

OCENA MOŻLIWOŚCI POWSTAWANIA WĘGLOWODORÓW W MEZOZOICZNYCH SKAŁACH MACIERZYSTYCH NIŻU POLSKIEGO

UKD 553.98.061.32:551.76(438:251)

Możliwości powstawania węglowodorów w skałach ocenia się na podstawie badań geochemicznych, które charakteryzują:

- zawartość substancji organicznej,
- skład i stopień przeobrażenia substancji organicznej,
- bitumiczność osadów,
- typ wyjściowej substancji organicznej,
- związki genetyczne między substancją bitumiczną

w skale macierzystej a węglowodorami występującymi w postaci objawów lub złóż.

Niestety, ze względu na niedostateczne udokumentowanie geochemiczne, nie jest możliwe opracowanie wymienionych zagadnień dla wszystkich serii mezozoiku i całego obszaru Niżu Polskiego. Wynika to ze zbyt małej liczby próbek pobieranych ze skał macierzystych i niepełnego zakresu przeprowadzanych w przeszłości badań geochemicznych.

Stosunkowo najlepiej rozpoznane pod tym względem są obszary niecki mogileńsko-łódzkiej i warszawskiej (2, 3, 4, 6, 8). Na obszarze tym wykonano ostatnio uzupełniające badania bituminów i kerogenu (nierozpuszczalna część substancji organicznej) reprezentujące wyłącznie wytypowane wcześniej poziomy skał potencjalnie macierzystych (1, 21). Miało to zapewnić uzyskanie jak najwięcej informacji o zawartości, składzie i stanie zaawansowania

procesu powstawania węglowodorów w obrębie każdego z wytypowanych poziomów oraz wydzieleniem obszarów, na których te skały mogły rzeczywiście stać się źródłem węglowodorów naftowych (1, 21). Podsumowanie wyników tych badań oraz omówienie prowadzonych w BG „Geonafta” obliczeń wskaźnika termiczno-czasowych przeobrażeń (TTI) substancji organicznej (19, 20) jest przedmiotem niniejszej publikacji.

KRYTERIA IDENTYFIKACJI I OCENY SKAŁ MACIERZYSTYCH

Skały potencjalnie macierzyste – to skały zawierające co najmniej 0,5% substancji organicznej. Takim też założeniem posłużono się podczas wstępnego wyboru i geofizycznej korelacji tych skał w środkowej części Niżu Polskiego. Uwzględniano przy tej korelacji utwory, które w profilach geofizyki wiertniczej miały cechy skał ilastych, mułowcowych lub węglanowo-marglistych, a pojedyncze próbki potwierdziły minimalną ilość związków organicznych ($C_{org.} > 0,5\%$).

Na tej podstawie wyodrębniono wstępnie w Polsce Środkowej – po przeanalizowaniu profili mezozoicznych z wierceń położonych na liniach charakterystycznych przekrojów geologicznych, a jednocześnie najlepiej opra-

cowanych geochemicznie (np. Uniejów – Kutno – Gostynin lub Konary – Kutno – Budziszewice) – następujące podstawowe poziomy skał potencjalnie macierzystych:

- iłowce, mułowce i wapienie margliste dolnego kajpru i wapienia muszlowego (T_{k+w}),
- wkładki ilasto-mułowcowe liasu (1l, 2l i 3l),
- iłowce i mułowce aalenu górnego i miejscami kujawu dolnego (1d),
- iłowce i mułowce kujawu środkowego (2d),
- iłowce i mułowce kujawu górnego i batonu dolnego (3d),
- wapienie margliste kimerydu dolnego (1m),
- margle ilaste i mułowce margliste kimerydu górnego i portlandu dln (2m),
- łupki margliste oraz mułowce i iłowce portlandu górnego – walanżynu dln. (1k+m),
- iłowce i mułowce walanżynu górnego – hoterywu dolnego (2k),
- iłowce i mułowce hoterywu górnego (3k).

Wydzielone powyżej poziomy były następnie zweryfikowane na podstawie wyników i wskaźników geochemicznych. Posługiwano się najczęściej stosowanymi kryteriami macierzystości (wg B. Tissota i D. Welte'a, J. Hutna, K. Rodionowej i C. Maksimowa), które w zmodyfikowanej wersji przedstawia tab. I.

BITUMICZNOŚĆ SKAŁ MACIERZYSTYCH

Pierwszym etapem do oceny bitumiczności badanych poziomów było poznanie skali nasycenia osadu bituminami (wskaźnik bitumiczności), a zwłaszcza węglowodorami (wskaźnik bitumiczności) w stosunku do całkowitej ilości substancji organicznej (C_{org}). Z myślą o pogłównym przedstawieniu średnie wyniki zebrano w tab. II, a zmienność wskaźnika macierzystości zobrazowano na diagramie J. Hunta (ryc. 1).

Już na podstawie uśrednionych danych i załączonego diagramu zauważa się, że najwięcej próbek o dobrych

Tabela I

PODSTAWOWE KRYTERIA ROPO- I GAZONOŚNOŚCI SKAŁ MACIERZYSTYCH
(wg Maksimowa 1970, Oudina – 10, Tissota i Welte'a – 15, Hunta – 7)

| Klasa skał macierzystych | Środowisko sedimentacji | Substancja organiczna | | Potencjał ropo- i gazoności | | | Przeobrażenie SO | | | |
|--------------------------|-------------------------------|---|---------------|---------------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------|---------|-------|--|
| | | typ kerogenu | C_{org} % | bituminy chloroformowe C_{org} % | węglowodory C_{org} % | C_{bit} C_{org} % | CPI | R_o % | TTI | stadia litogenezy i powstawanie ropy |
| Bardzo dobre | redukcyjno-siarczkowe | sapropelowy i humusowo-sapropelowy | >2 | 10–20 | 5–15 (3–5,5) | 5–20 | ~1,0 | 0,7–1,0 | 15–75 | katagena Podstawowa faza powstawania ropy |
| Dobre | redukcyjne | | 1–2 | 5–10 | 3–5 (1,0–3,0) | | | | | |
| Średnie (możliwe) | slabo redukcyjne | sapropelowo-humusowy (często utleniony) | 0,5–1 | 2–5 | 1–3 (0,4–1,0) | 3–20 | 1,2–1,5 | 0,5–0,7 | 3–15 | |
| Biedne (niekorzystne) | pół utleniające i utleniające | humusowy sapropelowo-humusowy (utleniony) | <0,5 (0,2) | <2 | <1 (0,4) | <3 | >1,5 | <0,5 | <3 | |

Uwaga: w nawiasach podano wskaźniki węglowodorów wg Maksimowa, 1970.

Tabela II

ŚREDNIE WYNIKI BADAŃ GEOCHEMICZNYCH WYKONANYCH W IGNiG W KRAKOWIE I IG W WARSZAWIE

| Stratygrafia | Seria skał potencjalnie macierzystych | Litologia | Zawartość w skale % | | | Wskaźniki | | |
|--------------------|---------------------------------------|--------------------|---------------------|----------|-------------|---------------|-------------|------|
| | | | C_{org} | bituminy | węglowodory | β × 100 | μ × 100 | CPI |
| Kreda dolna | 3k | iłowce + mułowce | 1,65 | 0,036 | 0,009 | 2,4 | 0,9 | – |
| Kreda dolna | 2k | iłowce + mułowce | 1,90 | 0,031 | 0,008 | 3,0 | 0,85 | – |
| Kreda dolna + malm | 1k + Jm | iłowce + mułowce | 1,20 | 0,030 | 0,009 | 3,3 | 1,45 | – |
| Jura górna | 2m | margle + iłowce | 2,8 | 0,104 | 0,058 | 3,75 | 1,95 | 1,35 |
| Jura górna | 1m | wapienie margliste | 0,5 | 0,019 | 0,006 | 6,8 | 1,7 | 1,1 |
| Jura środk. | 3d | iłowce + mułowce | 1,5 | 0,045 | 0,021 | 3,45 | 0,9 | 1,15 |
| | 2d | iłowce + mułowce | 2,4 | 0,045 | 0,012 | 2,35 | 0,7 | 1,3 |
| | 1d | iłowce + mułowce | 5,5 | 0,105 | 0,012 | 1,85 | 0,35 | 1,45 |
| Jura dolna | 1l–3l | mułowce + iłowce | 1,3 | 0,036 | 0,013 | 4,2 | 0,8 | 1,2 |
| Trias śr. + górny | T_{k+w} | iłowce + wapienie | 0,75 | 0,012 | 0,019 | 1,9 | 1,9 | 1,1 |

Objaśnienia: β – wskaźnik bitumiczności,
 μ – wskaźnik węglowodorowy, $CPI = \frac{2nC_{29}}{nC_{28} + nC_{30}}$

i średnich cechach macierzystości występuje w poziomie 2m (kimeryd górny + dolne ogniwa portlandu), a w mniejszym stopniu odnosi się to do serii ilastych liasu oraz poziomu T_{k+w} (kajper dolny + wapień muszlowy) występujących w najgłębszych częściach basenu mezozoicznego. Te ostatnie muszą być potwierdzone większą ilością badań.

Natomiast utwory z pozostałych poziomów, mimo znacznej niekiedy ilości C_{org} (np. poziom 1d – 5,5%), plasują się przeważnie w polu biednych (niekorzystnych) skał w aspekcie generowania ropy i mogą być raczej traktowane jako potencjalne źródło gazu ziemnego.

WYNIKI BADAŃ SKŁADU WĘGLOWODORÓW

Dane wypływające z badań węglowodorów umożliwiają podjęcie pierwszych ocen stopnia ich przeobrażenia oraz przybliżonego typu wyjściowej substancji organicznej. Dokładnie te zagadnienia przedstawiła dla wybranych poziomów stratygraficznych Niżu Polskiego B. Gondk (6).

Uwzględniając z wcześniejszych (6) i ostatnich badań (11, 12, 13) tylko dane pochodzące ze skał macierzystych, dysponuje się ciągle zbyt skąpyimi informacjami, aby określić regionalne zmiany składu i dojrzałości węglowodorów w poszczególnych poziomach. Próbę uchwycenia

takich zmian można bez większych obaw podjąć w poziomie kimerydu górnego i dolnych ogniwach portlandu (2m).

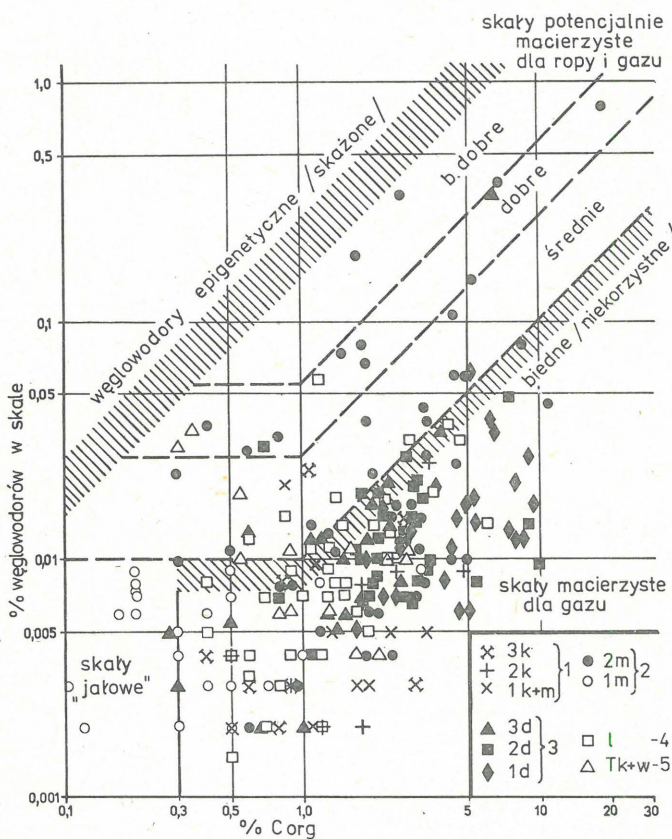
Z rozkładu wartości CPI w tym poziomie wynika, że jedynie w profilach otworów: Dobrów IG-1, Koło IG-3, Koło IG-4, Ponętów 1 i Uniejów 1 bituminy zawierają dojrzałe węglowodory typu ropy naftowej (CPI = 1,0–1,1). W miarę odsuwania się od tej pogrążonej części basenu wyraźnie wzrastają wartości CPI od 1,3 do 1,4 (Trzemzał 2, Lutomiersk 3, Żytowice 1) do ok. 1,7 do 2,4 (Gostynin IG-3, Tuszyn 2, Żychlin IG-3) wskazując na coraz mniejszy stopień dojrzałości węglowodorów. Przykłady zmian dystrybucji n-alkanów i wskaźnika CPI zilustrowano na ryc. 2.

Podobne zależności zarysowują się również, choć na mniejszej ilości danych, w poziomie 2d (kujaw środkowy), z tym że strefa korzystnych warunków do powstawania ropy (CPI = 1,0–1,1) rozszerza się nieco w kierunku SE i obejmuje dodatkowo profile otworów Lutomiersk 3 i Żytowice 1. Nadal niskie przeobrażenie wykazywały w poziomie 2d próbki z otworów Buczyna 1 (CPI = 1,7), Gostynin IG-3 (1,9–2,0), Kutno 1 (1,2–1,6) oraz Żychlin IG-3 (1,4), a w poziomie 1d (aalen górny) próbki z otworów Jeżów IG-1, Gostynin IG-3 i Żychlin IG-3 (1,5–1,8).

Wydaje się, że dopiero węglowodory syngenetyczne z wkładek ilastych liasu i starszych osadów uzyskiwały na nieco większym obszarze odpowiednie przeobrażenie. Przemawiają za tym wskaźniki CPI = 1,0–1,1 z otworów Buczyna 1, Kutno 1, Szwejki 1, Żychlin IG-3. Tylko w otworze Konary IG-1 n-alkany pozostają nadal na niższym etapie przeobrażenia (1,0–1,3).

Na podstawie dystrybucji n-alkanów można pokusić się również o ocenę źródłowej substancji organicznej. Przypomnieć można za opracowaniem B. Gondk (6) że większość analiz z utworów kimerydu i portlandu w otworach Cykowo IG-1, Gostynin IG-3, -5, Koło IG-3, Wartkowice 1 wykazywała typowo morską (sapropelową) charakterystykę substancji organicznej. Natomiast w otworach Konary IG-1, Łowicz IG-1, Madaje IG-1, Trzemzał 2 stwierdzono w tych poziomach mieszany typ n-alkanów.

Ostatnie badania n-alkanów przeprowadzone w IGNiG (11, 12, 13) potwierdzają również przewagę morskiego typu substancji organicznej w poziomie 2m. Morskie pochodzenie osadów stwierdzono także w pojedynczych

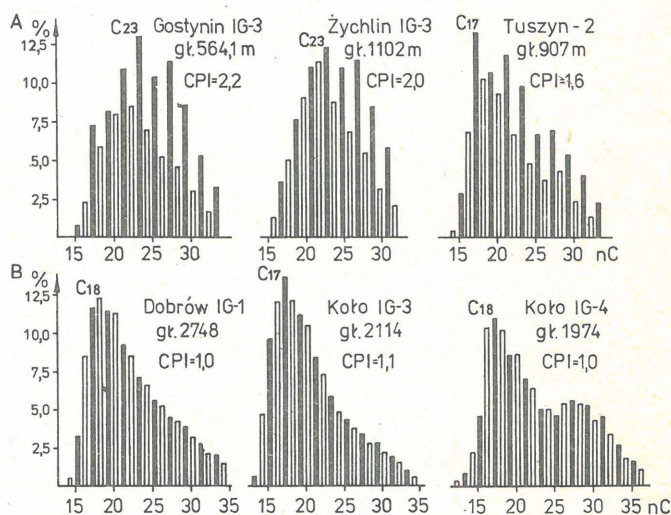


Ryc. 1. Diagram potencjalnej macierzystości skał J. Hunta (ze zbioru T. Wilczek)

1 – poziomy potencjalnie macierzyste (ppm) kredy dolnej, 2 – ppm macierzyste malmu, 3 – ppm doggeru, 4 – ppm liasu, 5 – kajperu dolnego i górnych ogniwa wapienia muszlowego

Fig. 1. J. Hunt diagram of source potential of rocks (compiled by the Author)

Potential source rock horizons in: 1 – Lower Cretaceous, 2 – Malm, 3 – Dogger, 4 – Lias, 5 – Lower Keuper and upper members of Muschelkalk



Ryc. 2. Dystrybucja n-alkanów o różnym stopniu przeobrażenia (A – niski, B – wysoki)

Fig. 2. Distribution of n-alkans differing in degree of alteration (A – low, B – high degree)

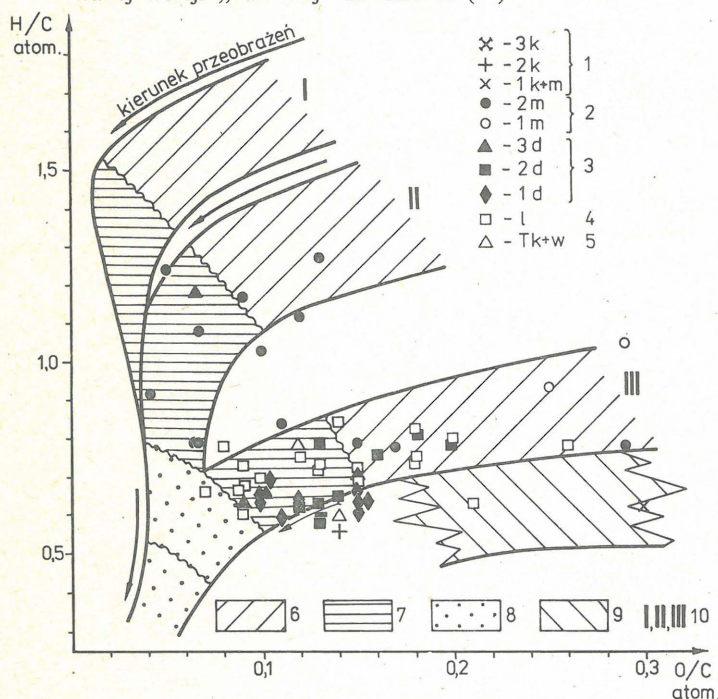
próbkach w poziomach: 3d (Koło IG-3, IG-4), 2d (Koło IG-3, Tuszyn 2), ilastych osadach liasu (koło IG-3, Kutno 1, Szwejki 1) oraz T_{k+w} (Byczyna 1). Substancję organiczną typu mieszanego można było zaobserwować w poziomach 2d (Byczyna 1, Gostynin IG-3, Kutno-1 i Żychlin IG-3) i 1d (Jeżów IG-1, Tuszyn 2, Żychlin IG-3).

Podobieństwa między charakterystyką węglowodorów typu izoprenoidowego w ropach z makroobjawów i bituminów z osadów portlandu w otworach Dobrów IG-1 i Koło IG-4 sugerowały wg badań B. Gondek istnienie związków genetycznych. Potwierdzenie tych przypuszczeń wymagać będzie specjalistycznych badań struktury i składu sterydów oraz trójterpenów, które uważa się dziś za podstawowe wskaźniki przy tego rodzaju korelacjach.

Przedstawione dane z badań węglowodorów powinny być potwierdzone większą liczbą analiz z poziomów, które dotychczas mają pojedyncze oznaczenia, np. T_{k+w} , 1, 2 i 3l, 1m, a wszystkie objawy ropy poddane szczegółowym badaniom, ze spektrometrią mas włącznie.

BADANIA KEROGENU

Próbę oceny stopnia przeobrażenia i typów kerogenu wykonano na podstawie wyników analiz jego składu elementarnego, a zwłaszcza zmienności stosunków atomowych H/C i O/C. Najlepiej można to odczytać z powszechnie stosowanego diagramu Van Krevelena lub zmodyfikowanej wersji „naftowej” B. Tissota (14).



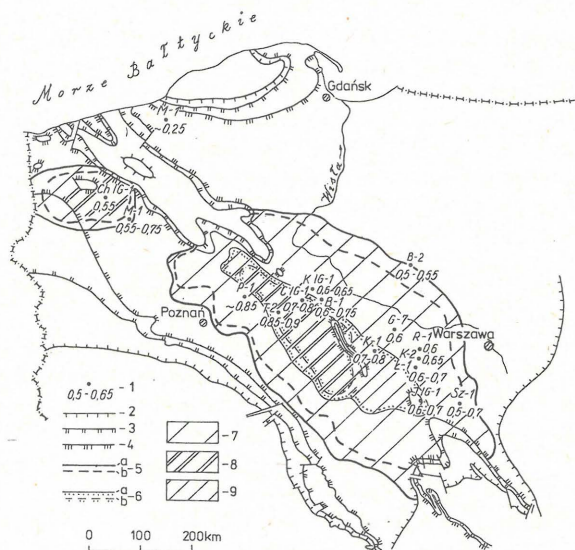
Ryc. 3. Typy kerogenu i produkty przeobrażeń substancji organicznej (zestawił T. Wilczek)

1-5 - objaśnienia jak na ryc. 1; 6 - CO_2 , H_2O , 7 - ropa naftowa, główna faza generowania ropy, 8 - gaz ziemny, główna faza generowania gazu, 9 - rezydualna substancja organiczna, niemacierzysta dla ropy i gazu, 10 - typy kerogenu wg B. Tissota (14)

Fig. 3. Types of kerogen and products of alteration of organic matter (compiled by the Author)

1-5 - explanations as given in Fig. 1; 6 - CO_2 , H_2O , 7 - oil, major phase of generation of oil, 8 - gas, major phase of generation of gas, 9 - residual organic matter, non-source for oil and gas, 10 - kerogen types after B. Tissot (14)

Jak wynika z rozkładu punktów na ryc. 3, zdecydowana większość próbek reprezentuje III typ kerogenu (gałąź humusowo-detrytyczna). Do II typu można było zaliczyć próbki reprezentujące prawie wyłącznie poziom 2m z otworów Cykowo IG-1, Dobrów IG-1, Gostynin IG-3, Koło IG-3, IG-4, Madaje IG-1 i Tuszyn 2. Wyjątkiem jest jedna próbka z poziomu 3d (Koło IG-4). Obserwacje te są częściowo zbliżone do wniosków wypływających z opisanych wcześniej badań n-alkanów. Wynika z nich, że II typ kerogenu, najkorzystniejszy do generowania ropy, występuje przede wszystkim w poziomie kimerydu górnego i portlandu dolnego. W pozostałych poziomach, na obecnym etapie rozpoznania przeobrażenia substancja detrytyczna (humusowa), zdolna do generowania głównie węglowodorów gazowych. W obu wypadkach trzeba postawić jedno zastrzeżenie: nie wszystkie



Ryc. 4. Schematyczna mapa stopni katagenazy substancji organicznej w osadach jurajskich (wg wyników $R_0\%$ i TTI opracował T. Wilczek)

1 - wyniki pomiarów $R_0\%$ (od-do) w osadach liasu, 2 - obecny zasięg liasu wg M. Franczyk i R. Dadleza, 3 - obecny zasięg doggeru wg K. Dayczak-Calikowskiej, 4 - obecny zasięg malmu wg J. Dembowskiej, 5 - zasięg stref katagenazy Mk_1 - TTI = 3 (a - w spągu osadów doggeru, b - w spągu osadów malmu), 6 - zasięg stref katagenazy Mk_2 - TTI = 15 (a - w spągu osadów doggeru, b - w spągu osadów malmu), 7 - strefa wstępnego etapu powstawania węglowodorów w doggerze i w stropie osadów liasu, 8 - strefa wstępnego etapu powstawania węglowodorów w stropie osadów malmu, 9 - strefa podstawowej fazy powstawania węglowodorów w doggerze i spągu osadów malmu

Fig. 4. Simplified map of degree of catagenesis of organic matter in Jurassic rocks (compiled on the basis of the data $R_0\%$ and TTI by the Author)

1 - results of measurements $R_0\%$ (from-to) for Lias rocks, 2 - present extent of Lias after M. Franczyk and R. Dadlez, 3 - present extent of Dogger after K. Dayczak-Calikowska, 4 - present extent of Malm after J. Dembowska, 5 - extent of zones of catagenesis Mk_1 - TTI = 3 (a - at the base of Dogger, b - at the base of Malm), 6 - extent of zones of catagenesis Mk_2 - TTI = 15 (a - at the base of Dogger, b - at the base of Malm), 7 - zone of preliminary stage of generation of hydrocarbons in Dogger and top part of Lias, 8 - zone of preliminary stage of generation of hydrocarbons in top part of Malm, 9 - zone of major phase of generation of hydrocarbons in Dogger and basal part of Malm

z badanych próbek osiągnęły etap przeobrażenia warunkujący intensywne generowanie ropy lub gazu. Warunku tego nie spełniły np. poziomy 2m, a nawet liasowe, położone we wschodniej, mniej pogrążonej części basenu mezozoicznego (np. w otworach Byczyna 1, Kompina 2, Szwejki 1 czy Żychlin IG-3).

Planuje się kontynuowanie i rozszerzanie tego typu badań, tak aby każdy z poziomów w nowych profilach otworów miał odpowiednią dokumentację geochemiczną.

POMIAR ZDOLNOŚCI ODBICIA WITRYNITU

Jedną z metod, która pozwala w miarę obiektywnie ocenić wielkość przeobrażeń substancji organicznej, a jednocześnie powiązuje je z fazami generowania węglowodorów, jest badanie stopnia odbicia (refleksyjności) witrynitów (18). Wykorzystuje się w niej znane z petrografii węgla zachowanie macerałów z grupy witrynitów, które w miarę uwęglenia zwiększają aromatyczność, kondensację kompleksów huminowych i witrynitowych oraz zdolność odbicia ($R_0\%$).

Pierwsze takie badania dla osadów mezozoicznych na Niziu wykonała K. Tokarska (16). Uzupełniono je w latach 1983–1985 wynikami, które na zlecenie BG „Geonafta” wykonała I. Grotek. W analizowanych próbkach zwracano uwagę na to, aby pomiary (ok. 100 pomiarów na jednej próbce) były wykonywane na ziarnach substancji węglistej syngenetycznej z osadem. Dlatego większość badań prowadzona była w osadach liasu zawierających najwięcej takich wkładek węglistych.

Wyniki pomiarów R_0 (0,65–1,15%) potwierdziły, że dolne części profili osadów liasowych na wale kujawskim (Byczyna 1, Kutno 1, Jeżów IG-1) oraz serie liasu położone w głębszej części niecki mogileńsko-łódzkiej (np. w otworach Cykowo IG-1, Trzemzał 2 i Przysieka 1) mogły wejść w podstawową fazę generowania ropy.

Natomiast stropowe części profili liasu na wale kujawskim (np. Konary IG-1, Krośnice IG-1) oraz przeważająca część profili tych osadów w niecce warszawskiej charakteryzowały się wynikami $R_0 = 0,5–0,65\%$, typowymi dla wstępnego etapu powstawania ropy.

W poziomie kajpru dolnego i wapienia muszlowego osady mogły nie tylko osiągnąć podstawową fazę ropy (np. Jeżów IG-1, Budziszewice IG-1), ale przekroczyć próg warunków termodynamicznych, w których następuje katagenetyczny rozkład ropy i rozpoczyna się powstawanie gazów mokrych i kondensatów (z sapropelowego typu) lub intensywne powstawanie gazów metanowych (w wypadku humusowego typu). Świadczą o tym pośrednio wyniki R_0 w osadach otaczających np. w recie z Byczyny 1 ($R_0 = 1,34\%$), pstrym piaskowcu z Budziszewice IG-1 ($R_0 = 1,23\%$) lub retyku z Kutna 1 ($R_0 = 1,39\%$).

Mała liczba wyników $R_0\%$ z utworów kredy dolnej, malmu i doggeru, a jednocześnie niepewność co do charakteru występujących w nich ziaren substancji węglistej sprawia, że nie można ich stopnia przeobrażenia oceniać jednoznacznie. Tym niemniej, przez analogię do wyników R_0 z utworów liasu, można przypuszczać, że osady malmu i doggeru mogły być poddane korzystnym warunkom do generowania ropy ($R_0 = 0,65–1,15\%$) jedynie na obszarze pogrążonej części niecki mogileńsko-łódzkiej i wału kujawskiego. Świadczą o tym dotychczas wyniki z otworów: Cykowo IG-1 (0,71–0,81%), Budziszewice IG-1 (0,77%) oraz Jeżowa IG-1 (0,59–0,75%).

W utworach kredy dolnej według wyników $R_0\%$ pomierzonych w Łowiczu IG-1 przeobrażenie substancji organicznej jest na etapie węgla brunatnych (R_0 poniżej 0,5%).

Z myślą o rozszerzeniu punktowych informacji o stanie przeobrażenia substancji organicznej rozwinięto w BG „Geonafta” (19) obliczenia wskaźnika termiczno-czasowych przeobrażeń (TTI) zgodnie z metodyką N. Łopatina (9) i jej zmodyfikowaną wersją D. Waplesa (17). W tym celu dla większości otworów z Niziu Polskiego przeprowadzono:

- analizę ewolucji pogrążenia wybranych poziomów w funkcji czasu geologicznego,
- ustalono zmiany paleotemperatury z głębokością występowania osadów wg uśrednionych gradientów geotermicznych,
- określono czas przebywania badanych poziomów (np. strop malmu, doggeru i liasu) w kolejnych 10-stopniowych przedziałach temperaturowych (ΔT), a następnie obliczono wartość wskaźnika TTI wg wzoru:

$$TTI = \sum_{n_{min.}}^{n_{max.}} \Delta T \cdot r^n$$

gdzie r^n – poprawka na szybkość reakcji

Wyniki wcześniejszych korelacji wyników obliczeń TTI z pomiarami $R_0\%$ (19, 20) wykazujące dużą zgodność z przebiegiem krzywych D. Waplesa (17) upoważniły do przyjęcia w dalszych rozważaniach dla Niziu Polskiego podobnych powiązań wartości TTI z etapami tworzenia się i stanu zachowania węglowodorów (tab. III).

Wykorzystując obliczenia wskaźnika TTI, sporządzono w BG „Geonafta” (20) mapy stopnia katagenety m.in. w sągu osadów kredy dolnej, malmu i doggeru. Schematyczne zestawienie tych map wraz z wynikami pomiarów $R_0\%$ w osadach liasu przedstawiono na ryc. 4. Można z nich odczytać, że skały mogące wytwarzać węglowodory w profilu doggeru i malmu oraz stropowych partii liasu osiągnęły wymagane warunki do przejścia w fazę generowania ropy tylko w wąskiej strefie od okolic Damasławka do Jeżowa. Z wykresów pogrążenia ustalono ponadto, że najbardziej aktywny okres wytwarzania węglowodorów w wymienionej strefie mógł przypadać na kredę górną.

Natomiast na nieco większym obszarze, w tym również w głębszej części niecki szczecińskiej, mógł się rozwinąć zaledwie wstępny etap powstawania ropy. Na tym też poziomie zakończyły się prawdopodobnie przeobrażenia w poziomie macierzystym kimerydu górnego i dolnego portlandu. W tym wypadku dotyczyłoby to strefy od Damasławka do Uniejewa oraz rejonu otworów Chociwel IG-1, Mąkowary 1 i Stargard 1. Są to o tyle ciekawe strefy, że występowały w nich jedyne poważne makroobjawy ropy w osadach malmu (Dobrow 1, Koło IG-4).

Tabela III
KORELACJA POMIARÓW $R_0\%$ I WARTOŚCI TTI
Z ETAPAMI POWSTAWANIA
I STANU ZACHOWANIA WĘGLOWODORÓW

| $R_0\%$ | TTI | Główne fazy i etapy powstawania i stanu zachowania węglowodorów |
|-------------------------|--------------------|---|
| poniżej 0,5 0,5–0,65 | poniżej 3 3– 15 | biogeniczny CH_4 wstępny etap głównej fazy ropy + gaz |
| 0,65–1,15 (1,3) | 15– 160 | podstawowa faza ropy + gaz |
| 1,15 (1,3)–2,0 | 160– 1 000 | główna faza gazu + gaz mokry i kondensat |
| 2,0–3,25 (3,5) | 1000– 9 000 | późnokatagenetyczny CH_4 |
| 3,25 (3,5)–4,8 (5,0) | 9000– 65 000 | zanik przemysłowych złóż gazu |

Przez analogię do obrazu rozprzestrzenienia skał macierzystych malmu można przypuszczać, że dolnokredowe poziomy potencjalnych skał macierzystych bądź nie przekroczyły progu wytwarzania ropy, bądź też stało się to w lokalnych przegłębieniach, które dotychczas nie były obiektami badań.

O tym, jak duże znaczenie dla poszukiwań złóż ropy i gazu ma wydzielenie stref z występowaniem dojrzałych skał macierzystych najlepiej świadczą dane z basenów mezozoicznych Morza Północnego czy Basenu Paryskiego. Wg G. Demaisona (5) trafność poszukiwań w strefach rozprzestrzenienia dojrzałych skał macierzystych była jak 1:3, 1:4, podczas gdy w strefach występowania niedojrzałych skał macierzystych jak 1:30 (M. Północne) i 1:55 (Basen Paryski).

Mysłąc o poszukiwaniu złóż ropy i gazu ziemnego w mezozoiku Niżu Polskiego, a zwłaszcza o przesłankach, które przemawiają za związkami ewentualnych złóż ropy i gazu z mezozoicznymi skałami macierzystymi przytoczone dane nabierają szczególnie mocnego wydźwięku.

PODSUMOWANIE

Ilość zebranych danych geochemicznych z utworów mezozoicznych jest ciągle niewystarczająca, aby ostatecznie zamknąć identyfikację i ocenę skał macierzystych. Dotyczy to zwłaszcza poziomów triasowych, liasowych i dolnokredowych. Pozwalają jednak na ukierunkowanie dalszych poszukiwań np. w utworach jurajskich na obszarach, gdzie te rzeczywiste lub domniemane skały macierzyste mogły rozpocząć proces generowania węglowodorów. Takimi obszarami mogą być np. środkowa część dawnej bruzdy kujawskiej i przyległe do niej strefy dzisiejszej niecki mogileńsko-łódzkiej i zachodnia część niecki warszawskiej.

Na pozostałych obszarach niżu jurajskie skały macierzyste bądź nie uzyskały odpowiednich warunków geotermicznych, bądź poddane im były przez zbyt krótki czas. W strefach tych ewentualne nagromadzenia ropy i gazu musiałyby mieć związek z odległą migracją poziomą lub pionową wędrówką węglowodorów z osadów starszych, głównie paleozoicznych.

Warunkiem koniecznym do przeprowadzenia pełnej charakterystyki geochemicznej i jednoznacznej identyfikacji skał macierzystych w każdym z przewierconych profilów mezozoicznych powinno być w przyszłości z jednej strony prawidłowe opróbowanie (rdzeniowanie) wymienionych skał i z drugiej – zwiększenie zakresu wykonywanych analiz geochemicznych.

LITERATURA

1. Burzewski W. et al. – Wydzielenie prognostycznych formacji naftowych oraz stref poszukiwawczych wybranych obszarów synklinorium łódzkiego i antyklinorium kujawsko-gielniowskiego. Arch. IGNiG Kraków 1983.
2. Calikowski J., Gondek B., Szpanier K. – Warunki występowania bituminów w synklinorium warszawskim (pr. zbior. pod kier. J. Królickiej). Prace Geostrukuralne Inst. Geol. 1970.
3. Calikowski J., Gondek B., Tokarska K. – Geochemia bituminów strefy Pabianice–Ponętów – Gopło. Arch. Inst. Geol. 1974.
4. Calikowski J., Gondek B., Tokarska K. – Badania geochemiczne substancji organicznej

- w utworach permsko-mezozoicznych w centralnej części basenu. Arch. Inst. Geol. 1979.
5. Demaison G. – The generative basin concept. AAPG Memoir 35 "Petroleum Geochemistry and Basin Evolution" (In press).
6. Gondek B. – Geochemia n-alkanów występujących w skałach osadowych Niżu Polskiego. Pr. Inst. Geol. 1980 t. 97.
7. Hunt J. – Petroleum geochemistry and geology. W.H. Freeman and Co. San Francisco 1979.
8. Karpiński T. – Analiza warunków geochemicznych niecki mogileńsko-łódzkiej. Bituminy (Opracowanie zbiorowe pod kier. T. Olewicza). Arch. IGNiG Kraków 1969.
9. Łopatin N.P. – Temperatura i geologiczneskoje wriemia kak faktory uglefikacji. Izv. AN ZSRR 1971 nr 3.
10. Oudin J.L. – Étude géochimique du Bassin de la Mer du Nord. Biull. Centr. Rech. SNPA – Pau 1976 no. 10.
11. Solecki M. et al. – Wyniki badań rozproszonej substancji organicznej w skałach mezozoiku. Zał. w oprac. W. Burzewskiego. Arch. IGNiG Kraków 1983.
12. Solecki M. et al. – Analizy geochemiczne RSO i kerogenu. Arch. BG Geonafra Warszawa 1984.
13. Solecki M. et al. – Wyniki analiz RSO i kerogenu. Arch. IGNiG Kraków 1985.
14. Tissot B. – Recent advances in petroleum geochemistry applied to hydrocarbon exploration. AAPG Bull. 1984 no. 5.
15. Tissot B., Welte D. – Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag Heidelberg, Berlin New York 1978.
16. Tokarska K. – Metody badań nierozpuszczalnej substancji organicznej rozproszonej w osadach mezozoicznych. Biul. Inst. Geol. 1979 nr 115.
17. Waples D. – Time and temperature in petroleum formation. Bull. AAPG et al. 1980 no. 6.
18. Wassojewicz N.E. et al. – Główna faza niefieobrazowanija. Wiestn. Mosk. Uniw. Moskwa. 1969 nr 6.
19. Wilczek T. – Określenie termiczno-czasowych przemian substancji organicznej na podstawie wskaźnika TTI. Arch. BG Geonafra Warszawa 1981.
20. Wilczek T. – Mapy stopnia katagenezy SO w wybranych piętrach mezozoicznych w Polsce. Ibidem 1982.
21. Wilczek T. et al. – Geochemiczne uzasadnienie perspektywiczności naftowej mezozoicznych poziomów macierzystych w antyklinorium kujawsko-gielniowskim i przylegających obszarach synklinorium łódzkiego. SITPNaft Kraków 1985.

SUMMARY

The major horizons of potential source rocks in the Mesozoic from central parts of the Polish Lowlands were differentiated and tentatively evaluated on the basis of geochemical data and well-log correlations. The studies showed that rocks with good to intermediate parameters of source rocks for oil are present in the Upper Kimmeridgian, Lower Portlandian, Lower Keuper and upper parts of Muschelkalk and (but on a smaller scale) Lias clay series. The remaining horizons are characterized by pre-

dominance of detrital material, more favourable for generation of gas.

Estimations of degree of maturity of hydrocarbons, alteration of kerogen, reflectance of vitrinite, and index of thermal-time alterations (TTI) showed that intense generation of oil could start in the horizons in central zone of the Polish Lowlands only. In the case of the Lower Keuper horizon, the geothermal conditions appropriate for generation of oil are found in much wider area, turning out to be sufficient event for the phase of condensate gases in central part of the basin. In turn, there is no evidence for initiation of the stage of oil generation in clay Lower Cretaceous horizons.

РЕЗЮМЕ

На основании геохимических исследований и геофизической корреляции скважин в мезозойских отложениях центральной части Польской Низменности выделены и предварительно оценены основные горизон-

ты потенциально материнских пород. По этим исследованиям видно, что параметрами хороших и средних материнских пород для нефти отличаются осадки верхнего кимериджа и нижних партии портланда, нижнего кейпера и высших частей ракушечного известняка, а в меньшей степени глинистые серии лейаса. В остальных горизонтах преобладает детритное вещество, более пригодное для образования природного газа.

Оценка степени „зрелости” углеводородов, преобразования керогена, рефлексивности витринита, а также расчёта показателя термически — временных преобразований (ТТИ) выказала, что только в центральной части Польской Низменности в этих горизонтах мог начаться интенсивный процесс генерирования нефти. Только в горизонте нижнего кейпера существовали геотермические условия для создания нефти на большой территории, а в центральной части бассейна этот горизонт мог даже достигнуть фазу конденсационных газов. Зато в глинистых нижнемеловых горизонтах до сих пор не получено подтверждение достижения этапа генерирования нефти.