

Stanisław RYCHLICKI, Kazimierz TWARDOWSKI

## Ocena charakteru nasycenia skał zbiornikowych miocenu Przedgórze Karpat z wykorzystaniem analizy regresyjnej wielokrotnej

W artykule przedstawiono, opracowany dla osadów autochtonicznego miocenu Przedgórze Karpat statystyczny model oceny charakteru nasycenia skał zbiornikowych z wykorzystaniem wielokrotnej analizy regresji. Podano sposób przygotowania danych geologiczno-geofizycznych, metodykę obliczeń oraz oceniono pewność uzyskanych reguł rozwiązujących.

### WSTĘP

Sposoby wydzielenia horyzontów produktywnych opierają się najczęściej na klasycznej interpretacji materiałów geofizyki wiertniczej bazującej na deterministycznych modelach skały. Interpretacja ta polega na określaniu parametru nasycenia lub współczynnika nasycenia wodą  $K_w$  (S. J. Pirson, 1958, 1966). Sposób ten w wielu przypadkach cechuje się jednak niezadowalającą efektywnością i niezbyt wysokim stopniem wiarygodności uzyskiwanych ocen. Jest to szczególnie widoczne w przypadku skał piaskowcowo-ilastych, dla których wykorzystanie klasycznej interpretacji materiałów geofizyki wiertniczej jest bardzo ograniczone (S. Rychlicki, 1972; K. Twardowski, 1973). Jedną z dróg prowadzących do zmiany tej sytuacji jest doskonalenie metod uzyskiwania maksimum informacji, zawartej w tych materiałach. Często bowiem zwykle sposoby interpretacji są mało efektywne tylko dlatego, że informacja zawarta w kompleksie pomiarów geofizycznych nie jest w pełni wykorzystana. Obok klasycznego wydzielenia horyzontów produktywnych, pociągnęło to za sobą wiele prób tworzenia szeregu sposobów ilościowych, polegających na rozdziale skał na nasycone wodą i nasycone węglowodorami. Sposoby te opierały się początkowo na krytycznych wartościach pojedynczych, mierzonych za pomocą metod geofizyki wiertniczej, parametrów, takich jak  $U_{PS}^x$ ,  $a_{PS}$ ,  $\Delta I_V$  i  $\Delta I_{ny}$  lub na wartościach oporności zarejestrowanych różnymi sondami (R. Desbrandes, 1968, S. J. Pirson, 1958 i in.). Z biegiem czasu zaczęto wykorzystywać coraz to większą ilość parametrów, sięgając przy opracowywaniu wyników do metod statystyki matematycznej (G. S. Kuzniecowa, 1971; N. N. Nieprimierow, A. G. Szaragin, 1961;

S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974; G. J. Trofimenko, 1972; K. Twardowski, 1973 i in.). Autorzy wybrali metodę, opierającą się na zestawieniu wyników opróbowania poszczególnych horyzontów z odpowiadającymi im parametrami geofizycznymi. Parametry te bowiem dają dobrą, ze statystycznego punktu widzenia, informację o badanym obiekcie.

## SPOSÓB PRZYGOTOWYWANIA DANYCH DO OBLICZEŃ

Wyjściowy zbiór argumentów  $\{x\}$ , które wzięto pod uwagę przy opracowywaniu powyższej metodyki, obejmował następujące wielkości:

$H$  — średnia głębokość zalegania badanego interwału, określona w stosunku do stałego poziomu +300 m n.p.m. w setkach metrów;

$h$  — miąższość odkrytego interwału w dziesiątkach metrów;

$\Delta t_{\text{pom.}}$  — czas między przewierceniem interwału i pomiarami geofizycznymi w dziesiątkach dób;

$\Delta t_{\text{kont.}}$  — czas kontaktu płuczki ze skałą (czas między przewierceniem interwału i cementacją lub czas między próbami, jeżeli cementacji nie przeprowadzono) w dziesiątkach dób;

$U_{\text{PS}}^x$  — średnia wartość dynamiczna amplitudy PS naprzeciwko badanego interwału w dziesiątkach mV;

$U_{\text{PS}}^{\text{max}}$  — maksymalna wartość PS obserwowana w obrębie badanego interwału w dziesiątkach mV;

$\alpha_{\text{PS}} = U_{\text{PS}}^x / U_{\text{PS}}^{\text{max}}$  — względne, średnie odchylenie krzywej PS, gdzie:  $U_{\text{PS}}^{\text{max}, w}$  — maksymalna wartość obserwowana na danym wykresie PS w dziesiątkach mV;

$\alpha_{\text{PS}}^{\text{max}} = U_{\text{PS}}^{\text{max}} / U_{\text{PS}}^{\text{max}, w}$  — maksymalna, względna amplituda krzywej PS;

$d$  — średnia, rzeczywista średnica otworu dla danego horyzontu w cm;

$d/d_{\text{nom}}$ , gdzie:  $d_{\text{nom}}$  — średnica nominalna otworu w cm;

$d_{\text{min}}/d_{\text{nom}}$ , gdzie:  $d_{\text{min}}$  — minimalna wartość rzeczywistej średnicy otworu w granicach badanego interwału w cm;

$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma}^x - I_{\gamma}^{\text{min}}) : (I_{\gamma}^{\text{max}} - I_{\gamma}^{\text{min}})$  — ogólnie wykorzystywany względny parametr różnicowy, gdzie:  $I_{\gamma}^{\text{max}}$ ,  $I_{\gamma}^{\text{min}}$  — maksymalne i minimalne wskazania krzywej PG na danym wykresie;  $I_{\gamma}^x$  — średnie wskazanie krzywej PG naprzeciwko danego interwału;

$\Delta I'_{\gamma} = (I_{\gamma}^{\text{max}} - I_{\gamma}^x) : I_{\gamma}^{\text{max}}$ ;

$\Delta I_{\text{ny}} = (I_{\text{ny}}^x - I_{\text{ny}}^{\text{min}}) : (I_{\text{ny}}^{\text{max}} - I_{\text{ny}}^{\text{min}})$ , gdzie:  $I_{\text{ny}}^x$  — średnie wskazania krzywej PNG naprzeciwko danego interwału;  $I_{\text{ny}}^{\text{max}}$ ,  $I_{\text{ny}}^{\text{min}}$  — maksymalne i minimalne wskazania krzywej PNG na danym wykresie;

$\Delta I'_{\text{ny}} = (I_{\text{ny}}^x - I_{\text{ny}}^{\text{min}}) : I_{\text{ny}}^{\text{min}}$ .

$\rho_{p0,41}$ ;  $\rho_{g5,69}$ ;  $\rho_{p1,63}$  — średnie, obserwowane wartości oporności pozornych w ometrach dla danego interwału, mierzone sondami: potencjałową o długości 0,41 m, gradientową o długości 5,69 m i potencjałową o długości 1,63 m;

$\rho_{p0,41}^{\text{max}}$ ;  $\rho_{g5,69}^{\text{max}}$ ;  $\rho_{p1,63}^{\text{max}}$  — maksymalne, obserwowane wartości oporności pozornych w ometrach dla danego interwału, mierzone sondami jak wyżej;

$t_g$  — średnia, naturalna temperatura skał w dziesiątkach stopni Celsjusza, obliczana według zasad podanych przez S. Rychlickiego, K. Twardowskiego (1974), K. Twardowskiego, S. Rychlickiego (1976a);

- $\rho_{pl.}$  — oporność płuczki w temperaturze warstwy w om $\ddot{m}$ ;  
 $\gamma_{pl.}$  — ciężar właściwy płuczki w G/cm $^3$ ;  
 $\Delta t_{pr.}$  — czas trwania prób w dobach;  
 $Q_w$  — wydatek horyzontu wodonośnego w m $^3$ /d;  
 $Q_g$  — wydatek horyzontu gazonośnego w Nm $^3$ /d;  
 $K_{prod.}, K_{wod.}$  — współczynniki produktywności dla gazu i wody obliczane z zależności:

$$K_{prod.} = \frac{Q_{abs}^{lg}}{(p_{ds}^2 - 1)h} \quad [1]$$

$$K_{wod.} = \frac{Q_w}{(p_{ds} - 1)h} \quad [2]$$

gdzie:  $Q_{abs}^{lg}$  — absolutny wydatek swobodny horyzontu w Nm $^3$ /d, obliczany przy założeniu prostoliniowości krzywej wskaźnikowej w układzie logarymicznym;  
 $p_{ds}$  — ciśnienie denne, statyczne w ata;

$P_{prod.}$  — parametr będący miarą przynależności danego interwału do klasy skał gazonośnych; jego wartość w zależności od wyniku opróbowania opisywano za pomocą współczynników pseudonasycenia wodą ( $K_w$ ), ocenianych w przybliżeniu z wykresów względnej przepuszczalności piaskowca dla dwufazowego strumienia gaz — woda (D. Amiks, D. Bass, R. Whiting, 1962; S. K. Gimatudinow, 1971); ponieważ obszary różnego typu mieszanych przypiływów dotyczą określonych interwałów zmian współczynnika nasycenia wodą ( $K_w$ ), wielkościom  $P_{prod.}$  przypisywano następujące wartości średnie (według D. Amiksa, D. Bassa, R. Whitinga, 1962 i S. K. Gimatudinowa, 1971): —

Wyniki próby	$P_{prod.}$
gaz suchy	0,3
gaz + ślady wody	0,6
gaz + woda	0,75
woda + ślady gazu	0,85
woda	0,95

Ponieważ opróbowane interwały są w mniejszym lub większym stopniu zailone, a przyporządkowane im wartości  $K_w$  dotyczą w zasadzie tylko przewarstwień piaszczystych (zbiornikowych), to mówi się o nich jako o współczynnikach pseudonasycenia wodą ( $K_w$ ).

Wybór powyższych parametrów uwarunkowany był przede wszystkim metodami pomiarowymi stosowanymi w osadach miocenijskich Przedgórze Karpat. Dla poszczególnych parametrów przyjęto wartości ekstremalne, ponieważ w warunkach warstwowego przekroju o charakterze całego interwału może decydować czasem rodzaj poszczególnych przewarstwień.

W odniesieniu do krzywych radiometrii wiertniczej i krzywej PS ze względu na specyfikę litologiczną rejonu przyjęto również parametry alternatywne ( $\Delta I_v$  i  $\Delta I'_v$ ,  $\Delta I_{wy}$  i  $\Delta I'_{wy}$ ,  $U_{PS}^x$  i  $a_{PS}$ ,  $U_{PS}^{max}$  i  $a_{PS}^{max}$ ). Można się bowiem spodziewać, że w dowolnym odcinku otworu wiertniczego, objętym pomiarami geofizycznymi, prawdopodobieństwo występowania warstwy czystego piaskowca o niezbyt małej miąższości, który mógłby spełniać rolę horyzontu oporowego, jest na ogół znacznie mniejsze niż prawdopodobieństwo występowania pakietu łupkowego (ilastego). Ponadto łupki

(iły) cechują się stosunkowo stabilnymi wartościami rejestrowanych parametrów geofizycznych i są z powodzeniem wykorzystywane jako horyzonty oporowe.

Jednostki, w których zostały wyrażone poszczególne parametry, były podyktowane potrzebą sprowadzenia ich do wielkości tego samego lub zbliżonego rzędu. Zapewniło to większą dokładność i stabilność operacji obliczeniowych, wykonywanych przez maszynę, na macierzach.

## METODYKA OBLICZEŃ I WYNIKI

Do opracowania metodyki oceny charakteru nasycenia skał zbiornikowych w profilu miocenu Przedgórze Karpat zgromadzono dane z otworów poszukiwawczych i eksploatacyjnych dla ok. 2300 horyzontów opróbowanych po 1950 r. Pomiarów geofizyki wiertniczej wykonane przed 1962 r. były jednak bardzo niekompletne, a jakość krzywych pomiarowych budziła wiele zastrzeżeń, dlatego też skupiono się na interwałach opróbowanych po 1962 r., dla których zamiast gradientowego sondowania oporności wykonywano sondowanie uproszczone. Tym sposobem uzyskano zbiór o liczebności  $N = 1491$ . Poszczególne obserwacje z tego zbioru były rozrzucone na ogromnym obszarze (S. Rychlicki, R. Twardowski, 1975). Ponieważ szerokie badania wykonane w obrębie osadów miocenijskich Przedgórze Karpat (Analiza stref nagromadzenia się węglowodorów w zapadlisku przedkarpackim dla stref Przemyśl — Rzeszów — Lubaczów — Kraków — Tarnów, 1974; Analiza warunków występowania złóż węglowodorów w miocenie Przedgórze Karpat, 1973; Budowa geologiczna, ropo- i gazonośność Przedgórze Karpat, 1970; S. Rychlicki, 1972; S. Szafran, 1974; K. Twardowski, 1973 i in.) wykazały ich dużą niejednorodność, zastanawiano się czy dla otrzymania lepszych, z punktu widzenia statystyki, wyników nie należałoby podzielić obszaru miocenu na mniejsze jednostki. Do rozwiązania tego problemu wykorzystano kryterium Rodionowa (D. A. Rodionow, 1958), pozwalające na ocenę jednorodności badanych grup obiektów dla przypadków wielowymiarowych. Szczegółowe badania oceny stopnia niejednorodności osadów miocenijskich Przedgórze Karpat, wykonane przez autorów (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1975; K. Twardowski, S. Rychlicki, w druku), wykazały, że utwory te, mimo lokalnie zauważalnych pewnych różnic w wartościach poszczególnych parametrów fizycznych, mogą być w całej swojej masie traktowane jako jednorodne statystycznie. Świadczy to o braku podstaw do powierzchniowego rozdziału miocenu na mniejsze jednostki. Mimo powierzchniowej jednorodności są one bardzo niejednorodne głębokościowo, tzn. że wartości parametrów fizycznych skał występujących na różnych głębokościach różnią się w sposób istotny (na poziomie istotności 0,1). W związku z tym rozdzielono miocen na pięć stref głębokościowych (I—V) i dla każdej z nich opracowano odrębną metodykę wydzielania skał zbiornikowych (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974; K. Twardowski, S. Rychlicki, 1976b) oraz, co jest przedmiotem tego opracowania, oceny charakteru ich nasycenia.

To ostatnie zagadnienie rozwiązano za pomocą wielokrotnej, liniowej analizy regresji, korzystając z bibliotecznego programu XDS2 opracowanego dla maszyny cyfrowej „Odra 1304” (Analiza statystyczna, 1962). Wielkością prognozowaną był parametr  $P_{\text{prod.}}$ , który jest, jak już wspomniano, miarą przynależności danego interwału do klasy skał gazonośnych. Przy określaniu wielomianów regresyjnych do prognozowania  $P_{\text{prod.}}$  w poszczególnych strefach głębokościowych wykorzystano próbki treningowe (nauczające), których liczebności dla poszczególnych stref wyszczególniono w tab. 1. Obejmowały one te interwały z otworów poszukiwawczych,

Tabela 1

Liczebność próbek dla poszczególnych stref głębokościowych przy rozwiązywaniu zagadnienia wydzielenia horyzontów gazonośnych

Zakres głębokościowy w m	Ilość danych w próbce ze względu na wyniki prób				Liczebność próbki
	suchy gaz	ślady gazu	woda	ślady wody	
0—500	20	15	35	—	70
500—1000	83	40	123	—	246
1000—1500	68	32	78	22	200
1500—2000	37	19	39	17	112
Poniżej 2000	23	25	34	14	96
Całość	231	131	309	53	724

które w wyniku prób dały przyptyw gazu lub jego śladów (klasa skał nasyconych gazem) oraz taką samą ilość wybranych losowo interwałów, które dały przyptyw wody lub jej śladów (klasa skał nasyconych wodą). Starano się, aby we wszystkich strefach ilość horyzontów gazo- i wodonośnych była jednakowa, celem zapewnienia maksymalnej reprezentatywności materiału treningowego.

Przed przystąpieniem do obliczeń zbadano metodą momentów typy rozkładów poszczególnych parametrów fizycznych (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974). Okazało się, że rozkłady części z nich są zbliżone do rozkładów normalnych, natomiast pozostałe uznano za logarytmiczno-normalne, przyjmując do obliczeń ich postać logarytmiczną.

Z wartości współczynników korelacji parzystej między  $P_{\text{prod.}}$  a rozpatrywanymi parametrami (tab. 2), zestawionymi dla poszczególnych stref, widać, że najwięcej informacji o charakterze nasycenia skał można uzyskać z krzywych opornościowych, szczególnie zapisanych sondami długimi o dużym zasięgu głębokościowym.

Na podstawie wartości współczynników korelacji parzystej nie można ocenić, które parametry spośród grupy:  $\ln a_{\text{PS}}$ ,  $a_{\text{PS}}^{\text{max}}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$ ,  $\Delta I_{\gamma}$ ,  $\ln \Delta I_{\text{ny}}$  i  $\Delta I_{\text{ny}}$  są „lepsze” przy badaniu zagadnienia wydzielenia horyzontów gazonośnych, gdyż zależy w jakiej strefie będzie się je rozpatrywać. Ponieważ każdy parametr niesie ze sobą nieco inne informacje, celowe jest rozpatrywanie całej tej grupy bez decydowania, czy lepiej się do tego nadają parametry ze znakiem prim, czy też bez tego znaku.

Analiza związków  $P_{\text{prod.}}$  z poszczególnymi parametrami wykazuje, że w strefie I (0—500 m), w której dla poziomu istotności 0,1 wartość krytyczna współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1; 68) = 0,195$  (R. Zieliński, 1972),  $P_{\text{prod.}}$  zależy istotnie od 17 parametrów, przy czym najbardziej od  $\ln q_{g5,69}$ ,  $\ln q_{p1,63}$ ,  $\ln q_{p1,63}^{\text{max}}$  i  $\ln q_{g5,69}^{\text{max}}$ .

W strefie II (500—1000 m), w której dla poziomu istotności 0,1 wartość krytyczna współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1; 244) = 0,105$ ,  $P_{\text{prod.}}$  zależy istotnie od 12 parametrów, przy czym najsilniej jest związany z  $\ln q_{g5,69}$ ,  $\ln q_{p1,63}$ ,  $\ln \Delta t_{\text{pr.}}$ ,  $H$  i  $t_g$ . Zależności  $P_{\text{prod.}}$  od  $H$  nie można rozpatrywać tylko dla strefy 500 — 1000 m, ale należy traktować ją całościowo. Trzeba zauważyć, że dosyć silna zależność  $P_{\text{prod.}}$  od głębokości  $H$  w strefach 0 — 2000 m sugeruje nierównomierne rozmieszczenie w profilu miocenu horyzontów gazonośnych. W strefach 0 — 1000 m jest to zależność prosta, w strefach 1000 — 2000 m zaś odwrotna. Współczynnik korelacji parzystej między  $P_{\text{prod.}}$  a  $H$  dla całości badanego materiału wynosi jednak  $-0,001$ , co świadczy, że występowania horyzontów gazonośnych w profilu osadów mio-

Tabela 2

Wartości współczynników korelacji parzystej między  $P_{\text{prod.}}$  i analizowanymi parametrami dla poszczególnych stref i całości materiału

Parametr	Zakres głębokościowy w m					Całość
	0–500	500–1000	1000–1500	1500–2000	poniżej 2000	
$H$	0,29	0,22	-0,14	-0,29	0,01	0,00
$\ln h$	0,09	-0,21	-0,24	-0,12	-0,07	0,16
$\ln \Delta t_{\text{pom.}}$	0,22	0,06	-0,24	0,19	-0,02	0,13
$\ln \Delta t_{\text{kont.}}$	0,24	0,09	0,26	0,14	0,07	0,17
$\ln a_{\text{PS}}$	-0,21	-0,03	-0,05	-0,30	-0,07	-0,11
$a_{\text{PS}}^{\text{max}}$	-0,18	-0,07	-0,13	-0,30	-0,10	-0,13
$\ln U_{\text{PS}}^x$	0,00	0,05	0,24	-0,24	0,07	0,05
$\ln U_{\text{PS}}^{\text{max}}$	0,05	-0,01	0,16	-0,13	0,00	0,02
$d$	-0,37	-0,16	0,04	0,12	0,07	-0,06
$d/d_{\text{nom}}$	0,04	-0,08	0,11	0,05	0,08	0,03
$d_{\text{min}}/d_{\text{nom}}$	0,07	-0,02	0,18	0,21	0,04	0,07
$\Delta I_{\gamma}$	0,29	-0,02	0,07	0,39	0,34	0,14
$\Delta I'_{\gamma}$	-0,11	0,19	0,11	-0,06	-0,27	0,05
$\Delta I_{\text{ny}}$	-0,29	-0,14	0,04	-0,29	0,01	-0,13
$\ln \Delta I'_{\text{ny}}$	-0,09	0,01	0,19	-0,01	-0,17	0,02
$\ln \varrho_{p0,41}$	-0,41	-0,09	-0,17	-0,30	-0,19	-0,17
$\ln \varrho_{g5,69}$	-0,52	-0,21	-0,39	-0,27	-0,30	-0,29
$\ln \varrho_{p1,63}$	-0,51	-0,23	-0,37	-0,31	-0,29	-0,30
$\ln \varrho_{p0,41}^{\text{max}}$	-0,40	-0,08	-0,17	-0,29	-0,17	-0,16
$\ln \varrho_{g5,69}^{\text{max}}$	-0,56	-0,19	-0,37	-0,33	-0,22	-0,28
$\ln \varrho_{p1,63}^{\text{max}}$	-0,51	-0,18	-0,38	-0,33	-0,31	-0,29
$t_g$	0,27	0,23	0,15	0,14	0,27	0,10
$\varrho_{\text{pt.}}$	0,21	-0,08	-0,27	-0,13	0,31	-0,04
$\gamma_{\text{pt.}}$	-0,32	-0,14	-0,08	0,06	-0,41	-0,16
$\ln \Delta t_{\text{pr.}}$	-0,22	-0,33	-0,31	-0,15	0,03	-0,23

ceńskich nie można wiązać z głębokością i że, generalnie biorąc, nie ma w tym względzie uprzywilejowanych interwałów głębokościowych.

W strefie III (1000 – 1500 m), w której dla poziomu istotności 0,1 wartość krytyczna współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1;198) = 0,116$ ,  $P_{\text{prod.}}$  zależy istotnie od 18 parametrów, przy czym najsilniej jest związany, podobnie jak w strefie I, z  $\ln \varrho_{g5,69}$ ,  $\ln \varrho_{p1,63}$ ,  $\ln \varrho_{g5,69}^{\text{max}}$ ,  $\ln \varrho_{p1,63}^{\text{max}}$ .

W strefie IV (1500 – 2000 m), w której dla poziomu istotności 0,1 wartość krytyczna współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1;110) = 0,156$ ,  $P_{\text{prod.}}$  zależy istotnie od 14 parametrów, przy czym najsilniej jest związany z  $\ln \varrho_{p1,63}$ ,  $\ln \varrho_{g5,69}^{\text{max}}$  i  $\Delta I_{\gamma}$ . Silna, prosta zależność  $P_{\text{prod.}}$  od  $\Delta I_{\gamma}$  w dwóch ostatnich strefach oraz istotna zależność  $P_{\text{prod.}}$  od  $\Delta I_{\gamma}$  dla całości badanego materiału najprawdopodobniej wynika z tego, że  $\Delta I_{\gamma}$  jest funkcją zailenia, wzrost zailenia pociąga zaś za sobą w danym horyzoncie wzrost nasycenia wodą typu adhezyjnego.

Tabela 3

Wartości współczynników regresji ( $a_j$ ) i odpowiadające im wartości statystyki  $t(t_j)$  dla uzyskanych w poszczególnych strefach głębokościowych równań regresji prognozujących wartości  $P_{\text{prod}}$ .

Parametr	Zakres głębokościowy w m										Całość	
	0—500		500—1000		1000—1500		1500—2000		poniżej 2000			
	$a_j$	$t_j$	$a_j$	$t_j$	$a_j$	$t_j$	$a_j$	$t_j$	$a_j$	$t_j$	$a_j$	$t_j$
$H$	—	1,36	0,04	3,08	-0,03	2,48	—	1,29	-0,02	1,75	—	1,49
$\ln h$	—	0,55	-0,05	3,20	—	0,54	-0,06	2,35	—	1,07	-0,05	5,12
$\ln \Delta t_{\text{pom.}}$	—	0,31	—	1,36	—	0,92	—	1,55	—	0,83	—	1,10
$\ln \Delta t_{\text{kont.}}$	0,11	3,05	—	1,30	0,06	2,46	—	0,36	—	0,90	0,04	3,11
$\ln a_{\text{PS}}$	—	0,59	—	0,01	-0,09	2,27	—	0,13	—	0,49	—	0,17
$c_{\text{PS}}^{\text{max}}$	—	1,50	—	0,40	—	0,69	—	0,24	—	0,39	—	0,17
$\ln U_{\text{PS}}^x$	—	0,45	—	1,17	0,18	4,57	-0,09	1,68	—	0,34	—	0,57
$\ln U_{\text{PS}}^{\text{max}}$	—	1,35	-0,10	3,27	—	0,18	—	0,35	—	0,45	—	0,02
$d$	—	1,48	—	0,68	—	0,39	—	1,61	—	1,18	—	1,16
$d/d_{\text{nom}}$	—	0,46	-0,27	1,93	—	0,78	—	1,51	—	0,97	—	0,58
$d_{\text{min}}/d_{\text{nom}}$	—	0,30	—	0,71	0,39	2,20	—	1,11	—	0,00	—	0,03
$\Delta I_y$	—	0,19	—	0,81	—	1,43	1,07	9,74	0,50	3,08	0,36	4,26
$\Delta I'_y$	—	0,69	0,90	4,75	—	1,54	1,03	4,59	—	0,49	0,68	4,57
$\Delta I_{ny}$	—	1,60	-0,30	2,77	—	0,14	—	0,07	—	1,27	—	0,48
$\ln \Delta I'_{ny}$	—	0,06	—	0,69	0,08	2,48	—	0,57	—	0,17	—	0,15
$\ln q_{p0,41}$	—	0,47	—	1,07	—	1,08	—	0,84	—	0,60	—	0,95
$\ln q_{g5,69}$	—	0,39	—	1,57	—	0,58	—	0,69	—	0,51	—	0,08
$\ln q_{p1,63}$	—	1,15	-0,12	3,62	—	0,41	—	0,42	—	0,65	-0,11	3,31
$\ln q_{p0,41}^{\text{max}}$	—	0,07	—	0,70	—	1,07	—	0,80	—	0,71	—	0,52
$\ln q_{g5,69}^{\text{max}}$	-0,25	4,90	—	1,32	—	0,56	—	0,60	—	0,48	-0,08	2,45
$\ln q_{p1,63}^{\text{max}}$	—	0,90	—	0,58	-0,28	7,67	-0,09	1,87	—	1,07	—	1,21
$t_g$	—	1,15	—	0,77	0,01	1,68	—	1,14	0,08	2,45	0,01	2,90
$q_{\text{pl}}$	—	1,06	—	0,99	-0,04	3,98	—	0,54	0,16	3,73	—	0,69
$\gamma_{\text{pl}}$	—	1,58	—	1,58	—	1,56	—	0,71	—	1,03	—	1,34
Stała	0,99	8,84	0,77	3,57	1,08	4,25	—	0,32	—	0,15	0,53	6,30
Liczebność próbek	70		246		200		112		96		724	

W strefie V (poniżej 2000 m), w której dla poziomu istotności 0,1 wartość krytyczna współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1; 94) = 0,168$ ,  $P_{\text{prod}}$  zależy istotnie od 12 parametrów, przy czym najsilniej od  $\ln q_{p1,63}^{\text{max}}$ ,  $\Delta I_y$  oraz  $q_{\text{pl}}$  i  $\gamma_{\text{pl}}$ . Dwa ostatnie parametry są ściśle ze sobą związane. Ich wpływ na rodzaj medium otrzymanego z danego horyzontu jest bezpośrednio trudny do wy tłumaczenia i wymaga dalszych badań.

Wartość współczynników korelacji parzystej między  $P_{\text{prod}}$  i analizowanymi parametrami obliczono również dla całości badanego materiału. Z ostatniej kolumny tab. 2 wynika, że przy krytycznej wartości współczynnika korelacji parzystej  $r(0,1; 722) = 0,061$  istnieje 17 parametrów, od których  $P_{\text{prod}}$  zależy w sposób istotny. Najsilniej jest związany z parametrami opornościowymi, takimi jak  $\ln q_{p1,63}$ ,

$\ln q_{5,69}^{max}$  oraz  $\ln q_{p1,63}^{max}$ , co jeszcze raz w kontekście całego zagadnienia świadczy, że najwięcej informacji o charakterze nasycenia poszczególnych interwałów w profilu osadów miocenijskich Przedgórze Karpat można uzyskać z krzywych zmian oporności pozornych, rejestrowanych sondami o dużym zasięgu śledzenia (dużej długości).

Dla poszczególnych stref głębokościowych wyznaczono następujące równania regresji liniowej wielokrotnej prognozujące charakterystykę  $P_{prod.}$ :

— dla strefy I (0 — 500 m)

$$P_{prod.} = 0,992 + 0,115 \ln \Delta t_{kont.} - 0,252 \ln q_{5,69}^{max} \quad [3]$$

— dla strefy II (500 — 1000 m)

$$P_{prod.} = 0,769 + 0,045H - 0,053 \ln h - 0,103 \ln U_{PS}^{max} + \\ - 0,275d/d_{nom} + 0,905 \Delta I_{\gamma'} - 0,302 \Delta I_{ny} - 0,118 \ln q_{p1,63} \quad [4]$$

— dla strefy III (1000 — 1500 m)

$$P_{prod.} = 1,085 - 0,03H + 0,058 \ln \Delta t_{kont.} - 0,086 \ln a_{PS} + \\ + 0,183 \ln U_{PS}^x + 0,392 d_{min}/d_{nom} + 0,078 \ln \Delta I_{ny} + \\ - 0,283 \ln q_{p,163}^{max} + 0,007 t_g - 0,043 q_{pt.} \quad [5]$$

— dla strefy IV (1500 — 2000 m)

$$P_{prod.} = -0,064 \ln h - 0,089 \ln U_{PS}^x + 1,071 \Delta I_{\gamma'} + 1,032 \Delta I_{\gamma'} - 0,090 \ln q_{p1,63}^{max} \quad [6]$$

— dla strefy V (poniżej 2000 m)

$$P_{prod.} = -0,016H + 0,498 \Delta I_{\gamma'} + 0,078 t_g + 0,159 q_{pt.} \quad [7]$$

— dla całego analizowanego materiału

$$P_{prod.} = 0,526 - 0,052 \ln h + 0,042 \ln \Delta t_{kont.} + 0,365 \Delta I_{\gamma'} + \\ + 0,678 \Delta I_{\gamma'} - 0,112 \ln q_{p1,63} - 0,076 \ln q_{5,69}^{max} + 0,010 t_g \quad [8]$$

Wartości współczynników regresji ( $a_j$ ) i wartości statystyki  $t(t)$  dla uzyskanych w poszczególnych strefach głębokościowych równań regresji liniowej, wielokrotnej podano w tab. 3. Argumenty, które brano pod uwagę przy analizie regresyjnej, ustalono na podstawie wyników oceny informatywności poszczególnych parametrów (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974; K. Twardowski, S. Rychlicki, 1975). Wyznaczone równania pozwalają prognozować wartości  $P_{prod.}$  na podstawie wartości analizowanych, łatwych do praktycznego określenia parametrów. Opierając się na obliczonej według równań [3] — [8] wartości  $P_{prod.}$  należy ustalić, czy dany horyzont jest gazo- czy też wodonośny. Klasyfikację interwałów oparto na ustalonych dla poszczególnych stref głębokościowych wartościach granicznych  $P_{prod.}^{gr.}$ , według następującej zasady:

— jeżeli  $P_{prod.} > P_{prod.}^{gr.}$ , to interwał jest zaliczany do klasy horyzontów wodonośnych;

— jeżeli  $P_{prod.} < P_{prod.}^{gr.}$ , to interwał jest zaliczany do klasy horyzontów gazo-nośnych.

## OCENA PEWNOŚCI OPRACOWANEJ METODYKI

Statystyczny sposób interpretacji danych geofizyki wiertniczej, wykorzystany powyżej, umożliwia, w przypadku rozwiązywania zadań klasyfikacji, ustalenie ilościowych ocen prawdopodobieństwa przynależności badanych interwałów do określonych klas. Jest to niezwykle ważne ze względu na istniejące zawsze obszary nieokreślonych rozwiązań, kiedy to wydanie jednoznacznej opinii o charakterze



badanego interwału nie może na ogół cechować się wysokim stopniem wiarygodności, a nawet jest niecelowe (K. N. Milowidow, J. M. Gauberg, F. S. Szaipow, 1971). Operowanie ilościowymi ocenami prawdopodobieństwa odnośnie do charakteru interwału stwarza równocześnie przesłanki do ekonomicznie uzasadnionego wyboru sposobu działania, na podstawie znanego z teorii gier kryterium maksimum oczekiwanej „wygranej” w zależności do wariantu działania w konkretnych warunkach (K. N. Milowidow, 1966).

Przedstawienie zagadnienia interpretacji jako zadania klasyfikacji prowadzi w teorii rozwiązań statystycznych do porównania dwu hipotez:  $A_1$  — hipotezy przynależności obiektu do pierwszej klasy i  $A_2$  — hipotezy przynależności obiektu do drugiej klasy. Ponieważ dowolny wniosek, wynikający z analizy statystycznej, zależy od eksperymentów zrealizowanych w przeszłości, za ilościową charakterystykę wyników klasyfikacji obiektów może więc służyć prawdopodobieństwo *a posteriori* tej lub innej hipotezy (D. Hudson, 1970; A. A. Nikitin, 1970). Jego obliczenia dokonuje się według wzoru Bayesa, zwanego inaczej wzorem na prawdopodobieństwo *a posteriori*, który dla przypadku dwu klas (hipotez)  $A_1$  i  $A_2$  ma postać (Z. Hellwig, 1972; D. Hudson, 1970):

$$P(A_k | y) = \frac{p(A_k)P(y | A_k)}{\sum_{k=1}^2 p(A_k)P(y | A_k)} \quad [9]$$

gdzie:  $y$  — konkretna wartość syntetycznego parametru rozdzielczego  $Y$ , na podstawie którego prowadzona jest klasyfikacja obiektów; przy podziale skał zbiornikowych na gazo- i wodonośne parametrem  $Y$  będzie  $P_{\text{prod}}$ ;  $P(A_k | y)$  — prawdopodobieństwo *a posteriori* hipotezy  $A_k$  przy warunku, że badany obiekt cechuje się konkretną wartością  $y$  parametru rozdzielczego  $Y$ ;  $p(A_k)$  — prawdopodobieństwo *a priori* spotkania obiektu klasy  $A_k$ , oparte na rezultatach poprzednich eksperymentów; charakteryzuje ono zakładaną możliwość występowania obiektów różnych klas  $A_k$  do momentu realizacji eksperymentu;  $P(y | A_k)$  — warunkowa gęstość prawdopodobieństwa wartości  $y$  parametru rozdzielczego  $Y$  dla określonej klasy  $A_k$  (inaczej funkcja prawdopodobieństwa); określa się ją na podstawie empirycznych krzywych gęstości (poligony) rozkładów wartości  $y$  parametrów  $Y$  dla obiektów obu klas  $A_1$  i  $A_2$ .

Przy założeniu jednakowej „ceny” błędów pierwszego i drugiego rodzaju, operując się na zasadzie maksymalnego prawdopodobieństwa, uzyskuje się regułę klasyfikacji w następującej postaci:

- jeśli  $P(A_1 | y) > 0,5$ , to sprawiedliwa jest hipoteza  $A_1$ ;
- jeśli  $P(A_1 | y) < 0,5$ , to sprawiedliwa jest hipoteza  $A_2$ .

Prawdopodobieństwo *a posteriori* hipotezy  $A_2$  jest przy tym równe:

$$P(A_2 | y) = 1 - P(A_1 | y) \quad [10]$$

Jeżeli niemożliwa jest ocena prawdopodobieństwa *a priori* realizacji klas  $p(A_k)$ , to można przyjąć, że  $p(A_1) = p(A_2) = 0,5$ , co odpowiada maksymalnej nieokreśloności zajścia zdarzeń (hipotez)  $A_1$  i  $A_2$ . Wzór [9] można zapisać wówczas w postaci:

$$P(A_k | y) = \frac{P(y | A_k)}{\sum_{k=1}^2 P(y | A_k)} \quad [11]$$

Według opisanych zasad dla poszczególnych zadań klasyfikacji i wydzielonych stref głębokościowych miocenu Przedgórze Karpat skonstruowano krzywe prawdopodobieństwa *a posteriori*  $P(A_1 | y)$  przynależności badanych interwałów do pierwszej klasy (skały zbiornikowe gazonośne) w zależności od obserwowanych wartości  $y$  parametru rozdzielczego  $Y = P_{\text{prod}}$ . Przy tym na podstawie wyników wszystkich dotychczasowych opróbowań w otworach poszukiwawczych ustalono prawdopodobieństwo *a priori*  $p(A_k)$  spotkania obiektów różnych klas w poszczególnych strefach głębokościowych. Co do skał zbiornikowych, prawdopodobieństwo to obliczano jako stosunek ilości interwałów, które dały przyływ gazu, wody lub gazu z wodą, do sumarycznej ilości opróbowanych interwałów. Prawdopodobieństwa *a priori* spotkania skał zbiornikowych gazonośnych oceniano analogicznie jako

Tabela 4

Oceny prawdopodobieństwa *a priori* realizacji poszczególnych klas skał miocenijskich na obszarze  
Przedgórze Karpat

Numer strefy	Zakres głębokościowy w m	Skały zbiornikowe $p(A_1)$	Skały zbite $p(A_2)$	Skały zbiornikowe gazonośne $p(A_1)$	Skały zbiornikowe, wodonośne $p(A_2)$
I	0—500	0,78	0,22	0,17	0,83
II	500—1000	0,79	0,21	0,26	0,74
III	1000—1500	0,76	0,24	0,30	0,70
IV	1500—2000	0,63	0,37	0,43	0,57
V	poniżej 2000	0,55	0,45	0,27	0,73
Całość		0,72	0,28	0,28	0,72

stosunek ilości interwałów, które w wyniku prób dały przyływ gazu lub gazu ze śladami wody, do sumarycznej ilości wywołanych interwałów (gazo- i wodonośnych). Należy przy tym zwrócić uwagę, że uzyskane dane dotyczą materiału wyjściowego, który z jednej strony nie obejmuje ewidentnie łupkowych poziomów, z drugiej zaś — horyzontów wodonośnych, możliwych do identyfikacji drogą prostej analizy jakościowej (horyzonty o wysokich zapiaszczeniach i niezbyt niskiej mineralizacji wód złożowych).

Wyniki obliczeń ocen wielkości  $p(A_k)$  przedstawiono w tab. 4, z której wynika, że prawdopodobieństwo *a priori* spotkania skał zbiornikowych maleje dość znacznie ze wzrostem głębokości — od ok. 80% w strefach najpłytszych do 55% w strefie najgłębszej (poniżej 2000 m). Wiąże się to niewątpliwie w znacznym stopniu z generalnym pogarszaniem się własności zbiornikowych skał miocenijskich wraz z głębokością (K. Twardowski, 1973). Prawdopodobieństwo *a priori* występowania skał zbiornikowych gazonośnych w poszczególnych strefach głębokościowych zróżnicowane jest jeszcze silniej. Najczęściej osiąga ono wartości rzędu 25 — 30%, przy czym znaczne odchylenia obserwuje się w strefie I ( $H < 500$  m) i IV ( $1500$  m  $< H < 2000$  m). W pierwszym przypadku prawdopodobieństwo to jest wyraźnie najniższe i wynosi ok. 17%, w drugim zaś — najwyższe i wynosi ok. 43%.

Tok postępowania przy określaniu zależności typu  $P(A_1 | y) = f(y)$  zostanie przedstawiony na przykładzie klasyfikacji skał zbiornikowych na gazo- i wodonośne w strefie głębokościowej IV ( $1500 < H < 2000$ ). W pierwszym etapie na podstawie

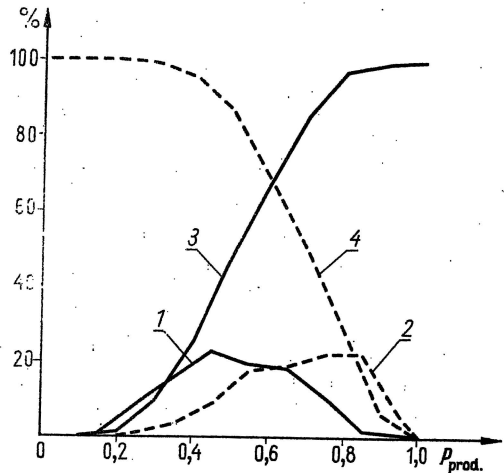
wszystkich opróbowanych interwałów z tej strefy wykreślono krzywe gęstości rozkładu (poligony) wartości parametru  $P_{\text{prod.}}$ , obliczonego według równania [6] odpowiednio dla klasy skał zbiornikowych gazo- i wodonośnych. Ilustruje to fig. 1., z której dla dowolnej wartości parametru  $P_{\text{prod.}}$  wielkości  $P(y | A_k)$  można określić w prosty sposób:  $P(y | A_1)$  — odczytuje się z rzędnej krzywej 1,  $P(y | A_2)$  — odczytuje się z rzędnej krzywej 2. Następnie wykorzystując dane  $p(A_k)$ , zawarte w tab. 4, oblicza się dla różnych wartości  $P_{\text{prod.}}$  według wzoru [9] prawdopodobieństwo *a posteriori*  $P(A_1 | y)$  hipotezy  $A_1$ , czyli prawdopodobieństwo przynależności interwału cechującego się konkretną wartością  $y$  obliczonego parametru  $P_{\text{prod.}}$  do klasy skał zbiornikowych gazonośnych. Żadnych ograniczeń dotyczących postaci rozkładu

Fig. 1. Empiryczny rozkład wartości parametru  $P_{\text{prod.}}$  dla opróbowywanych interwałów strefy głębokościowej IV, z których uzyskano przyplwy

Empirical distribution of values of parameter  $P_{\text{prod.}}$  for sampled intervals of the depth zone IV, from which outflows were recorded

Krzywe gęstości rozkładów (poligony) dla poziomów: 1—gazonośnych, 2—wodonośnych; kumulacyjne krzywe gęstości rozkładów dla skał: 3—gazonośnych, 4—wodonośnych

Curves of density of distribution (polygons) for: 1—gas-, and 2—water-bearing horizons; cumulative curves of density distributions for: 3—gas- and 4—water-bearing rocks



parametru  $y$  w tym przypadku nie ma (A. A. Nikitin, 1970). W ten sposób dla poszczególnych stref głębokościowych miocenu konstruuje się zależności prawdopodobieństwa *a posteriori* gazonośności ( $P^*$ ) badanych skał zbiornikowych od obliczonych, według odpowiednich równań, wartości parametru syntetycznego  $P_{\text{prod.}}$  (fig. 2). Empiryczne krzywe gęstości prawdopodobieństwa (poligony) wartości  $P_{\text{prod.}}$  dla skał gazo- i wodonośnych wykreśla się również dla poszczególnych stref głębokościowych (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974).

Na bazie przeprowadzonych rozważań i obliczeń w sposób stosunkowo prosty można dokonać ilościowej oceny pewności opracowanej metodyki interpretacji. Wyraża się ona poprzez ogólne prawdopodobieństwo błędu interpretacji ( $q$ ) i jest równa bezwarunkowemu prawdopodobieństwu (A. A. Nikitin, 1970):

$$\gamma = 1 - q \quad [12]$$

przy czym

$$q = q_I + q_{II} = p(A_1) \Phi_I + p(A_2) \Phi_{II} \quad [13]$$

gdzie:  $\Phi_I$  — bezwarunkowe prawdopodobieństwo błędów pierwszego rodzaju;  $\Phi_{II}$  — bezwarunkowe prawdopodobieństwo błędów drugiego rodzaju.

Ponieważ przy stałych prawdopodobieństwach *a priori* realizacji klas  $p(A_k)$ , wartości  $\Phi$  zależą od przyjętych, granicznych wartości  $y^{\text{gr}}$  syntetycznego parametru

rozdzielczego  $Y = P_{\text{prod}}$ , zatem  $q$  można przedstawić jako funkcję  $y^{\text{gr}}$ . Umożliwi to uzasadniony wybór wartości  $y^{\text{gr}}$ , zapewniających maksymalną pewność interpretacji ( $\gamma$ ). W tym celu dla poszczególnych stref głębokościowych należy określić zależności  $\Phi_I$  i  $\Phi_{II}$  od granicznych wartości parametru rozdzielczego  $Y - y^{\text{gr}}$ .

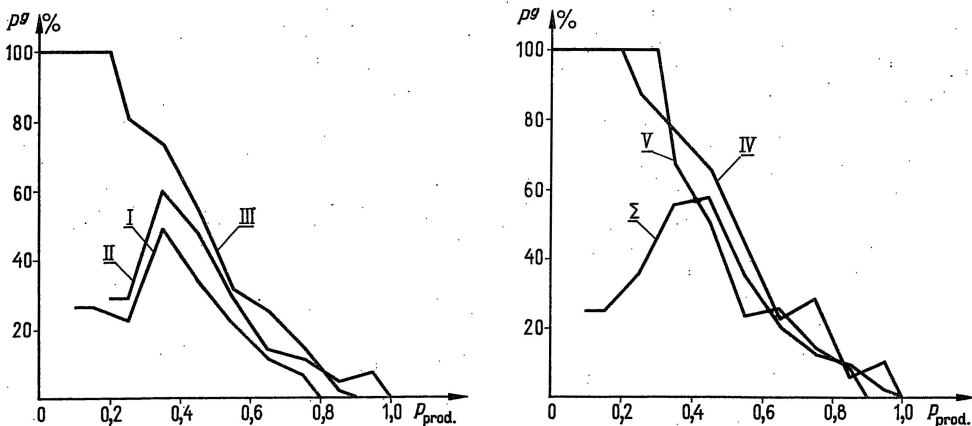


Fig. 2. Empiryczne krzywe prawdopodobieństwa gazonośności interwału  $P_g$  w zależności od obliczonych wartości parametru  $P_{\text{prod}}$ . dla poszczególnych stref głębokościowych (I – V) i całości analizowanego materiału ( $\Sigma$ )

Empirical curves of probability of gas-bearing capacity of interval  $P_g$  in dependence on calculated values of parameter  $P_{\text{prod}}$ . for particular depth zones (I – V) and the whole material analysed ( $\Sigma$ )

Można to zrealizować na podstawie empirycznych krzywych gęstości (fig.1- poligony) rozkładów  $P(y | A_k)$  dla obiektów obu klas  $A_1$  i  $A_2$ . Sposób postępowania zostanie zilustrowany na przykładzie klasyfikacji skał zbiornikowych na gazo- i wodonośne w strefie głębokościowej IV.

W pierwszym etapie wykreśla się graniczne krzywe kumulacyjne (empiryczne dystrybuanty) obserwowanych częstości wartości  $P_{\text{prod}}$ . dla obiektów obu klas. Dla klasy cechującej się generalnie wyższymi wartościami  $P_{\text{prod}}$ . (skały wodonośne) kumulowanie rozpoczyna się od strony prawej (fig. 1; krzywa 4), natomiast dla klasy alternatywnej od strony lewej (fig. 1; krzywa 3). Uzyskane krzywe przedstawiają zmiany efektywności wydzielania skał poszczególnych klas w zależności od przyjętych granicznych wartości  $P_{\text{prod}}$ . I tak przykładowo dla dowolnej odciętej  $P_{\text{prod}}$ . rzędna krzywej 3 podaje procent interwałów, przynależnych do klasy skał gazonośnych, które cechują się wartościami  $P_{\text{prod}}$ . niższymi od przyjętej odciętej. Dopelnienia rzędnych krzywych 3 i 4 do 100% (lub do 1) przedstawiają odpowiednio szukane wartości prawdopodobieństwa  $\Phi_I$  i  $\Phi_{II}$ . Następnie wykorzystując dane z tab. 4 dotyczące prawdopodobieństw *a priori*  $p(A_k)$ , można ze wzoru [13] określić zależności ocen prawdopodobieństwa błędów pierwszego ( $q_I$ ) i drugiego ( $q_{II}$ ) rodzaju oraz ogólnego błędu klasyfikacji  $q$  od przyjętych wartości  $P_{\text{prod}}^{\text{gr}}$ . Obrazuje to fig. 3, z której wynika, że przyjęcie  $P_{\text{prod}}^{\text{gr}} = 0,80$  umożliwia wydzielanie skał gazonośnych w strefie głębokościowej IV z pewnością  $\gamma$  równą ok. 58% przy minimalnym prawdopodobieństwie popełnienia błędu pierwszego rodzaju (uznania skały gazonośnej za wodonośną) równym ok. 1%. Analogiczną analizę przeprowa-

dzono dla wszystkich pozostałych przypadków klasyfikacji w poszczególnych strefach głębokościowych (S. Rychlicki, K. Twardowski, 1974).

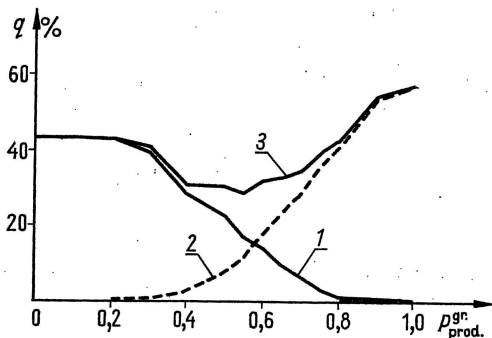
Na podstawie uzyskanych wyników można ustalić w każdym konkretnym przypadku taką graniczną wartość parametru rozdzielczego  $P_{\text{prod.}}$ , która zapewnia z jednej strony możliwie wysoką pewność wyników interpretacji ( $\gamma$ ), z drugiej zaś możliwie niskie prawdopodobieństwo popełnienia błędu pierwszego rodzaju ( $q_I$  — pominięcie horyzontu gazonośnego). Wyniki ilościowej oceny pewności  $\gamma$  opraco-

Fig. 3. Empiryczne krzywe prawdopodobieństwa błędów klasyfikacji skał na gazo- i wodonośne w zależności od przyjętych wartości  $P_{\text{prod.}}^{\text{gr.}}$  dla strefy głębokościowej IV

Empirical curves of probability of errors in classification of rocks into gas- and water-bearing, depending on values  $P_{\text{prod.}}^{\text{gr.}}$  accepted for the depth zone IV

Błędy: 1 — pierwszego rodzaju; 2 — drugiego rodzaju; 3 — błąd ogólny

Errors of: 1 — first type; 2 — second type; 3 — total error



wanej metodyki klasyfikacji skał miocenijskich na zbite i zbiornikowe ujęte są w tab. 5. Uwzględniono tu trzy różne poziomy prawdopodobieństwa błędów pierwszego rodzaju, tj.:  $q_I = 0,01$ ;  $q_I = 0,05$ ;  $q_I = 0,10$ . Wybór konkretnego poziomu  $q_I$ , który może być utożsamiany z poziomem istotności brany pod uwagę przy wnioskowaniu statystycznym, powinien być dokonywany w zależności od potrzeb i charakteru realizowanej interpretacji. Przykładowo, przy reinterpretacji materiałów archiwalnych poziom  $q_I$  może być wyższy, niż przy operatywnej interpretacji materiałów dotyczących otworów poszukiwawczych, w szczególności w słabo rozpoznanych złożowo obszarach lub strefach głębszych miocenu Przedgórze Karpat. Z tabeli 5 wynika, że generalnie reguły rozwiązujące, uzyskane dla poszczególnych stref głębokościowych, są efektywniejsze w porównaniu z regułami dotyczącymi całości miocenu, co jest zupełnie zrozumiałe.

Tabela 5

Wyniki ilościowej oceny pewności metodyki klasyfikacji zbiornikowych skał miocenijskich na gazo- i wodonośne

Numer strefy	Zakres głębokościowy w m	$q_I = 0,01$			$q_I = 0,05$			$q_I = 0,10$		
		$P_{\text{prod.}}^{\text{gr.}}$	$\gamma$	$q_{II}$	$P_{\text{prod.}}^{\text{gr.}}$	$\gamma$	$q_{II}$	$P_{\text{prod.}}^{\text{gr.}}$	$\gamma$	$q_{II}$
I	0—500	0,72	0,45	0,54	0,56	0,70	0,25	0,42	0,80	0,10
II	500—1000	0,75	0,42	0,57	0,62	0,61	0,34	0,52	0,73	0,17
III	1000—1500	0,76	0,55	0,44	0,66	0,66	0,29	0,55	0,76	0,14
IV	1500—2000	0,80	0,58	0,41	0,72	0,64	0,31	0,64	0,68	0,22
V	poniżej 2000	0,78	0,45	0,54	0,64	0,62	0,33	0,57	0,69	0,21
Całość		0,78	0,37	0,62	0,66	0,57	0,38	0,58	0,68	0,22

Ocenę charakteru nasycenia skał zbiornikowych według parametru  $P_{\text{prod}}$  w poszczególnych strefach głębokościowych miocenu można realizować przy poziomie  $q_I = 0,01$  z pewnością  $\gamma$  w granicach 0,42 – 0,58; przy poziomie  $q_I = 0,05$  – z pewnością  $\gamma$  w granicach 0,61 – 0,70 i przy poziomie  $q_I = 0,10$  – z pewnością  $\gamma$  w granicach 0,68 – 0,80. Łączną średnią pewność ( $\gamma$ ) typowania miocenijskich zbiornikowych skał gazonośnych można wobec tego ocenić przy  $q_I = 0,01$  jako równą 0,35, przy  $q_I = 0,05$  jako równą 0,45 i przy  $q_I = 0,10$  jako równą 0,50. W porównaniu z dotychczasową wiarygodnością wyników wynoszącą średnio ok. 0,30 stanowi to wyraźny wzrost (od 100 do 150%).

Z ekonomicznego punktu widzenia najbardziej prawidłowy wybór wartości granicznych parametrów rozdzielczych powinien zapewniać minimalizację sumy (K. N. Milowidow, 1966):

$$q_I C_I + q_{II} C_{II} \quad [14]$$

gdzie:  $C_I$  i  $C_{II}$  – „ceny” błędów pierwszego i drugiego rodzaju.

Ten sposób podejścia wymaga jednak trudnego w praktyce ustalenia wartości  $C_I$  i  $C_{II}$ , co zasługuje na odrębną, szerszą analizę.

Instytut Wiertniczo-Naftowy AGH  
Kraków, al. Mickiewicza 30  
Nadesłano dnia 12 marca 1976 r.

#### PIŚMIENNICTWO

- ANALIZA STATYSTYCZNA (1972) – Praca zbiorowa. Wyd. ELWRO. Wrocław.
- ANALIZA STREF NAGROMADZENIA SIĘ WĘGLOWODORÓW W ZAPADLISKU PRZEDKARPACKIM DLA STREF PRZEMYSŁ – RZESZÓW – LUBACZÓW – KRAKÓW – TARNÓW (1974) – Praca zbiorowa, Arch. AGH. Kraków.
- ANALIZA WARUNKÓW WYSTĘPOWANIA ZŁOŻ WĘGLOWODORÓW W MIOCENIE PRZEDGÓRZA KARPAT (1973) – Praca zbiorowa, Arch. AGH. Kraków.
- BUDOWA GEOLOGICZNA, ROPO- I GAZONOŚNOŚĆ PRZEDGÓRZA KARPAT (1970) – Praca zbiorowa, Arch. AGH. Kraków.
- DESBRANDES R. (1968) – Théorie et interpretation des diagraphies. Editions Techniq. Paris.
- HELLWIG Z. (1972) – Elementy rachunku prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej. PWN. Warszawa.
- PIRSON S. J. (1958) – Oil reservoir engineering. Mc Graw – Hill Book Company, INC. New York – Toronto – London.
- RYCHLICKI S. (1972) – Analiza teoretyczno-interpretacyjna profilowań elektrometrii wiertniczej w piaskowcach ilastych. Arch. AGH. Kraków.
- RYCHLICKI S., TWARDOWSKI K. (1974) – Opracowanie sposobów interpretacji materiałów geofizyki wiertniczej dla miocenu Przedgórze Karpát i osadów nasunięcia karpackiego. Arch. AGH. Kraków.
- RYCHLICKI S., TWARDOWSKI K. (1975) – Statystyczne badania jednorodności osadów miocenijskich Przedgórze Karpát. Zesz. nauk. AGH, 74, p. 163 – 177. Kraków.
- SZAFRAN S. (1974) – Gazonośność wschodniej części Przedgórze Karpát na tle rozwoju facjalnego utworów miocenu autochtonicznego. Arch. AGH. Kraków.
- TWARDOWSKI K. (1973) – Statystyczny model interpretacji materiałów geofizyki wiertniczej dla celów złożowych rejonu Przemysł – Jaksmanice. Arch. AGH. Kraków

- TWARDOWSKI K., RYCHLICKI S. (1975) — Analiza informatywności fizycznych parametrów głęboko zalegających osadów miocenu Przedgórze Karpat z punktu widzenia wydzielenia skał zbiornikowych. Zesz. nauk. AGH, 77, p. 179 — 197. Kraków.
- TWARDOWSKI K., RYCHLICKI S. (1976a) — Analiza warunków temperaturowych osadów miocenu Przedgórze Karpat. Arch. Gór., 21, p. 189 — 201, nr 2. Kraków.
- TWARDOWSKI K., RYCHLICKI S. (1976b) — Metodyka wydzielenia skał zbiornikowych w profilu miocenu Przedgórze Karpat z wykorzystaniem analizy regresyjnej wielokrotnej. Tech. Poszuk. geol., z. 3, p. 1 — 10.
- TWARDOWSKI K., RYCHLICKI S. (w druku) — Statystyczna analiza głębokościowej niejednorodności fizycznych charakterystyk osadów miocenu Przedgórze Karpat. Nafta. Kraków.
- ZIELIŃSKI R. (1972) — Tablice statystyczne. PWN. Warszawa.
- АМИКС Дж., БАСС Д., УАЙТИНГ Р. (1962) — Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат. Москва.
- ГИМАТУДИНОВ С. К. (1971) — Физика нефтяного и газового пласта. Изд. Недра. Москва.
- КУЗНЕЦОВ Г. С. (1970) — Анализ эффективности методик выделения глинистых продуктивных коллекторов. Сб. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин, Изд. Недра. Москва.
- МИЛОЕИДОВ К. Н. (1966) — Об оценке эффективности промыслово-геофизических исследований при выделении продуктивных пластов. Тр. МИНХ и ГП, 62. Москва.
- МИЛОВИДОВ К. Н., ГАУБЕРГ Ю. М., ШАИПОВ Ф. С. (1971) — К вопросу об оценке достоверности промыслово-геофизических заключений. Нефтегаз. геол. и геоф., № 3.
- НЕПРИМЕРОВ Н. Н., ШАРАГИН А. Г. (1961) — Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Изд. Каз. ГУ.
- НИКИТИН А. А. (1970) — Применение теории статистических решений классификации геологических объектов по данным комплекса геофизических методов. Геология и разведка, № 10.
- ПИРСОН С. Дж. (1966) — Справочник по интерпретации данных каротажа. Изд. Недра. Москва.
- РОДИОНОВ Д. А. (1968) — Статистические методы разграничения геологических объектов по комплексу признаков. Изд. Недра. Москва.
- ТРОФИМЕНКО Г. Ю. (1972) — Выделение газоносных коллекторов по комплексу геофизических данных. Сб. Геофизические исследования на Украине, Изд. Техника. Киев.
- ХУДСОН Д. (1970) — Статистика для физиков. Изд. Мир. Москва.

Станислав РЫХЛИЦКИ, Казимеж ТВАРДОВСКИ

### ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРСКИХ МИОЦЕНОВЫХ ПОРОД ПРЕДГОРИЙ КАРПАТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОКРАТНОГО РЕГРЕССИВНОГО АНАЛИЗА

#### Резюме

В статье представлена методика оценки характера насыщенности коллекторских пород с использованием многократного линейного регрессивного анализа, разработанная по мио-

цевым отложениям предгорий Карпат. Базируясь на исследованиях, ранее выполненных авторами, миоцен разделен на пять глубинных зон и для каждой из них разработана особая методика. Основой для разработки методики служило сопоставление результатов опробования с целым рядом физических параметров, характеризующих опробованный горизонт. Величиной, являющейся мерой принадлежности данного горизонта к классу газоносных пород является параметр  $P_{\text{prod.}}$ . Сюда входили физические параметры, характеризующие породы, получаемые в результате геолого-геофизических исследований и буровых работ. Отнесение данного интервала к газоносным или водоносным породам производилось путем сравнения прогнозированной величины параметра  $P_{\text{prod.}}$  с граничными величинами этого параметра, определенными по отдельным глубинным зонам (таб. 5). Методика такого типа позволяет определить вероятность газоносности изучаемого интервала. Достоверность разработанной методики колеблется в зависимости от принятого уровня существенности от 37 до 80%.

Stanisław RYCHLICKI, Kazimierz TWARDOWSKI

**ESTIMATION OF CHARACTER OF SATURATION OF MIOCENE RESERVOIR ROCKS  
FROM THE CARPATHIAN FORELAND WITH THE USE OF MULTIVARIATE  
REGRESSION ANALYSIS**

Summary

The paper presents the technique of estimation of character of saturation of reservoir rocks with the use of linear multivariate regression analysis, elaborated for the Miocene of the Carpathian forefield. On the basis of results of earlier studies carried out by the authors the Miocene was subdivided into 5 depth zones and a special technique was elaborated for every of these zones. The technique was elaborated using summation of results of attempts involving a whole array of physical parameters characterizing sampled horizon. The parameter  $P_{\text{prod.}}$  was accepted as a measure of affiliation of a given horizon to class of gas-bearing rocks. The value of that parameter was calculated depending on results of sampling performed according to a given scheme. Linear multivariate regression equations, making possible prognosis of the value  $P_{\text{prod.}}$ , were calculated for particular depth zones. The equations comprised physical parameters characterizing rock which were derived from geological-geophysical and drilling works. Assignment of a given interval to the gas- or water-bearing class is made by comparison of forecasted values of  $P_{\text{prod.}}$  parameter with limit values of that parameter, determined for particular depth zones (Tab. 5). Such technique makes possible determining the probability of gas-bearing capability for a given interval. The reliability of the technique changes from 37 to 80%, depending on the significance level accepted.