

KRYSTYNA TOKARSKA

Instytut Geologiczny

ZASTOSOWANIE METOD PETROGRAFII WĘGLA W PROGNOZOWANIU POSZUKIWAŃ ZŁOŻ ROPY I GAZU

UKD [550.85:552.574.122]:550.84.094:552.57/.58/:553.981/932

Badania przeobrażenia substancji organicznej rozproszonej w skałach osadowych poprzez określenie stopnia uwęglenia zawartego w niej wityrynytu mogą, jak to wykazują wyniki prac badawczych (1, 3, 8), dawać podstawowe dane w prognozowaniu poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego. Metoda ta była dotychczas stosowana w petrografii węgla, przy czym stwierdzono istnienie ścisłych zależności pomiędzy refleksyjnością a chemicznymi własnościami wityrynytu. Okazało się między innymi, że istnieje związek pomiędzy refleksyjnością wityrynytu, a zawartością części lotnych w skale, przy czym zdolność odbicia wityrynytu wzrasta o ile w skale zmniejsza się zawartość części lotnych.

Ogólnie potwierdzona została teoria D. White'a (11), znana pod nazwą „Carbon Ratio”, w której zwrócono uwagę na istnienie ścisłej zależności pomiędzy stopniem przeobrażenia węgla a występowaniem złóż ropy naftowej. Stopień uwęglenia wg D. White'a wyraża się stosunkiem ilości węgla nielotnego do ogólnej ilości czystej substancji węglowej bez popiołu i wilgoci. Zgodnie z tą teorią złoża ropy mogą występować jedynie tam, gdzie węgiel nie przekraczał stadium węgla gazowego (około 35% części lotnych).

Aktualnie badania stopnia uwęglenia rozproszonej substancji organicznej prowadzone są w dwóch kierunkach. Pierwszy z nich ma na celu opracowanie genetycznej klasyfikacji rozproszonej substancji organicznej. Drugi kierunek badań dotyczy ustalenia kryteriów ropy i gazonośności.

W swoich pracach badawczych, dotyczących rozproszonej substancji organicznej i oceny jej roli w procesach tworzenia się ropy naftowej i gazu ziemnego W. A. Uspienski (9) oparł się na genetycznej klasyfikacji węgla. Dalsze prace w tym kierunku prowadzi od 1961 r. G. M. Parparowa (5), która badania rozproszonej substancji organicznej prowadzone dotychczas w Związku Radzieckim metodami chemicznymi (9, 10) wzbogaciła o zastosowanie metod petrografii węgla. Przy wydzieleniu genetycznych klas substancji organicznej, analogicznie do klasyfikacji węgla, za podstawę przyjmuje ona obecność mikroskładników grupy wityrynytu, alginity, mikstonytu, a przy określeniu stopnia zmetamorfizowania

rozproszonej substancji organicznej bada współczynnik załamania wityrynytu. Wityryt, znajdujący się na różnych stadiach przeobrażeń wykazuje bowiem dość znaczne różnice w wartościach współczynnika załamania światła, co umożliwia wydzielenie przeobrażeń stopnia zmetamorfizowania.

Skala stopnia zmetamorfizowania substancji organicznej określona współczynnikiem załamania wityrynytu przedstawiona jest w tabeli I (6).

Dzięki zastosowaniu metod petrografii węgla można określić na jakim stopniu przemian znajduje się badana substancja organiczna rozproszona w skale, a tym samym wyznaczyć obszary występowania ropy naftowych i gazów ziemnych. Wykorzystuje się w tym przypadku stwierdzone zależności pomiędzy substancją węglistą, a konkretnie refleksyjnością wityrynytu oraz warunkami geologicznymi, wpływającymi na jej przemiany.

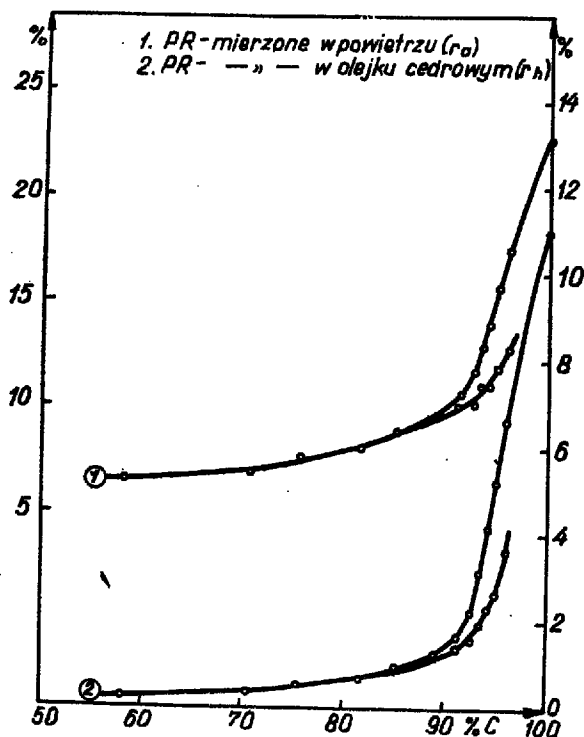
Przyczyny, powodujące przemiany substancji węglistej oraz bituminów rozproszonych w skałach, zależą od tych samych czynników geologicznych, a głównie od temperatury, ciśnienia i czasu ich oddziaływania. Można więc porównywać ze sobą określone stopnie uwęglenia substancji organicznej i występowanie ropy naftowej i gazu ziemnego.

Zagadnienie to bardzo szczegółowo przedstawił w swej pracy N. B. Wassojewicz i in. (10). Poszczególne fazy powstawania ropy naftowej dokumentowane są zmianami w wielkościach różnych wskaźników uwęglenia, przy czym brano pod uwagę zawartość C, H, O, części lotnych, wody, refleksyjność wityrynytu.

Powstawanie ropy naftowej miałyby się rozpoczynać w skale macierzystej na granicy stadiów węgla brunatnego i kamiennego (10), co odpowiada występowaniu w nich około 45% części lotnych, przy czym zdolność odbicia wityrynytu w cieczy immersyjnej wynosi 0,45%. Najintensywniejszy proces przemian substancji organicznej w kierunku powstawania ropy naftowej zachodziłby w stadium węgla płomiennego i gazowego, a więc przy występowaniu 40—36% części lotnych oraz 0,7—1,0% refleksyjności wityrynytu. W kolejnym stadium przeobrażeń, w „stadium węgla tłustego” przy 26% części lotnych i około 1,3% refleksyjności wityrynytu proces tworzenia się ropy naftowej ustaje (10). Fakt ten tłumaczony jest tym, że w tej fazie przemian, przy wyższym stopniu uwęgle-

Tabela I

Stopień zmetamorfizowania	Współczynnik załamania wityrynytu
Stadium węgla brunatnego	1,620—1,710
Stadium węgla brunatnego-długopłomiennego	1,710—1,720
Stadium węgla długopłomiennego	1,720—1,760
Stadium węgla gazowego	1,760—1,850



Ryc. 1. Zdolność odbicia (PR) jako funkcja uwęglenia (wg Van Krevelena).

Fig. 1. Capability to reflection, PR, as a function of carbonification (after Van Krevelen).

nia ciężkie bituminy przekształcają się w węglowodory gazowe a głównie w metan.

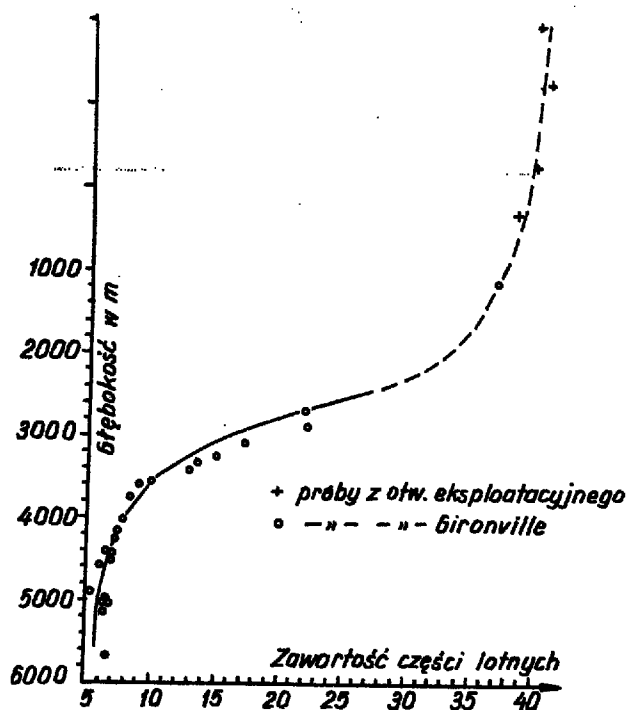
Powstała w skale macierzystej substancja organiczna przechodzi dalsze stadia przeobrażenia, podobnie jak węgiel. Charakteryzuje je zwiększenie się procentowej zawartości węgla i refleksyjności wityrynytu oraz zmniejszeniem się zawartości składników lotnych. Opierając się na szerokim zakresie badań przeprowadzonych w basenie zachodniosyberyjskim i uwzględniając prace I. L. Ammosowa (2) A. E. Kontorowicz (3) opracował zasady oceny ropo i gazonośności w zależności od stopnia zmetamorfizowania węgla z uwzględnieniem poszczególnych stadiów litogenezy. Zasady te mogą być niewątpliwie bardzo pomocne przy przeprowadzaniu kompleksowej oceny prognoz ropo i gazonośności. Podano je w nieco zmodyfikowanej formie w tabeli II.

Badania M. Teichmüller (8) potwierdzają wyniki prac badawczych N. B. Wassojewicza (10). Sformułowała ona podobne wnioski na podstawie badań refleksyjności wityrynytu w poszczególnych stadiach przeobrażeń węgla w próbkach, pochodzących z obszarów ropo-gazonośnych Dolnej Saksonii.

B. Alpern (1) w pracy swojej, do omawianego powyżej zagadnienia wprowadził pojęcie „linii martwej” (dead line), która oddziela skały mogące generować ropę naftową, od tych w których można oczekiwać tworzenia się gazów względnie od serii nieperspektywicznych. „Martwa linia” odpowiada wartości PR (refleksyjność wityrynytu) równej 1,0% (w olejku). W granicach od 0,7 do 1,0% PR istnieje możliwość wy-

Tabela II

Stopień zmetamorfizowania węgla	Stadia litogenezy	Ocena ropo-gazonośności
Brunatny Długopłomienny Gazowy	Katageneza	Faza główna powstawania rop naftowych
Thusty		Faza wtórna — ropy parafinowe nagromadzenia gazów i kondensatów
Koksowy Chudy	Metageneza	Zwykle brak złóż rop naftowych, możliwe występowanie złóż gazów i kondensatów



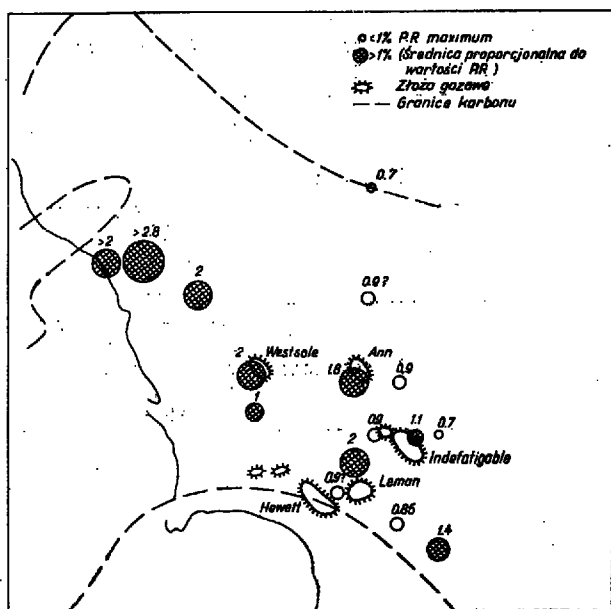
Ryc. 2. Zależność uwęglenia od głębokości (wg B. Alperna).

Fig. 2. Dependence of carbonification on depth (after B. Alpern).

stepowania w skałach węglowodorów płynnych, a tym samym obecność złóż ropy naftowej. Przy PR_{max} 0,8—1,2% można się jeszcze liczyć z występowaniem złóż kondensatów i gazów ziemnych. Natomiast przy PR równym 1,5% mogą występować jedynie złoża gazu ziemnego metanowego (1, 2, 8).

W wyniku omówionych powyżej badań ustalone zostały zależności pomiędzy stopniem uwęglenia, głębokością zalegania osadów i zawartością składników lotnych. Zależności te przedstawiono na wykresach (ryc. 1, 2), obrazujących możliwości odtworzenia stadiów przemian substancji organicznej, a tym samym ocenę warunków i okresów generacji rop naftowych.

Przykłady praktycznego zastosowania metod petrografii węgla, a głównie określenie zdolności odbicia wityrynytu w poszukiwaniach naftowych podane są np. w pracy I. I. Ammosowa (2). Przedstawiono w niej konkretne wyniki badań perspektyw ropo-gazonośności metodami petrografii węgla. Prace badawcze I. I. Ammosow (2) prowadził w rejonie wólfisko-uralskim, gdzie znajdują się duże złoża ropy naftowej i gazu ziemnego. Wykazały one, że występowanie tych złóż ograniczone jest do warstw, w



Ryc. 3. Morze Północne — strefa brytyjska. Zmienność regionalna współczynnika uwęglenia w utworach karbonu (wg P. Roberta).

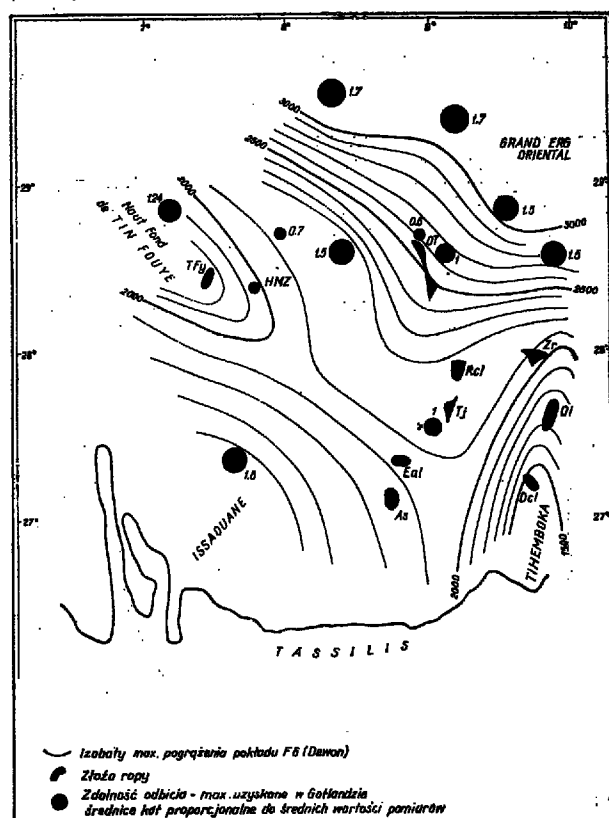
Fig. 3. The North Sea — British zone. Regional variability of carbonification coefficient in Carboniferous strata (after P. Robert).

których PR wityritu wynosi od 2 do 5,0% (mierzona w powietrzu przy suchym obiektywie), co odpowiada poziomowi tzw. miękkiego węgla brunatnego. Przy PR od 6 do 7,0% (w stadium tzw. twardego węgla brunatnego i płomiennego) złoża występują w mniejszej ilości, ale jakość ropy jest lepsza. Przy PR równym 9,0% ustaje praktycznie generacja ropy naftowej, gdyż jest to stadium węgla gazowego, w którym temperatura jest tak wysoka, że powoduje rozkład ropy naftowej.

Metody petrografii węgla przy badaniach naftowych znalazły szerokie zastosowanie praktyczne w NRF (8), gdzie sporządzono mapy uwęglenia na podstawie pomiaru zdolności odbicia wityritu w węglach pochodzących z ropo-gazonośnej niecki dolnosaksońskiej. Mapy stopnia zmetamorfizowania węgla przedstawiono jako linie jednakowej refleksji (izorefleksji). Wykazano istnienie słabo zmetamorfizowanej strefy zewnętrznej, z wartościami PR od 0,23 do 0,7% (w olejku). W kierunku strefy centralnej niecki dolnosaksońskiej metamorfizm węgla szybko wzrasta i osiąga wartość PR od 2,55 do 3,55%. Zmienia się on w kierunku od brzegów do środka niecki, od stadium węgla brunatnego do antracytu. W strefie zewnętrznej, zawierającej słabo zmetamorfizowane węgle, w północnej i zachodniej części niecki dolnosaksońskiej, występują złoża ropy naftowej. Natomiast w strefie centralnej tej niecki, gdzie substancja węglista jest silnie zmetamorfizowana nie napotkano na ślady ropy naftowej ani gazu ziemnego (8). Mapy tego typu zostały opracowane również przez P. A. Hacquebarda i J. R. Donaldsona (4) dla nadatlantyckich kanadyjskich prowincji ropo-gazonośnych. Wynika z nich, że ropa naftowa i gaz ziemny występuje jedynie tam, gdzie PR_{max} nie przekraczało 0,80% (mierzone w olejku).

Podobnego typu mapy wykonał P. Robert (7) dla obszaru Morza Czerwonego, Morza Północnego, Basenu Akwitańskiego i północnej Sahary. Wykorzystał przy tym badania refleksyjności wityritu, diagenезę osadów, wiążąc je ze stratygrafią i tektoniką (ryc. 3, 4).

Z omówionych przykładów wynika jak duże znaczenie mają metody petrografii węgla w poszukiwaniach ropy naftowej i gazu. Oczywiście jest jednak,



Ryc. 4. Basen Dillizi-Tinrhert, głębokość pograżenia — diagenезa (wg P. Roberta)

Fig. 4. Dillizi-Tinrhert basin; depth of subsidence versus diagenesis (after P. Robert).

że przy rozpatrywaniu obszarów perspektywicznych należy brać pod uwagę nie tylko badania stopnia przeobrażeń substancji organicznej, ale także ich wyniki rozpatrywać w połączeniu z diagenезą osadów, stosunkami facjalnymi i tektonicznymi oraz całokształtem stosunków paleogeograficznych i geologicznych.

W Polsce można rekomendować jako pierwszoplanowy obiekt tego rodzaju badań osady mezozoiku Niżu Polskiego. Zawierają one znaczne ilości substancji organicznej, a ocena perspektyw ich ropo-gazonośności jest jednym z głównych zadań polskich geologów naftowych.

LITERATURA

1. Alpre B. — Pouvoirs reflecteurs des charbons du bassin de Polignac et quelques autres sondages du Sahara. Étude CERCHAR, 1967.
2. Ammosow I. I. — Stadii izmieniija osadocznych porod i paragenieticzeskije odnoszenija goruczih iskopajemych. Sowietskaja Geologija, 1961, nr 4.
3. Bubnikow W. I., Kontorowicz A. E. — Zawisimost sostawa nieftiej ot stepieni post-diagenieticzeskogo izmieniija porod i metamorfizma uglej. Geologija Niefti i Gaza, 1965, nr 8.
4. Hacquebard P. A., Donaldson J. R. — Coal metamorphism and hydrocarbon potential in the Upper Paleozoic of the Atlantic Provinces, Canada, Canad. J. Earth 1970, Sci. 7.
5. Parparowa G. M. — Izuczenije rassiejannogo organiczeskogo wieszczstwa porod nieftienosnych rajonow uglepietrograficzskim metodom. Geochimiczeskij Sbornik. Trudy WNIGRI, wyp. 279, 1969.

6. Parparowa G. M., Czernikow K. A. — Riezultaty uglepietrograficznych issledowanij ostatecznego organiczeskogo wieszczestwa miezo-zojskich otlozenij Zapadno-Sibirskoj nizmiennosti i znaczenije ich dla diagnostiki neftiematierni-skich swit. Ibidem.
7. Robert P. — Etude pétrographique des matiéres organiques insolubles par la mesure de leur pouvoir réflecteur. Revue de l'Institut Francais du Pétrole, 1971.
8. Teichmüller M. — Anwendung Kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdöl- und Erdgasprospektion. Erdöl und Kohle — Erdgas — Petrochemie. 1971, nr 2.
9. Uspienskij W. A., Indienbom F. B. i in. — K razrabotkie gienieticzeskoj klassifikacii rassiejannogo wieszczestwa. [W]. „Woprosy obrazowanija nefti”. Trudy WNIGRI, wyp. 128, 1958.
10. Wassojewicz N. B., Korczagina Ju. I., Lopatin N. W., Czernyszew B. B. — Główna faza nieftieobrazowanija. Wiestnik Moskowskiego Uniwersitieta. 1969, nr 6.
11. White B. — Some relations in origin between coal and petroleum. J. Washingt. Acad. 1915, Sci. 5.

SUMMARY

The use of coal petrography methods in studies of organic matter dispersed in sedimentary rocks, and especially the use of the basic microscopic method of estimating vitrain reflexivity are discussed in the paper. The latter method makes possible estimation of the degree of carbonification of dispersed organic matter. Research works show a close relationship between the degree of organic matter alternation and the oil and gas occurrence. Occurrence of oil is connected mainly with alternation of organic matter, characteristic of long-flame and gaseous coal stage. The main phase of gaseous hydrocarbons generation corresponds to the stages of fat coals, and particularly coking coals formation.

Moreover, the results of studies carried out on the oil- and gas-bearing areas, and examples of their practical applicability in oil- and gas-prospecting are given.

РЕЗЮМЕ

В статье рассматривается использование методов петрографии углей в исследовании рассеянного органического вещества в осадочных породах, особенно основного микроскопического метода определения отражательной способности по витриниту. Он позволяет определять степень углефикации рассеянного органического вещества. Отмечается близкая связь между степенью изменения органического вещества и распространением залежей нефти и природного газа. Залежи нефти сопровождаются, как правило, органическим веществом, измененным до стадии длиннопламенных и газовых углей. Главная же фаза образования газовых залежей приходится на стадии жирных и, прежде всего, коксовых углей. Представлены данные исследований в нефтегазоносных районах и примеры практического использования этих данных в поисках нефти и газа.