

товщі кембрійських відкладів виокремлено п'ять перспективно газоносних горизонтів пісковиків. Найперспективніша ділянка для пошуків вуглеводневих покладів у зонах виклинювання пісковикових пластів на підордовицько-силурійську поверхню тягнеться з півночі на південь від Володимир-Волинського розлому через Луцьк–Тернопіль до району Чернівців. В її межах передбачають наявність як стратиграфічних пасток нафти й газу, так і літологічно й тектонічно екранованих пасток та їхніх комбінацій.

Верхньовендські теригенні породи, головним чином, пісковики, можуть бути перспективні в межах Рівненсько-Смотрицького субмеридіонального прогину, розташованого за межами Волино-Подільської нафтогазонасної області.

Як окремий розшуковий об'єкт на нафту й газ є пісковики поліської серії рифею, якими вивонений Волинсько-Оршанський авлакоген; у них виявлено позитивні ознаки нафтогазонасності. Визначено дві перспективні ділянки: перша розташована на північ від Луцька, друга – у районі між населеними пунктами Львів–Горохів–Нововолинськ. Тут рифейські пісковики перекриті базальтами волинської серії венду, які можуть слугувати покришкою для вуглеводневих покладів.

За оцінкою фахівців, в надрах України є великі ресурси (до декількох трильйонів кубометрів) сланцевого газу. На Волино-Поділлі найперспективнішими вважають глинисті породи нижнього силуру в межах території, розташованої на захід від силурійської рифової системи. Виокремлено перспективну Олеську ділянку площею 6000 км² для пошуково-розвідувальних робіт.

Олеся САВЧАК

**ГЕОХІМІЧНІ АСПЕКТИ
ПРОЦЕСІВ НАФТОГАЗОНАГРОМАДЖЕННЯ
НАФТОГАЗОНОСНИХ РЕГІОНІВ УКРАЇНИ**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів,
e-mail igggk@mail.lviv.ua

Геохімічні особливості покладів нафт і конденсатів різного складу визначаються геолого-геохімічними умовами їхнього надходження, віком, глибиною, літологічними та гідрогеологічними умовами залягання. На основі проведеного комплексу досліджень та порівняльного аналізу геохімічного складу нафт, конденсатів та компонентів природного газу родовищ нафтогазонасних регіонів України (Західного, Східного та Південного) виділено такі особливості: виокремлено групи нафт: у межах Західного регіону – це важкі у юрських утвореннях; легкі (олігоценів та еоценові); у межах Східного та Південного – дуже легкі та легкі. Розташування різних за складом нафт тісно пов'язане із напрямком міграції та акумуляції покладів. У напрямку міграції нафти стають важчими, у них збільшується вміст нафтенів. Догори розрізом вони змінюються від парафінових до нафтових. Такий

розподіл нафт – дуже легкі в нижніх горизонтах, а більш важчі в верхніх – свідчить про вертикальну міграцію нафти із спільного джерела надходження нафтових вуглеводнів. За компонентним складом нафти у межах Західного регіону переважно метаново-нафтенові, ароматико-нафтенно-метанові та ароматичні; Східного – метано-нафтенового, нафтеново-ароматичного, ароматичного типу; Південного – нафтеново-ароматичні, метаново-нафтеново-ароматичні. Збільшення в нафтах метанових вуглеводнів і зменшення ароматичних із глибиною (це насамперед зміна термобаричних умов залягання і формування нафтових покладів) приводить до зміни її фізико-хімічних властивостей. На багатошарових родовищах спостерігається тенденція до зменшення густини із глибиною. Це є доказом того, що міграція нафти відбувалася по вертикалі і поклади сформувались одночасно із спільного джерела надходження вуглеводневих компонентів. Коли внаслідок міграції проходить частковий перетік із нижніх пластів у верхні, то за напрямком міграції можуть зменшуватися густина нафти, її смолистість або ж склад нафт по розрізу майже однаковий.

На основі порівняльного аналізу складу природних газів виокремлено основні чинники міграції вуглеводнів: У Західному нафтогазоносному регіоні такі критерії процесів латеральної міграції вуглеводнів: газонасиченість в основному в межах регіону крейдово-баденських відкладів; диференційоване розташування зон: газонагромадження (Більче-Волицький нафтогазоносний район) та нафтогазонагромадження (Бориславсько-Покутський); зональність просторового поширення вуглеводневих компонентів природного газу. Критерії процесів вертикальної міграції вуглеводнів: наявність здебільшого багатошарових родовищ, причому часто з покладами різних типів; великий поверх нафтогазоносності (змінюється від 50 до 5700 м); зміна складу природних газів зверху вниз від чисто метанових до збагачених гомологами метану; наявність аномально високих пластових тисків.

Аналіз особливостей геологічної будови і нафтогазоносності в сукупності з наявними геохімічними даними дозволяє зробити висновок про те, що формування покладів нафти і газу в Східному нафтогазоносному регіоні обумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів. Про велику роль латеральної міграції у формуванні промислових скупчень вуглеводнів свідчить: регіональна нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів, причому на низці родовищ продуктивність встановлена тільки в цих відкладах; присутність в розрізі нижньокам'яновугільних відкладів відносно добре витриманих уздовж простягання піщаних пачок – шляхів латеральної міграції – і потужної товщі переважно глинистих порід, що перекриває піщані пачки і забезпечує герметизацію нижньокам'яновугільного резервуару; приуроченість багатьох родовищ нафти і газу до зон, перехідних від найбільш опущених до найбільш підвищених ділянок і до периферичних частин великих прогинів; збільшення щільності вуглеводнів при простеженні цього показника за покладами, приурочених до одного й того самого резервуару, в напрямку від приосьової частини западини до її бортів; наявність обширних ділянок моноклінального залягання порід, що складають прибортові зони западини і борти великих прогинів, з якими іноді пов'язані несклепінні поклади нафти і газу. На широкий розвиток процесів вертикальної міграції вуглеводнів вказують чис-

ленні багатопластові родовища з покладами переважно в стратиграфічному діапазоні від нижньокам'яновугільних до тріасових і юрських включно. Такі родовища пов'язані з антиклінальними складками, ускладненими диз'юнктивними порушеннями; великий поверх нафтогазоносності на багатьох родовищах іноді перевищує 800–1000 м; часто поклади приурочені до різновікових відкладів, подібні за щільністю і хімічним складом вуглеводнів; на низці родовищ виявлені аномально високі тиски, які контролюються нижньопермськими ангідрито-соленосними покришками.

Основні чинники процесів міграції та акумуляції вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону України: аспекти процесів латеральної міграції вуглеводнів: регіональна нафтогазоносність у межах провінції палеоцен–олігоценових відкладів; наявність в осадовому покриві різномасштабних горизонтальних переміщень; диференційоване розташування зон: газонагромадження (акваторія Каркінітсько-Північнокримського прогину) та нафтогазонагромадження (Індоло-Кубанський прогин); збільшення густини вуглеводнів при простеженні цього показника у покладах родовищ Каркінітсько-Північнокримського і Індоло-Кубанського прогинів у напрямку їх бортових частин; зональність просторового розповсюдження вуглеводневих компонентів природного газу. На розвиток процесів вертикальної міграції вуглеводнів вказує наступне: зміна пологого горизонтального залягання у нижніх стратиграфічних горизонтах лістричних розривних порушень на круте вертикальне у верхніх; більшість родовищ є багатопластовими; великий поверх нафтогазоносності (від 2260 м до 675); зміна складу природних газів зверху вниз від чисто метанових до збагачених гомологами метану; наявність аномально високих пластових тисків на родовищах. Цілий ряд наведених особливостей дозволив дійти висновків, що на родовищах у нижніх стратиграфічних горизонтах осадового покриву покладами формувалися завдяки домінуванню латеральної міграції вуглеводнів лістричними розривними порушеннями, а надходження природних вуглеводнів у більш пізні горизонти відбувалося шляхом вертикальної міграції.

Ірина САВЧУК

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПІВНІЧНОАЗОВСЬКОГО ПРОГИНУ

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

Північноазовський прогин (ПАП) - це неглибока похована депресія, що охоплює північну частину Азовського моря. Прогин вузький (20 км) і неглибокий (1-1,5 км), тільки в східному напрямі розширюється до 60 км і заглиблюється до 2-2,5 км. Цей тектонічний елемент утворився в результаті східчасто-моноклінального занурення дорифейського фундаменту СЄП. Його південним обмеженням є Головне Азовське порушення. По поверхні дорифейського фундаменту ПАП є однобортним, а по низах чохла - різко асиметричним прогином.