

УДК 551.243

ФІЛЬТР-ПРЕСИНГ ЯК МЕХАНІЗМ ВТОРИННОГО ЗБАГАЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНЯМИ КРАЙОВИХ ПРОГИНІВ - У ПРИРОДІ ТА ЕКСПЕРИМЕНТІ

Є.І. Паталаха, І.К. Сенченко, О.П. Червінко, В.І. Трегубенко, М.І. Лебідь

*Національна Академія Наук України, Відділ морської геології та осадового рудоутворення,
252030, Київ, вул. Б. Хмельницького, 15, тел. 234-34-75.*

*Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ), 04114, Київ-114,
Автозаводська, 78, тел. 430-70-24, факс 430-41-76, UkrDGRI@geologiya.com.ua*

В статті обосновується новий процес – фільтр-пресинг як механізм вторинного збагачення углеводородів (УВ) крайових прогинів. Суть його состоит в екстракції УВ из зони осадових порід и концентрації в крайовому прогибі. Этот механізм объясняет зачастую уникальные концентрації УВ в крайовых прогибах.

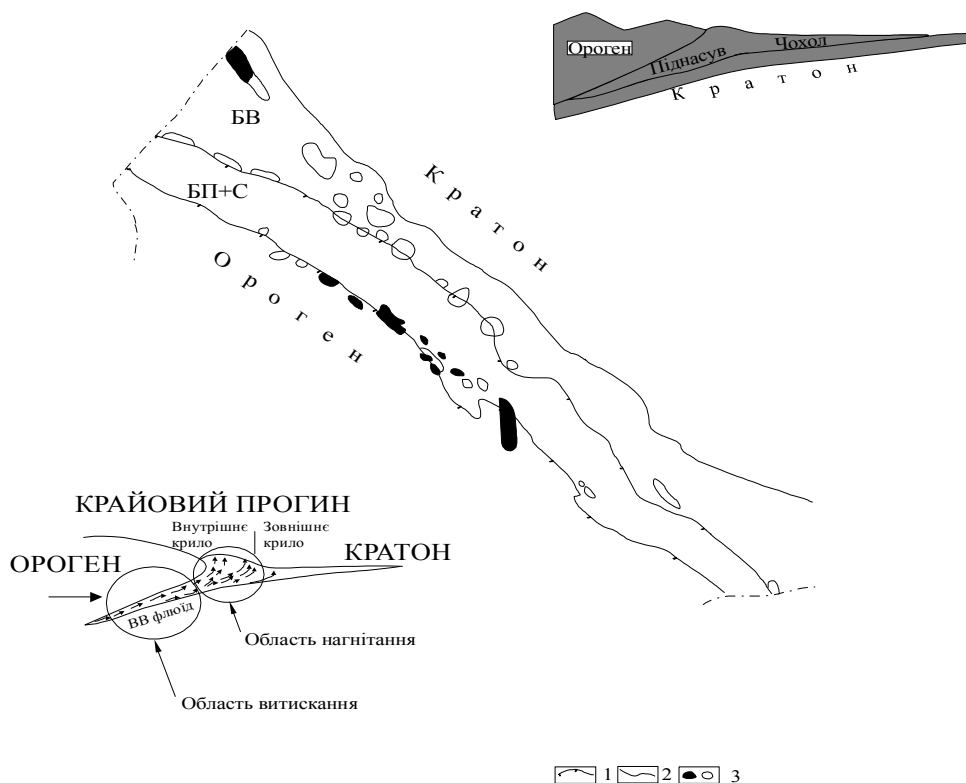
In the article is substantiated new process – filter-pressing – as a mechanism of secondary enrichment of the oil and gas foredeeps. It is extraction of the oil and gas from zones of the absorption of sedimentary rocks and concentration in the foredeeps. This mechanism explains uncommon concentration of the oil and gas in the foredeeps.

Порівняння сингеосинклінального (синоканічного) і синорогенного (синколізійного) етапів еволюції крайового прогину, що базується на даних світового фонду цього найвищою мірою перспективного на вуглеводні тектонотипу структур (Передзагорський, Передкардільський - Західна Канада, Передуральський, Передкарпатський та ін.) показує, що розвиток покладів ВВ охоплює широкий літолого-стратиграфічний діапазон розрізу як пізнього (моласового), так і раннього етапів. При цьому “материнськими” найчастіше бувають не стільки синколізійні моласи, скільки осади більш раннього етапу. Така закономірність не укладається в прокрустове ложе традиційних уявлень про крайовий прогин як синонім передгірного чи передового прогину (foredeeps), нібито позбавленого сингеосинклінальної (перикратонної) передісторії. З цієї історично сформованої парадоксальної ситуації випливають два висновки:

а) по-перше, про необхідність розширення моделі крайового прогину до рівня повного циклу Вільсона того орогенічного (складчастого) поясу, який для розглянутого крайового прогину є “родоначальним” (на цьому наполягав, зокрема, Зоненшайн, [2]); б) по-друге, про те, що одна частина вуглеводневого потенціалу крайового прогину виникає на ранньому (перикратонному) етапі розтягування, тоді як інша, іноді домінуюча, частина – на пізньому (передгірному) етапі стиснення.

З пізнім (синколізійним) етапом зазвичай пов'язані дуже енергійні деформації у формі насувів і шар'язів, відображені в самій архітектурі різко асиметричного в поперечному перерізі крайового прогину. Досвід показує, що лівова частка покладів ВВ у крайових прогинах, локалізованих щонайменше в умовах інтенсивно деформованих шаруватих товщ внутрішнього крила, носить явно вторинний характер. Такі поклади пов'язані з процесом вторинного збагачення вуглеводнями крайового прогину шляхом механізму фільтр-пресингу, що ініціюється крупноамплітудним (по латералі) насуванням орогену на кратон на синколізійному етапі і поглинання “материнських” осадків, що займали колись великі простори в піднасуві. Як показало чисельне моделювання, при цьому відбувається їхнє ущільнення і генерація або екстрагування ВВ, що нагнітаються з кореневої зони у власне крайовий прогин. Чим більша амплітуда насування орогену на кратон, тим вищий рівень збагачення вуглеводнями крайового прогину.

Приклад, - український сектор Передкарпатського крайового прогину (рис.1). Якщо насправді оцінювати амплітуду насування орогену на кратон приблизно у 70 км (а для сумніву в цьому немає особливих підстав), то можна уявити собі, який значний обсяг “материнських” олігоценових чорних сланців сингеосинклінального етапу виявився в піднасуві міоценового синколізійного (моласового) етапу. Така схема дає підстави вважати головну масу піднасувних пасток ВВ як нафти (Бориславсько-Покутська зона), так і газу (Більче-Волицька) вторинною, сполученою з процесом фільтр-пресингу. Власне сингеосинклінальний (перикратонний) етап формування чорних сланців олігоцену виявився, очевидно, не настільки продуктивним для утворення первинних покладів ВВ.



Внутрішньому крилу (зоні поглинання) відповідають алохтонні Бориславсько-Покутська і Самборська зони) (БП+С), значно зміщені на північний схід по насувах. Зовнішньому автохтонному крилу відповідає Більче-Волицька зона (БВ). Родовища нафти групуються під головним Карпатським насувом Бориславсько-Покутської зони (в ролі піднасуву). Тому, часто вони проєктуються “на гребінь” Карпат. Родовища газу тяжіють до такого ж пологого насуву , що розмежує внутрішнє і зовнішнє крило. Вони локалізовані в піднасуві Більче-Волицької зони. Ширина внутрішнього крила порядку 10–20 км.

- 1- основні пологі насуви, що виділяють внутрішнє крило крайового прогину та їх вергентність;
- 2- границя автохтонного зовнішнього крила;
- 3- родовища нафти (зліва) і газу (справа).

В лівому нижньому і правому верхньому кутах – схеми глибинної будови крайового прогину в поперечному перетині, що пояснюють процес фільтр-пресингу.

Рис.1 - Карто-схема Передкарпатського крайового прогину, по В.С. Бурову та ін. (Геологическое строение ..., 1971) зі змінами.

У рамках моделі двофазного середовища [5] було проведено кінцево-елементне моделювання процесу піднасуву і фільтрації флюїду, що дає підставу для такого висновку.

По-перше, клиноподібний у поперечному перетині кореневий піднасув (зона поглинання чохла) крайового прогину, що інтенсивно деформується, є джерелом вуглеводневого флюїду, що віджимается і за схемою, що нагнітається нагору в крайовий прогин, дифузора, горловина якого відповідає сполученню піднасуву і власне крайового прогину. Саме тут, в області горловини, відбувається різкий спад флюїдного тиску, що служить головним стимулом вторинного збагачення вуглеводнями крайового прогину за рахунок поглиненого в кореневій зоні обсягу осадків.

По-друге, потенційні вторинні пастки ВВ пов'язані з процесом пластичної плинності піднасуву. По суті, це області декомпресії, що утворюються як результат дифракційного огинання тектонічним потоком всякого роду пристінних та інших “дефектів” (опуклостей і увігнутостей). Викликає подив те, що така, уже дуже невібаглива схема просторового розвитку ВВ, отримана експериментально, виходячи із загальних понять, – задовільно відображена в масштабі Передкарпаття (приуроченість нафти до верхнього насуву, тобто до границі розподілу ороген-крайовий

прогин, а газу – значною мірою до нижнього насуву, тобто границі розподілу зовнішнього та внутрішнього крила крайового прогину (“лінія Толвинського”). В деталях же поліхронна і полігенна картина формування покладів ВВ істотно опосередковується реальною дуже складною структурною тканиною середовища і головним чином тріщинуватістю, дуже істотна роль якої все більш виходить на передній план [3, 4].

Уявлення, що пропонуються, дають змогу по-новому оцінити перспективи крайових прогинів – видатного тектонотипу ВВ-носних структур, резерв яких на території України вельми значний [6].

Більш докладно проблема висвітлена в брошурі Е.И. Паталаха, И.К. Сенченков, О.П. Червинко, В.И. Трегубенко, Н.И. Лебедь “Фильтр-прессинг как механизм вторичного обогащения УВ краевых прогибов (в природе и в эксперименте). - Київ, 2002, 43 с.

Література

1. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат.-М.:Недра.1971. 388 с.
2. Зоненшайн Н.П. Учение о геосинклиналях. М. Недра. 1974. 220 с.
3. Бойко Г.Ю. Нові уявлення про будову нафтогазових покладів у Прикарпатті. “Нафта і газ України,-Львів.-1995.- Т.1.- С. 57-60
4. Орлов О.О., Окрепкий О.М. Кінематика формування тектонічних тріщин в гірських породах і її вплив на утворення родовищ нафти і газу. Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтеносностью пассивных окраин континентов.- Сімферополь, 2000. С. 172-174.
5. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Аргунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред.- М.: Недра. 1981. 339 с.
6. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И. Проблема краевых прогибов и прогноз УВ. -Київ 2002 255 с.

УДК 622.276.98

ПЕРСПЕКТИВИ ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ (6-7 ТИС.М) ЛОПУШНЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ ЗА ДАНИМИ НАДГІДРОСТАТИЧНИХ ТИСКІВ

*Орлов О.О., Федоришин Д.Д., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Федорів В.В.
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (м. Івано-Франківськ,
Карпатська 15)*

Рассматривается метод определения глубин залегания залежей углеводородов на основании использования информации о сверхгидростатических пластовых давлениях на примере Лопушнянской площади.

The method of determination of depth occurrence of the hydrocarbon deposits on the basis of the information about abnormal pressures on the example of the Lopushna area.

Родовища вуглеводнів зовнішньої зони Передкарпатського прогину належать до пологих, слабо стиснених антиклиналей платформового схилу Передкарпатського прогину та характеризуються низкими значеннями коефіцієнтів інтенсивності пластових тисків (Таблиця 1). Вік відкладів, до яких приурочені відкриті на даний час поклади вуглеводнів, від неогенових до юрських включно.

Але, як видно із таблиці 1 на деяких площах у природних резервуарах зовнішньої зони Передкарпатського прогину зафіксовані надгидростатичні пластові тиски (НГПТ). Характерною серед таких площ є Лопушнянська площа. Процес формування НГПТ у нафтогазоносних природних резервуарах є багатофакторний. Функціональні та числові характеристики факторів, які впливають на виникнення НГПТ, проявляються по різному на окремих стадіях еволюційного розвитку природних резервуарів [1]. Але завжди існує той чи інший фактор, який забезпечує утворення та утримання НГПТ в нафтогазоносному покладі відносно нормального гідростатичного