

Janusz FRYDECKI

Geofizyczna analiza własności zbiornikowych osadów kredy w niecce mogileńskiej

W mogileńskiej części niecki szczecińsko-lódzkiej perspektywy ropo- i gazonośności osadów mezozoicznych są przez niektórych geologów (np. J. Stemulak, 1964) oceniane dość wysoko. Wynika to z analogii do ropogazonośności północnych obszarów głównie NRF oraz NRD, gdzie podobnie jak w niecce mogileńskiej dominują struktury związane z procesami tektoniki solnej oraz istnieje podobieństwo rozwoju facjalnego jury, a przede wszystkim kredy dolnej. W obrębie rozległego basenu wielkopolskiego J. Sokołowski i A. Witkowski (1968) wydzielają szereg serii i kompleksów skał zbiornikowych, szczególnie perspektywicznych pod względem ropogazonośności: piaskowiec pstry, piaskowiec trzcinowy kajpru, piaskowce keloweju i bajosu, wapienie oolitowe jury górnej i piaskowce kredy dolnej.

Badaniem budowy geologicznej niecki mogileńskiej zajmowało się wielu geologów. Materiały geologiczne do niniejszego opracowania zaczerpnięto w pierwszym rzędzie z prac A. Raczyńskiej (1962, 1971), S. Marka i A. Raczyńskiej (1970), Z. Dąbrowskiej i in. (1960), J. Sokołowskiego (1957, 1964a, b, 1966), pracy zbiorowej pod redakcją S. Marka (S. Marek, W. Bachan, L. Bojarski i in., 1971) oraz w mniejszym stopniu z prac innych autorów. Dane wiertnicze dotyczące osadów kredy dolnej niecki mogileńskiej pochodzą głównie z otworów sytuowanych na strukturach solnych.

W kredzie dolnej niecki mogileńskiej wyróżnia się dwie strefy facjalne. Południowo-zachodnia część basenu zawiera serie ilasto-mułowcowe z wkładkami piaskowców różnoziarnistych, północno-wschodnia natomiast posiada pełny rozwój osadów od riazania do albu środkowego. Miąższości kredy dolnej wzrastają od SW ku NE. Pełną korelację geologiczno-geofizyczną podaje A. Raczyńska (1971).

Kreda dolna należy do pięter wykazujących dobre własności zbiornikowe. Wg prac J. Królickiej godny uwagi jest pakiet piaszczysty wadanżynu, hoterywu górnego, barremu, aptu i albu środkowego. Z analizy materiałów geofizyki wiertniczej wynika, że nadległe utwory cenomanu wykazują niejednokrotnie również własności zbiornikowe. Mówiąc zatem o skałach zbiornikowych kredy trzeba łączyć piaskowce kredy dolnej z wapieniami cenomanu.

Zbiornik kredowy uszczelniają w stropie margle turońskie. W spągu piaskowce kredy kontaktują się niejednokrotnie z piaszczystymi wapieniami portlandu bezpośrednio, co zwiększa ich perspektywiczność. W niecce mogileńskiej ślady i zapach ropy obserwowano w utworach dolnokredowych otworów wiertniczych Sielce i Gopło 1.

Kierując się powyższym, podjęto próbę syntezy materiałów geofizyki wiertniczej dotyczących tego obszaru w celu wyciągnięcia metodycznych wniosków z dotychczas wykonanych badań oraz dokonania ocen parametrów zbiornikowych i kierunków ich zmian.

Opracowaniem objęto w zasadzie obszar ograniczony linią otworów wiertniczych: Dąbrówka Kościelna IG 1, Wągrowiec IG 1, Damasławek 20, Niestronno 1, Racice 3, Pagórki IG 1, Trzemżał 1, Myślecin 1, Dąbrówka Kościelna IG 1. Przykłady typowych profilów części stropowej zbiornika kredowego przedstawia fig. 1a, b. Na badanym obszarze korelować można bądź bezpośrednio strop kredy dolnej, pokrywający się ze stropem omawianego zbiornika w takich otworach, jak Racice 1 i 3, Łuszczewo 1, bądź też strop porowatych wapieni cenomanu w pozostałych otworach wiertniczych. Stąd też na fig. 1a, b pochodzą dwie linie określające strop: linia ciągła dotyczy generalnie stropu zbiornika, linia przerywana natomiast związana jest ze stropem kredy dolnej.

Jak już wspomniano, pełną korelację geofizyczno-geologiczną dla kredy dolnej w niecce mogileńskiej opublikowała już w swej pracy A. Raczyńska (1971).

Dla zilustrowania własności części stropowej zbiornika kredowego i jego wydzielenia oraz korelacji jego stropu wykorzystano profile: PŚr, PG, PS, PO sondą krótką (na ogół potencjałową), PO sondą długą (gradientową) i PNG. W niektórych otworach wiertniczych niecki mogileńskiej, zwłaszcza na strukturze Mogilna, nie wykonywano wszystkich tych badań i wówczas charakterystyka korelacyjna jest dla tych otworów skromniejsza. Najlepiej, jak to widać wyraźnie z ilustracji, strop zbiornika kredowego jest charakteryzowany przez profile PS, PŚr, PO, strop kredy dolnej zaś głównie przez PG i PS. Pozostałe profile, jakkolwiek przydatne do wydzielenia, mają w tym przypadku znaczenie uzupełniające, niezbędne są natomiast do oceny parametrów zbiornikowych.

Poszukiwanie optymalnej metodyki interpretacji prowadzono na drodze korelacji otrzymanych geofizycznie parametrów fizycznych skał z wykonanymi tu badaniami laboratoryjnymi parametrów zbiornikowych. Badania laboratoryjne wykonywano w jednostkach przemysłu naftowego, Instytucie Geologicznym i Przedsiębiorstwie Poszukiwań Geofizycznych. W niniejszym opracowaniu wykorzystano oceny porowatości próbek pobranych z rdzeni oraz analizy wód pobranych na drodze opróbowania otworów.

Wartości porowatości skał otrzymane na drodze laboratoryjnej mają charakter wyrwykowy, nieciągły i przy poszukiwaniu korelacji z danymi geofizycznymi ich dowiązanie do ciągłych, o charakterze uśrednionym, profili geofizycznych napotykało na poważne trudności. Z natury rzeczy informacja geofizyczna jest informacją uogólnioną na pewnym odcinku, zależnym od zastosowanej metody, jej zasięgu i zdolności rozdzielczej, a poza tym jest to informacja podawana w sposób ciągły. Badania laboratoryjne zaś, nie wykonywane na 100% rdzeniu w sposób bruzdowy, dają

informację punktową i dany parametr może ulec zmianie już w najbliższym sąsiedztwie pobranej próbki, bez możliwości stwierdzenia takiego faktu. W takim przypadku informacja pochodząca z badań laboratoryjnych nie stanowi wartości reprezentatywnej dla danego odcinka otworu.

Wyniki tych faktów widać na zestawieniu laboratoryjnych ocen porowatości Φ^1 z informacjami geofizycznymi (fig. 2) w postaci parametru

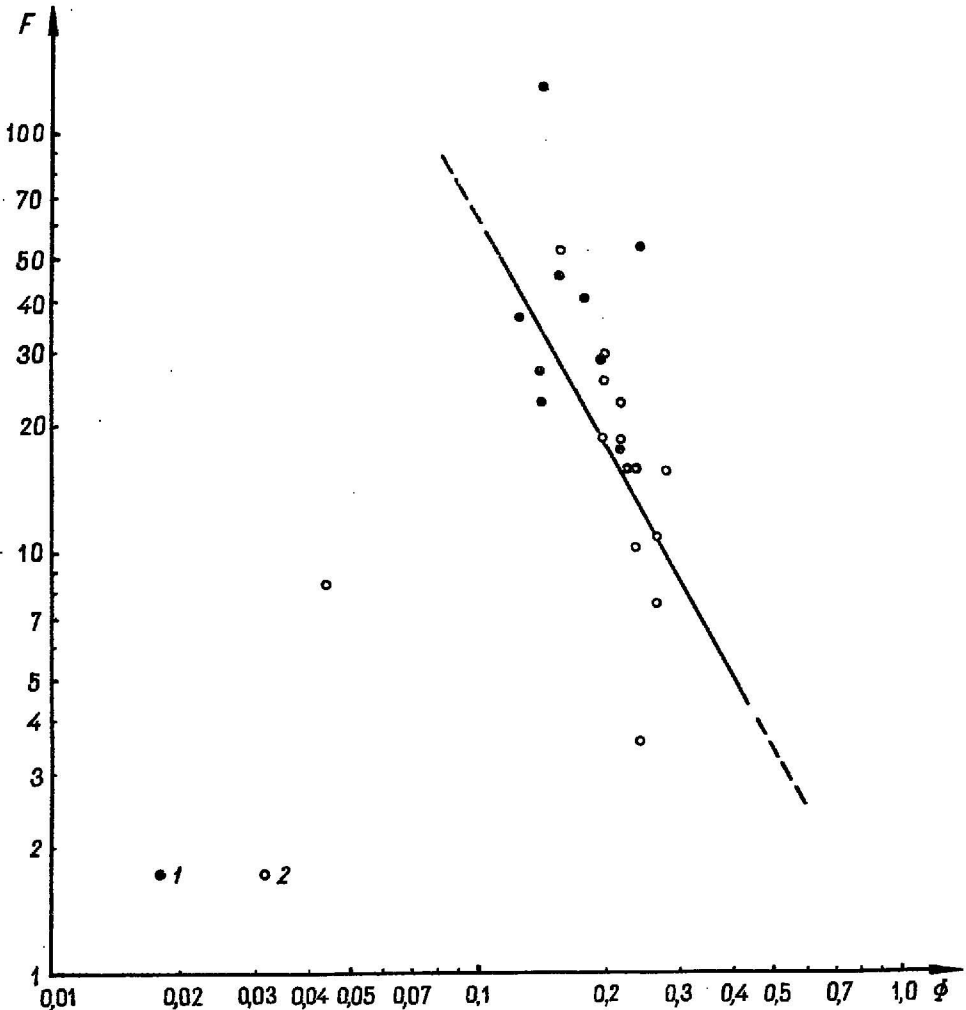


Fig. 2. Zestawienie korelacyjne parametru porowatości F w funkcji porowatości Φ określonej laboratoryjnie dla dolnej kredy niecki mogileńskiej
Correlative comparison of porosity parameter F in function of porosity Φ determined in laboratory for the Lower Cretaceous deposits in the Mogilno trough

1 — F określony w oparciu o dane z analiz chemicznych wód złożowych; 2 — F określony przy wykorzystaniu parametrów strefy filtracji

1 — F determined on the data obtained from chemical analyses of depositional waters; 2 — F determined with the aid of filtration zone parameters

¹ Oznaczenia parametrów według J. Frydeckiego (1968).

porowatości F . Fakty wyżej omówione powodują widoczny rozrzut zbioru na rysunku. Ponieważ jednak mowa jest o poziomie piaskowcowym, dość jednorodnym, informacje laboratoryjne (poza małymi wyjątkami) można uznać za miarodajne. Na zestawieniu tym zauważa się stosunkowo dobrą korelację, która już pozwala na wysnucie wniosków metodycznych.

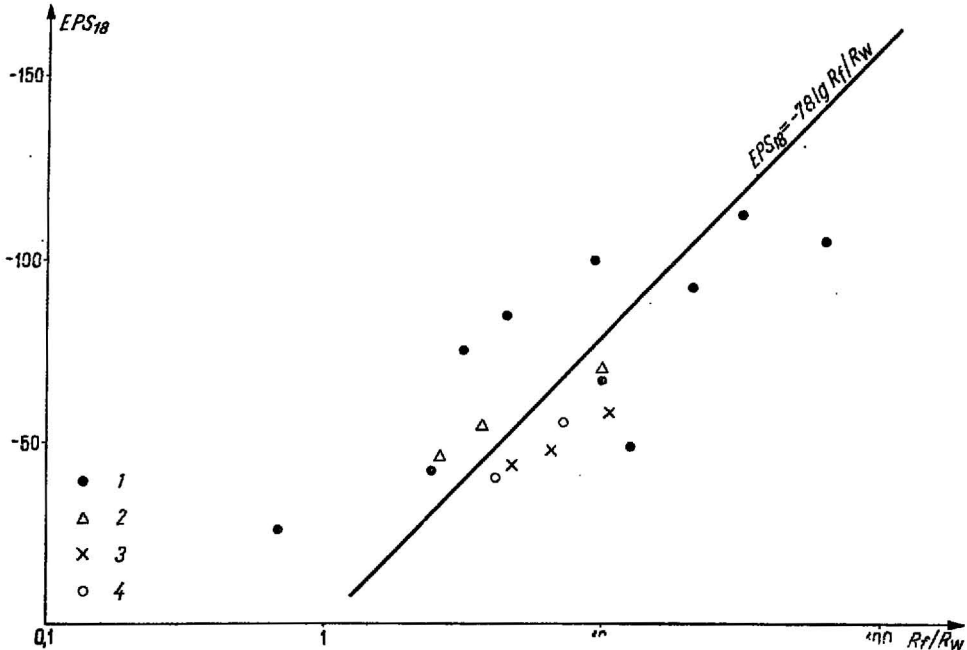


Fig. 3. Zestawienie korelacyjne statycznych amplitud potencjałów polaryzacji naturalnej, zredukowanych do temperatury 18°C — EPS_{18} , w funkcji ilorazu oporności filtratu płuczki i wody złożowej

Correlative comparison of static amplitudes of natural polarization potentials reduced to a temperature of 18°C — EPS_{18} , in function of quotient of resistivities of drill-mud filtrate and of depositional water

1 — kreda dolna; 2 — jura górna; 3 — jura środkowa; 4 — jura dolna

1 — Lower Cretaceous; 2 — Upper Jurassic; 3 — Middle Jurassic; 4 — Lower Jurassic

Korelacjom poddano również mineralizację wód złożowych przeliczoną na mineralizację NaCl z danymi uzyskanymi na drodze profilowania PS. Wielkości rejestrowanych amplitud EPS (z uwzględnieniem wpływu miąższości) dość dobrze korelują się z wielkością ilorazu oporności płuczki i wody złożowej zarówno w wersji bezpośredniej (fig. 3), jak też i w wersji oporności ekwiwalentnych (fig. 4). Do korelacji przyjęto dane dotyczące całego młodszego mezozoiku, gdyż danych odnoszących się do kredy brakowało do obliczeń.

Oczywiście, i tu istnieje spory rozrzut obserwacji, którego przyczyny mogą być rozmaite. Próbkę wody złożowej do badań laboratoryjnych nie zawsze odpowiada w pełni wodzie nasycającej pory skały, zawiera bowiem niejednokrotnie większe lub mniejsze ilości filtratu płuczki pochodzącego ze strefy filtracji i strefy przemytej. Prócz tego błędy powodujące

rozrzut mogą mieć przyczynę w nieprawidłowej ocenie oporności filtratu płuczki, na co się składa zły jej pomiar, niewłaściwie przyjęta temperatura i niepewność co do przeliczeń oporności płuczki na oporność filtratu dla danego typu płuczki. Dochodzą też błędy rejestracji PS, błędy w przyjęciu linii ilów itd. Tym niemniej pokazana korelacja jest stosunkowo niezła i umożliwia wyciągnięcie wniosków metodycznych.

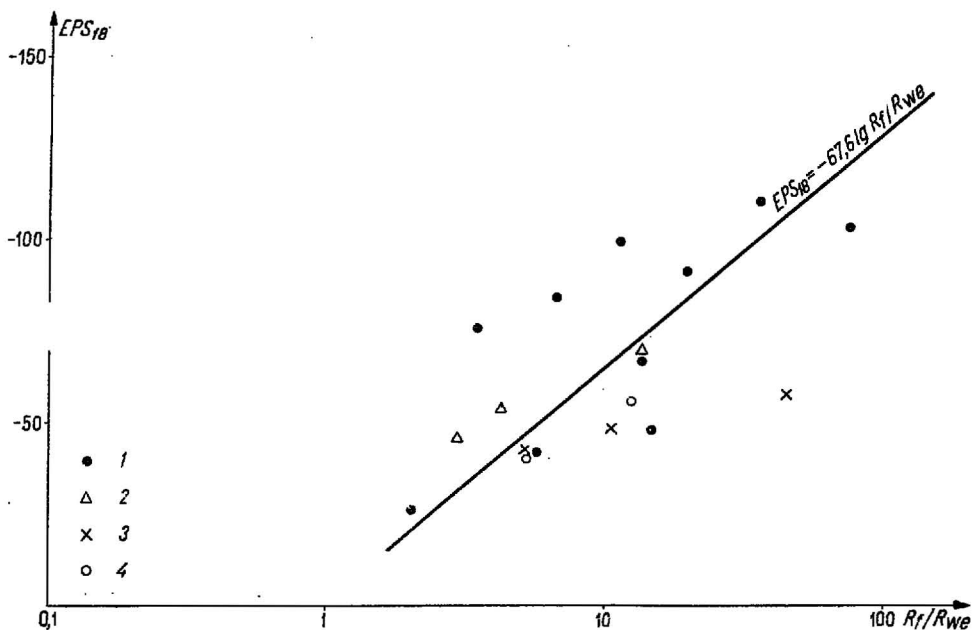


Fig. 4. Zestawienie korelacyjne statycznych amplitud potencjałów polaryzacji naturalnej, zredukowanych do temperatury 18°C — EPS_{18} , w funkcji ilorazu ekwiwalentnych oporności filtratu płuczki i wody złożowej

Correlative comparison of static amplitudes of natural polarization potentials reduced to a temperature 18°C — EPS_{18} , in function of quotient of equivalent resistivities of drill-mud filtrate and of depositional water

Objasnienia jak na fig. 3
Explanations as in Fig. 3

Wartości wyjściowe parametrów laboratoryjnych do analizy korelacyjnej pochodzą głównie z prac E. Nowickiej i A. Kuśmirek (1967) oraz B. Łaszczyńskiej i E. Jaszczuk (1970), dane geofizyczne zaś z własnych analiz autora.

Aby ilościowo interpretować dane geofizyki wiertniczej pod kątem oceny parametrów zbiornikowych, trzeba określić szereg formacyjnych parametrów regionalnych, mających charakter stałych w relacjach wiążących parametry zbiornikowe z danymi geofizyki wiertniczej. Oceny wymagają następujące współczynniki:

1 — współczynnik potencjału dyfuzyjnego Kps dla oceny mineralizacji (oporności) wód złożowych w oparciu o PS;

2 — wykładnik zwięzłości m do równania Archiego dla oceny porowatości w oparciu o parametr porowatości F z danych elektrometrii;

3 — współczynnik poprawkowy q , wyrażający wpływ resztkowego nasycenia w strefie filtracji, dla prawidłowej oceny parametru porowatości F z danych strefy filtracji;

4 — wykładnik zailenia a dla oceny zailenia z danych PG;

5 — iloraz „ekstremalnych neutronowych porowatości wapieni” w/Φ_1 do oceny porowatości w oparciu o dane PNG.

Wartości współczynników a i w/Φ_1 dla profili wierceń niecki mogileńskiej zostały ustalone w moim opracowaniu z 1972 r. Wynoszą one odpowiednio: $a = 0,677$, $w/\Phi_1 = 19,44$.

Istnienie korelacji między parametrami wód złożowych a rejestrowanymi amplitudami PS zasygnalizowano dla niecki mogileńskiej już wcześniej (fig. 3 i 4). Ponieważ znany jest wpływ temperatury na zmiany wartości Kps , dokonano redukcji wartości EPS do temperatury 18°C , by w ten sposób w wyniku opracowania danych uzyskać jednoznaczną wartość Kps_{18} dla badanych formacji. Równocześnie, ponieważ zależność $EPS = f(R_f, R_w)$ zachowuje swą liniowość w ograniczonym przedziale zmian oporności płynów, w miejsce R_w należy przyjmować ekwiwalentną wartość oporności wody złożowej R_{we} . Dla R_f ta zamiana nie była konieczna z racji dogodnych wartości R_f . Wyliczone wartości stałej Kps w temperaturze poziomu zestawiono w dwu wersjach (po 20 obserwacji):

a — jako Kps' , tj. bez przeliczania oporności wód złożowych na wartości ekwiwalentne;

b — jako $Kpst$, tj. z uwzględnieniem przeliczenia R_w na R_{we} . Oba zestawy danych posłużyły odpowiednio do określenia wartości Kps'_{18} i Kps_{18} .

Otrzymane współczynniki korelacji wyniosły odpowiednio 0,732 i 0,751, zaś uzyskane obie wartości są bliskie znanym z literatury. Uzyskano: dla R_w — $Kps'_{18} = 78$ mV, dla R_{we} — $Kps_{18} = 67,6 \pm 5,0$ mV. Błąd średni kwadratowy średniej wartości Kps_{18} wynosi 7,4%. Obie zależności naniesiono na zestawienia korelacyjne: dla Kps' na fig. 3, a dla Kps na fig. 4. Podkreślić należy, że wartości te otrzymano dla kredy i jury łącznie.

Ocenę porowatości z danych elektrometrii prowadzi się głównie w oparciu o równanie Archiego, wykorzystując do tego celu parametr porowatości F określony z parametrów strefy nienaruszonej. Gdy jednak brak jest możliwości oceny, np. brak mineralizacji wody złożowej, lub trudno jest ocenić rzeczywistą oporność tej strefy, do oceny F należy wykorzystać parametry strefy filtracji — jej oporność R_{sf} i oporność filtratu płuczki R_f . Wówczas zależność przyjmie postać:

$$F = R_{sf} \cdot R_f^{-1} \cdot q^{-1}$$

gdzie: q jest współczynnikiem wyrażającym wpływ resztkowego nasycenia medium nasycającego skałę nienaruszoną oraz wpływ zmian mechanicznych, jakie nastąpiły w strefie przyotworowej podczas głębinienia otworu wiertniczego itp.; współczynnik ten zależny też będzie w pewnym stopniu od zwięzłości porowatości skały. Prześledzono zatem korelację między parametrem porowatości określonym klasycznie a ilorazem R_{sf} i R_f .

Oporność wody złożowej przyjęto tu na podstawie danych z analiz chemicznych tych wód. Uzyskano dobrą korelację ze współczynnikiem korelacji $r = 0,963$ i współczynnikiem $q = 0,83$. Ponieważ z racji małej ilości danych z analiz chemicznych regresję skonstruowano dla całego młod-

szego mezozoiku łącznie, niezależnie od poziomu (wieku i litologii), otrzymana wartość była jedynie sprawdzianem celowości poszukiwania wielkości q dla poszczególnych formacji. Dla kredy dolnej wykorzystano ocenę oporności wody złożowej opartą o PS. Wyliczając dla poszczególnych otworów wielkość q uzyskano następujący wynik (29 obserwacji):

$$q = 0,809 \pm 0,117$$

$$\frac{\Delta q}{q} = 14,5\%$$

wkład zaś błędu wynikającego z oceny q do błędu oceny Φ jest rzędu 10%.

Dysponując możliwością oceny parametru porowatości F w oparciu o strefę nienaruszoną i strefę filtracji, dokonano korelacyjnego zestawienia $F = f(\Phi)$ — fig. 2. Zestawiając 23 wartości uzyskano do równania Archiego wartość współczynnika zwięzłości (cementacji):

$$m = 1,759 \pm 0,088$$

$$\frac{\Delta m}{m} = 5\%$$

Jako błędy oceny q i m przyjęto odchylenia średniokwadratowe od średniej arytmetycznej.

W ten oto przedstawiony wyżej sposób określono w niecce mogileńskiej metodykę ilościowej interpretacji danych geofizyki wiertniczej. Problem porównywalności danych radiometrycznych z tego rejonu został wcześniej rozwiązany na drodze unifikacji wyników PG i PNG (J. Frydecki, 1972a).

Opierając się na sprecyzowanej wyżej metodyce ilościowej interpretacji materiałów geofizyki wiertniczej dla kredy dolnej w niecce mogileńskiej, dla poszczególnych wierceń niecki zebrano dane wyjściowe do interpretacji oraz dokonano obliczeń następujących parametrów zbiornikowych:

- zailenie C_i wg PG;
- porowatość Φ_N wg PNG z uwzględnieniem wpływu zailenia wg modelu przedstawionego w pracy J. Frydeckiego (1969);
- porowatość Φ_R wg PO(SO) z uwzględnieniem wpływu zailenia wg modelu przedstawionego w pracy A. M. Nieczaja i N. D. Gusakowa (1964);
- nasycenie przestrzeni porowej bituminami S_{rg} , liczone jako $1-S_w$, przy założeniu wykładnika zwilżalności $n = 2$, co stawia ten parametr w rzędzie wskaźników do porównań, a nie ocen bezwzględnych;
- nasycenie skały bituminami, inaczej tzw. „zasoby na jednostkę miąższości”, czyli iloczyn ΦS_{rg} , też jako wskaźnik porównawczy.

W oparciu o uzyskane wyniki interpretacji dokonano próby przestrzennego prześledzenia zmian wyliczonych parametrów na obszarze całej niecki. Ponieważ geometryczne rozmieszczenie obserwacji było niekorzystne dla klasycznych metod konstrukcji map, posłużono się w tym celu metodami numerycznymi. Aproxymowano mianowicie zmienność danego parametru podwójnymi szeregami Fouriera, zakładając z góry zmienność okresową tych parametrów, najbardziej w przyrodzie prawdopodobną

i uniwersalną (W. C. Krumbain, F. A. Graybill, 1966; P. Stenzel, J. Szmajs, H. Grzelak, 1970). Z racji ułożenia znacznej większości danych (prawie wszystkich) na strukturach, w programie obliczeń tych map przyjęto również założenie o wyliczaniu ich w wersji trendów regionalnych, co pozwoliło uniknąć ewentualnych błędów spowodowanych lokalizacją obserwacji, a także błędami pomiarowymi i interpretacyjnymi. Prace obliczeniowe na EMC dla konstrukcji tych map trendowych (i nie tylko) polegają na znalezieniu funkcji, która jest podwójnym szeregiem Fouriera postaci:

$$\begin{aligned}
 Z = & \sum_{i=0}^{KC} \sum_{j=0}^{LC} CC_{ij} \cos(2\pi iy/M) \cdot \cos(2\pi jx/N) + \\
 & + \sum_{i=0}^{KC} \sum_{j=1}^{LS} CS_{ij} \cos(2\pi iy/M) \cdot \sin(2\pi jx/N) + \\
 & + \sum_{i=1}^{KS} \sum_{j=0}^{LC} SC_{ij} \sin(2\pi iy/M) \cdot \cos(2\pi jx/N) + \\
 & + \sum_{i=1}^{KS} \sum_{j=1}^{LS} SS_{ij} \sin(2\pi iy/M) \cdot \sin(2\pi jx/N),
 \end{aligned}$$

gdzie: x, y są współrzędnymi odwiertów, Z — wartością (wartościami) śledzonego parametru, M i N założone z góry liczby mówiące o podstawowej zmienności parametru w kierunku osi $x(N)$ i w kierunku osi $y(M)$, ich właśnie założenie pozwala przyjąć wersję „trendową” lub szczegółową aproksymacji (a zatem mapy). Dla znalezienia powyższej funkcji szuka się współczynników CC_{ij} , CS_{ij} , SC_{ij} i SS_{ij} metodą najmniejszych kwadratów.

Wyniki aproksymacji zbiera tabela 1. Ilustrację uzyskanych przybliżeń trendów zmian poszczególnych parametrów podano na tle schematu strukturalnego niecki mogileńskiej (fig. 5—9), kolejno dla zailenia C_i , porowatości wg PNG — Φ_N , porowatości wg PO — Φ_R , nasycenia porów skały bituminami Srg , nasycenia skały bituminami ΦSrg .

Parametry wyliczone w poszczególnych otworach wiertniczych nie reprezentują, niestety, pełnego rozkładu informacji dla całej niecki mogileńskiej. Geometria rozproszenia posiadanych informacji jest bardzo nieregularna, o różnym stopniu zagęszczenia, przy jednoczesnym skupieniu danych na obszarach struktur. Spory rozrzut wartości uzyskanych parametrów istnieje zarazem nawet w obszarach ich największej koncentracji (np. struktury Kłocka czy Mogilna), co może być z jednej strony spowodowane wpływem istnienia struktur na powstający zbiornik i jego rozwój, z drugiej zaś może też świadczyć o niewystarczającej jeszcze dokładności interpretacji. Dlatego też, z racji takiego rozmieszczenia danych w sensie geometrycznym oraz w stosunku do budowy analizowanego obszaru, nie można było wykonać klasycznego przybliżenia tych danych w postaci ścisłego rozkładu zmienności wyliczonych parametrów zbiornikowych,

Tabela 1

Współczynniki szeregów Fouriera aproksymujących trendy zmian własności zbiornikowych kredy dolnej niecki mogileńskiej

Parametr	M	N	KC	KS	LC	LS	CC ₀₀	CC ₀₁	CC ₁₀	CC ₁₁	CS ₀₁	CS ₁₁
Zailenie C_i	2	3	1	0	1	1	0,08315	0,05842	-0,1164	0,004536	-0,01995	0,06852
Porowatość Φ_N wg PNG	2	3	1	0	1	1	0,06780	-0,03158	-0,07298	0,01434	0,009624	0,02218
Porowatość Φ_R wg PO	2	3	1	0	1	1	0,3267	-0,03023	0,1926	-0,08669	-0,1840	-0,2554
Nasylenie bituminami przetrzeźni porowej S_{yg}	2	3	1	0	1	1	0,05576	-0,4712	-0,2791	-0,9034	0,3918	0,8211
Nasylenie skały bituminami (wskaźnik zasobów) $\Phi_{S_{yg}}$	2	3	1	0	1	1	0,02364	-0,02401	-0,02499	-0,03981	-0,003502	0,04718

a jedynie podać je w formie generalnego uśrednienia trendów regionalnych.

Przedstawiono również liczby charakteryzujące badany poziom: dane o wartościach średnich poszczególnych parametrów, obserwowane odchylenia standardowe od tych średnich oraz wskaźniki zmienności parametrów liczone jako stosunek odchyżeń standardowych do wartości średnich (tab. 2). Poziom kredy dolnej w niecce mogileńskiej cechują zatem następujące dane:

1. Średnie zailenie C_i wynosi ok. 10,9‰; jego odchylenie standardowe jest rzędu 12,4‰, co daje wskaźnik zmienności dla całego zbioru rzędu 114‰. Tak duża zmienność wyliczonego parametru świadczyć może z jednej strony o rzeczywistej zmienności zailenia w granicach 0—23‰, z drugiej zaś o obecności w kredzie dolnej skupień glaukonitu i fosforytów, które mogą podwyższać wskazania I_g stanowiące podstawę do ocen C_i . Takie przypadki były w zasadzie eliminowane, jednak nie można było wykluczyć drobniejszych wystąpień, niezauważalnych we fragmentach, z których pobrano rdzeń, czy też na profilach geofizyki wiertniczej. Forma niewielkich rozproszeń może nie być dostrzegalna, a jednak zażywać niekiedy wskazania I_g . To zastrzeżenie trzeba też powiązać z innym. Nie można mianowicie wykluczyć, że w niektórych otworach wiertniczych nie jest reprezentowany pełny profil piaskowców kredy dolnej, ale głównie te partie, które mają charakter bardziej drobnofrakcyjny. I to chyba właśnie może być, prócz rzeczywistej zmienności, powodem zwiększenia wskaźnika procentowego względnej zmienności wyliczonego zailenia C_i .

2. Średnia porowatość Φ_N oceniona wg danych PNG wynosi około 19,3‰; jej odchylenie standardowe jest rzędu 10,8‰, co daje wskaźnik zmienności dla całego zbioru rzędu 56‰. Zmienność porowatości mieści się w granicach

8,5—30%, co z punktu widzenia zmienności geologicznej oraz zmian zailenia C_i , a także lokalnych wpływów struktur jest wielkością realną i możliwą do przyjęcia.

Tabela 2

Średnie wartości parametrów zbiornikowych i ich zmienność

Parametr	Wartość średnia	Odczylenie standardowe	Względna zmienność w %
Zailenie C_i	0,109	0,124	114
Porowatość Φ_N	0,193	0,108	56,0
Porowatość Φ_R	0,190	0,220	116
Nasylenie porów bituminami S_{rg}	0,375	0,371	98,9
Nasylenie skały bituminami ΦS_{rg}	0,087	0,096	110

3. Średnia porowatość Φ_R oceniona wg danych PO wynosi ok. 19%; jej odchylenie standardowe jest rzędu 22%, co daje wskaźnik zmienności na całym obszarze rzędu 116%. Tak duży wskaźnik zmienności Φ_R powoduje średnią rozpiętość danych w granicach 0—41%. Porównanie tej zmienności ze zmiennością Φ_N świadczy o większej rozpiętości wyliczonych wartości Φ wg danych elektrometrii. Powody mogą być dwojakiego rodzaju. Jak wiadomo, na wyniki PO w istotny sposób wpływa charakter nasycenia, co nie ma aż tak wielkiego znaczenia dla wyników PNG. W związku z tym zmiany Φ_R mogą być spowodowane zarówno zmianami samej wartości Φ , jak również zmianami nasycenia porów skały wodą S_w czy też bituminami S_{rg} . Zresztą porównanie właśnie danych PO i PNG i występujące tam różnice wykorzystuje się, jak wiadomo, do oceny nasycenia. Można więc przypuszczać, że różnice zmienności Φ_N i Φ_R są spowodowane głównie obecnością większych lub mniejszych skupień bituminów w porach skały. Drugim powodem takich różnic może być wpływ zailenia. Jest on znaczny dla obu metod, ma jednak większą wagę dla PNG niż dla PO.

Pokazano wyżej duży rozrzut wartości C_i , interpretując go jako zmienność rzeczywistą z jednej strony, z drugiej zaś jako wpływ dodatkowych czynników. Ewentualny błąd oceny C_i rzutuje automatycznie na powiększenie błędu oceny zarówno Φ_N , jak i Φ_R , przy czym wpływ ten będzie różny i większy na wartość Φ_N . Dlatego też, choć dalej przyjęto realność takiego rozrzutu (same liczby są w pełni realne), trzeba mieć świadomość takiego właśnie typu rozwiązania i nie wykluczać błędności uzyskanych w ten sposób rezultatów. Tymczasem z uwagi na brak jakiegokolwiek możliwości sprawdzenia przyjęto, z powyższymi zastrzeżeniami, że zmienność obu wartości Φ jest głównie spowodowana obecnością różnych ilości węglowodorów.

4. Średnie nasycenie porów skały bituminami S_{rg} , ocenione na drodze zestawień porównawczych danych PO i PNG, wynosi ok. 37,5%; jego odchylenie standardowe jest rzędu 37,1%, co daje wskaźnik zmienności dla całego zbioru danych rzędu 98,9%. Ponieważ w przypadku nasycenia

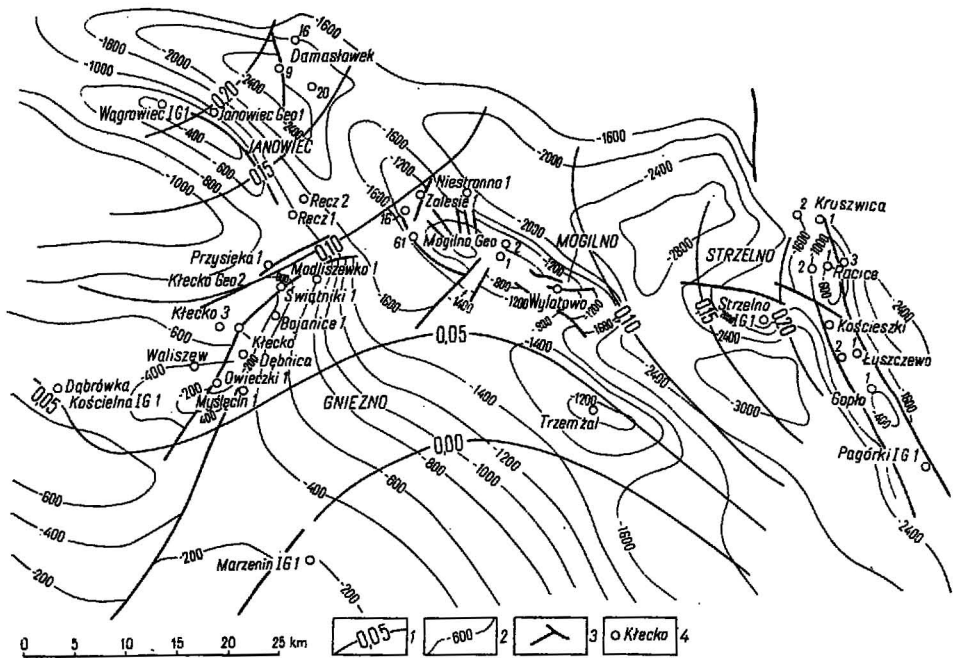


Fig. 5. Szkic trendów zmian zailenia piaskowców kredy dolnej na tle schematu strukturalnego niecki mogileńskiej

Sketch of trends of changes in clay content of the Lower Cretaceous sandstones against the background of the structural scheme of the Mogilno trough

1 — izolinie powierzchni zmian badanego parametru; 2 — izochipsy powierzchni spągowej kredy dolnej w interpretacji A. Raczynskiej i A. Witkowskiego (mat. rękopism.); 3 — dyslokacje; 4 — otwory wiertnicze

1 — contour lines of surface of changes in the parameter examined; 2 — isohypes of bottom surface of the Lower Cretaceous deposits, interpreted by A. Raczynska and A. Witkowski (manuscript materials); 3 — dislocations; 4 — bore holes

skały węglowodoramii obecność takiego medium jest w pewnym sensie anomalna, zatem wskaźnik ten musi zdecydowanie mieć duże wartości, nie można bowiem oczekiwać równomiernego nasycenia bituminami jakiegokolwiek poziomu zbiornikowego na tak dużym obszarze. Oczywiście im mniejsza będzie zmienność wskaźników nasycenia danego poziomu w danym rejonie, tym większe będą perspektywy napotkania złóż węglowodorów w tym właśnie poziomie. Dla kredy dolnej uzyskany wskaźnik zmienności Srg jest stosunkowo bardzo korzystny. Trzeba tu jednak pamiętać o wcześniej poczynionych zastrzeżeniach dla porównań danych z interpretacji PO i PNG. Błędy tam poczynione pociągną bowiem za sobą błędy ocen Srg i jego rozrzutu. Nadto do zastrzeżeń trzeba dodać fakt przyjętego za ogólną literaturą założenia o wartości wykładnika zwilżalności $n = 2$. Takie założenie, choć nie powinno wpływać w przypadku jego nieprawidłowości na rozrzut danych, jednak powoduje, że wartości liczbowe Srg nie mają pełnego sensu liczbowego nasycenia porów skały bituminami, a jedynie charakter wskaźnikowy, bardzo pomocny do porównań;

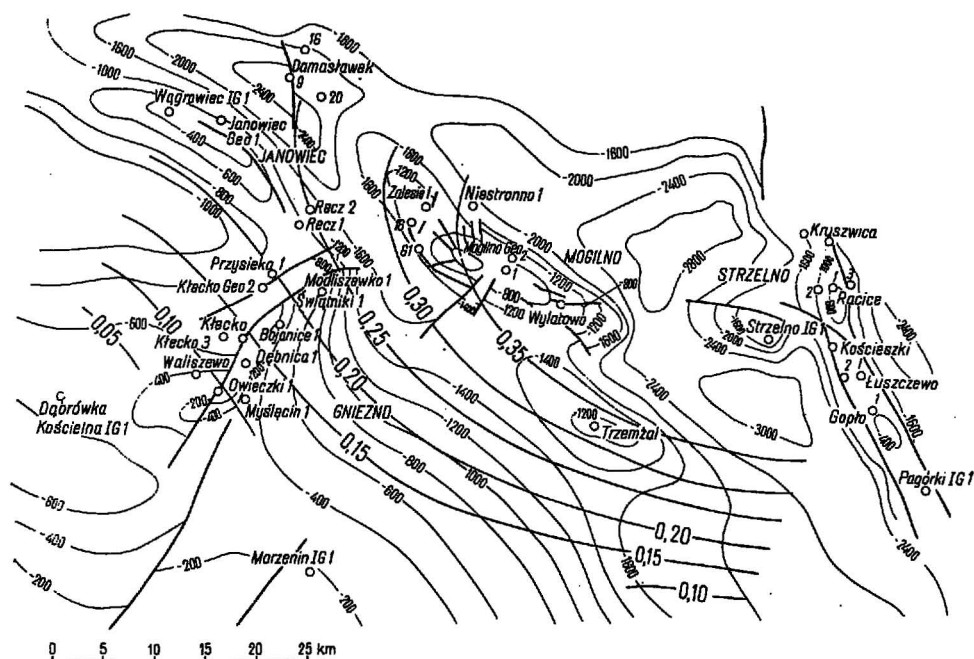


Fig. 6. Szkic trendów zmian porowatości Φ_N wg PNG piaskowców kredy dolnej na tle schematu strukturalnego niecki mogileńskiej
 Sketch of trends of changes in porosity Φ_N according to PNG of the Lower Cretaceous sandstones against the background of the structural scheme of the Mogilno trough
 Objaśnienia jak na fig. 5
 Explanations as in Fig. 5

5. Średnie nasycenie skały bituminami ΦSrg , czyli wskaźnik zasobów na jednostkę miąższości wynikający z iloczynu Φ_N i Srg , wynosi około 8,7%; jego odchylenie standardowe jest rzędu 9,6%, co daje wskaźnik zmienności dla całego zbioru rzędu 110%. Oczekiwana zmienność musi być duża tak z racji przedstawionych dla Srg , jak też z racji dodatkowego wpływu zmienności Φ . Większa stabilność (mniejsza zmienność) świadczy i tu również o lepszych perspektywach danej formacji, zresztą w stopniu znacznie większym niż Srg . Uwzględnia się tu bowiem zarówno porowatość, jak i nasycenie, a przecież dopiero te obie wartości razem wzięte świadczą o perspektywach napotkania węglowodorów i wartości ewentualnego „złoża”. W niecce mogileńskiej, jak wykazała analiza przeprowadzona przez autora, zbiornik kredowy należy pod tym względem do najkorzystniejszych.

Mając na uwadze powyższą dyskusję dotyczącą interpretacji uzyskanych danych, można przeanalizować aproksymacje trendów zmian poszczególnych parametrów, a głównie ich kierunki. Jak już wyżej podałem, konstrukcję map zmienności można było wykonać jedynie w wersji uśrednionych trendów z racji nierównomiernego rozmieszczenia informacji na planie i różnej wagi tych informacji. Do tych celów wykorzysta-

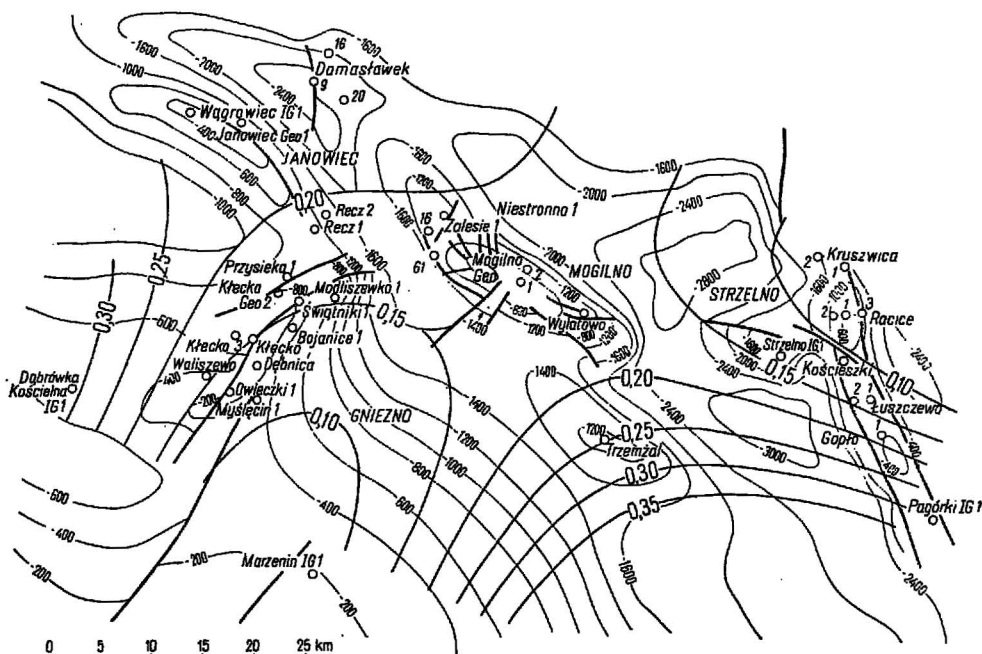


Fig. 7. Szkic trendów zmian porowatości Φ_R wg PO piaskowców kredy dolnej na tle schematu strukturalnego niecki mogileńskiej

Sketch of trends of changes in porosity Φ_R according to PO of the Lower Cretaceous sandstones against the background of the structural scheme of the Mogilno trough.

Objaśnienia jak na fig. 5
Explanations as in Fig. 5

tano podwójne szeregi Fouriera, a całość operacji przeprowadzono na EMC.

Bardzo interesująco przedstawia się obserwacja trendu zmian zailenia zbiornika kredy dolnej (fig. 5). Obserwuje się generalny wzrost C_i w dwu kierunkach NW i E, a więc w kierunku niecki szczecińskiej wraz z wałem pomorskim oraz w kierunku wału kujawskiego. Zailenie maleje natomiast dość szybko w kierunku S, a więc w kierunku południowej i południowo-zachodniej granicy niecki mogileńskiej. Centralną pozycję rozdzielającą kierunki zmian zailenia zajmuje obszar struktury Mogilna. Zwraca uwagę zgodny z układem strukturalnym układ izolacji C_i w części E obszaru i jednocześnie generalnie prostopadły w części NW. Interpretacja ta koresponduje w sensie uśrednionym z istniejącym rozkładem miąższości zbiornika, dedukowanymi przez geologów kierunkami transportu (S. Marek, inf. ustna) i może stanowić przyczynek do regionalnych syntez natury sedymentologicznej.

Trendy zmian porowatości Φ_N wg PNG (fig. 6) wskazują na wzrost tego parametru z SW ku NE, izolacje mają kształt i kierunek zbliżony do układu strukturalnego. Ku południowym i południowo-zachodnim brzegom niecki porowatość wyraźnie maleje. Zaznacza się też pewien anomalny trend w rejonie Janowca i Wągrowca. Wg PO (fig. 7) obserwuje się

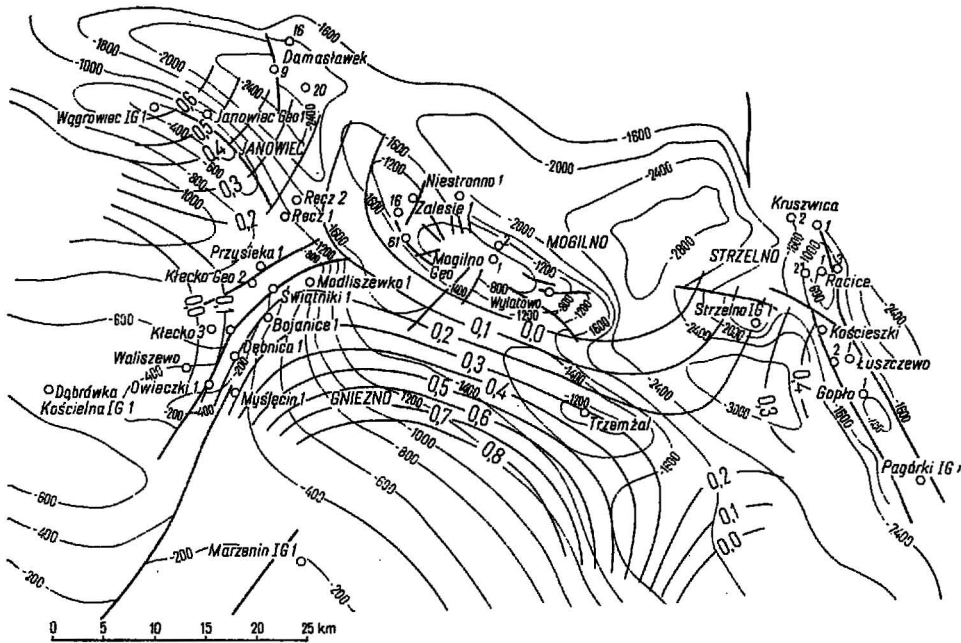


Fig. 8. Szkic trendów zmian nasycenia przestrzeni porowej bituminami *Srg* piaskowców kredy dolnej na tle schematu strukturalnego niecki mogileńskiej
 Sketch of trends of changes in the impregnation of porous space with bitumens *Srg* of the Lower Cretaceous sandstones against the background of the structural scheme of the Mogilno trough

Objaśnienia jak na fig. 5
 Explanations as in Fig. 5

inny układ izolinii zmian porowatości Φ_R , bardziej zróżnicowany i wskazujący na kilka dodatkowych kierunków zmian; mianowicie na W od struktury Kleszka następuje wyraźny wzrost porowatości ku W oraz drugi wyraźny wzrost obserwuje się na SSE od Mogilna (ku niecce łódzkiej). Poczynając od struktury Strzelna widać też dodatkową regresję skierowaną ku NE i ENE. Potwierdza się natomiast regresja ku SW (przy odrębnym kształcie izolinii) oraz załamanie izolinii w rejonie Janowca i Wągrowca.

Stwierdzono wcześniej, że różnic we wskazaniach PO i PNG należy oczekiwać w przypadku nasycenia węglowodorami i tak potraktowano te odmiennie obrazy zmienności Φ . Na kolejnej ilustracji (fig. 8) przedstawiono przybliżenie trendu zmian wskaźnika nasycenia przestrzeni porowej bituminami *Srg*. Widać tu trzy generalne kierunki wzrostu *Srg*: równoległe do osi niecki — na SSW od struktury Mogilna (część centralna), na E od Strzelna i Wójcina (część wschodnia) oraz w rejonie Janowca i Wągrowca ku NW (część północno-zachodnia). Wyraźną regresję widać w strefie centralnej, poczynając od struktury Mogilna (ku NE, w kierunku niecki łódzkiej) i ku SE oraz w obszarze na W od struktury Kleszka i S od Janowca i Wągrowca — ku SW.

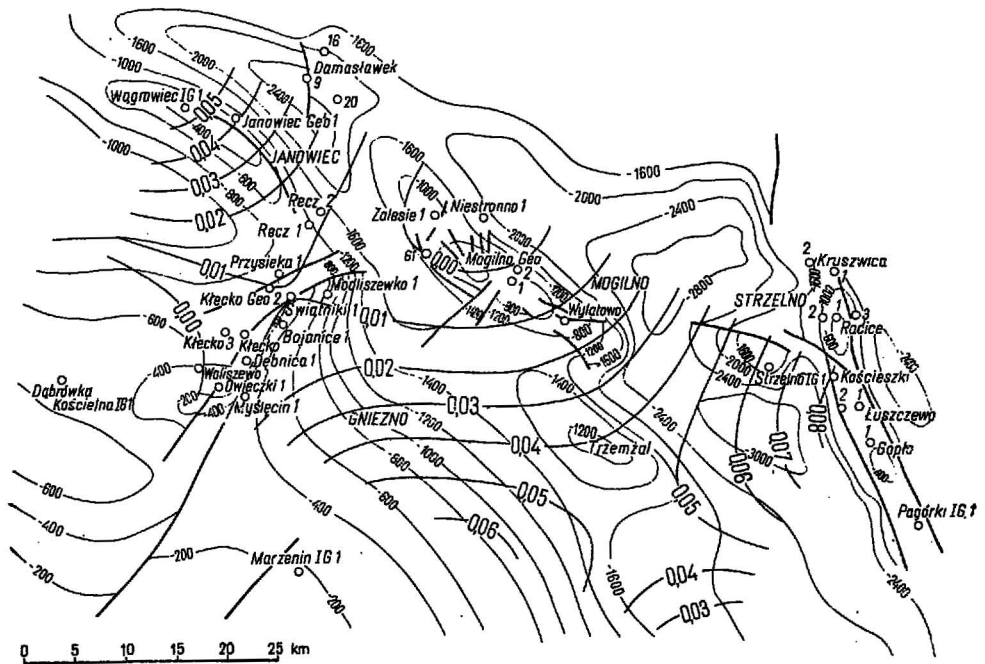


Fig. 9. Szkic trendów zmian nasycenia bituminami piaskowców kredy dolnej ΦSrg (zasoby na jednostkę miąższości) na tle schematu strukturalnego niecki mogiłańskiej

Sketch of trends of changes in the impregnation of the Lower Cretaceous sandstones with bitumens ΦSrg (resources per thickness unit) against the background of the structural scheme of the Mogilno trough

Objaśnienia jak na fig. 5

Explanations as in Fig. 5

Najkorzystniejsze perspektywy, sygnalizowane wskaźnikiem nasycenia skały bituminami (zasoby na jednostkę miąższości) — ΦSrg , rysują się dla kredy dolnej na ESE od Mogilna i Trzemżala, w stronę struktury Gopła i dalej ku E (fig. 9). Wzrost perspektyw obserwuje się w strefie centralnej — na S od struktury Mogilna, w północno-zachodniej zaś części niecki — na NW od struktury Kłęcka poprzez Wągrowiec i dalej ku NW. Perspektywy maleją natomiast na SSE od Trzemżala (ku niecce Iódzkiej, w rejonie Niestronna w kierunku NNE oraz na SW od struktury Kłęcka. W ten sposób z przedstawionych danych wynika, że za najbardziej perspektywiczne obszary o najlepszych właściwościach zbiornikowych i wzroście nasycenia węglowodorami można uznać rejon Strzelna-Gopła i dalej w stronę wału kujawskiego, południową część centralnej partii niecki oraz obszary położone w rejonie Janowca, Wągrowca i dalej w kierunku niecki szczecińskiej.

Przedstawione wyżej przykłady zastosowania ocen parametrów zbiornikowych na podstawie danych geofizyki wiertniczej do określania kierunków zmian tych parametrów i prognozowania obszarów perspektywicznych ukazały duże możliwości w tym zakresie. Należy jednak tu

pamiętać o wszystkich zastrzeżeniach formalnych i fizycznych przedstawionych w wyżej podanej dyskusji wyników analizy. Pokazane wartości oraz przedstawione aproksymacje powierzchni trendów nie mają i nie mogą mieć ostatecznego charakteru, gdyż nie pozwala na to posiadany zbiór danych wyjściowych. Wyliczone wielkości i typowane jako perspektywiczne obszary nie pretendują do roli panaceum na problemy poszukiwań węglowodorów w kredzie dolnej niecki mogileńskiej. Każde z przedstawionych przybliżeń można w dalszym etapie rozwijać, dobierając dla szeregów Fouriera inne wartości M i N , kąty układu współrzędnych, a nade wszystko dane te można i trzeba rozszerzać na większe obszary, gdyż z przedstawionych szkiców widać wyraźnie bardzo ograniczone możliwości wnioskowania z uwagi na zbyt mały obszar i niekorzystną konfigurację lokalizacji danych. Jednak nawet i te podane wyżej wyniki stanowią mogą dla geologa złożowego (i nie tylko) materiał sygnalizujący szereg istotnych kierunków i informacji o zbiorniku kredowym niecki. Nie przypadkowy będzie tu np. fakt zaznaczającego się wzrostu perspektyw w obszarach międzustrukturalnych. Dlatego też ta metodyka opracowania danych, ten system ich generalizowania wydaje się zdaniem autora bardzo perspektywiczny, dający możliwość wykorzystania wielu nagromadzonych danych geofizyki wiertniczej.

W tym miejscu pragnę wyrazić słowa podziękowania Panu docentowi Janowi Skorupie za wiele życzliwej krytyki oraz Panu doktorowi Sylwestrowi Markowi za konsultacje geologiczne i zachętę do opublikowania wyników tej pracy.

Zakład Geofizyki
Instytutu Geologicznego
Warszawa, ul. Rakowiecka 4
Nadesłano dnia 16 sierpnia 1972 r.

PIŚMIENNICTWO

- DĄBROWSKA Z., BIEDA E., BIELECKA W., CIEŚLIŃSKI S., JASKOWIAK M., RACZYŃSKA A., SZTEJN J., SZYMBORSKI A. (1960) — Wyniki wiercenia Pagórki IG 1. Arch. Inst. Geol. (maszynopis). Warszawa.
- FRYDECKI J. (1968) — Oznaczenia w geofizyce wiertniczej. Prz. geol., 16, p. 391—394, nr 8. Warszawa.
- FRYDECKI J. (1969) — Wykorzystanie metody PNG do określania porowatości wapieni jurajskich synklinorium warszawskiego. Geof. i Geol. naft., nr 10—11 (154—155), p. 324—330. Kraków.
- FRYDECKI J. (1972a) — Wyniki unifikacji badań radiometrycznych wykonanych w otworach wiertniczych niecki mogileńskiej. Kwart. geol., 16, p. 373—382, nr 2. Warszawa.
- FRYDECKI J. (1972b) — Wstęp do geofizycznej oceny własności zbiornikowych osadów jury górnej niecki mogileńskiej. Kwart. geol. 16, p. 637—651, nr 3. Warszawa.
- KRUMBEIN W. C., GRAYBILL F. A. (1966) — An introduction to statistical models in geology. New York.
- ŁASZCZYŃSKA B., JASZCZUK E. (1970) — Opracowanie badań geofizycznych: Te-

- mat: Synklinorium szczecińsko-mogileńsko-łódzkie. Arch. Inst. Geol. (maszynopis). Warszawa.
- MAREK S., A. RACZYŃSKA (1970) — Rozwój tektoniczny niecki mogileńsko-łódzkiej (kompleks cechsztyński-mezozoiczny). Arch. Inst. Geol. (maszynopis). Warszawa.
- MAREK S., BACHAN W., BOJARSKI L. I IN. (1971) — Projekt badań geologicznych w synklinorium mogileńsko-łódzkim i na zachodnim brzegu antyklinalium kujawskiego. Arch. Inst. Geol. (maszynopis). Warszawa.
- NOWICKA E., KUŚMIREK A. (1967) — Ocena własności kolektorskich utworów mezozoicznych w synklinorium mogileńsko-łódzkim na podstawie pomiarów geofizyki wiertniczej. Arch. BDiPG ZGN (maszynopis). Warszawa.
- RACZYŃSKA A. (1962) — Budowa geologiczna synklinorium mogileńskiego. Prz. geol., 10, p. 266—275, nr 6. Warszawa.
- RACZYŃSKA A. (1971) — Zarys stratygrafii kredy dolnej w niecce mogileńskiej. Kwart. geol., 15, p. 106—121, nr 1. Warszawa.
- SOKOŁOWSKI J. (1957) — Budowa geologiczna antykliny Gopła. Kwart. geol., 1, p. 259—266, nr 2. Warszawa.
- SOKOŁOWSKI J. (1964a) — Aktualny stan rozpoznania geologicznego synklinorium mogileńskiego i kierunki dalszych badań. Geof. i Geol. naft., nr 1—2 (85—86). Kraków.
- SOKOŁOWSKI J. (1964b) — Geneza i historia rozwoju wysadowo-antyklinalnej struktury Mogilna. Geof. i Geol. naft. nr 8—9 (90—91). Kraków.
- SOKOŁOWSKI J. (1966) — Rola halokinezy w rozwoju osadów mezozoicznych struktury Mogilna i synklinorium mogileńsko-łódzkiego. Pr. Inst. Geol., 50. Warszawa.
- SOKOŁOWSKI J., WITKOWSKI A. (1968) — Regionalne badania geologiczne w aspekcie poszukiwań bituminów prowadzone przez Instytut Geologiczny w 1967 r. Prz. geol., 16, p. 411—418, nr 9. Warszawa.
- STEMULAK J. (1964) — Obecny stan i kierunki prac poszukiwawczych w polskim przemyśle naftowym. Geof. i Geol. naft., nr 1—2, Kraków.
- STENZEL P., SZMAJSER J., GRZELAK H. (1970) — Zastosowanie e.t.o. w geologii i geofizyce. Arch. Przedz. Poszuk. Geof. (maszynopis). Warszawa.
- НЕЧАЙ А. М. ГУСАКОВ Н. Д. (1964) — К оценке нефтегазоности глинистых песчаников Разведочная Геофизика, вып. 1, стр. 79—92. Москва.

Януш ФРИДЕЦКИ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МОГИЛЬНЕНСКОЙ ВПАДИНЫ

Резюме

Среди коллекторских пород младшего мезозоя Могильненской впадины большие перспективы нефтегазоносности связаны с песчаниками нижнего мела. Геофизические исследования, проведенные в буровых скважинах в пределах нижнего мела этого района, послужили для представления характеристики этой формации.

Используя результаты лабораторного изучения кернов и шпастовых вод, путем регрессивного анализа, составлена эмпирическая методика интерпретации данных промысловой геофизики. Благодаря этой методике в скважинах Могильненской впадины для отложений нижнего мела определено:

- глинистость C_i на основании гамма-каротажа;
- пористость Φ_N на основании нейтрон-гамма каротажа (с учетом влияния глинистости);
- пористость Φ_R на основании каротажа сопротивлений (с учетом влияния глинистости);
- насыщенность порового пространства битуминами Srg ;
- насыщенность породы битуминами ΦSrg .

Используя эти данные, при помощи двойных рядов Фурье, подсчитаны аппроксимации трендов регионального изменения коллекторских параметров. Для подсчета и составления карт этих трендов были применены электронно-вычислительные машины.

Проведенная работа показала большую перспективность песчаников нижнего мела с точки зрения их нефтегазоносности и указала направления увеличения этих перспектив.

Janusz FRYDECKI

GEOPHYSICAL ANALYSIS OF RESERVOIR PROPERTIES OF CRETACEOUS DEPOSITS IN THE MOGILNO THROUGH AREA

Summary

Within reservoir rocks of the Late Mesozoic deposits in the Mogilno through, considerable perspectives as concerns oil and gas content are related to the Lower Cretaceous sandstones. Geophysical examinations made in bore holes within the Lower Cretaceous deposits of the area considered have been a basis for the determination of this formation.

On the results of laboratory examinations of drill cores and of depositional waters empirical method of interpretation of borehole geophysics data have been worked out by regression analysis. This method allowed the author to determine for the Lower Cretaceous deposits, pierced by bore holes made within the Mogilno trough, the following properties:

- clay content C_i based on gamma logging;
- porosity Φ_N based on neutron-gamma logging (with regard to the influence of clay content);
- porosity Φ_R based on resistivity logging (with regard to the influence of clay content);
- saturation of porous space with bitumens Srg ;
- saturation of rock with bitumens ΦSrg .

Taking into account these data one can calculate, with the aid of double Fourier series, the approximation of trends of changes in reservoir parameters from the regional point of view. For calculations and construction of maps of these trends digital computers have been used.

The above examinations demonstrate that the Lower Cretaceous sandstones are, as far as their oil and gas content is concerned, very promising. Moreover, they also show trends in the perspectives of these rocks.