

Wojciech Bielań, Irena Matyasik

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

## *Shale oil* – nowy aspekt poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych

W ostatnich latach prowadzone są w Polsce prace związane z poszukiwaniem gazu w formacjach łupkowych (*shale gas*), natomiast tematyka *shale oil* nie była do tej pory przedmiotem większego zainteresowania od strony oceny możliwości akumulacyjnych i eksploatacyjnych. Prace dotyczące *shale oil* są kontynuacją i nawiązaniem do badań związanych z poszukiwaniem *shale gas*. Jest to kolejny krok zmierzający do szerszego rozpoznania systemów naftowych, uwzględniających kombinację elementów naftowych różniących się charakterystyką ośrodka skalnego. Tematyka *shale oil* często odnosi się do już rozpoznanych złóż węglowodorów, w przypadku których możliwości całkowitego pozyskania do niedawna wydawały się ograniczone. Pełne wykorzystanie złóż typu *shale oil* oraz *shale gas* pozwoliłoby zdywersyfikować źródła energii w Polsce. W niniejszym artykule zostały przedstawione ogólne zagadnienia dotyczące istoty niekonwencjonalnych systemów *shale oil* oraz omówiono metody badawcze niezbędne przy pracach służących do szacowania zasobów i możliwości ich występowania z uwagi na typ i stopień dojrzałości substancji organicznej. Zainteresowanie systemami naftowymi w sensie *shale oil* nie ogranicza się tylko do utworów paleozoicznych syluru i ordowiku (tak jak w przypadku *shale gas*), ale powinno obejmować także utwory młodsze, które mogą mieć znaczący potencjał produkcji w tego typu systemach naftowych.

Słowa kluczowe: *shale oil*, *shale gas*, szacowanie zasobów.

### Unconventional shale oil petroleum systems in polish shale rocks

In recent years work related to shale gas exploration are being conducted in Poland. However, shale oil has not yet been the subject of much interest. Work on shale oil are a continuation of those associated with the search for shale gas. This is another step towards a wider diagnosis of petroleum systems. The shale oil issue refers often to the already identified hydrocarbon reserves, of which total acquisition, until now, seemed to be limited. Full exploitation of shale oil and shale gas deposits would diversify energy sources in Poland. This article provides general issues concerning the nature of shale oil unconventional systems and discusses the research methods (for the estimation of hydrocarbons resources and the possibility of their exploitation). Interest in shale oil petroleum systems should not be limited to Paleozoic formations (Silurian and Ordovician shale gas plays), but should also include younger formations, that may have significant production potential in petroleum systems of this type.

Key words: shale oil, shale gas, resource estimation.

#### Istota systemów naftowych *shale gas* i *shale oil* – podział na typy złóż

Z uwagi na rodzaj występującego gazu ziemnego złoża w formacjach łupkowych i innych skałach o słabych właściwościach zbiornikowych można podzielić na kilka typów i podtypów, co zwykle jest implikowane historią termiczną

osadów. Takie główne typy niekonwencjonalnych złóż gazu mogą zawierać:

- gaz biogeniczny i gaz termogeniczny o niskich parametrach dojrzałości (zazwyczaj są to złoża o niższych zasobach),

- gaz termogeniczny akumulowany w skałach o wysokim poziomie dojrzałości termicznej, równoważnej w skali refleksyjności wityrynu  $> 1,0\%$   $R_o$ , określane też jako *tight gas*,
- gaz termogeniczny o wysokich parametrach dojrzałości termicznej, związany ze skałami typu mieszanego; obok zasobnych w substancję organiczną skał macierzystych występują warstwy ubogie w substancję organiczną.

Czasami spotyka się też określenie „system kombinowany gaz–ropa” z formacji łupkowych, co oznacza, że dana formacja łupkowa znajduje się w głównej fazie okna ropnego, czyli może generować gaz towarzyszący ropie naftowej. Zazwyczaj jest to gaz określane jako gaz mokry, co można stwierdzić na podstawie składu molekularnego, jak i składu trwałych izotopów węgla w metanie, etanie i wyższych homologach.

Definicja systemu *shale oil* odnosi się do niekonwencjonalnych, ciągłych zbiorników zawierających skały macierzyste zasobne w substancję organiczną i pokazujące względnie wysokie nasycenie ropą. W systemach takich jako całość rozpatruje się zarówno skały bogate w substancję organiczną, jak i współwystępujące ubogie w organikę interwały zbiornikowe. Takie skały zbiornikowe są traktowane jako tzw. *tight* o niskiej lub ultraniskiej przepuszczalności. Komercyjna eksploatacja w ich przypadku może być prowadzona z zastosowaniem metod stymulacji w otworach pionowych lub horyzontalnych. Przy wydobywaniu tego typu ropy naftowej wykorzystuje się tę samą technologię szczelinowania hydraulicznego jak w przypadku wydobywania *shale gas*. Nie należy mylić pojęć *shale oil* i *oil shale*, ponieważ ropa z systemów *shale oil* nie jest ropą pochodzącą z łupków bitumicznych, z których pozyskuje się ten surowiec na drodze wygrzewania.

Dla oceny systemów zbiornikowych typu *shale oil* konieczne jest zaangażowanie prac geochemicznych w odniesieniu do dwóch typów rop: tych zachowanych w warstwach łupkowych, jak i tych, które uległy ekspulsji, osiągając najbliższe warstwy zbiornikowe o niskiej przepuszczalności (*tight*), a nie uległy dalszej migracji do konwencjonalnych pułapek.

W systemach *shale oil* jedyną bezpośrednią metodą charakteryzowania rop naftowych są badania geochemiczne (w przeciwieństwie do systemów *shale gas*, w przypadku których wykorzystuje się również metody geofizyki wiertniczej). Dane takie jak: TOC, CC, poziom dojrzałości termicznej, skład petrograficzny zostaną wykorzystane do określenia możliwości produkcji ropy naftowej w sensie ilościowym i jakościowym. Chromatografia gazowa (tzw. *fingerprinting*) oraz analiza biomarkerów dostarczają informacji na temat historii termicznej próbek oraz pozwalają na oszacowanie wykładnika ropno-gazowego GOR

(*gas-to-oil ratio*). W systemach *shale oil* jako badania komplementarne niezbędne są analizy właściwości skał, takie jak: określenie litofacji, porowatości, przepuszczalności, ciśnień oraz nasyceń wodą i węglowodorami dla oceny możliwości wydobywczych.

Podobnie jak w przypadku systemów gazowych taki podział występuje także dla złóż ropy naftowej w formacjach łupkowych, wśród których wyróżnia się trzy główne typy: zaciśnięte łupki (*tight*), mieszane i szczelinowe.

Ta ogólna klasyfikacja złóż ropy w formacjach łupkowych uwzględnia dominujący typ litologiczny skał i dominujący typ substancji organicznej. Taka klasyfikacja odróżniająca skały ilaste o wysokiej zasobności w substancję organiczną z zabliznionymi szczelinami od skał także zasobnych w substancję organiczną, ale charakteryzujących się obecnością otwartych szczelin, i tych, które zawierają przewarstwienia ubogie w substancję organiczną, pozwala na przewidywanie zakresu wydobywania ropy przy określonej technologii zabiegu szczelinowania.

Zaciśnięte skały oznaczają mułowce o niskiej porowatości i równocześnie ultraniskiej przepuszczalności. Do takiej kategorii zaliczane są np. łupki Barnett Shale w oknie ropnym. System mieszany zawiera dodatkowo litofacje ubogie w substancję organiczną, o niższej zawartości materiału ilastego i mniej podatne na wzrost porowatości wywołanej ubytkiem substancji organicznej (porowatość organiczna) [7, 8].

Trzeci typ – szczelinowy – odnosi się do formacji łupkowych, bogatych w substancję organiczną, w których gromadzenie ropy i jej wydobywanie związane jest z siatką otwartych szczelin.

Dla rozróżnienia systemów *tight* i mieszanego, należącego do najbardziej produktywnych, wykorzystuje się wykres korelacyjny zasobności w substancję organiczną i porowatości. W przypadku systemu mieszanego korelacja ta jest pozytywna i jest ona wynikiem obecności porowatości organicznej. Dekompozycja substancji organicznej ściśle wiąże się z typem substancji organicznej, który determinuje szybkość reakcji, temperaturę, zakres całkowitej konwersji oraz typ generowanych węglowodorów. Dla określenia powyższych parametrów konieczne jest przeprowadzenie sekwencji badań geochemicznych na próbkach rdzeniowych z formacji łupkowych, w których mogą być obecne albo złoża gazu, albo ropy naftowej, w zależności od typu osadów i historii termicznej basenu osadowego. Prosty do określenia wskaźnikiem produktywności jest wskaźnik nasycenia ropą naftową, oznaczający stosunek jej ilości w jednostce TOC (OSI – *oil saturation index* w mg/TOC). Wartość tego wskaźnika wynosząca 100 mg/TOC uznawana jest jako progowa dla poziomów zawierających ekonomicznie opłacalne zasoby ropy w formacjach łupkowych.

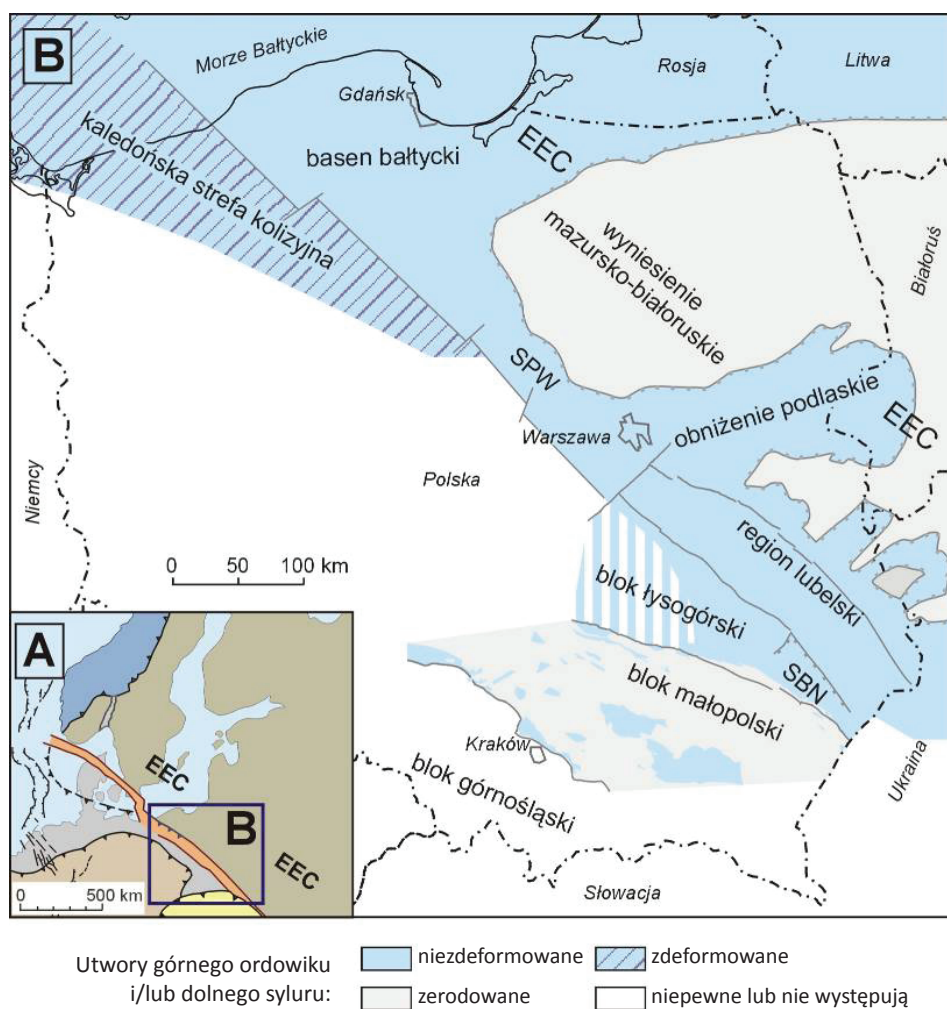
## Stan rozpoznania problematyki *shale oil*, *shale gas* w kontekście poszukiwań na terenie Polski

### Strefy poszukiwań

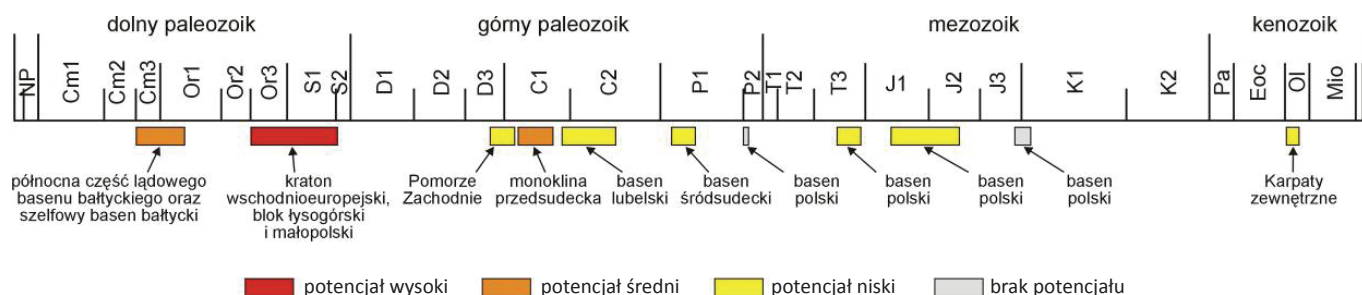
W ostatnich latach obszarem, na którym są prowadzone jedne z bardziej intensywnych poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na świecie (poza USA i Kanadą) jest dolnopaleozoiczny basen bałtycko-podlasko-lubelski w Polsce (rysunki 1 i 2). Był on już wcześniej (w północnej i południowej jego części) miejscem poszukiwań konwencjonalnych złóż węglowodorów, następnie odkrytych i eksploatowanych [3, 4, 9]. W ostatnich latach wstępnie udokumentowano także możliwość występowania w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim złóż ropy naftowej w formacjach łupkowych [15]. Od dwóch lat prowadzi się wiercenia poszukiwawcze w celu praktycznej weryfikacji koncepcji poszukiwawczych [12, 13].

Określenie zasobów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w tym basenie było jednym z najistotniejszych zagadnień od początku prowadzenia prac poszukiwawczych i rozpoznawczych. W ostatnich latach kilkakrotnie próbowano określić zasoby gazu ziemnego, uzyskując bardzo szeroki zakres wyników. Wszystkie te próby (wzajemnie niespójne) wskazywały wartości znacznie wyższe od dotychczasowych szacunków zasobów wydobywalnych gazu w złożach konwencjonalnych w Polsce. Jeżeli zaś chodzi o ocenę

możliwych zasobów *shale oil* w Polsce, po raz pierwszy wspomniano o nich w pierwszym raporcie PIG z marca 2012 r., w którym zasoby ropy naftowej z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej części basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego szacowano na poziomie 215÷268 mln ton [13].



Rys. 1. Położenie dolnopaleozoicznego basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego w Polsce. EEC – kraton wschodnioeuropejski; SPW – strefa Płock–Warszawa; SBN – strefa Biłgoraj–Narol [16]



Rys. 2. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji iłowcowo-mułowcowych o podwyższonej zawartości substancji organicznej w Polsce [16]

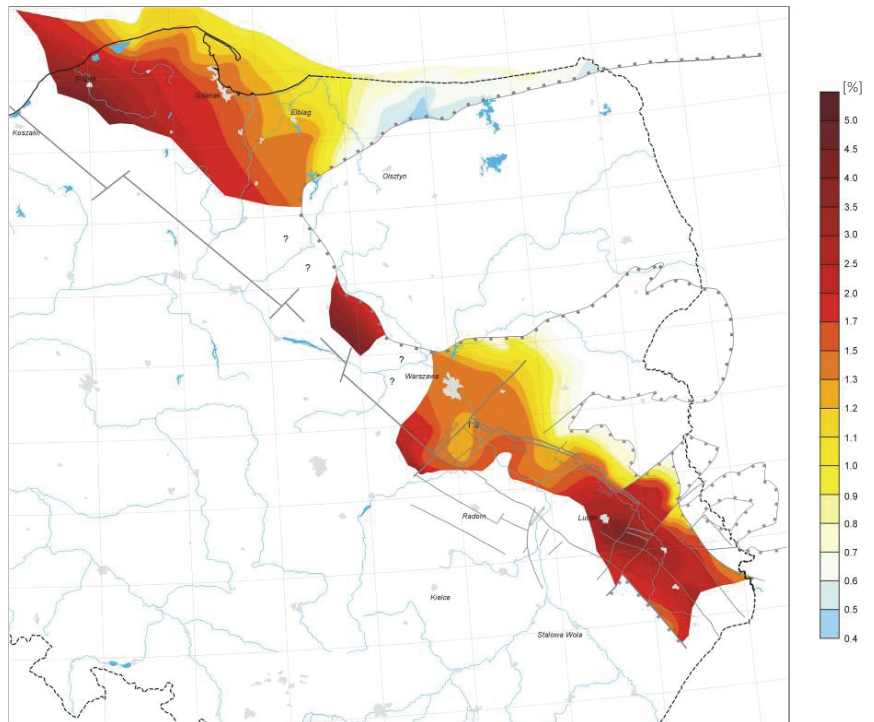
Przeprowadzone dotąd analizy nie wykraczały poza obszar dolnopaleozoicznego basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego, aczkolwiek na terytorium Polski znajduje się szereg innych formacji potencjalnie zawierających niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego lub ropy naftowej. W regionie wielkopolskim w piaskowcach czerwonego spągowca występują akumulacje gazu ziemnego zamkniętego – *tight gas* [1, 17]. W strefie monokliny przedsudeckiej oraz strefie morawsko-śląskiej w utworach dolnego karbonu podejrzewa się występowanie złóż gazu ziemnego w hybrydowym systemie, który cechuje się współwystępowaniem *shale gasu* i *tight gasu* (rysunek 2) [14, 16, 17]. Istnieje również prawdopodobieństwo występowania złóż *tight gasu* w obszarze górnośląskim. Najprawdopodobniej akumulacje ropy naftowej oraz gazu ziemnego (w tym złoża *tight gasu*) występują również w łupkach menilitowych Karpat zewnętrznych (rysunek 2). Łupki dolnej i środkowej jury w basenie polskim oraz łupki dolnego permu w basenie śródsudeckim także są celem analiz w kontekście możliwości występowania niekonwencjonalnych akumulacji ropy naftowej i/lub gazu ziemnego [13].

**Dojrzałość termiczna**

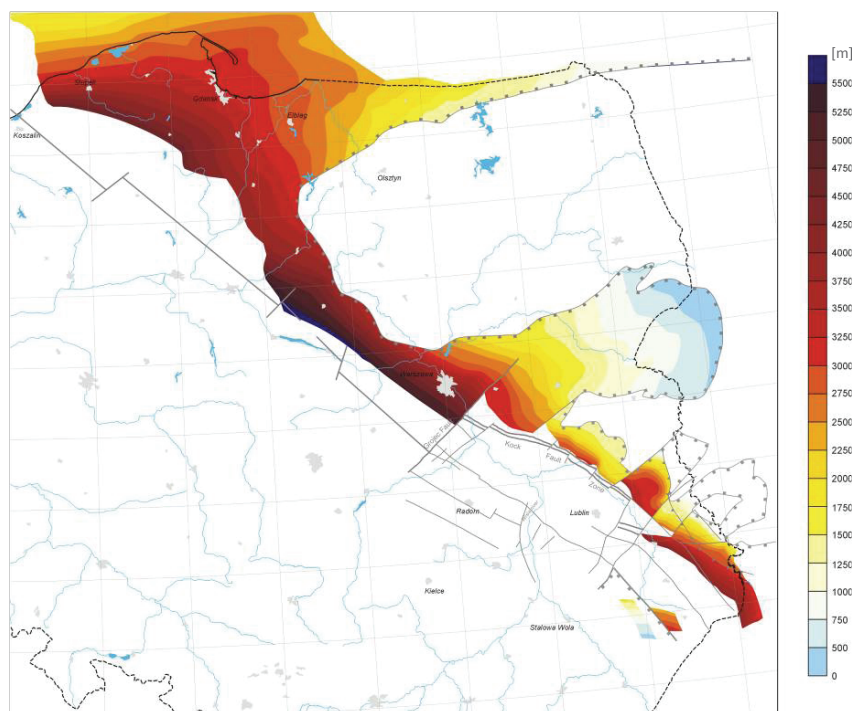
Ze względu na brak wityrytu w utworach dolnego paleozoiku określenie dojrzałości termicznej łupków górnego ordowiku i dolnego syluru jest utrudnione, w związku z czym pomiary wykonywano na zooklastach, alginitach czy bituminach [5]. W basenie bałtycko-podlasko-lubelskim odtworzona dojrzałość termiczna łupków dolnego paleozoiku ogólnie wzrasta ze wschodu i północnego wschodu ku zachodowi oraz południowemu zachodowi (rysunek 3) [5, 19]. Górnoordowickie i dolnosylurskie skały macierzyste zmieniają swoją dojrzałość w kierunku południowo-zachodnim, począwszy od zakresu skał niedojrzałych lub słabo dojrzałych, przez okno ropne, dalej okno gazu mokrego, do okna gazu suchego bądź zakresu utworów przejrzalnych w pobliżu krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego [13].

**Głębokość zalegania**

Wraz z przemieszczaniem się ze wschodu w kierunku zachodnim głębokość zalegania łupków górnego ordowiku i dolnego syluru ogólnie wzrasta (rysunek 4). W basenie bałtyckim, patrząc z kierunku wschodniego ku zachodniemu,



Rys. 3. Dojrzałość termiczna (refleksyjność wityrytu % *R<sub>o</sub>*) utworów lądowego (dolny sylur) [16]



Rys. 4. Głębokość zalegania spągu utworów lądowego (dolny sylur) [16]

współczesna głębokość zalegania tych formacji zmienia się na terytorium Polski od około 1000 m do ponad 4500 m. W obniżeniu podlaskim głębokość ta wynosi od około 500 m na wschodzie do około 4000 m w rejonie Warszawy. W regionie lubelskim, w strefach, gdzie utwory dolnego paleozoiku są udokumentowane wiertniczo, głębokość zalegania łupków zmienia się w zakresie od około 1000 m we wschodniej czę-

ści obszaru do około 3000–3500 m w pobliżu strefy Kocka. W strefie rowu lubelskiego omawiane formacje znajdują się na głębokościach zbyt dużych, aby prowadzenie poszukiwań akumulacji gazu ziemnego w łupkach było opłacalne z punktu widzenia ekonomii. W kierunku zachodnim (strefa Biłgoraj–Narol) głębokość zalegania łupków dolnego paleozoiku zmniejsza się do 1000 m, a nawet poniżej [13].

### Istotne elementy w typowaniu rejonów do poszukiwania *shale oil*

#### Typ substancji organicznej

Łupki wzbogacone w substancję organiczną, posiadające potencjał występowania w nich akumulacji gazu ziemnego lub ropy naftowej, są charakterystycznym elementem w profilu osadów dolnopaleozoicznych w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim. Zawierają one substancję organiczną o II typie kerogenu [10, 16].

Konwersja substancji organicznej zawartej w skale macierzystej w ropę naftową zachodzi przy określonej ilości węgla organicznego i wodoru. Ze wzrostem dojrzałości termicznej zawarty w skale macierzystej generatywny węgiel organiczny (GWO) jest konwertowany w ropę naftową, powodując zmniejszenie ilości TOC (rysunek 5). Taki generatywny węgiel organiczny jest węglem, który zawiera wystarczającą ilość wodoru do wygenerowania węglowodorów; odzwierciedla to pomiar wskaźnika wodorowego (HI) uzyskiwanego w pirolizie Rock-Eval (parametr  $S_2$ ) i znormalizowanego za pomocą TOC (w mg potencjału naftowego / g TOC). Niege-

neratywny węgiel organiczny (NGWO) nie posiada potencjału do generowania węglowodorów wskutek niewystarczającej ilości wodoru.

Skala macierzysta z taką samą ilością węgla organicznego, ale wyższą zawartością wodoru może generować większą ilość ropy naftowej; następuje to wskutek większej zawartości generatywnego węgla organicznego lub wodoru (rysunek 5). Jeżeli substancja organiczna w skale macierzystej została całkowicie przekonwertowana w ropę naftową, oznacza to, że pozostał jedynie niegeneratywny węgiel organiczny (i dodatkowo małe ilości węgla rezydualnego z generacji ropnej), a skala macierzysta o największym potencjale miałaby wówczas najmniejszą wartość TOC.

#### Dojrzałość termiczna – metody jej oznaczania

Chociaż pomiary zasobności substancji organicznej (TOC) oraz określenie jej stanu wyjściowego są kluczowymi składnikami analizy zasobów niekonwencjonalnego systemu łupkowego, pierwszym istotnym elementem jest określenie dojrzałości termicznej. Jest to konieczne, ponieważ podczas wzrostu dojrzałości następuje zmniejszenie zawartości TOC, będącego ilością substancji organicznej przekonwertowanej w ropę naftową i gaz ziemny.

Istnieje wiele metod określania dojrzałości termicznej, z dwiema najczęściej stosowanymi, którymi są:  $T_{max}$  z analizy Rock-Eval (chemiczna miara dojrzałości termicznej) oraz refleksyjność wityryny  $R_o$  (mierząca ilość światła odbitego od cząstki wityryny – sfosyлизованej matrycy zdrewniałych roślin). Z wyżej wymienionymi technikami związane są pewne problemy. Przy określaniu  $T_{max}$  należy wziąć pod uwagę fakt, że dojrzałość termiczna zależna jest od chemizmu generatywnego węgla organicznego GWO (*generative organic carbon*), ponieważ niektóre typy kerogenu ulegają dekompozycji z różną szybkością przy tym samym reżimie termicznym, np. II typ-S kerogenu (bogaty w siarkę) w porównaniu z I typem rozkłada się w niższym stresie termicznym. Zatem przy  $T_{max}$  wynoszącej 440°C I typ kerogenu mógłby przekonwertować jedynie w 10%, podczas gdy typ II-S mógłby ulec konwersji w 70%. Inne problemy dotyczą obec-



Rys. 5. Model całkowitego węgla organicznego jako funkcji typu kerogenu. Dystrybucja generatywnego węgla organicznego GWO i niegeneratywnego węgla organicznego NGWO znacznie się zmienia w zależności od typu kerogenu, który jest funkcją równowagi masowej wódór–węgiel [8]

ności dużych ilości ropy, bituminów lub też płuczki olejowej zawartej w próbce skały, mogącej powodować zmniejszenie wartości  $T_{max}$ . Przy bardzo wysokiej dojrzałości termicznej pomiar  $T_{max}$  staje się problematyczny wskutek braku występowania generatywnego węgla organicznego, na którym  $T_{max}$  jest mierzone (tj. na pikie  $S_2$  w analizie Rock-Eval). Jeśli brakuje tego pikę,  $T_{max}$  praktycznie staje się przypadkową liczbą z zakresu 300–600°C.

Refleksyjność wityrytu wymaga obecności sfosylizowanej matrycy zdrewniałych roślin. Morska skała macierzysta prawdopodobnie posiada niewiele lub wcale nie zawiera macierzystej matrycy zdrewniałych roślin wskutek depozycji w głębokiej toni morskiej. Również występowanie cząstek wityrytu wykazuje geologiczne ograniczenia wiekowe. Utwory sylurskie i starsze zostały zdeponowane przed pojawieniem się roślin lądowych, dlatego macierzysta matryca zdrewniałych roślin w tych osadach nie występuje.

### Metody szacowania wielkości zasobów

Do analizy charakterystyki złożowej i oceny zasobów złóż węglowodorów w formacjach łupkowych niezbędny jest szeroki zakres danych geologicznych, geochemicznych, geofizycznych czy geomechanicznych. Określenie potencjału i zasobów złóż na obszarach, gdzie nie były prowadzone wiercenia poszukiwawcze gazu ziemnego czy ropy naftowej w łupkach, jest bardzo utrudnione i zazwyczaj obarczone dużym zakresem błędów analitycznych. Spowodowane jest to brakiem wielu kluczowych danych, takich jak: porowatość i przepuszczalność łupków, skład chemiczny gazu, ciśnienie złożowe, początkowe wydatki gazu (IP) i jego łączne wydobycie z otworu (SCW), skład mineralogiczny czy właściwości geomechaniczne itp. Mimo to możliwa jest wstępna ocena zasobów w takich przypadkach, a w celu określenia charakterystyki danego basenu należy wzorować się na analogicznych amerykańskich basenach. Tego typu oceny dla dolnopaleozoicznego basenu w Polsce były prowadzone zazwyczaj metodą wolumetryczną, w której przyjmuje się określoną powierzchnię złoża i jego miąższość oraz takie parametry charakterystyki złożowej jak: porowatość, przepuszczalność, nasycenie gazem itp. Zwykle się przyjmować współczynnik szczypania ze złoża, którego wartość w przypadku złóż łupkowych znajduje się na poziomie około 10–25% zasobów geologicznych. W ostatnim czasie zastosowano inną metodę, w której wydobywalne zasoby określono poprzez przyjęcie dla całego basenu średniego współczynnika SCW (szacowanego całkowitego wydobycia) gazu ziemnego z pojedynczego otworu w całej historii jego eksploatacji i określonej średniej powierzchni strefy eksploatowanej jednym otworem. Kolejnym krokiem było odniesienie tejże

Tak więc oszacowanie dojrzałości termicznej staje się trudne przy zastosowaniu tych technik, dlatego należy wykorzystać dodatkowe techniki, obejmujące wskaźnik transformacji kerogenu, skład molekularny gazu, izotopy węgla czy skład biomarkerów.

Parametry takie jak TAI (*thermal alteration index*), SCI (*spore coloration index*) czy wskaźniki otrzymywane z rozkładu izomerów biomarkerów – MPI, MDR, MAI, MDI mogą być korelowane wzajemnie ze sobą i stanowić punkt odniesienia do klasycznego pomiaru refleksyjności wityrytu.

Oszacowanie dojrzałości termicznej jest konieczne dla określenia sposobu i stopnia konwersji substancji organicznej, co prowadzi do szczypania (w pewnym stopniu lub całkowicie) jej początkowego potencjału naftowego (określenie ilości powstałej ropy naftowej i gazu ziemnego). Kolejnym koniecznym krokiem jest oszacowanie, ile ropy i gazu zostało wygenerowane, ile zostało zatrzymane, a ile wyciśnięte.

charakterystyki do powierzchni strefy basenu, w której łupki wykazują charakterystykę geologiczną. TOC jest podstawowym parametrem, który określa możliwość zakwalifikowania danego otworu w dalszych obliczeniach do strefy złożowej. Zawartość TOC w przypadku formacji łupków musi wynosić co najmniej 2% (wag.), a miąższość co najmniej 15 m. Poza tym obszar przyjęty do obliczeń zasobów ograniczono kryteriami dojrzałości termicznej (rysunek 3). Przyjęto, że dla występowania złóż gazu ziemnego maksymalna wartość dojrzałości termicznej nie może przekroczyć 3,5%  $R_o$ .

Basen dolnopaleozoiczny w Polsce nie jest na tyle poznany, aby można było jednoznacznie określać wartości poszczególnych parametrów (SCW oraz powierzchnię strefy złożowej przyjmuje się w kilku alternatywnych wariantach) niezbędnych do obliczeń zasobów. Z tego powodu istnieje jedynie możliwość określenia zakresu zasobów [13].

Jakkolwiek wszystkie powyższe informacje są słuszne przy rozważaniach na temat systemów *shale gas*, dla systemów *shale oil* należy jeszcze uwzględnić badania ekstraktów bitumicznych. Wartości otrzymane z procesu ekstrakcji w połączeniu z danymi z pirolizy mogą posłużyć do wyliczenia ilości ropy naftowej:

$$\text{Total Oil} = (S_1 \text{ skały} - S_1 \text{ skały wyekstrahowanej}) + \\ + (S_2 \text{ skały} - S_2 \text{ skały wyekstrahowanej}) + \text{straty}$$

$S_1, S_2$  – parametry otrzymane z pirolizy.

Oszacowanie ilości strat może być wykonane poprzez analizę GC całego ekstraktu ze skały, szczególnie w przypadku posiadania próbki ropy naftowej (w celu porównania). Bogate

w substancję organiczną skały macierzyste mają tendencję do absorpcji wygenerowanej ropy wewnątrz kerogenu, co

objawia się w pirolizie Rock-Eval (pik  $S_2$  zawiera oprócz kerogenu ropę naftową).

### Wnioski

1. Węglowodory występujące w łupkowych skałach macierzystych obejmują dwie odrębne kategorie: gaz i ropę. Głównym wyznacznikiem takich systemów jest dojrzałość termiczna, z wyjątkiem systemów zawierających gaz biogeniczny. Wobec powyższych kryteriów, po wstępnym rozpoznaniu dotychczasowych prac dotyczących niekonwencjonalnych systemów *shale gas / shale oil* w kontekście polskim, w wielu rejonach należy zwrócić większą uwagę na możliwość występowania *shale oil*, i to nawet w utworach dolnopaleozoicznych.
2. Przy poszukiwaniach i wydobywaniu *shale oil* powinny być uwzględnione dodatkowe prace badawcze, których celem będzie określenie ilości wygenerowanej ropy, zaabsorbowanej w substancji organicznej, oraz oszacowanie strat poprzez ewaporację.
3. Dotychczasowe doświadczenia pokazały, że oznaczenie dojrzałości termicznej różnymi metodami i skorelowanie otrzymanych parametrów powinny stanowić zasadniczy element wszystkich prac rozpoznawczych dotyczących systemów *shale oil*.
4. W konwencjonalnym systemie naftowym ekspulsja oraz typowa długa droga migracji są dwoma niezbędnymi procesami, które mogą prowadzić do odkrycia komercyjnego złoża ropy naftowej. Retencja, czyli zjawisko odwrotne do ekspulsji, jest w systemie niekonwencjonalnym kluczowym procesem prowadzącym do komercyjnych odkryć.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2013, nr 12, s. 879–886

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt.: *Shale oil – nowe możliwości poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w świetle nowych technologii wydobywania*; nr zlecenia 46/SG/12, na zlecenie MNiSW.

### Literatura

- [1] Buniak A., Kiersnowski H., Kuberska M.: *Perspektywy poszukiwan złożeń gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spagowca o słabych właściwościach zbiornikowych w strefie Poznań-Konin-Kalisz*. IV Krajowy Zjazd Branży Górnictwa Naftowego, Łagów Lubuski 11–13.09.2008, materiały konferencyjne, s. 125–138.
- [2] Chen Junhong, Fu Jiamo, Sheng Guoying, Dehan Liu: *Diamondoid hydrocarbon ratios: novel maturity indices for highly mature crude oils*. *Organic Geochemistry* 1996, vol. 25, no. 3/4, pp. 179–190.
- [3] Ciechanowska M., Matyasik I., Such P., Kasza P., Lubas J.: *Uwarunkowania rozwoju wydobywania gazu z polskich formacji łupkowych*. *Nafta-Gaz* 2013, nr 1, s. 7–17.
- [4] Gorecki W., Lapinskas P., Lashkov E., Lashkova L., Reichert B., Sakalauskas K., Strzetelski W.: *Petroleum perspectives of the Baltic Syncline*. *Polish J. Miner. Res.* 1992, vol. 1, pp. 65–88.
- [5] Grotek I.: *Dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów pokrywy osadowej pomorskiego odcinka TESZ, basenu bałtyckiego oraz obszarów przyległych*. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego* 2006, t. 186, s. 253–270.
- [6] Hunt J. M.: *Petroleum Geochemistry and Geology*. Second Ed., New York, Freeman, 1996.
- [7] Jarvie D. M., Hill R. J., Pollastro R. M., Wavrek D. A., Bowker K. A., Claxton B. L., Tobey M. H.: *Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model* (abs). 21st IMOG, September 8–12, 2003, Kraków, Poland, Book of Abstracts, Part II, pp. 3–4.
- [8] Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., Pollastro R. M.: *Unconventional shale gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment*. *AAPG Bulletin* 2007, vol. 191, no. 4, pp. 475–501.
- [9] Karnkowski P.: *Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 1 – Niz Polski*. Towarzystwo Geosynopt. GEOS AGH, Kraków 1993, s. 214.
- [10] Klimuszko E.: *Utwory syluru południowo-wschodniej Polski jako skały potencjalnie macierzyste dla dewonkich rop naftowych*. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 2002, nr 402, s. 75–100.
- [11] Kowalski A., Wieclaw D., Grotek I., Kotarba M. J., Kosakowski P.: *Habitat and hydrocarbon potential of the lower Paleozoic source rocks in the Polish part of the Baltic region*. *Geological Quarterly* 2010, vol. 54(02), pp. 159–182.
- [12] Matyasik I., Słoczyński T.: *Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas*. *Nafta-Gaz* 2010, nr 3, s. 167–177.
- [13] Państwowy Instytut Geologiczny – Pierwszy raport: *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski)*. Warszawa 2012.
- [14] Poprawa P.: *Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego – zarys perspektyw poszukiwania w Polsce*. Niepublikowany raport Państwowego Instytutu Geologicznego, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska 2006, s. 13.
- [15] Poprawa P.: *Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim*. *Przegląd Geologiczny* 2010, vol. 58, nr 3, s. 226–249.
- [16] Poprawa P.: *Analiza osadów ilasto-mulowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego*. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 2010, nr 439, s. 159–172.

- [17] Poprawa P., Kiersnowski H.: *Perspektywy poszukiwan złoży gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce*. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 2008, nr 429, s. 145–152.
- [18] Poprawa P., Sliupa S., Stephenson R. A., Lazauskiene J.: *Late Vendian-Early Palaeozoic tectonic evolution of the Baltic Basin: regional tectonic implications from subsidence analysis*. Tectonophysics 1999, vol. 314, pp. 219–239.
- [19] Swadowska E., Sikorska M.: *Historia pogrzebania skał kambru na podstawie refleksyjności maceralów wityrynitopodobnych w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej*. Przegląd Geologiczny 1998, vol. 46, nr 8, s. 699–706.
- [20] Szymanski B.: *Zapis litologiczny i mikrofacjalny osadów euksynicznych kambru górnego i tremadoku obniżenia bałtyckiego (północna Polska)*. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 2008, nr 430, s. 113–154.
- [21] Zelichowski A. M., Kozłowski S. (red.): *Atlas geologiczno-surowcowy obszaru lubelskiego*. Instytut Geologiczny, Warszawa, Wydawnictwa Geologiczne, 1983.



Mgr inż. Wojciech BIELEŃ  
Asystent w Zakładzie Geologii i Geochemii.  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25A  
31-503 Kraków  
E-mail: [wojciech.bielen@inig.pl](mailto:wojciech.bielen@inig.pl)



Dr inż. Irena MATYASIK  
Adiunkt, kierownik Laboratorium Nafty i Gazu  
w Zakładzie Geologii i Geochemii.  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25A  
31-503 Kraków  
E-mail: [irena.matyasik@inig.pl](mailto:irena.matyasik@inig.pl)

## OFERTA

### ZAKŁAD GEOLOGII I GEOCHEMII

Zakres działania:

- analiza systemów naftowych (badania skał macierzystych, modelowanie generacji, ekspulsji i migracji węglowodorów, analiza dróg migracji, analiza parametrów zbiornikowych pułapek złożowych);
- badania prospekcyjne (trendy przestrzennego rozwoju parametrów zbiornikowych i filtracyjnych, analiza macierzystości, ranking stref zbiornikowych);
- konstrukcja statycznych modeli geologiczno-złożowych 3D;
- analiza procesów diagenetycznych i ich wpływu na parametry zbiornikowe skał;
- genetyczna korelacja płynów złożowych ze skałami macierzystymi;
- obliczanie zasobów złóż węglowodorów z analizą niepewności;
- modele przepływu płynów złożowych w skałach zbiornikowych;
- badania ekshalacji gazu;
- badania złóż typu tight/shale gas;
- specjalistyczne analizy: przestrzeni porowej, petrograficzne, geochemiczne RSO, płynów złożowych, analizy biomarkerów, analizy chromatograficzne, analiza GC/MS, GC/MS/MS, analiza składu izotopowego GC-IRMS;
- interpretacja danych geofizyki wiertniczej.



**Kierownik:** dr inż. Grzegorz Leśniak  
**Adres:** ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków  
**Telefon:** 12 421-00-33 w. 262  
**Faks:** 12 430-38-85  
**E-mail:** [grzegorz.lesniak@inig.pl](mailto:grzegorz.lesniak@inig.pl)

