

JACEK MAJOROWICZ  
Instytut Geologiczny

## MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA WGŁĘBNEGO ROZPOZNANIA WARUNKÓW GEOTERMODYNAMICZNYCH W BADANIACH WYSTĘPOWANIA WĘGLOWODORÓW

UKD 550.836:553.981/.982.061.3:361.4(084.3)(438)

Jak przedstawiono w poprzednim artykule (14) dla obszaru Polski istnieje już dość duża ilość informacji o rozkładzie gęstości powierzchniowego strumienia ciepłego Ziemi, jak również z bezpośrednich danych pomiarowych znany jest rozkład temperatur dla

górných partii piętra osadowego. Obserwuje się wyraźne zmiany parametrów geotermicznych, co wyraża się dużymi poziomymi gradientami wartości strumienia ciepłego oraz wyraźnymi poziomymi gradientami w rozkładzie temperatur wglębnych, wzra-

stającymi z głębokością. Jak wykazano zróżnicowanie parametrów geotermicznych dla obszaru Polski i Europy wiąże się głównie z różną podskoropową składową strumienia ciepłego dla różnowiekowych obszarów geotektonicznych, ale również spowodowane jest zmianami generacji ciepła promieniotwórczego, przewodności cieplnej; działalności hydrodynamicznej i wieloma innymi przyczynami.

Temperatura obok ciśnienia jest jednym z głównych parametrów fizycznych mających wpływ na złoża węglowodorów. Temperatura i głębokość występowania mają wpływ na ich lepkość, objętość i rozpuszczalność.

W świetle wielu badań stopień metamorfizmu — stopień uwęglenia materii organicznej zawartej w skałach jest funkcją warunków ciśnieniowo-temperaturowych ( $p$ ,  $T$ ). Z tych też względów dokładne rozpoznanie węglonych warunków geotermicznych dla różnych jednostek geologicznych oraz rozpoznanie ich zmian w czasie może mieć duże znaczenie dla badań złóż ropy oraz gazu.

#### TERMODYNAMICZNA STREFAWOSC ROZMIESZCZENIA ZŁOŻ WĘGLOWODORÓW W SKAŁACH OSADOWYCH SKORUPY ZIEMSKIEJ

Jak to wynika m. in. z prac Landesa (10), Osadczego i in. (15) rozmieszczenie w pionie wszystkich bez wyjątku złóż węglowodorów jest obok wpływu wielu warunków geologicznych zdezeterminowane warunkami geotermodynamicznymi, panującymi w górnych warstwach skorupy ziemskiej. Warunki temperaturowo-ciśnieniowe są powodem, dla którego węglowodory znajdują się w stanie gazowym, stałym, ciekłym lub występują w postaci mieszanej.

Ze wzrostem ciśnienia i temperatury do określonych wartości większość ciężkich frakcji płynnych, a również i stałych węglowodorów przechodzi w stan gazowy. W związku z tym powyżej pewnej granicznej wartości temperatury i ciśnienia węglowodory występują w postaci gazowej.

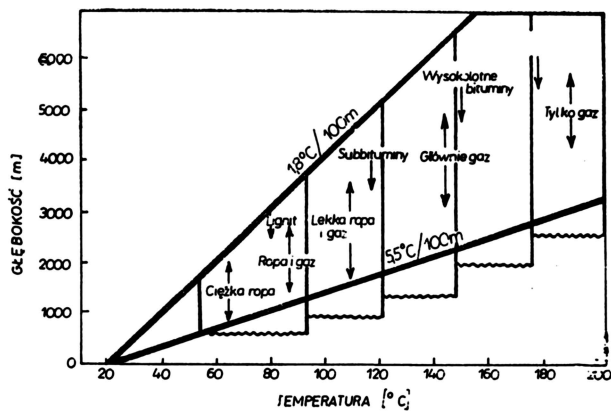
Wykresy strefowości w rozmieszczeniu złóż węglowodorów podano tu według Landesa (10) oraz Osadczego i in. (15; ryc. 1, 2). Ze względu na to, iż zależność ciśnienia od głębokości w większości wypadków jest raczej stała, natomiast zmiany powierzchniowe w rozkładzie warunków geotermicznych są bardzo znaczne (z powodu dużego zróżnicowania strumienia ciepłego), stąd też będą one miały główny wpływ na złoża. W bardzo wysokich temperaturach  $190^{\circ}\text{C}$ — $200^{\circ}\text{C}$  występują jedynie złoża gazowe. Według Osadczego i in. strefa zanikania złóż ropy występuje w przedziale temperatur  $150^{\circ}\text{C}$ — $200^{\circ}\text{C}$ , co oczywiście w różnych rejonach zależy od wielkości strumienia ciepłego i przewodności cieplnej i od różnic w powierzchniowym rozkładzie gradientu geotermicznego, determinując różną głębokość występowania omawianej strefy.

Cytowani autorzy wzięli przy przedstawieniu ww. zależności pod uwagę złoża węglowodorów z rejonów ZSRR oraz Ameryki Pn. Złoża ropy występujące powyżej temperatury  $149^{\circ}\text{C}$  w większości wypadków są związane z utworami młodymi.

Dane te są w zgodzie z najważniejszymi rezultatami współczesnych badań nad genezą ropy.

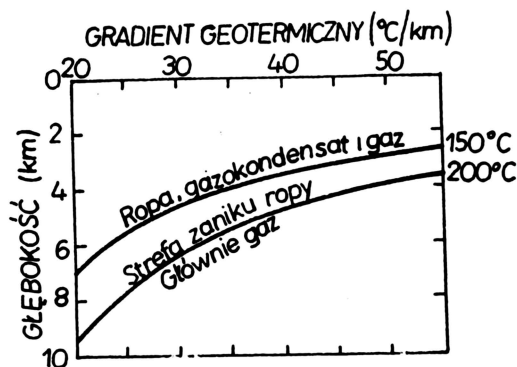
Większość autorów podaje, że skały ilaste należą do osadów stanowiących skałę macierzystą dla węglowodorów najbogatszych w materiały organiczne. Proces powstawania ropy w świetle teorii osadowego pochodzenia zależy (m. in. czynnikami) od warunków ciśnieniowo-temperaturowych. Według Philipiego (16) temperatura jest najważniejszym czynnikiem zwiększającym procesy chemicznych reakcji formowania się węglowodorów według funkcji eksponencjalnej.

Większość autorów zgadza się co do poglądu, że materia organiczna, głównie zawarta w skałach ilastych jest źródłem powstawania węglowodorów. Według modelu Bursta (3) proces powstawania ropy naftowej zachodzi w trzech głównych stadiach. W pierwszym etapie główną rolę odgrywa ciśnienie nadkładu, które powoduje rozpoczęcie procesu odwadniania. W drugim etapie proces odwadniania wy-



Ryc. 1. Strefowość rozmieszczenia złóż węglowodorów i węgla zależnie od temperatury i głębokości, wg K. Landesa (10).

Fig. 1. Zonality in distribution of hydrocarbon and coal deposits depending on temperature and depth (after K. Landes — 10).



Ryc. 2. Strefowość rozmieszczenia złóż węglowodorów, wg W. G. Osadczego i in. (15).

Fig. 2. Zonality in distribution of hydrocarbon deposits (after W. G. Osadczij et al. — 15).

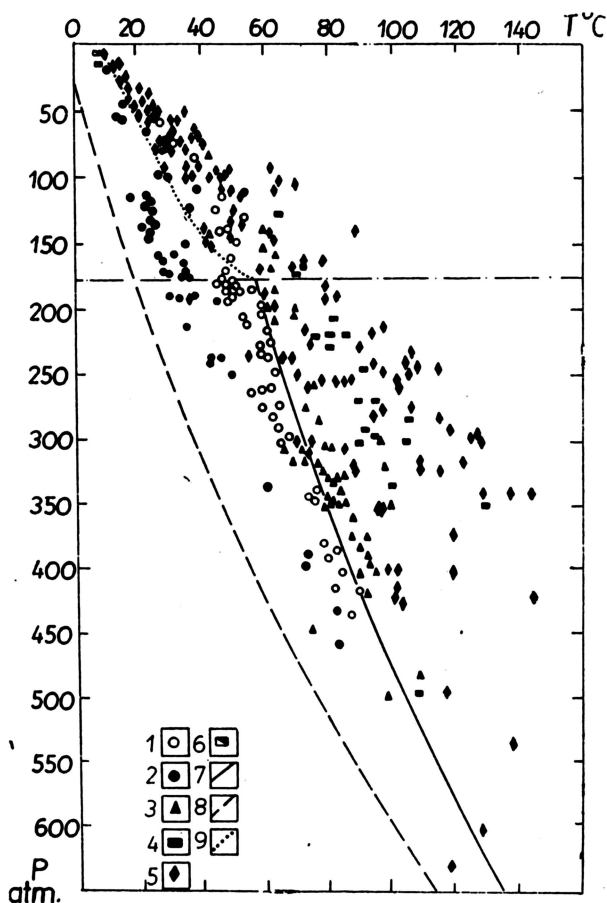
daje się być głównie związany z aktywnością termiczną oraz prawdopodobnym przeobrażeniem skały macierzystej. W trzecim etapie, w którym zachodzi powolne odwodnienie z bardzo niewielkim ruchem wody i płynnych węglowodorów lub jego brakiem gęstość skały macierzystej i jej względna przepuszczalność wzrasta.

Prawdopodobnie ruch węglowodorów rozpoczyna się z końcem pierwszej fazy i początkiem drugiej, następnie ulegają one przemieszczeniu w górę lub poziomo do najbliższego poziomu zbiornikowego. Według cytowanego autora ropa przemieszcza się w formie koloidalnych cząsteczek.

Z badaniami Bursta zgadzają się wyniki prac Karstewa (6), według którego główna faza powstania ropy wiąże się z przemianami w utworach ilastych, gdy wyzwalają się duże objętościowo ilości wody. Tak zwany proces katagenez, odpowiadający drugiej fazie powstawania ropy w modelu Bursta, zachodzi według tych autorów w przedziale temperatur  $60^{\circ}\text{C}$ — $130^{\circ}\text{C}$ .

Według Puseva (17) generacja węglowodorów w utworach rafowych zachodzi w temperaturach wyższych od  $65,5^{\circ}\text{C}$ , natomiast w temperaturze wyższej od  $149^{\circ}\text{C}$ , następuje proces niszczenia płynnych węglowodorów.

Z praktyki jednak wynika, że wiele złóż płynnych węglowodorów występuje na głębokościach gdzie temperatura jest wyższa od  $149^{\circ}\text{C}$ , jednak według Osadczego i in. (15) są to głównie złoża, w których ciśnienia złożowe są wyjątkowo wysokie. Jak wynika z przedstawionej za Osadczijem i in. zależ-



Ryc. 3. Zależność pionowego rozmieszczenia złóż węglowodorów od rozkładu temperatury i ciśnienia, wg W. G. Osadczyego i in. (15).

1 — złoża ropy o gęstości 0,8–0,9 g/cm<sup>3</sup>, 2 — o gęstości 0,7–0,8, 3 — 0,7, 4 — złoża gazokondensatów, 5 — złoża gazowe, 6 — asfalty, 7 — krzywe oddzielające złoża ropy o gęstości 0,7–0,9 od złóż o gęstości poniżej 0,7; 8 — minimalne wartości ciśnień i temperatur złóżowych, 9 — krzywe rozdzielające złoża ropy i gazu.

Fig. 3. Dependence of vertical distribution of hydrocarbon deposits on distribution of temperature and pressure (after W. G. Osadczy et al. — 15).

Deposits of oil with density equal: 1 — 0.8 to 0.9 g/cm<sup>3</sup>, 2 — 0.7 to 0.8 g/cm<sup>3</sup>, and 3 — 0.7 g/cm<sup>3</sup>; 4 — gas condensate deposits, 5 — gas deposits, 6 — asphalts, 7 — curves separating deposits of oil with density ranging from 0.7 to 0.9 g/cm<sup>3</sup> from deposits of oil with density below 0.7 g/cm<sup>3</sup>, 8 — lowermost values of deposit temperatures and pressures, 9 — curves separating oil and gas deposits.

ności pionowego rozmieszczenia węglowodorów od rozkładu temperatury i ciśnienia złożowego dokonanej na podstawie analizy 220 złóż węglowodorów można wyraźnie rozgraniczyć złoża ciężkiej ropy od złóż gazu na podstawie ich charakterystyki termodynamicznej.

Również na tej podstawie można rozdzielić złoża ropy o gęstości mniejszej od 0,700 g/cm<sup>3</sup>, od złóż ropy o gęstości 0,700 g/cm<sup>3</sup>, kondensatów gazowych oraz gazów. Jednocześnie można zauważyć, że analizowane złoża o temperaturze wyższej od 110°C, to złoża gazowe. W strefie niskich ciśnień i temperatur nie mamy prawie złóż lekkiej ropy oraz kondensatów gazu.

Większość złóż gazowych ma tu charakter wtórny, tzn. powstały one wskutek niszczenia głębokich złóż ropy. Tak więc rozmieszczenie złóż w strefie niskich ciśnień złożowych i temperatur, a więc złóż płytkich jest głównie zdeterminowane procesami migracji, akumulacji, warunkami geologicznymi i warunkami zabezpieczenia złóż, jak również wtórnymi procesami przemian węglowodorów.

W złożach płytkich o temperaturach mniejszych od 60°C warunki termodynamiczne mają drugopla-

nowe znaczenie. W strefie wyższych temperatur i ciśnień warunki termodynamiczne odgrywają dużo większą rolę i zestaw fizyko-chemiczny węglowodorów jest w dużo większym stopniu z nimi związany, jak to wynika z zależności przedstawionej na ryc. 3.

Na podstawie danych o temperaturze oraz gradientie geotermicznym dla złóż ropy i gazu z terytorium ZSRR podanych w pracy (15) zestawiono histogramy częstotliwościowe na ryc. 4 oraz policzone wartości średnie temperatur. Na podstawie testowania „hipotezy o średniej” określono, że różnica w wartościach  $T$  oraz  $\text{grad } T$  zachodząca między złożami ropnymi a gazowymi ma charakter statystycznie istotny. Obserwuje się, że dla złóż gazu wartości temperatur i  $\text{grad } T$  są ogólnie wyższe (wyższe wartości średnie i maksymalne). Zestawienie to potwierdza wnioski wynikające z zależności pionowego rozmieszczenia złóż ropy i gazu od warunków termodynamicznych (ryc. 3).

Według badań przeprowadzonych przez Klemmego (7) na podstawie analizy bardzo dużej ilości basenów ropogazonowych wynika, że edy mamy do czynienia z kolektorami o podobnych własnościach różniącymi się wyłącznie wielkością gradientu geotermicznego, to w większości wypadków wyższym wielkościom  $\text{grad } T$  odpowiada większa akumulacja ropy spowodowana takimi czynnikami, jak: zwiększenie wysokości ciśnienia płynu, wyższa przepuszczalność oraz zmniejszenie lepkości.

Tak więc baseny kratoniczne charakteryzujące się bardzo niskimi wartościami strumienia ciepłego w większości wypadków wyróżniają się małymi ilościami węglowodorów. Z przytoczonych faktów wynika możliwość zastosowania pewnych wybranych kryteriów termodynamicznych dla poszukiwania węglowodorów na obszarze Polski, gdzie istnieje już stosunkowo dobre rozpoznanie warunków geotermicznych.

Po pierwsze interesujące będzie określenie stref, gdzie obecnie występujące temperatury są wyższe od 149°C, a więc gdzie według przytoczonych badań istnieje strefa niszczenia złóż ropy.

Po drugie interesujące będzie określenie stref, gdzie temperatura była niższa od 60°C, czyli gdzie według badań geotermicznych nie istniały warunki termodynamiczne dla powstania złóż ropy, nawet w przypadku sprzyjających warunków geologicznych.

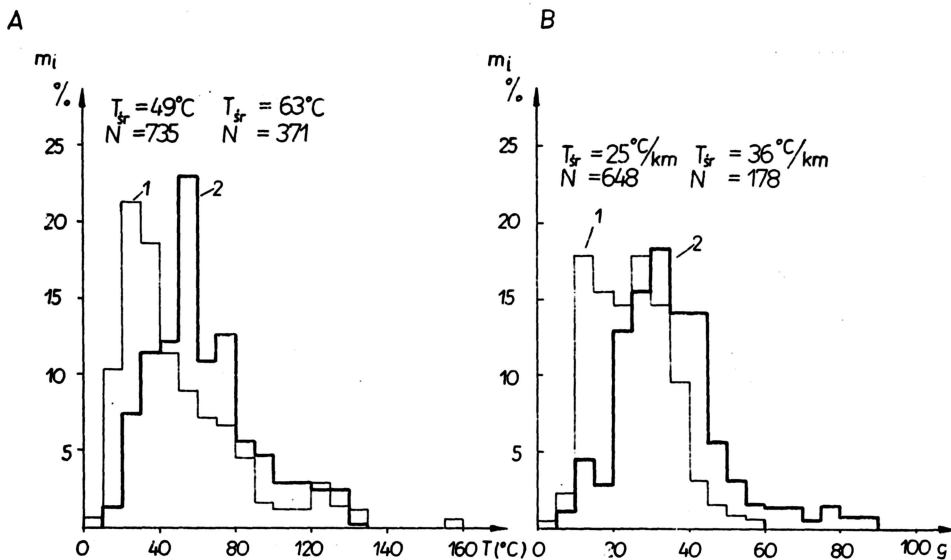
#### WSTĘPNE OKREŚLENIE KRYTERIÓW GEOTERMICZNYCH DLA POSZUKIWAN WĘGLOWODORÓW W POLSCE

Strefy o temperaturze na danej głębokości wyższej lub równej 149°C, a więc, gdzie istnieją termiczne warunki niszczenia złóż ropy zaznaczono na mapach geizoterm skonstruowanych dla głębokości 3, 4, 5 i 6 km. Ze względu na to, że rozpoznanie geologiczno-wiertnicze obejmuje coraz głębiej zalegające utwory (do głębokości 5–6 km) rozpoznanie temperatur głębokich jest jak najbardziej pożądane. Mapy wykonane na podstawie wartości pomierzonych bezpośrednio w otworach a tam, gdzie brak było takich informacji — na podstawie obliczeń.

Często do pomiarów stosuje się termometry elektryczne produkcji radzieckiej, których cechowanie odbywa się w wodzie w zakresie temperatury równej i niższej od 100°C. Z tych też względów przyjmowano dla danej głębokości pomierzone wartości temperatur tylko w tych przypadkach, edy nie przekraczały one 100°C. Powyżej tej temperatury większość termometrów ma charakterystykę krzywoliniową. Z tych też względów dla głębokości 3, 4, 5 i 6 km, dla których konstruowano mapy obliczono temperature tam, gdzie z danych pomiarowych wynikało, że jest ona wyższa od 100°C lub edy brak było informacji pomiarowej dla rozpatrywanej głębokości.

Wykonując obliczenia temperatury dla danej głębokości uwzględniono zmianę przewodności cieplnej z głębokością według związku podanego przez Ducz-kowa i in. (5):

$$K = \frac{K_0}{1 + aK_0T} \quad [1]$$

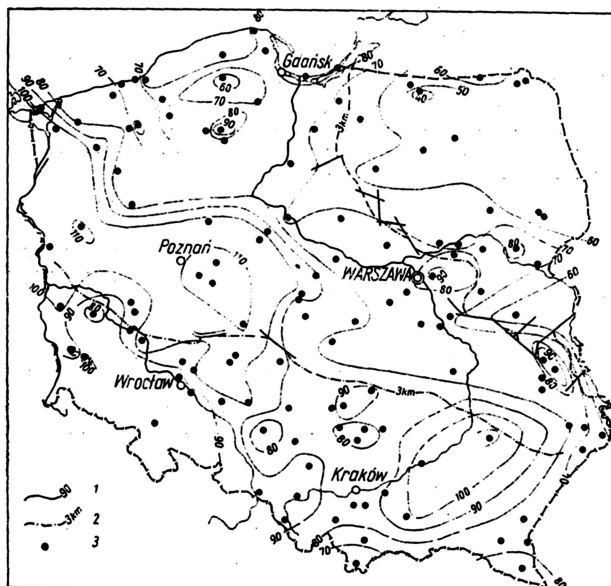


Ryc. 4. Porównanie histogramów parametrów geotermicznych dla złóż ropy i gazu na podstawie danych wyjściowych przedstawionych przez W. G. Osadczygo i in. (15).

A — porównanie wartości temperatur, B — porównanie wartości gradientu geotermicznego, 1 — histogram dla złóż ropy, 2 — histogram dla złóż gazu.

Fig. 4. Comparison of histograms of geothermal parameters of oil and gas deposits on the basis of input values given by W. G. Osadczy et al. (15).

A — comparison of temperature values, B — comparison of geothermal gradient values, 1 — histogram for oil deposits, 2 — histogram for gas deposits.

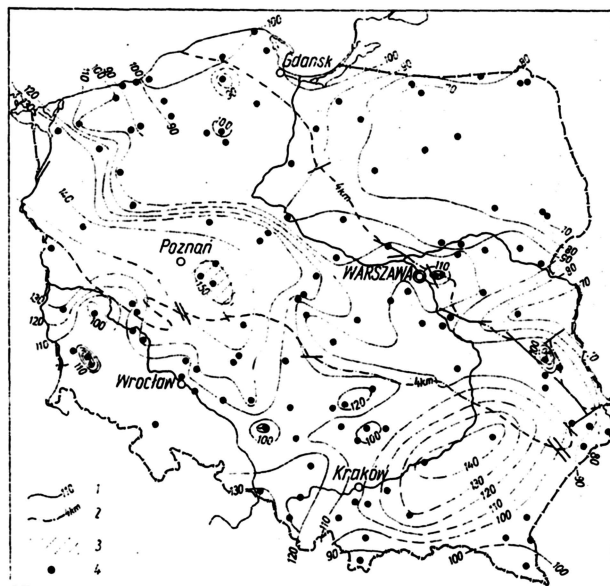


Ryc. 5. Mapa rozkładu wartości temperatur dla głębokości 3 km.

1 — izolinie wartości temperatury w °C, 2 — izolinie głębokości występowania stropu podłoża wg J. Znoski (20), 3 — punkty pomiarowe.

Fig. 5. Map of distribution of temperatures at depth of 3 km.

1 — isolines of temperature values in °C, 2 — isolines of depth to the top surface of basement after J. Znosko (20), 3 — measurement points.



Ryc. 6. Mapa rozkładu wartości temperatur dla głębokości 4 km.

1 — izolinie wartości temperatury w °C, 2 — izolinie głębokości występowania stropu podłoża, 3 — obszar, gdzie temperatura przekracza 149°C, 4 — punkty pomiarowe.

Fig. 6. Map of distribution of temperatures at depth of 4 km.

1 — isolines of temperature values in °C, 2 — isolines of depth to the top surface of basement, 3 — areas where temperature exceeds 149°C, 4 — measurement points.

gdzie:  $K_0$  — średnia przewodność cieplna przy temperaturze 20°C—50°C,  $T$  — temperatura,  $a = 0,26 \text{ cm}^2/\text{s}$ .

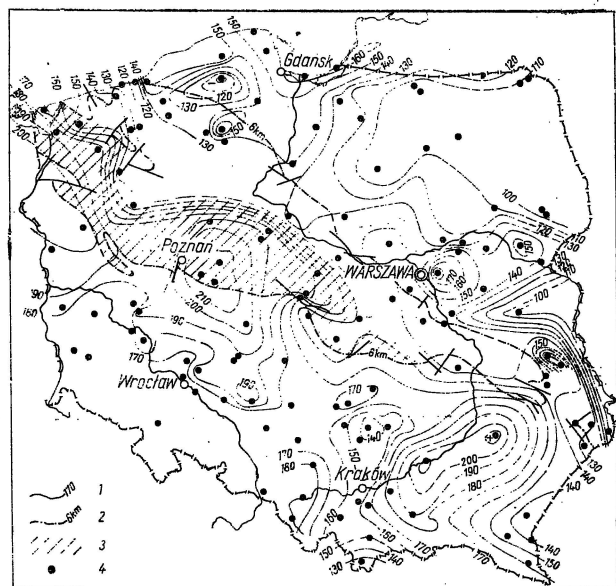
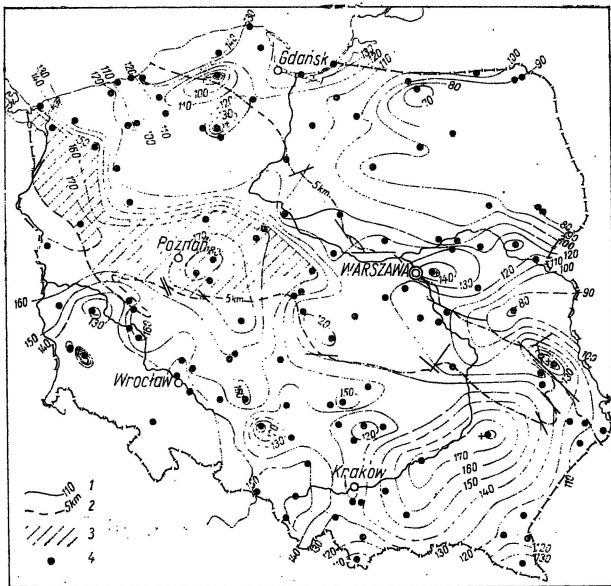
Uwzględniono również wpływ generacji ciepła radiogenicznego pochodzącego z procesów rozpadu izotopów  $U^{235}$ ,  $AcU$ ,  $Th^{232}$ ,  $K^{40}$  zawartych w skałach osadowych.

Za średnią wartość generowanego ciepła dla skał osadowych Polski przyjęto  $3,2 \cdot 10^{-12} \text{ cal/cm}^3\text{s}$ , stąd

warstwa o miąższości 1 km daje przyrost strumienia cieplnego  $0,032 \cdot 10^{-6} \text{ cal/cm}^2\text{s}$ .

Mapy rozkładu temperatur dla głębokości 3, 4, 5 i 6 km przedstawiono na ryc. 5, 6, 7, 8, natomiast mapy rozkładu geozoterm dla głębokości 1 i 2 km przedstawiono w poprzednim artykule (14). Zaznaczono również strefy, gdzie temperatura jest równa lub wyższa od 149°C. Wynika stąd, że warunki termiczne sprzyjające niszczeniu złóż ropy i ich przechodze-





Ryc. 7. Mapa rozkładu wartości temperatur dla głębokości 5 km. Objaśnienia jak na ryc. 6.

Fig. 7. Map of distribution of temperatures at depth of 5 km. Explanations as in Fig. 6.

Ryc. 8. Mapa rozkładu wartości temperatur dla głębokości 6 km. Objaśnienia jak na ryc. 6.

Fig. 8. Map of distribution of temperature at depth of 6 km. Explanations as given in Fig. 6.

niu w stan gazowy występują w SW części basenu osadowego na dużych głębokościach. Strefy takie są zaznaczone na mapie geozoterm dla głębokości 4, 5 i 6 km. Dla głębokości 6 km w SW części basenu osadowego temperatura przekracza 200°C, a więc według zależności podanych przez Osadczijego (ryc. 2) należy spodziewać się tu jedynie gazu.

Ze względu na to, że obszar SW i zachodniej Polski charakteryzował się w przeszłości dużo większymi wielkościami strumienia ciepłego niż obecnie, o czym świadczy m.in. subsekwentny magmatyzm permski występujący w tym rejonie, stąd można śmiało przypuścić, że duża część osadów permskich i podpermskich objęta była temperaturą wyższą od 140°C, a zatem istniały tam warunki niszczenia złóż ropy.

Jak to już wyżej podano, istotne z punktu widzenia kryteriów geotermodynamicznych złóż węglowodorów jest określenie stref, gdzie temperatura była wyższa od 60°C, a więc zasięgu takich warunków, gdzie przy sprzyjających czynnikach geologicznych mógł zachodzić proces katagenety. Należy jednak uwzględnić fakt, że strumień ciepły, decydujący o temperaturze dla danej głębokości (zmiany regionalne przewodności cieplnej są dużo niższe od zmian strumienia ciepłego) zmienia się w czasie.

Ze statycznych zależności strumienia ciepłego od wieku podłoża skonsolidowanego przedstawionych na podstawie danych globalnych oraz z terytorium ZSRR wynika, że istnieje tu związek eksponencjalny. Tego samego typu zależność została ustalona również na podstawie danych z Ameryki i Australii przez Vermę i in. (19). Wynika z nich, że duże zmiany strumienia ciepłego mamy dla młodych obszarów powarscyjskich; natomiast dla obszarów starszych zmiany  $Q$  w funkcji wieku są małe i bliskie błędom oznaczenia strumienia, rzędu — 10—20%.

Zależność strumienia ciepłego od wieku konsolidacji podłoża została podana przez autora w poprzednim artykule (14). Należy tu przypomnieć, że zmiany w rozkładzie  $Q$  są związane głównie z różną wielkością podskorupowego strumienia ciepłego, a co z tym jest związane z różną głębokością astenosfery. Wyższe wielkości strumienia podskorupowego mamy dla obszarów młodszych i odwrotnie. Związane jest to z periodicznością w powstawaniu i przemieszczaniu się ku skorupie stref stopienia materiału górnego płaszcza w okresach zgodnych z głównymi fazami rozwoju geosynklinalnego skorupy. Dla obszarów stabil-

nych platform mamy reżim cieplny ustalony od okresu kilkuset milionów lat, jak to wynika z danych geologicznych oraz z przedstawionych zależności  $Q$  od wieku. Model skorupy starych platform charakteryzuje się dużym interwałem czasowym między początkiem tworzenia się pokrywy osadowej a konsolidacją cołoku.

Jednocześnie takie procesy jak sedymentacja lub erozja, wprowadzające pewne zaburzenia w strumieniu ciepłym i mające znaczenie dla rejonów młodych geosynklin oraz zapadłisk przedgórskich można zaniedbać w przypadku starych platform (8). Stąd też rozkład pola ciepłego obserwowany współcześnie poprzez obserwacje strumienia ciepłego dla obszarów platformy prekambryjskiej można przyjąć z pewnym przybliżeniem za charakterystyczny również dla przeszłych okresów geologicznych paleozoiku i mezozoiku.

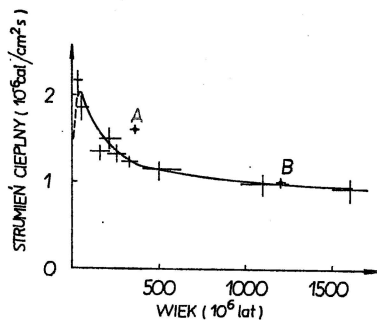
Tak więc z pewnym przybliżeniem możemy przyjąć, że dla badanego obszaru platformowego o prekambryjskim wieku współcześnie obserwowany rozkład temperatury w funkcji głębokości odpowiada również mezozoikowi i paleozoikowi.

Przy interpretacji geologicznej należy oczywiście wziąć pod uwagę, że utwory geologiczne znajdowały się na innych niż dzisiejsze głębokościach w związku z procesami sedymentacji oraz erozji. Jednocześnie lokalnie podwyższone warunki geotermiczne mogły mieć miejsce w utworach czasowo i regionalnie związanych z aktywizacją dolnopaleozoiczną (dajki).

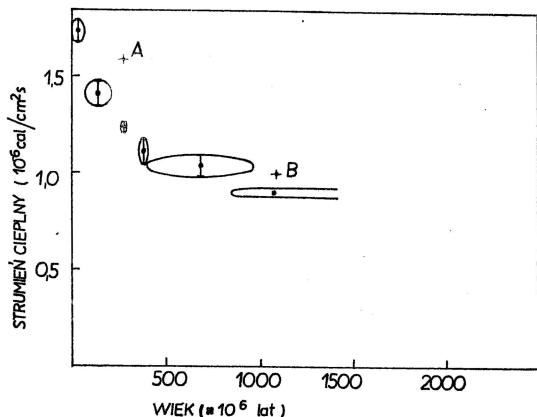
Głębokościowy rozkład geozotermi 60°C przedstawiono na ryc. 10. Mapę skonstruowano głównie na podstawie bezpośrednich danych pomiarowych, a gdy brak było takich informacji na podstawie obliczeń. Z analizy mapki można wyciągnąć wniosek, że dla dużej części obszaru NE Polski w przypadkach, gdy skały macierzyste dla złóż węglowodorów zalegały na głębokościach mniejszych od 2—2,5 km nie było warunków dla zajścia procesów katagenety, ze względu na to, że temperatury, jakim były te skały poddane nie przekraczały 60°C w geologicznej historii rozwoju rejonu. Dotyczy to dużych obszarów nieckiej brzeżnej, syneklizy perybałtyckiej oraz obniżenia podlaskiego. Dobre warunki istniały dla skał, które zalegały odpowiednią ilość czasu na wyższych głębokościach. W LZW warunki paleogeotermiczne były odmiennie, na co wskazuje wysokie uwęglenie.

Szczególnie interesujące będzie porównanie obszaru syneklizy perybałtyckiej w Polsce i na terytorium

A



B



Ryc. 9. Zależność strumienia ciepłego od wieku konsolidacji podłoża, wg R. J. Kutasa i W. W. Gordienki (8).

A — na podstawie danych globalnych, B — dla obszaru Europy Wschodniej i Środkowej. Punkty oznaczone krzyżykami odpowiadają obszarowi monokliny przedsudeckiej o podłożu warwysyjskim (A) oraz obszarowi platformy europejskiej o podłożu gotyjskim (B).

Fig. 9. Dependence of heat flow on the age of consolidation of basement after R. J. Kutasa and W. W. Gordienko (8).

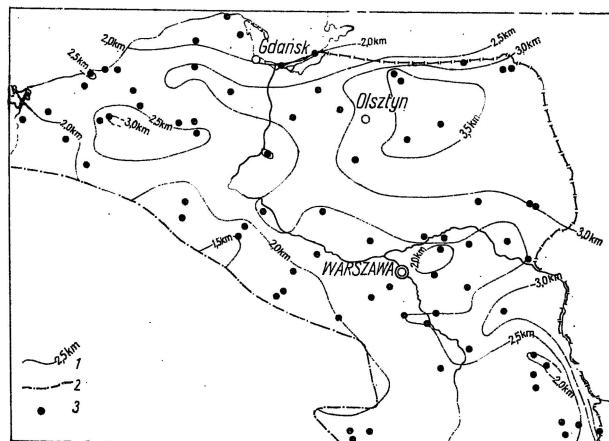
A — on the basis of global data, B — for the areas of eastern and central Europe. Points marked with crosses correspond to the Fore-Sudetic monocline with Variscan basement (A) and the European Platform with Gothian basement (B).

ZSRR. Według danych badaczy radzieckich (1) wszystkie przemysłowe złoża ropy zlokalizowane są w strefach, gdzie temperatura stropu podłoża krystalicznego przewyższa 70°C (złoża: Szuparajskoje, Deglajskoje, Wilkiczajskoje, Krasnoborskoje, Uszakowskoje, Daduszkinskoje, Wiesielowskoje, Isakowskoje, Sławinskoje i Sławskoje). Natomiast złoża nieprzemysłowe znajdują się w rejonach, gdzie temperatury stropu podłoża wahają się w przedziale 40—70°C.

Według cytowanych autorów w rejonie radzieckiej części syneklizy perybaltyckiej obserwuje się, że ze zwiększeniem temperatury złoża zwiększa się parametr gazowości od 10—20 m<sup>3</sup>/t przy temperaturach złoża 70—75°C do 40—100 m<sup>3</sup>/t przy temperaturach wyższych od 80°C.

Ponieważ w rejonie Morza Bałtyckiego produktywny dla syneklizy horyzonty środkowokambryjskie zalegają na głębokościach, gdzie temperatury w złożu mogą przewyższać 100°C, stąd należy spodziewać się tu zwiększenia ilości gazu.

Z porównania warunków geotermicznych naszej części syneklizy perybaltyckiej z częścią radziecką, gdzie występują złoża przemysłowe wynika, że obserwowane tam wielkości strumienia ciepłego są dużo wyższe, a co za tym idzie wyższe są temperatury w horyzontach perspektywicznych. Jednocześnie dużo niższe są głębokości, gdzie występujące skały macierzyste poddane były temperaturze wyższej od

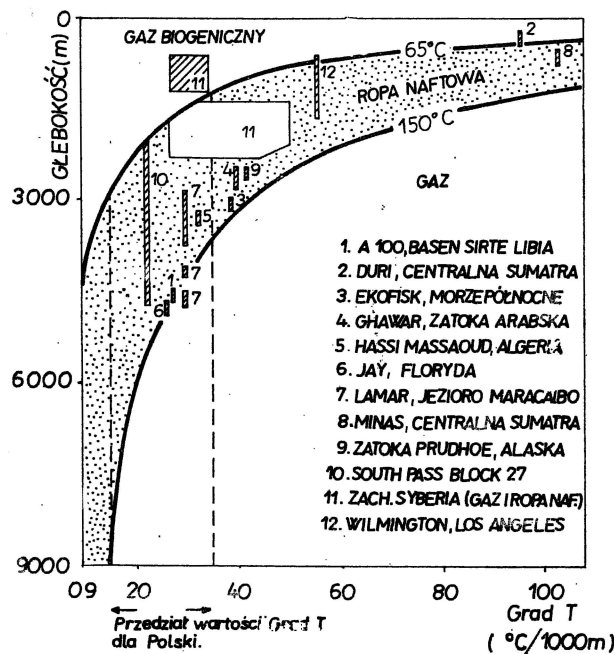


Ryc. 10. Głębokość występowania temperatury 60°C dla obszaru północnej i NE Polski.

1 — izolonia głębokości występowania izotermii 60°C, 2 — wschodnia granica podłoża warwysyjskiego, wg M. Książkiewicza i in. (9), 3 — punkty pomiarowe.

Fig. 10. Depth of occurrence of the temperature 60°C in northern and north-eastern Poland.

1 — isolines of depth of occurrence of isotherm 60°C, 2 — eastern boundary of Variscan basement after M. Książkiewicz et al. (9), 3 — measurement points.



Ryc. 11. Warunki geotermiczne i przedział głębokościowy występowania złóż ropy oraz gazu.

Fig. 11. Geothermal conditions and depth interval of occurrence of oil and gas deposits.

60°C, a więc warunkom procesów katagenety. Z tych też względów można przypuszczać, że brak większych złóż ropy i gazu w naszej części syneklizy w odróżnieniu od dużej ilości złóż przemysłowych występujących w kierunku północnym (na Litwie) może być związany z mniej korzystnymi warunkami termodynamicznymi (poza strefami działalności magmatycznej).

Obecnie jednak trudno wyciągać na podstawie wstępnych rozważań ostateczne wnioski. Istnieją przesłanki, aby sądzić, iż dobre rozpoznanie warunków geotermodynamicznych może stanowić bardzo cenną informację dla poszukiwań węglowodorów. Już dziś bowiem można ograniczyć przypuszczalny interwał głębokościowy występowania złóż. Możemy bo-

wiem podać głębokości, na których istnieją z jednej strony warunki termiczne niszczenia złóż, a z drugiej głębokości, na których nie istniały warunki termiczne korzystne dla zajścia procesów katagenety, nawet w przypadku istnienia innych korzystnych warunków geologicznych.

Wskazane jest również powiązanie tych wyników z badaniami uwęglenia (reflesyjności wityrnytu), na co wskazywał prof. W. Pożaryski w 1974 r. w „Prze-głądzie Geologicznym”, nr 6, str. 233.

#### LITERATURA

1. Astafiew W. P., Muromcewa W. A., Frej-mamis A. A. — Geotermniceskaja cnaarakter-ristika dalcijskoj sineklizy. Geoterm. ustowija osadocznego czechnia metiegazonosnych basenow. Leningrad, 1970.
2. Brocks J. D. — The use of coals as indicators of the occurrence of oil and gas. The Australian Petrol. Assoc. J. 1970, nr 2.
3. Burst J. E. — Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. AAPG, 1969, nr 1.
4. Depowski S., Saputa I. — Wyniki badań termicznych wykonanych w południowo-wschodniej części Niżu Polskiego. Kwart. geol. 1969, nr 1.
5. Duczkow A. D., Sokołowa Ł. S. — Geotermniceskije issledowanija w Sibiri. Nauka, Sibir. Otd., 1974.
6. Karstev A. A. — The principle stage in the formation of oil. Preprint 8th World Petroleum Congress, Moscow Panel Disc. 1, Elsevier Publ. Co., 1971.
7. Klemme M. D. — Heat influences size of oil giants. Oil a. Gas J. 1972, nr 29—30.
8. Kutas R. J., Gordienko W. W. — Tęplowojce pole Ukrainy. Naukowa Dumka, 1971.
9. Książkiewicz M., Oberc J., Pożaryski W. — Mapa tektoniczna Polski, skala 1:1,5 mln. Wyd. Geol. 1974.
10. Landes K. — Eometamorphism and oil and gas in time and space. Bull. AAPG, 1967, nr 6.
11. Majorowicz J. — Heat flow data from Poland. Nature Phys. Sci., 1973, nr 105.
12. Majorowicz J. — Mapa strumienia ciepłego Polski na tle pola geotermicznego Europy oraz niektóre aspekty interpretacji. Acta geophys. pol. 1976, nr 2.
13. Majorowicz J. — Heat flow in Poland and its relation to the geological structure. Geothermics, 1973, nr 1.
14. Majorowicz J. — Analiza pola geotermicznego Polski na tle Europy ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień tektonicznych i hydrogeotermicznych. Prz. geol., 1977, nr 3.
15. Osadczyj W. G., Łurie A. J., Jerofiejew W. F. — Geotermniceskije kriterii nieftie-gazonosnych niedr. Naukowa Dumka, 1976.
16. Philippi G. T. — On depth, time and mechanism of petroleum generation. Geoch. a. cosmoch. Acta, vol. 29, 1965.
17. Pusev W. C. — How to evaluate potential gas and oil source rocks, World Oil, 1973, nr 3.
18. Plewa S. — Regionalny obraz parametrów geotermicznych obszaru Polski. Wyd. Geofiz. i Geol. Naft. Kraków, 1966.
19. Verma R. K., Hamza V. M., Panda P. K. — Further study of the correlation of heat flow with age of basement rocks. Tectonophysics, 1970, vol. 10.
20. Znosko J. — Mapa tektoniczna Polski, skala 1:500 tys. Wyd. Geol. (w druku).

#### SUMMARY

The possibilities of preliminary selecting geothermal criteria for search for hydrocarbon accumulations in Poland are analysed. First part of this pa-

per presents results of studies of the influence of geothermal conditions on zonality in vertical distribution of oil and gas accumulations, based on data from Soviet and American literature. The results of studies on contribution of geothermodynamic conditions to processes of origin of these accumulations are also given.

On the basis of these studies there were accepted geothermodynamic criteria for oil and gas deposits for the area of Poland. Maps of temperature distribution were drawn for the depths of 3 km, 4 km, 5 km and 6 km on which were differentiated zones in which temperature exceeds 149°C at a given depth, that is, where there are conditions destructive for oil and gas deposits. Taking into account the existence of Permian magmatism in south-western Poland it may be assumed that paleotemperatures exceeding those sufficient for destruction of oil deposits and their alteration into gas deposits existed in vast areas of occurrence of Permian and older rocks.

According to the other criterion accepted, temperature over 60°C is necessary for the beginning of catagenesis. The analysis of dependence of heat flow on age showed that paleotemperatures recorded at a given depth are close to those presently measured in areas with Precambrian basement. On that premise, the map of depth distribution of isotherm 60°C was drawn for the platform area with Precambrian basement.

Comparison of geothermal conditions from Polish and Soviet parts of the Peri-Baltic syncline showed that the occurrence of hydrocarbon deposits in the Lithuanian SSR is determined by geothermodynamic conditions more favourable than in Poland.

#### РЕЗЮМЕ

В статье проведен анализ возможностей предварительного определения геотермических критериев для поисков месторождений углеводородов в Польше. На основании данных из советской и американской литературы приведены результаты исследований влияния геотермических условий на зональность в вертикальном размещении месторождений нефти и газа, а также результаты исследований по определению роли геотермодинамических условий в процессах генезиса месторождений нефти и газа.

На основании этих исследований были определены геотермодинамические критерии для месторождений нефти и газа. Были составлены карты распределения температур для глубин 3 км, 4 км, 5 км, 6 км и выделены зоны, где на данной глубине температура превышает 149°C, т.е. существуют условия для разрушения месторождений нефти и газа. Принимая во внимание факт существования пермского магматизма в югозападной Польше, можно предполагать, что на большой территории нахождения подпермских и пермских отложений палеотемпературы превышали величину, при которой выступают условия для разрушения нефтяных месторождений и их преобразования в газовые месторождения.

В качестве второго критерия принято, что необходимым условием для появления процессов катагенезиса является температура свыше 60°C. На основании анализа зависимости теплового потока от возраста принято, что для районов с докембрийским основанием палеотемпературы выступающие на данной глубине близкие к температурам регистрируемым там в настоящее время. Таким образом была составлена карта глубинного распределения изотермы 60°C для территории платформы с докембрийским основанием.

Сравнивая геотермические условия польской и советской частей прибалтийского синеклиза авторы приходят к выводу, что нахождение месторождений на территории Литвы вызвано более благоприятными чем в Польше геотермодинамическими условиями.