

KONSTANTIN FOMKIN, PIOTR KARNKOWSKI, ZBIGNIEW KORAB, TADEUSZ WILCZEK .

Pol. Górn. Naftowe i Gazownictwo, „Geonafta”

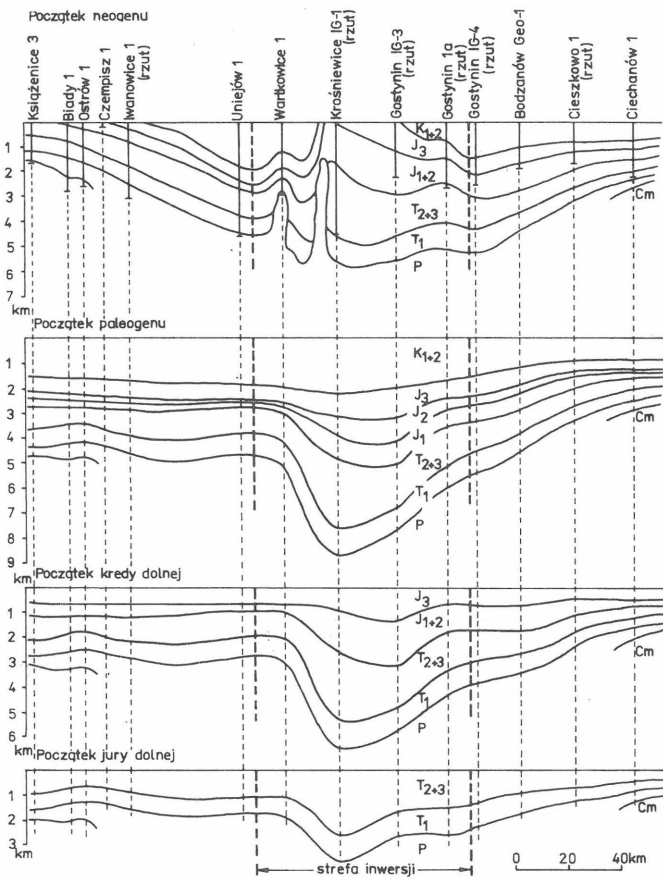
MOŻLIWOŚCI POWSTAWANIA WĘGLOWODORÓW W UTWORACH MEZOZOICZNYCH NIŻU POLSKIEGO

Osady mezozoiczne Niżu Polskiego od dawna były obiektem badań geologicznych, a od lat sześćdziesiątych również poszukiwań naftowych. Poszukiwania te mimo braku odkryć złóż ropy i gazu dostarczyły obfitych danych do analizy geologicznej i studiów porównawczych z basenami mezozoicznymi Europy Zachodniej, obfitującymi w złoża węglowodorów. Wyniki omawiane były w licznych publikacjach i opracowaniach syntetycznych (3–15, 17–22).

UKD 553.981/.982.061.3.05''313'' :551.762.022.4:551.244.2(438:251)

Krystalizuje się z nich jeden wspólny wniosek o dużym znaczeniu dla dalszych poszukiwań: przemysłowe nagromadzenia ropy i gazu związane są niewątpliwie z mezozoicznymi skałami macierzystymi, gdyż uszczelniający kompleks osadów solonośnych cechsztynu praktycznie odcina drogi migracji bituminów z utworów paleozoicznych.

Aprobując ten wniosek, zamierzamy w prezentowanej pracy zwrócić uwagę na szereg korzystnych zjawisk i procesów, które odpowiednio rozłożone w czasie i przestrzeni



Ryc. 1. Schematyczny przekrój paleotektoniczny (według K.W. Fomkina i P. Karnkowskiego przy współudziale I. Naumowa i M. Nowickiego).

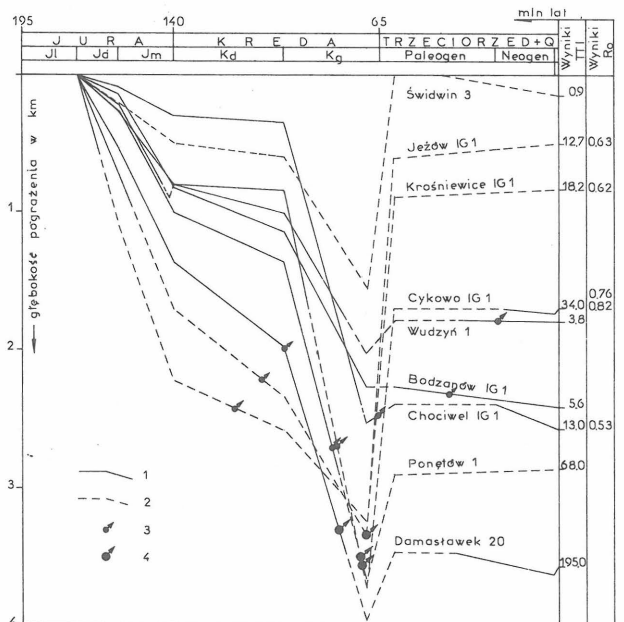
Fig. 1. Sketch paleotectonic cross-section (after K.W. Fomkin and P. Karnkowski, with contribution of I. Naumow and M. Nowicki).

oraz nierozdzielnie związane z historią geologiczną basenu mezozoicznego Niziu Polskiego, mogły prowadzić do generowania węglowodorów i ewentualnej akumulacji złóż ropy i gazu.

ZARYS ROZWOJU OSADÓW MEZOZOICZNYCH NA NIŻU POLSKIM

O dzisiejszym planie strukturalnym tych osadów zdecydowały długotrwałe i skomplikowane procesy. Odbywały się one w trzech głównych fazach: przedinwersyjnej, inwersyjnej i postinwersyjnej.

W fazie przedinwersyjnej (od wczesnego permu do końca kredy) pod wpływem zróżnicowanych ruchów tektonicznych powstaje w centralnej części Niziu Polskiego duża, regionalna strefa zapadliskowa o kierunku NW-SE, w której pokrywa osadowa permsko-mezozoiczna osiąga miąższość ponad 8 km. Strefa ta swoim charakterem przypomina aulakogen (intrakraton). Rozwój tego wielkiego elementu, powstałego na kaledońskiej podbudowie, przypada w różnym stopniu na całą erę mezozoiczną. Świadczy o tym obserwowana dziś tendencja wzrostu miąższości poszczególnych pięter stratygraficznych: triasu, jury i kredy. Kompleksy te wykazują generalny wzrost miąższości w kierunku osi basenu. Ilustruje to jeden z wybranych przekrojów paleotektonicznych wykonanych w poprzek basenu (ryc. 1).



Ryc. 2. Zestawienie wykresów pograżenia stropu osadów liasu (według T. Wilczka).

1 – udokumentowana krzywa wykresu pograżenia osadów, 2 – przypuszczalna krzywa wykresu pograżenia osadów, 3 – początek wstępnego etapu tworzenia ropy, 4 – początek podstawowej fazy powstawania ropy.

Fig. 2. Comparison of graphs of downwarp of the top of Liassic rocks (after T. Wilczek).

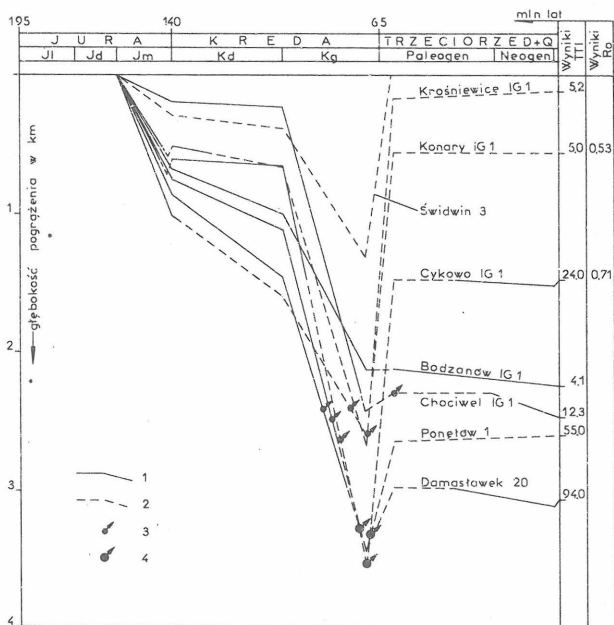
1 – controlled curve of graph of downwarp of the rocks, 2 – inferred course of curve of the downwarp, 3 – beginning of initial stage of oil generation, 4 – beginning of major phase of oil generation.

Długotrwały i stały proces obniżania się tego obszaru w mezozoiku (nie licząc drobnych ruchów wznoszących) sprzyjał powstawaniu terygenicznych i wapiennych utworów triasu, jury i kredy, których łączna miąższość osiągała do 7 km. Najintensywniejsze procesy subsydencji zaznaczyły się w triasie. W okresie jurajskim nastąpiło zróżnicowanie w szybkości sedymentacji. Znacznie szybciej rozwijała się ona w SE części, gdzie osiągała przyrost 40-50 m/mln lat, gdy w części NW tylko 20-25 m/mln lat.

Odtworzenie pierwotnych maksymalnych miąższości osadów kredy jest najbardziej kłopotliwe i złożone. Można tylko stwierdzić, że gradient przyrostu miąższości tych osadów w kierunku osi zbiornika osiąga wielkości dochodzące do 100 m/10 km. Wskazywałoby to, że pierwotne ich miąższości w centrum basenu osiągały, pod koniec etapu przedinwersyjnego 2000 m, a w niektórych przypadkach 2500 m. Pozostałe części basenu w fazie przedinwersyjnej nie podlegały zbyt intensywnej subsydencji, o czym świadczą regionalne zmniejszenia miąższości pięter mezozoicznych zarówno w kierunku NE, jak i SW przesuwać się od centralnej części basenu.

Sklony basenu były obszarami, do których pod koniec mezozoiku mogły kierować się węglowodory powstałe w potencjalnych skałach macierzystych doggeru i malmu.

Faza inwersyjna przypada na okres późnej kredy wczesnego trzeciorzędu. Pod wpływem ruchów orogenicznych fazy laramijskiej ukształtował się plan budowy struktural-



Ryc. 3. Zestawienie wykresów pograżenia stropu osadów doggeru (według T. Wilczka).

Objaśnienia jak przy ryc. 2.

Fig. 3. Comparison of curves of downwarp of the top of Dogger rocks (after T. Wilczek).

Explanations as given in Fig. 2.

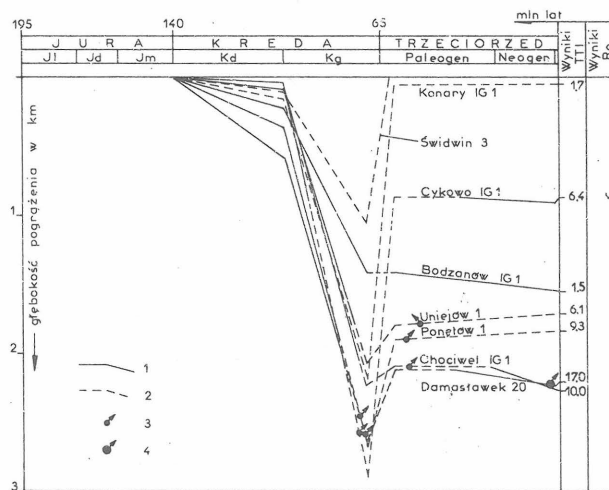
nej zbliżony do dzisiejszego. Na miejscu dawnej osiowej części basenu powstała duża strefa antyklinalnych wyniesień (wałów), skomplikowanych tektoniką dysjunktywną i ruchami mas solnych. Zostaje wydzwignięta także obszerna strefa monokliny przedsudeckiej. Jednocześnie powstają obniżenia (okalające strefy podniesień), w których miąższość utworów mezozoicznych waha się od 2 do ponad 5 km. Potencjalne skały macierzyste tylko w tych obniżeniach zachowały korzystne warunki termodynamiczne do kontynuowania procesu formowania węglowodorów.

W fazie postinwersyjnej (paleocen – holocen) dominowały procesy denudacyjne. Doprowadziły one do usunięcia osadów kredy i częściowo jury z obszarów wyniesień środkowopolskich oraz monokliny przedsudeckiej. Osady jury i kredy zachowały się natomiast w okalających je obniżeniach, choć i tam uległy częściowej redukcji. W wyniku powstania dużej strefy wyniesień antyklinalnych (wał środkowopolski) i otaczających je niecek, nastąpiło wyraźne zmniejszenie stref potencjalnej akumulacji węglowodorów zarówno w północnej, jak i południowej części basenu. Wewnętrzne skłony tych niecek nie tylko zwiększają wartości nachylenia (maksymalnie 5%), ale również dostają się w strefę wymiany wód, w związku z czym stały się mniej korzystne dla zachowania się złóż ropy i gazu.

Najbardziej sprzyjającymi dla ewentualnego zachowania się złóż są zewnętrzne skłony współczesnych obniżień, które utrzymały hipsometryczne stabilne położenie zarówno w inwersyjnym, jak i postinwersyjnym etapie geologicznej historii basenu.

SUBSTANCJA ORGANICZNA W SKALACH MACIERZYSTYCH

Podstawowe badania geochemiczne utworów mezozoicznych przedstawione były szczegółowo w opracowaniach J. Calikowskiego, B. Gondka (1, 2, 9), T. Karpińskiego



Ryc. 4. Zestawienie wykresów pograżenia osadów malmu (według T. Wilczka).

Objaśnienia jak przy ryc. 2.

Fig. 4. Comparison of curves of downwarp of Malm rocks (after T. Wilczek).

Explanations as given in Fig. 2.

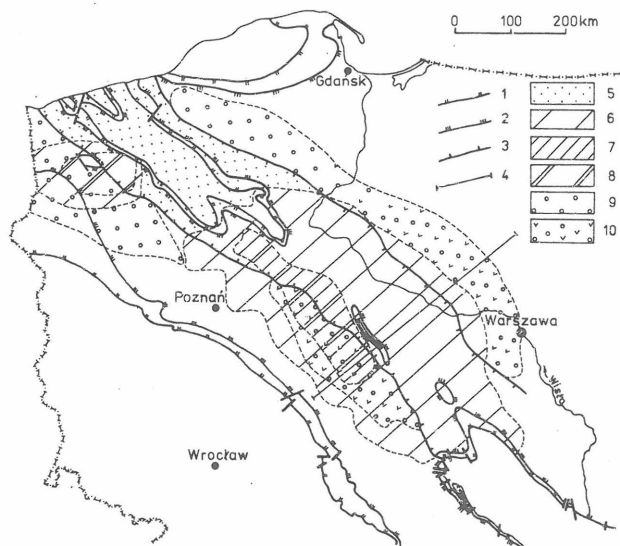
go (13) i K. Tokarskiej (2, 23). Wynika z nich, że utwory triasu, jury dolnej i kredy miały generalnie niekorzystne środowisko sedymentacji tak dla nagromadzenia, jak i zachowania dla dalszych przeobrażeń odpowiednich ilości substancji organicznej (SO). Tylko nieliczne wkładki morskie np. w wapieniu muszlowym, liście czy kredzie dolnej podejrzewa się o pewne możliwości generowania węglowodorów. Wymagają jednak bardziej szczegółowych badań.

Parametry skał macierzystych dla ropy i gazu mają przede wszystkim mułowcowo-ilaste utwory górnego aalenu, środkowego i górnego kujawu oraz marglisto-ilaste kimerydu. Te też formacje będą przedmiotem dalszych rozważań na temat stopnia przeobrażenia i typu zawartej w nich SO oraz możliwości generowania węglowodorów.

Osady aalenu górnego, reprezentowane przez mułowce i itowce o miąższości dochodzącej do 200 m, zawierają w centralnej części Polski od ok. 0,6 do ponad 6,0% Corg. Towarzyszą im znaczne ilości bituminów chloroformowych (0,050–0,413%) z dużą ilością policyklicznych aromatów. Współczynnik bitumicznosci (zawartość bituminów (Corg.), wahający się od ok. 0,02 do 0,115, wskazuje na ich syngenetyczność z osadami oraz na możliwość lokalnej migracji bituminów. Wysoka aromatyczność bituminów oraz skład elementarny kerogenu (23) przemawiają za humusowym typem wyjściowej SO.

O tym jaka część z tej substancji mogła być przetworzona w węglowodory informuje stopień jej katagenetycznego przeobrażenia. Najpewniejszych danych na ten temat udzielają badania składu elementarnego i refleksyjności (R_0) wityrynit w kerogenie (nierozpuszczalna część substancji organicznej), który na trwałe związany jest z osrodkiem skalnym. Wyniki badań R_0 mają tę szczególną wartość, że można je dokładnie powiązać z głównymi fazami powstawania i zachowania złóż węglowodorów (25).

Wyniki pomiarów R_0 (0,55–0,65) w pojedynczych otworach, np. Konary IG-1, Krośnice IG-1 i Jeżów IG-1 (23), wskazują na przeobrażenie odpowiadające wstępnemu etapowi podstawowej fazy generowania ropy (wstępna mezokatageneza – MK_1). Na podstawie wyników z otworu Cykowo IG-1 ($R_0 = 0,76–0,82$) można



Ryc. 5. Mapa rozmieszczenia prawdopodobnych stref generacji i akumulacji węglowodorów w utworach mezozoiku na Niżu Polskim (według K.W. Fomkina, P. Karnkowskiego, M. Nowickiego i T. Wilczka).

1 – zasięg utworów doggeru, 2 – zasięg utworów malmu, 3 – granica stref inwersji, 4 – linia przekroju, 5 – strefa możliwego powstawania wczesnodiagenetycznego metanu, 6 – strefa wstępnego etapu powstawania ropy w osadach doggeru, 7 – strefa podstawowej fazy powstawania ropy w osadach doggeru, 8 – strefa wstępnego etapu powstawania ropy w osadach malmu, 9 – strefa prawdopodobnej akumulacji węglowodorów gazowych, 10 – strefa prawdopodobnej akumulacji węglowodorów ciekłych.

Fig. 5. Map of distribution of the inferred zones of hydrocarbon generation and accumulation in Mesozoic rocks in the Polish Lowlands (after K.W. Fomkin, P. Karnkowski, M. Nowicki and T. Wilczek).

1 – extent of Dogger rocks, 2 – extent of Malm rocks, 3 – boundary of zones of inversion, 4 – line of cross-section, 5 – zone of possible generation of early diagenetic methane, 6 – zone of preliminary stage of generation of oil in Dogger rocks, 7 – zone of basic phase of generation of oil in Dogger rocks, 8 – zone of preliminary stage of generation of oil in Malm rocks, 9 – zone of possible accumulation of gaseous hydrocarbons, 10 – zone of possible accumulation of liquid hydrocarbons.

przypuszczać, że w pograżonej strefie niecki mogileńsko-łódzkiej skały potencjalnie macierzyste znajdowały się w warunkach charakterystycznych dla głównej fazy generowania węglowodorów (MK_2).

W celu lepszego zorientowania o wielkości przeobrażenia kerogenu należy przytoczyć, że skały macierzyste toarsu z Basenu Paryskiego (z którego wydobywano ok. 1 mln ton ropy rocznie) charakteryzują się refleksyjnością rzędu 0,55–0,70%, a jurajskie złoża ropy w basenie NW Niemiec występują głównie w przedziale 0,5–0,75% R_0 .

Pojedyncze wyniki R_0 nie wystarczają do oceny stopnia katagenezy SO w całym basenie mezozoicznym Niżu Polskiego. W związku z powyższym konieczne było znalezienie metody pośredniej. Wybrano w tym celu metodę Łopatina (16), która na podstawie analizy wykresów pograżenia osadów i czasu ich przebywania w poszczególnych interwałach temperaturowych umożliwia obliczenie wskaźnika przeobrażenia TTI (Time-Temperature-Index). Wskaźnik ten poprzez korelacje z wynikami R_0 z centralnej i wschodniej części Polski powiązano również z etapami

tworzenia ropy i gazu (26), analogicznie jak to przedstawia D.W. Waples (24).

TTI3 – początek wstępnego etapu powstawania ropy,
15 – początek podstawowego etapu powstawania ropy,
160 – koniec powstawania ropy.

Szkice stopnia katagenezy sporządzone na tej podstawie dla spągu doggeru wykazały, że tylko w wąskiej strefie od otworu Cykowo IG-1 do okolic Wartkowic 3 osady aalenu osiągnęły etap MK_2 . Potwierdzają również, iż na znacznym obszarze wału kujawsko-giełnińskiego oraz przylegających niecek osady te podlegały warunkom wstępnej mezokatagenezy i mogły rozpocząć wytwarzanie węglowodorów, głównie gazowych (ryc. 2, 5).

W wyższych piętrach doggeru macierzyste dla ropy i gazu mogły być skały mułowcowo-ilaste kujawy środkowego i górnego oraz w mniejszym stopniu batonu dolnego. Stanowią one kilka przewarstwień ilastych, których sumaryczna miąższość zmienia się od kilkunastu metrów (w SW części niecki mogileńsko-łódzkiej i brzeżnej części niecki warszawskiej) do ponad 200 m w centralnych częściach basenu (Gostynin IG-3, Krośnice IG-1).

Wyniki badań geochemicznych (1, 2) wskazują na zmienność zawartość Corg. (0,5–3,0%) i bituminów (0,020–0,090%). Ich ilość podobnie jak aromatyczność wzrastają wraz z zawartością SO w skałe. Rozkład zawartych w nich węglowodorów n-parafinowych oraz wartości CPI ok. 1,0 (stosunek związków o nieparzystej i parzystej ilości atomów węgla w łańcuchu) są wynikiem ich zaawansowanego etapu przeobrażenia w centralnej części basenu (CPI ok. 1,0). Przewaga wysokocząsteczkowych n-parafin świadczy dodatkowo o znacznym udziale materiału organicznego pochodzenia terygenicznego (humusowego). Duży udział substancji typu humusowego jest zastanawiający, gdyż jak wskazują badania paleogeograficzne K. Dayczak-Calikowskiej (5) w centralnej części Polski co najmniej od kujawy środkowego do batonu górnego sedymentowały osady morskie i w związku z tym powinien przeważać typ sapropelowy.

Odstępstwa od podanej charakterystyki zaobserwowano w otworach Konary IG-1, Cykowo IG-1 i Gostynin IG-3. Bituminy w tym rejonie są mniej przeobrażone (CPI – 1,2) i wyraźnie wzbogacone w związki tlenowe.

Na całym obszarze Pomorza Zachodniego w utworach doggeru charakterystyczne są bituminy syngenetyczne o niskim przeobrażeniu zawierające mało dojrzałe węglowodory (CPI ponad 1,3), w których rozkład n-parafin wskazuje na humusowy typ substancji wyjściowej (9).

Wyniki pomiarów R_0 oraz obliczeń TTI dla stropu doggeru świadczą, że na znacznym obszarze niecki warszawskiej, wału kujawsko-giełnińskiego, niecki mogileńsko-łódzkiej oraz części obszaru niecki szczecińskiej utwory ilaste kujawy poddane były procesom etapu MK_1 $R_0 = 0,5–0,65\%$. Według tych danych (ryc. 3 i 5) wyższy stopień przeobrażenia, odpowiadający podstawowej fazie powstawania ropy, osiągnęły te osady na obszarze ograniczonym otworami: Damasławek 20, Cykowo IG-1 (na NW), Wilczna 1, Turek 1 (na SW), Madeje IG-1 (na SE). To wyższe przeobrażenie SO jest wynikiem nie tyle zwiększonych pograżeń i temperatur, co odpowiednio dłuższym przebywaniem w korzystnych warunkach termodynamicznych. Ze względu na dominację organiki typu humusowego mogło tu dochodzić do wydzielenia znacznych ilości węglowodorów gazowych i mniejszych ropy.

Wśród osadów malmu rolę skał macierzystych mogły odegrać przede wszystkim marglisto-ilaste utwory kimeru. Zawierają one znaczne ilości SO, od 0,5% na pery-

feriach do około 2,5–3,0% Corg. w centrum basenu (Żychlin IG-3). Bituminy mają cechy wskazujące na ich syngenetyczność z osadami, a podwyższone miejscami współczynniki bitumiczności (0,120–0,270 w otworach Koło IG-4, Tuszyn 9) świadczą o przekroczeniu progu absorpcji i możliwej migracji. Najwyższe przeobrażenie węglowodorów (CPI ok. 1,0) oraz zwiększony udział organiki typu sapropelowego zaznaczył się w otworach Wartkowice 1, Ponętów 1 i Gostynin 5. W miarę odsuwania się od centrum basenu rośnie udział materiału terygenicznego (humusowego) z jednoczesnym pojawieniem się nieregularności na krzywych dystrybucji n-parafin i spadkiem stopnia dojrzałości węglowodorów (CPI = 1,3–2,0).

Z obliczeń wskaźnika TTI wynika, że tylko w dwóch wąskich strefach: od Uniejowa do Damasławka (niecka mogileńska) i w okolicy otworu Chociwel IG-1 (niecka szczecińska) osady kimerydu mogły osiągnąć etap MK₁ (ryc. 4 i 5).

Utwory portlandu generalnie nie wykazują cech skał macierzystych. Na przeważającej części obszaru ich występowania zawierają bituminy epigenetyczne. Nie można jednak wykluczyć, że w niektórych strefach mogły wytworzyć pewne ilości ropy naftowej, jak ma to miejsce np. w rejonie otworu Dobrów IG-1, gdzie na gł. 2,698–2739,3 zanotowano znaczne jej objawy. Wyniki badań tej ropy wskazują na jej syngenetyczność z osadami, a skład n-parafin i dystrybucja węglowodorów izoprenoidowych ma podobieństwo do składu ropy z Koła IG-4.

Ilość zebranych informacji geochemicznych jest stosunkowo niewielka, aby ostatecznie przesądzać o potencjale generacyjnym osadów mezozoicznych. Pozwalają jednak na potwierdzenie przypuszczeń, że omówione skały macierzyste, tak ze względu na ilość SO, jej rodzaj oraz stopień katagenetycznego przeobrażenia mogły wytworzyć w centralnej części basenu znaczące ilości węglowodorów.

Na pozostałym obszarze Niżu Polskiego potencjalne skały macierzyste jury bądź nie osiągnęły odpowiednich warunków termodynamicznych (np. wał i niecka pomorska, wschodnia część niecki warszawskiej, monoklina przed-sudecka i znaczna część niecki szczecińskiej), bądź poddawane były im przez zbyt krótki okres czasu (np. wał kujawsko-gielniowski), tak że stopień przeobrażenia SO wskazuje zaledwie na początkowy etap głównej fazy generowania ropy.

CHRONOLOGIA ZJAWISK GENEROWANIA WĘGLOWODORÓW, POWSTAWANIA PUŁAPEK I AKUMULACJI EWENTUALNYCH ZŁÓŻ ROPY I GAZU

Analiza paleotektonicznych przekrojów i wykresów pogrążeń dla wybranych otworów (ryc. 1, 2, 3 i 4) wykazuje, że najwcześniej odpowiedni reżim termodynamiczny niezbędny do zainicjowania przeobrażeń SO w kierunku ropy naftowej mogły jurajskie skały macierzyste uzyskać w SE części basenu, a więc w strefie o największej subsydencji w jurze i kredzie.

Począwszy od kredy dolnej, kiedy to potencjalnie macierzyste osady doggeru znalazły się na głębokościach poniżej 2000 m i temperaturach ponad 60°C rozpoczął się wstępny etap głównej fazy generowania ropy (MK₁). Początkowo warunkom tym poddane były osady w wąskiej strefie między Damasławkiem i Jeżowem. W kredzie górnej wpływ procesów mezokatagenetycznych rozszerza się ku peryferiom basenu, sięgając w kierunku SW do linii otworów Trzemzał 1 – Turek 1, a na NE od linii

Gostynin IG-3 – Kompina 2 – Studzianna IG-2. Wschodnia część niecki warszawskiej weszła w etap MK₁ dopiero w trzeciorzędzie.

Etap intensywnego generowania węglowodorów ciekłych (MK₂) mógł być osiągnięty pod koniec kredy górnej tylko w strefie Damasławek – Ponętów – Uniejów (ryc. 2, 3 i 5), to jest na obszarze, gdzie te osady przebywały najdłużej (ok. 60–80 mln lat) w temperaturach ok. 90°C. W rejonie Konary – Krośniewice – Jeżów już pod koniec kredy musiało nastąpić zahamowanie subsydencji, a nawet dźwiganie osadów w mniej korzystne temperatury, tak że skały macierzyste nie zdołały wejść w główną fazę powstawania ropy. Świadczą o tym najwyraźniej wspomniane już niskie wartości R₀ (0,55–0,65%).

W północno-zachodniej części basenu (Pomorze Zachodnie) kompleksy skał doggeru z powodu powolniejszego procesu pogrążania się basenu nie osiągnęły warunków odpowiadających nawet początkowemu etapowi generacji węglowodorów ciekłych. Do dziś nie wyszły one z etapu wczesnodiaogenetycznego powstawania gazów metanowych. Warto tu jednak nadmienić, że w osadach o powolnej sedymentacji zwykle brak jest odpowiedniego przykrycia i te wczesne węglowodory są najczęściej stracone dla poszukiwań.

Skały macierzyste kimerydu i portlandu do końca kredy górnej przekroczyły wymagany próg przeobrażenia (MK₁) tylko w rejonie otworów Damasławek 20, Cykowo IG-1 i Koło IG-4 (ryc. 4 i 5). W trzeciorzędzie zwiększył się nieco zasięg tej strefy, choć i tak nie wykroczył poza obręb niecki mogileńsko-lódzkiej. Godny podkreślenia jest fakt zlokalizowania dotychczasowych makroobjawów ropy naftowej w malmie wyłącznie w strefie MK₁ (np. Koło IG-4, Dobrów IG-1). Na pozostałym obszarze rozprzestrzenienia osadów kimerydu i portlandu stopień katagenetycznego przeobrażenia substancji organicznej odpowiada wczesnej fazie metanu (diagenetycznego).

Nie zagłębiając się w zagadnienia mechanizmów migracji pierwotnej można przyjąć, że wraz z osiągnięciem zdolności generacyjnych i wzrostem ciśnienia nadkładu (a przed pojawieniem się anormalnych ciśnień w osadach ilastych) następowało wypieranie węglowodorów ze skał ilastych doggeru i marglisto-ilastych kimerydu oraz portlandu w otaczające je skały zbiornikowe (piaszczyste doggeru, wapienne malmu). Rozwijająca się w czasie trwania kredy górnej migracja wtórna węglowodorów kierowała się ku skłonom basenu. Jeżeli na drodze tej migracji węglowodory napotkały na dobrze uszczelnione pułapki strukturalne lub wyklinowania osadów piaszczystych, to mogło dochodzić do powstania akumulacji gazu lub ropy naftowej.

Przebudowa geostrukturalna związana z fazą ruchów laramijskich (na przełomie górnej kredy i paleocenu) mogła wywrzeć duży wpływ na długotrwałość procesów migracji i akumulacji. Wydźwignięcie osiowej części basenu, a wraz z nią skał generujących węglowodory musiało spowodować ogólne obniżenie paleotemperatur i ciśnienia, a tym samym zmniejszone natężenia procesów migracji, aż do całkowitego ich zahamowania.

Stąd pierwszoplanowego znaczenia nabiera zagadnienie wieku powstania pułapek występujących w wyznaczonych na skłonach basenu strefach akumulacji (ryc. 5). Nie powinien podlegać dyskusji fakt, że pułapki powstałe w okresie inwersyjnym i postinwersyjnym znalazły się poza przedziałem czasowym wzmoczonej fazy migracji i akumulacji. W związku z tym (podobnie jak w większości basenów naftowych) praktyczne znaczenie dla poszukiwań mają struktury o starszych założeniach niż czas migracji.

Badania wstępne, oparte na analizie miąższości osadów,

pozwalają stwierdzić, że wiele lokalnych struktur odkrytych w utworach jurajskich centralnej części Niżu Polskiego mogło powstać w okresie poprzedzającym rozwój migracji węglowodorów. Dotychczasowe niepowodzenia i brak złóż w osadach jury tłumaczyć można (obok braku dobrego uszczelnienia lub własności zbiornikowych i innych) ich lokalizacją na strukturach młodszych, a więc powstałych po przejściu głównej fali migracyjnej. Nie oznacza to jednak, że całkowicie wyklucza się możliwość migracji i akumulacji w okresie postinwersyjnym. Jak wspomniano wyżej, w części niecek okalających wał kujawsko-gielniowski oraz w najgłębszej części niecki szczecińskiej (otwory Starogard 1, Chociwel IG-1) skały macierzyste osiągnęły dojrzałość do wytworzenia węglowodorów dopiero w trzeciorzędzie (zwłaszcza osady kimerydu). Migracja tych węglowodorów mogła zasilać laramijskie struktury w gaz lub w mniejszym stopniu ropą naftową. Najciekawszy z tego punktu widzenia może być rejon położony w pograżonej części niecki warszawskiej.

Oddzielne miejsce w zagadnieniach ropo- i gazonośności mezozoiku zajmują utwory triasu. Większość badaczy uważa, że występujące na terenie RFN złoża gazu (głównie w środkowym pstrym piaskowcu) mają charakter wtórny. Są wynikiem migracji gazu z utworów podścielających, co znajduje swoje odzwierciedlenie we własnościach fizykochemicznych tych gazów. Wiek pułapek triasowych, w odróżnieniu do jurajskich, nie miał zasadniczego znaczenia dla nagromadzeń w nich węglowodorów. W tym przypadku znacznie większe znaczenie miały strefy dużych redukcji soli i wolnych stref dyslokacyjnych, którymi mogłyby ewentualnie migrować węglowodory.

WNIOSKI

– Skały mułowcowo-ilaste doggeru oraz wapienno-ilaste malmu w osiowej i maksymalnie pograżonej części dawnego basenu mezozoicznego (obecny obszar wału kujawsko-gielniowskiego wraz z przylegającymi do niego głębszymi częściami niecek) osiągnęły pod koniec ery mezozoicznej sprzyjające warunki termodynamiczne do generowania ciekłych i gazowych węglowodorów (głębokość pograżenia poniżej 2500 m). W strefie NE basenu (obecny wał pomorski i okalające go niecki) mogło jedynie dojść do wytworzenia wczesnodiaogenetycznego metanu.

– Najbardziej aktywny okres rozwoju procesów migracji i akumulacji węglowodorów z w.w. skał macierzystych przypada na koniec kredy górnej. Wraz z wydzwignięciem wału środkowopolskiego obniżyły się warunki termodynamiczne tych skał, tak że procesy generowania, migracji i akumulacji w tym rejonie praktycznie zanikły. Mogły się przedłużać jedynie w okalających obniżeniach, w części których dopiero w trzeciorzędzie rozpoczął się etap generowania węglowodorów z osadów doggeru (niecka warszawska) lub malmu (SW część niecki mogileńsko-łódzkiej).

– W związku z nasileniem procesów generacji migracji i akumulacji węglowodorów w okresie kredy górnej można uważać, że najbardziej sprzyjające warunki dla zachowania złóż istniały w pułapkach strukturalnych o starszych niż migracja założeniach lub też w strefach wyklinozań i zmian facjalnych, położonych w obrębie zewnętrznych skłonów niecek ograniczających od NE i SW wał środkowopolski.

– Wstępna analiza wykazała, że tego rodzaju stare strefy wyniesień w utworach jury mogą występować, zwłaszcza w centralnej części niecki mogileńsko-łódzkiej, gdzie stwierdzono wyraźną redukcję utworów jury dolnej

i środkowej. Należy przy tym również zwrócić uwagę na występowanie struktur międzywysadowych, a także stref regionalnego wyklिनowania utworów jury.

– Poszukiwania złóż w utworach triasu należy prowadzić w strefach, gdzie występuje znaczna redukcja soli i duże przemieszczenia dysjunktywne obejmujące profil triasu i permu.

– Rozwiązanie przedstawionych problemów wymaga kompleksowych badań geologiczno-geofizycznych, a także dalszych naukowych analiz, szczególnie w zakresie potencjału ropo- i gazonośności utworów jurajskich.

LITERATURA

1. Calikowski J., Gonddek B. – Charakterystyka geochemiczna bituminów. Ropo- i gazonośność synklinorium warszawskiego na tle budowy geologicznej cz. II. Pr. Geostr. Inst. Geol. Wyd. Geol. 1970.
2. Calikowski J., Gonddek B., Tokarska K. – Geochemia bituminów strefy Pabianice–Ponętów–Gopło (Ropo- i gazonośność strefy Pabianice–Ponętów–Gopło na tle budowy geologicznej cz. II). Pr. Inst. Geol. 1974.
3. Calikowski J., Marek S., Znosko J. – Rozważania o ewolucji i migracji bituminów na Niżu Polskim. Kwart. Geol. 1972 nr 2.
4. Dadlez R., Marek S. – Styl strukturalny kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego na niektórych obszarach Niżu Polskiego. Ibidem 1969 nr 3.
5. Dadlez R., Dayczak-Calikowska K., Dembowska J., Franczyk M., Marek S., Niemczycka T., Ryll A. – Mapy geologiczno-miąszościowe jury dolnej, środkowej i górnej z wybranymi elementami paleogeograficznymi. Pr. Inst. Geol. Arch. Inst. Geol. 1977.
6. Depowski S. – Problemy określenia na Niżu Polskim obszarów i poziomów perspektywicznych pod względem ropo- i gazonośności. Pr. Geol. 1973 nr 1.
7. Depowski S., Tyski S. – Rozwój prac badawczych nad występowaniem węglowodorów na Niżu Polskim. Ibidem 1964 nr 7.
8. Fomkin K., Karnkowski P., Korab Z., Naumowiec J. – Ropogazonośność osadów mezozoicznych. Nafta 1981 nr 10–11.
9. Gonddek B. – Geochemia n-alkanów występujących w skałach osadowych Niżu Polskiego. Pr. Inst. Geol. 1980.
10. Jaskowiak-Schoeneich M. – Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa (oprac. zbior.). Inst. Geol. Wyd. Geol. 1979.
11. Karnkowski P. – Wgłębne przekroje geologiczne przez Niż Polski. Wyd. Geol. 1980.
12. Karnkowski P. – Geologia naftowa Niżu Polskiego. Pr. Inst. Górn. Naft. i Gaz. Kraków, 1980.
13. Karpínski T. – Analiza warunków geochemicznych niecki mogileńsko-łódzkiej – Bituminy. (Oprac. zbior. pod kier. Z.R. Olewicz). Arch. IGNiG. Kraków, 1969.
14. Kozikowski H. – Zagadnienia poszukiwawcze mezozoiku synklinorium szczecińskiego w świetle analizy możliwości tworzenia się węglowodorów w jurze. Nafta 1972 nr 11.
15. Kutek J. – Geologiczne warunki powstawania złóż ropy naftowej w utworach jury i kredy obszarów Morza Północnego, Holandii, RFN i Niżu Polskiego, na tle rozwoju basenu środkowoeuropejskiego. Arch.

Zakładu Opr. Geol. — Geonafta 1978—1980.

16. Łopatin N.W. — Temperatura i czas kak faktory uglefikacji. AN ZSSR, Izv. Ser. Geol. 1971 nr 3.
17. Marek S. i in. — Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło—Ponętów—Pabianice). Pr. Inst. Geol. 1977 t. 80.
18. Marek S. i in. — Budowa geologiczna niecki warszawskiej i jej podłoża. Arch. Inst. Geol. 1980.
19. Olewicz Z.R. i in. — Kompleksowe opracowanie strukturalno-facjalne i hydrochemiczne mezozoiku synklinorium mogileńsko-łódzkiego dla oceny dotychczasowych prac poszukiwawczych i ustalenia prognoz. Arch. IGNiG Kraków. 1968.
20. Pożaryski W. — Badania podstawowe Niżu Polskiego w poszukiwaniach ropy i gazu ziemnego. Prz. Geol. 1960 nr 10.
21. Raczyńska A. i in. — Budowa wału pomorskiego i jego podłoża. Arch. Inst. Geol. 1982.
22. Sokołowski J. — Rola halokinezy w rozwoju osadów mezozoicznych i kenozoicznych struktury Mogilna i synklinorium mogileńsko-łódzkiego. Pr. Inst. Geol. 1966 t. 55.
23. Tokarska K. — Metody badań nierozpuszczalnej substancji organicznej rozproszonej w osadach mezozoicznych. Biul. Inst. Geol. 1979 nr 315.
24. Waples D.W. — Time and Temperature in Petroleum Formation: Application of Łopatin's Method to Petroleum Exploration. A.A.P.G. Bull. 1980 nr 6.
25. Wassojewicz N.B., Korczagina J.I., Łopatin N.W., Czernyszew W.W. — Główna faza nieftieobrazowania. Wiest. Mosk. Univ. 1969 № 6.
26. Wilczek T. — Określenie termiczno czasowych przemian substancji organicznej na podstawie wskaźnika. TTI. 1979. Arch. Geonafta.

SUMMARY

The analysis of development of Mesozoic strata and their basement in the Polish Lowlands showed that sources of hydrocarbons which form oil and gas deposits in this region should be looked for mainly in Jurassic strata. Such strata yielding sufficiently high amounts of organic matter are known to occur in central, most depressed part of the basin: e.g. marine intercalations in the Lias, mudstone-clay rocks in the Dogger, and limestone-marly-clay rocks in the Malm. A special attention was paid to the degree of catagenetic alteration of organic matter and

the time when the strata have entered individual stages of possible generation of oil and gas. These problems were analysed taking into account results of studies on kerogen and vitrinite reflectivity as well as calculations of temperature-time index of alteration of organic matter, made with the use of the N. Łopatin's method.

Complex analysis of the obtained data suggests that Jurassic parent rocks occurring in central part of the basin have been subjected to thermodynamic conditions corresponding to initial stages of the major phase of oil generation as early as the Early Cretaceous. The possibility of simultaneous onset of migration of hydrocarbons makes it necessary to focus attention on old traps, i.e. those formed before the Laramie movements. Such traps are situated at outer slopes of basins surrounding the Kujawy—Gielniów swell.

РЕЗЮМЕ

Из анализа развития мезозойских осадков (а также их основания) на Польской Низменности видно, что источника углеводородов для месторождений нефти и газа следует искать прежде всего в юрских осадках. Среди этих отложений в центральной, наиболее погруженной части бассейна находятся осадки, в которых накоплено соответствующее количество органического вещества (например морские вклады в льясе, алевролитово-глинистые породы доггера и известково-мергелисто-глинистые малья). Особое внимание обращено на степень катагенного преобразования этого вещества, а также на время входа осадков в отдельные фазы возможности образования нефти и газа. Для этой цели были использованы не только результаты исследований керогена и рефлексивности витринита, но также вычисления показателя температурно-временных преобразований органического вещества по методу Н. Лопатина.

Комплексная оценка результатов приводит к выводу, что юрские материнские породы в центральной части бассейна, начиная с нижнего мела, подвергались термодинамическим условиям, соответствующим начальным этапам главной фазы образования нефти. Из-за возможности одновременной миграции углеводородов, основное значение для их аккумуляции приписывают древним ловушкам (образовавшимся перед фазой ларамийских движений), расположенным на внешних склонах мульд окружающих куявско-гельневский вал.