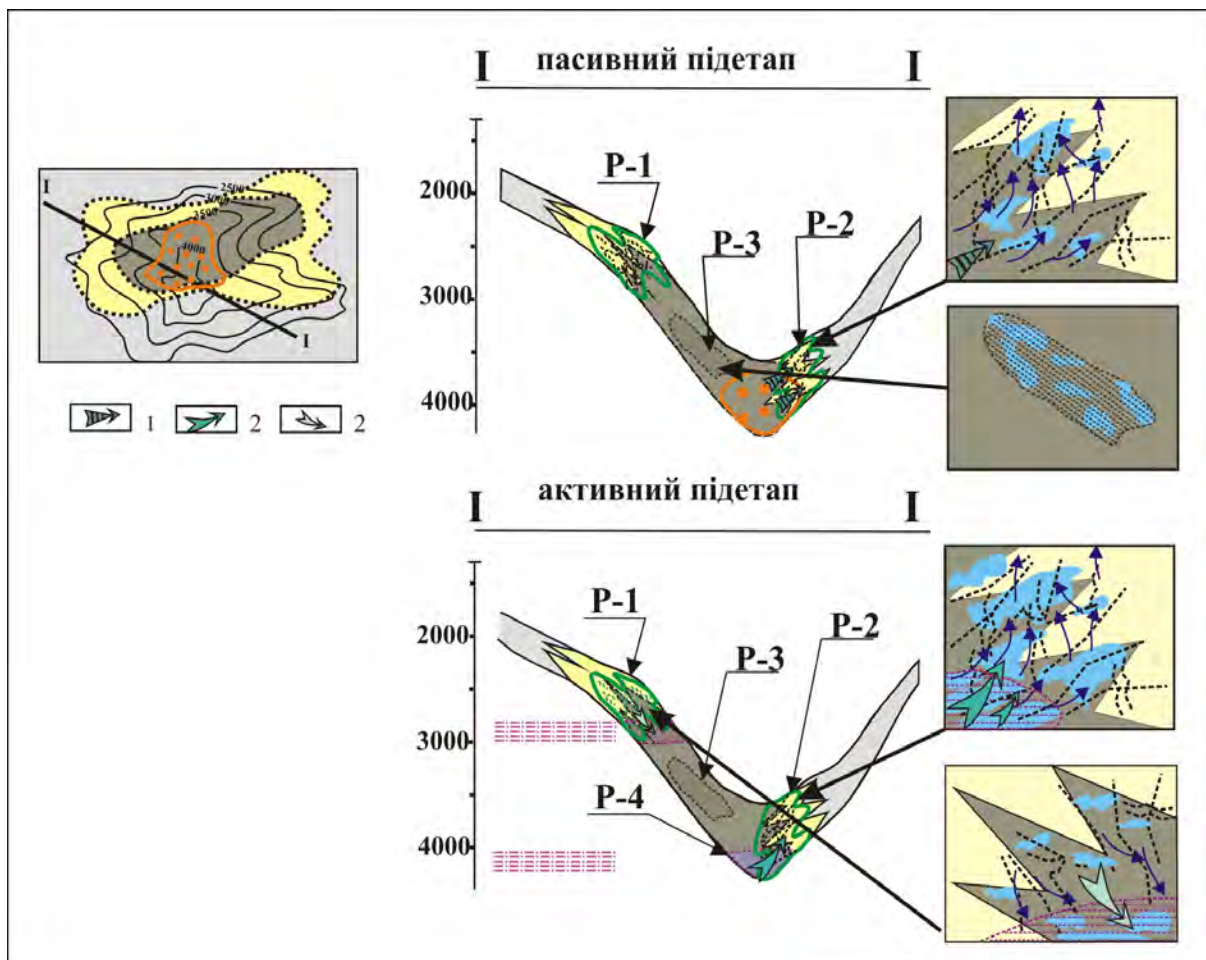


Рис. 3. Модель розвитку резервуарів ВВ на другому циклі катагенезу.

Напрямки руху флюїдів: 1 – дифузійні потоки із зони консервації літогенетичних процесів; 2 – висхідні потоки з регіональної зони розуцільнення; 3 – нисхідні потоки флюїдів у регіональну зону розуцільнення

Власне такі умови склалися під час другого циклу катагенезу (див. рис. 3). Як впливає з цієї моделі, внаслідок структурної перебудови басейну ділянка максимального занурення перемістилася у східному напрямку і охопила крайову частину глинистого комплексу. Близькість периферійного резервуару Р-2 зумовила можливість періодичних флюїдних перетоків, тому у відкладах депоцентру проявилася лише часткова консервація літогенетичних процесів.

У зв'язку з структурними перебудовами резервуар Р-3, що утворився під час першого циклу катагенезу (див. рис. 3), змістився на схил депресії. Внаслідок спаду тектонічних напружень розтягу в межах останнього збереглася лише залишкова дилатансійна пористість, а зв'язність тріщин як флюїдопровідної системи зменшилася. Попередньо акумульовані флюїди опинилися у вигляді окремих лінз і флюїдних включень. Геостатичні навантаження спричинили формування аномально високих порових тисків.

Отже, на пасивному підетапі II циклу катагенезу існувало три типи резервуарів. Перший – це багатоповерховий периферійний резервуар (Р-2), у який надходили ВВ з глинистих відкладів депоцентру; другий – такого самого типу резервуар (Р-1), але без підтоку ВВ; третій – це реліктовий резервуар (Р-3) зони розуцільнення першого циклу катагенезу.

Наприкінці II циклу у зв'язку з формуванням регіональних зон розуцільнення наймасштабніші літофлюїдні процеси охопили периферійні ділянки аргілітового комплексу (див. рис. 3). У південно-східній частині території (профіль А-А) у зоні тріщинуватості утворився резервуар Р-4. Внаслідок його суперпозиції з периферійним резервуаром Р-2 виникла єдина флюїдна система з масштабним стягуванням розчинів у зону дилатансії (резервуар Р-4) і їхньою подальшою міграцією у напрямку резервуару Р-2, що поповнювало запаси останнього і зумовлювало формування високоенергетичної системи з АВІПТ. Натомість у північно-західній частині у периферійному резервуарі (Р-1) у зв'язку з утворенням зони розуцільнення за умов відсутності консервації літогенетичних процесів відбувалося переформування його покладів і зниження загалом енергетичного потенціалу (знижені пластові тиски).

Механізми і можливі форми акумуляції вуглеводнів

Розглянені особливості розвитку резервуарів у ієрархічному ряді геологічних об'єктів відповідають макрорівню. Деформація та дезінтеграція породних масивів спричиняла низку фізико-хімічних процесів на мікро- та нанорівні, які істотно впливали на структурно-речовинну трансформацію порід, мінералів та органічної речовини, що в результаті визначило певні особливості фільтраційно-ємнісних властивостей порід та акумуляції вуглеводневих сполук. Так, утворення і закриття трі-

щин викликало прояв мікросейсмічних процесів, які зумовлювали акустичну емісію та електромагнітне випромінювання [Солов'єв, 2010]. Ці фактори пришвидчували процеси масообміну в породах, стимулювали перетворення ОР, фазове розділення продуктів її деструкції, зміну в'язкості та змочувальної властивості розчинів.

У цьому контексті коротко зупинимось на деяких процесах, які могли відіграти певну роль у нагромадженні ВВ.

1. На думку [Лукин, 2011; Клубова, 1985], під час трансформації ОР в катагенезі відбувається гідрофобізація мікроблоків глинистих мінералів з формуванням капілярних та субкапілярних пор, що визначає колекторський потенціал порід, створює умови, завдяки яким вони можуть містити та віддавати ВВ. Втім, як справедливо зазначається [Лукин, 2011], процеси гідрофобізації “розмазуються” по цілій товщі глинистих депресійних відкладів. У виділених нами (див. рис. 3) ділянках (Р-1, 2, 3, 4) відбувалася акселерація гідрофобізації порід на мікрорівні, а також макрорівні за рахунок гідрофобізації порід за тріщинами різного рангу. Це створювало єдину систему і сприяло збереженню високих колекторських властивостей порід та визначало продуктивність резервуарів.

2. У зонах консервації літогенетичних процесів (пасивний підетап ексфільтраційного катагенезу) відбувається монтморилонітизація іліту та хлориту [Буряковски и др., 1990; Коробов и др., 2009; Huges et al., 1989]. Унаслідок цього збільшується сорбційна ємність глинистих мінералів, що сприяє акумуляції певної кількості вуглеводневих сполук. На активному підетапі ексфільтраційного катагенезу проходить ілітизація монтморилоніту [Григорчук, 2008], що спричиняє видалення адсорбованих ВВ. Отже, глинисту матрицю порід на нанорівні можна розглядати як своєрідну губку, що періодично може адсорбувати і за певних умов віддавати ВВ сполуки.

3. Теоретично можливою формою акумуляції вуглеводневих газів у глинистих породах є газогідрати. Ймовірність цього явища можна припустити відповідно до даних з експериментального отримання гідратів метану за значних тисків і температури 80 °С (для інших сполук – 130 °С) [Лукин, 2008]. Утворення газогідратів за вищих температур, ніж звичайно прийнято, може також бути пов'язане, відповідно до [Лукин, 2008] і з певними екстремальними умовами (значні перепади тиску і температури). Такий процес правдоподібно відбувається у регіональних зонах розуцільнення у разі розкриття ними області консервації літогенетичних процесів. Певне значення може мати і сам процес тріщиноутворення. Так, за [Васильченко, 1988], клиноподібна будова тріщин спричиняє електроосмотичний потік з широких частин тріщин до їхніх вершин, де за умов високої газонасиченості флюїдів можуть формуватися газогідрати.

Треба зазначити, що прояв 1-го механізму можна очікувати (рис. 3) в усіх виділених об'єктах (P-1 – 4), натомість 2-го та 3-го – тільки в P-3 – 4.

Висновки

Розроблена модель катагенезу дає можливість прогнозувати перспективні об'єкти у глинистих комплексах, ґрунтуючись на літолого-фаціальних історико-катагенічних реконструкціях. Формування резервуарів “сланцевих” ВВ характеризується просторово-часовою дискретністю. Їхнє утворення розпочинається на пасивному підетапі першого циклу ексфільтраційного катагенезу. Під час подальшого розвитку його процесів та внаслідок особливостей літологофаціальної структури відкладів, а також режиму субсиденції кожний із сформованих резервуарів відрізнявся специфічним шляхом трансформації їх будови, флюїдного режиму, характеру нафто-газонасиченості. У зв'язку з цим у кожному конкретному випадку, зокрема, залежно від етапу катагенезу порід, необхідна індивідуальна методика проведення нафто-газовидобувних робіт.

Література

Алексеев А.Д. Природа резервуаров нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья // Автореф. дис... канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ/ wiki/web/ru.

Бочкарев А.В., Евик В.Н. Природа аномальных явлений в битуминозных глинах нижнего майкопа Центрального Предкавказья // Литол. и пол. ископ. – 1990. – № 1. – С. 59–67.

Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир И.Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии – М.: Недра, 1990. – 295 с.

Васильченко А.А. Модель формирования рапоносных линз и механизм рапопроявлений // Нефтяная и газовая пр-ть. – 1988. – № 2. – С. 20–22.

Геохимические аспекты миграции углеводородных систем и современная тектоническая активность / В.А. Сидорова, Т.П. Сафронова, Е.Г. Бутова и др. // Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. – М.: ИГИРГИ, 1991. – С. 100–105.

Глебовская Е.А. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование – Л.: Недра, 1984. – 139 с.

Григорчук К.Г. До проблеми періодизації катагенезу в контексті сучасних моделей нафтогазоутворення // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 3. – С. 16–24.

Григорчук К. Ексфільтраційний катагенез. Головні процеси та нафтогеологічні наслідки // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2008. – № 1 – С. 44–55.

Григорчук К. Особливості літофлюїдодинаміки ексфільтраційного катагенезу // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2010. – № 1 – С. 60–68.

Дмитриевский А.Н., Белянкин Н.А., Каракин А.Н. Один из возможных механизмов восполнения

запасов углеводородов // Докд. РАН. – 2007. – Т. 415, № 5. – С. 678–681.

Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа – 1999. – № 11–12. – С. 31–40.

Исаев Г.Д. Глубинная дегазация – первопричина всех флюидотектонических и УВ-миграционных процессов в земной коре // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: Материалы Всероссийской конференции. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 188–191.

Киссин И.Г. Роль флюидов в формировании сдвиговых деформаций // М-лы докл. Всеросс. конф. “Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле”. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики. – М.: ИФЗ. 2008. – Т. 2. – С. 34–40.

Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 157 с.

Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минералогические и палеотемпературные критерии нефтегазоносности рифтогенных осадочных бассейнов // Изв. Саратов. ун-та. (Сер. Науки о Земле). – 2009. – Т. 9. – Вып. 2. – С. 28–35.

Локтев А.В., Павлюк М.І., Локтев А.А. Перспективи відкриття покладів “сланцевого” газу в межах Волино-Подільської окраїни Східноєвропейської платформи // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – (156–157) № 3–4. – С. 5–23.

Лукин А.Е. Роль гидратообразования в формировании НГБ // Сб-к докл. УП Межд. конф. “Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины”. – Симферополь. – 2008. – С. 16–50.

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) // Геол. журнал. – 2010. – № 3. – С. 17–33.

Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доп. НАН України. – 2011. – № 3. – С. 114–123.

Михайлов В.А., Гладун В.В., Зейкан О.Ю., Чепіль П.М. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 1. – С. 55–58.

Никольшин И.А. Структура коллекторов баженовской свиты на примере Сахалинской и Восточно-Сахалинской площадей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2007. – № 5. – С. 38–43.

Розвиток ринків нетрадиційного газу у світі та перспективи України // Центр Разумкова Національна безпека і оборона. – 2011. – № 9. – С. 25–43.

- Соловьев Н.Н. О принудительном углеводородном массообмене в осадочных бассейнах // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; УВ и жизнь. М-лы Всеросс. конф. с межд. участием, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. – М.: ГЕОС. – 2010. – С. 518–520.
- Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1985. – 224 с.
- Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Катагенные потери органического вещества пород как фактор геодинамической дестабилизации // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: М-лы VII Межд. конф. – М.: ГЕОС. – 2005. – С. 500–502.
- Hughes R.C., Davey R.C., C.D. Curtis Chemical reactivity of some reservoir illites: implication for petroleum production // *Clay minerals*. – 1989. – V. 24, № 2. – P. 445–458.
- Gale J.F.W., Reed R.M., Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments // *AAPG Bulletin*. – V. 91, № 4. – 2007. – P. 603–622.
- Montgomery S.L., Jarvis D.M., Bowker K.A., Pollastro R.M. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential // *AAPG Bulletin*. – V. 89, № 2 (February 2005). – P. 55–175.

ДИСКРЕТНОЕ ФОРМИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ “СЛАНЦЕВОГО” ГАЗА В ЭКСФИЛЬТРАЦИОННОМ КАТАГЕНЕЗЕ

К.Г. Григорчук, Ю.Н. Сеньковский

Показана динамика формирования резервуаров “сланцевого” газа в ходе процессов эксфильтрационного катагенеза. Выделено несколько типов резервуаров углеводородов, которые в разных частях глинистых комплексов образовывались одновременно и отличались путями эволюции структуры и флюидного режима. В связи с этим в конкретных обстановках необходим индивидуальный подход при проведении нефтегазопромысловых работ.

Ключевые слова: “сланцевый” газ; эксфильтрационный катагенез; зоны трещиноватости; резервуары углеводородов.

DISCRETE FORMATION OF “SHALE” GAS RESERVOIRS IN EXFILTRATE CATAGENESIS

K.G. Grigorchuk, Yu.M. Senkovsky

The dynamics of “shale” gas reservoirs formation in the processes of exfiltration catagenesis was showed. Several types of hydrocarbon reservoirs were distinguished. These reservoirs in different parts of clayey complexes were forming not simultaneously and differ by individual way of structure and fluid regime evolution. In connection with latter it is necessary to use the individual approach to oil-gas extracting works in each specific situation.

Key words: “shale” gas; exfiltration catagenesis; fracture zones; hydrocarbon reservoirs.