

ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ПОТЕНЦІАЛ ТОВЩ ДЕВОНУ В ПІВДЕННО-ЗАХІДНІЙ ЧАСТИНІ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ: СЕДИМЕНТАЦІЙНІ І ГЕОХІМІЧНІ ДАНІ

Валерій Омельченко¹, Павел Косаковскі², Яцек Матушкєвіч²

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Навчально-науковий інститут «Інститут геології та геофізики»,
вул. Карпатська 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019, e-mail: ovgeo@iung.edu.ua

²Краківська гірничо-металургійна академія імені Станіслава Сташиця,
Факультет геології, геофізики та охорони навколишнього середовища,
алея Міцкевича 30, 30-059, м. Краків, Польща, kosak@agh.edu.pl, jamat@geol.agh.edu.pl

Від початку видобутку нафти і газу людство цікавить питання походження цих флюїдів. Існує два погляди на походження нафти і газу – органічний та неорганічний. Органічний базується на пошуку у розрізі осадових порід так званих нафтогазоматеринських, що продукують нафту і газ. Для того щоб оцінити продукуючу здатність гірських порід необхідно оцінити ступінь дозрілості органічної речовини, яка міститься у потенційно нафтогазоматеринських гірських породах. Для цього проводять дослідження гірських порід на спеціальних лабораторних установках, але перед цим необхідно вивчити геологічні передумови території, належність її до нафтогазоносних басейнів, наявність пасток та умов формування покладів нафти і газу.

Девонські відклади південно-західної частини Східно-Європейської платформи нами вважаються як можливо нафтогазоматеринські породи, що можуть продукувати нафту і газ. Вони розповсюджені в межах Львівського палеозойського і Боянецького ранньодевонського прогинів Волино-Подільської нафтогазоносної області.

Девонські відклади широко розповсюджені в мажах Волино-Подільської нафтогазоносної області. Залягають вони узгоджено на силурійських відкладах. Представлені девонські відклади всіма трьома відділами – нижнім, верхнім і середнім. Потужність девонських відкладів змінюється від 0-10 м до 3500 м і більше.

Відклади нижнього девону складені морськими, лагунними та континентальними фаціями. Товщина відкладів нижнього девону в західній частині регіону сягає 2000 м. За літологією відклади нижнього девону складені теригенними і карбонатними породами. Карбонатні породи переважають в нижній частині товщі. У верх по розрізу поступово збільшується кількість і товщина глинисто-піщаних прошарків, які переважають у верхній частині.

Карбонатні породи представлені вапняками з прошарками седиментаційних доломітів. Вапняки сірі та темно-сірі, мікрокристалічні, іноді дрібнокристалічні, масивної текстури. З органогенних залишок найбільш часто зустрічаються фрагменти брахіопод, пелеципод і остракод, уривки водоростей. Як правило у вапняках присутні домішки теригенного матеріалу вміст якого складає 5-15%. Доломіти сірі, іноді з коричнюватим відтінком, дрібнозернисті, щільні.

Пісковики сірі, світло-сірі, часто з зеленуватим відтінком, дрібно- та середньозернисті, кварцові і кварц-польовошпатові, як правило з домішкою глинистого матеріалу. Текстура пісковиків масивна, рідше шарувата. Уламковий матеріал напівобкатаний. Тип цементації – поровий і контактово-поровий. Склад цементу в основному карбонатний і карбонатно-глинистий.

Алевроліти сірі і зеленувато-сірі, кварцево-польовошпатові, середньозернисті, рідше крупнозернисті, масивні, іноді шаруваті. Тип цементації поровий і контактово-поровий, переважно кременисто-гідролудистого складу, рідше карбонатний.

Аргіліти – темно-сірі, сірі іноді чорні. В нижній частині розрізу вапнисті. В верхній частині розрізу в аргілітах присутня теригенна домішка, вміст якої може сягати 30-40%. Зустрічаються скупчення піриту.

Відклади середнього девону розповсюджені практично на всій території Волино-Подільської нафтогазоносної області. Товщина відкладів середнього девону змінюється від 0-120 м на сході до 250-280 м в західній найбільш зануреній частині регіону. Середньодевонські відклади залягають на різних стратиграфічних рівнях нижнього девону і формують вже нову структуру – Львівський палеозойський прогин.

Формування середньодевонських відкладів проходило в умовах дуже мілководного морського басейну при трансресивно-регресивному режимі. В періоди максимальних регресій переважала теригенна седиментація, при максимумі трансресії – карбонатна, на початкових етапах регресії і трансресії формувалися евапоритові породи. В зв'язку з чим в регіональному плані літологічний склад порід змінюється наступним чином: в межах південної і південно-західної частин території переважають вапняки і доломіти, в межах північної і центральної розріз представлений чергуванням карбонатних, теригенних і евапоритових порід, в східних і південно-східних – евапоритових і карбонатних порід.

Відклади верхнього девону представлені карбонатними і теригенно-карбонатними утвореннями товщиною від 50 до 1150 м.

Літологічно представлені вторинними доломітами і доломітизованими вапняками, у верхній

частині аргіліти з прошарками вапняку що вміщують лінгулами, конхостраками, гастроподи з одиничними форамініферами і харофітами. Органогенні залишки подекуди складають 50-85% породи. Серед рифоутворюючих визначені корали-сірінгопори, представлені форамініферами, голкошкірими, криноідеями, брахіоподами, остракодами, тентакулітами, гастроподами, пелециподами, цианеями та харофітами.

В девонських відкладах південно-західної частини Східно-Європейської платформи спостерігаються підвищенні значенні вмісту розсіяної органічної речовини (РОР), особливо у відкладах середнього і верхнього девону. В утвореннях середнього девону відклади з підвищеним вмістом органічної речовини (ОР) локалізуються в основному в центральних частинах і західних частинах регіону, але кількість хлороформного бітуму в них не перевершує 0,01 %. На східному борті басейну органічна речовина перетворена в умовах протокатагенезу, в західній частині – до стадії мезокатагенезу. У верхньодевонських відкладах встановлено високий вміст РОР (до 4,03 %), численні примазки нафти, але поклади вуглеводнів поки що не виявлено. Практично в межах всього регіону ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини в верхньодевонських породах не перевищує стадію протокатагенезу. В процесі геологічного розвитку регіону частково реалізувати свій генераційний потенціал змогли лише відклади середнього девону, які на кам'яновугільній період в західній частині регіону опинилися в головній зоні нафтоутворення.

Таким чином виявлені поклади газу (Великомостівське і Локачинське) сформувалися за рахунок міграції з нижчезалегаючих комплексів нижнього палеозою.

Для оцінки генераційного потенціалу девонських відкладів нами було проведено лабораторні дослідження методом піролізу на установці Rock-Eval. Вимірювання для піролізу Rock-Eval Модель II були проведені після процесу, описаного Espitalié та ін. (1985). В результаті досліджень у лабораторії Rock-Eval ми отримали інформацію про кількість органічного вуглецю в зразку, його тип і ступінь зрілості за результатами випробування 25 зразків керну, які були відібрані у двох свердловинах.

В результаті піролізу отримали інформацію про кількість та якість органічної речовини. Вивчення її геохімічних характеристик проводили на зразках керна з урахуванням палеогеографічного положення свердловин. В результаті аналізу отриманих даних серед вмісту вуглеводнів, переважають сингенетичні вуглеводні на що вказує індекс продуктивності, значення якого становлять від 0,04 до 0,47, з середнім показником понад 0,2. Вміст органічного вуглецю в потенційно нафтогазоматеринських породах досягає 4,7 мас.%, тим не менше, зразки близько 1 мас.% є домінуючими (в середньому становить 1,0 мас.%), що вказує на наявність добре продукуючих нафтогазоматеринських порід. Аналогічним чином, визначений вуглеводневий потенціал (Rock -Eval S1+S2), в уже згадуваних породах є низьким. Вміст вуглеводнів сягає 12,1 мг ВВ/г породи, але середній показник становить всього 0,9 мг ВВ/г породи. В деяких випадках спостерігаються значення характерні для хороших або навіть дуже хороших нафтогазоматеринських порід, відповідно до критеріїв, розглянутих Peters і Cassa (1994), це є показником добрих генеруючих властивостей девонських порід. Для кількісної оцінки генеруючих порід був використаний індекс водню (НІ). На відміну від вмісту ОР і вуглеводнів, значення НІ дуже низькі, як правило близько 100 мг ВВ/г ОР (в середньому 70 мг НС-г ОР). Не спостерігається пряма кореляція між вмістом ОР, вмістом вуглеводнів або літологічним типом і значенням індексу водню. Звичайно, виміряні значення вмісту ОР і вуглеводнів вказує на хороший генеруючий потенціал порід. З іншого боку, вуглеводневий потенціал НІ є дуже низьким, а також відсутність нафтових скупчень в девонських відкладах підтверджують наявність бідних генеруючих порід в девонських відкладах. Генетичний тип органічної речовини в девонських аргілітах був визначений за результатами піролізу на установці Rock-Eval. Геохімічні дослідження і кореляція між основними величинами з цього аналізу, тобто між температурою T_{max} і індексом водню НІ, вказують на переважання газового типу III керогену. Наявність II типу керогену (нафтового), спостерігалось у двох зразках, де НІ склав до 400 мг ВВ/г ОР. Термічну зрілість керогену оцінювали за температурою T_{max}. Вимірювання при значеннях T_{max}, які змінюються від 432 до 463°C, вказують на те, що органічна речовина перебуває у повній термічній зрілості інтервалу «нафтового вікна». Значення T_{max} максимальних палеотемператур показують, що вони в діапазоні від 65 до 100°C і в зоні з найвищою зрілістю органічної речовини, навіть в діапазоні 100 - 120 ° C була досягнута (Gaupp і Batten, 1985). Загалом, після аналізу всіх отриманих геохімічних параметрів слід стверджувати, що органічна речовина девонських відкладів знаходиться в стадії зрілості, який відповідає інтервалу «нафтове вікно» і може бути джерелом вуглеводнів для потенційних покладів в осадовому розрізі досліджуваної території.

Помяновская Г.М. Стратиграфия девона Вольно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы//Стратиграфия УССР. Т. «Девон». К.: Наукова думка, 1974.С.7-14, 36-83.

Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolyse Rock Eval et ses applications. Revue de l'Institut Français du Pétrole 40, 755–784.

Gaupp, R., Batten, D.J., 1985. Maturation of organic matter in Cretaceous strata of the Northern Calcareous Alp. Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie - Monatshefte 3, 157-175.

Peters, K.E., Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. [In]: Magoon, L.B., Dow W.G. (Eds.), The Petroleum System - from source to trap. AAPG Memoir 60, 93-120.