

ILOŚCIOWA OCENA WŁASNOŚCI ZBIORNIKOWYCH PROFILI WIERCIEŃ DROGĄ PRZETWARZANIA DANYCH GEOFIZYCZNYCH

UKD 550.632.05:661.3:553.08

Ilościowa ocena zbiornikowa na podstawie danych geofizyki wiertniczej jest jak dotychczas w Polsce wykonywana w sposób mało efektywny. W pracach (5 i 7) wskazano, iż znajomość szeregu wielkości charakterystycznych dla danego typu skały i regionu może znacznie podwyższyć jakość wykonywanych opracowań, a wielkość błędu oceny geofizycznej można zmniejszyć do minimum. Metodą zwiększania efektywności ocen geofizycznych może być np. wykorzystanie danych laboratoryjnych do „wycechowania” krzywych pomiarowych, co na pewno prowadzi do zwiększenia jakości oceny. Jednak miarodajność informacji laboratoryjnych bardzo często jest niedostateczna (7, 10), a błędy tych ocen rzutują na zniekształcanie wyników interpretacji geofizycznych.

Niedostatki te potęguje fakt innego ośrodka pomiarowego i stąd innych fizycznych warunków pomiarowych. W najlepszym przypadku, gdy przyjęto już do interpretacji właściwe zależności (parametry) dochodzi dodatkowy fakt zubożenia interpretacji poprzez jej cząstkowe wykonawstwo. Interpretacji podlega na ogół w profilu jedynie kilka lub kilkanaście warstw, poziomów, horyzontów, dobieranych przez interpretatora subiektywnie i tylko duże doświadczenie oraz znajomość wielu czynników geologii regionu i wyczuć u interpretatora dać może właściwe efekty. Wprawdzie tzw. metoda normalizacji krzywych, rozwinięta przez N. Zalajewa (22), zapobiega temu, ma jednak ona przeważnie charakter jakościowy, ponadto w praktyce ciągłych wzdłuż profilu ocen ilościowych w Polsce się nie wykonuje. Prace tego typu stosuje się w firmach zachodnich (3, 15), lecz oparte są one o pełną znajomość regionalnych parametrów i pełną standaryzację sond pomiarowych.

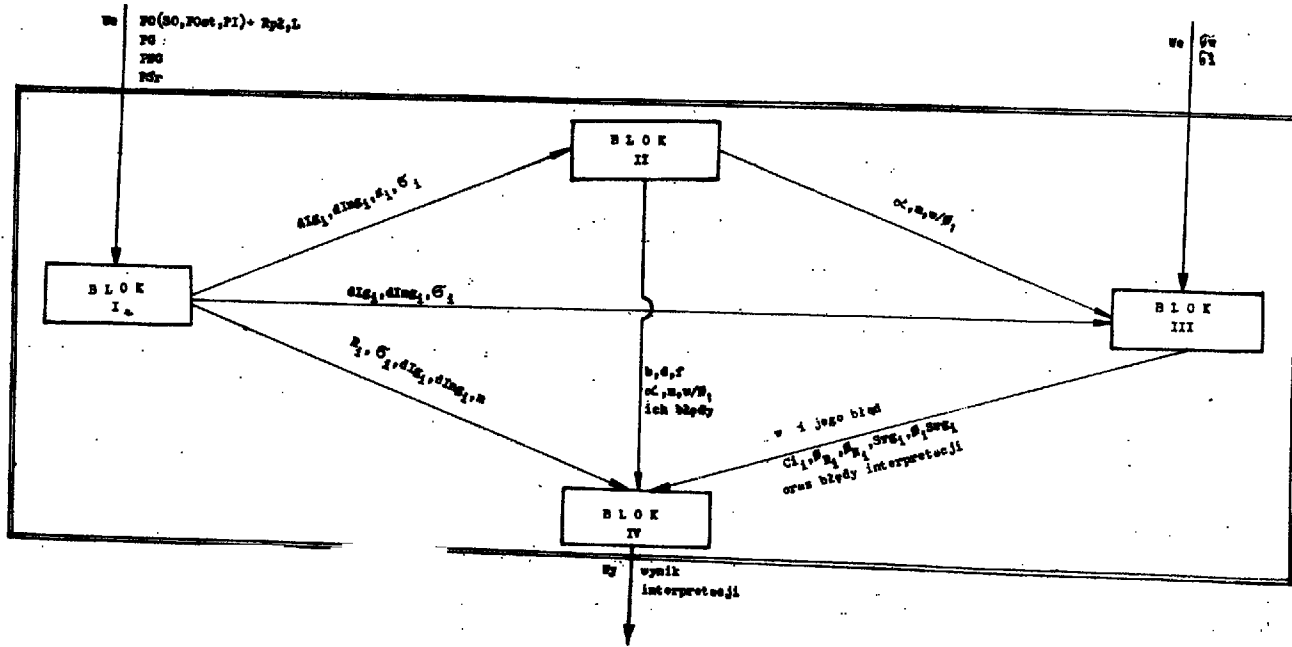
Uwzględniając niepełne możliwości techniczne wykonawstwa badań w Polsce, brak możliwości pełnej standaryzacji sond pomiarowych oraz dostatecznej ilości danych laboratoryjnych (odpowiednio miarodajnych) i wyższość badań in situ nad badaniami laboratoryjnymi — autor opracował metodykę oceny podstawowych parametrów interpretacyjnych na podstawie statystycznego opracowania samych wyników badań geofizycznych w otworze wiertniczym (6, 8). Metodyka ta prowadzi do określenia wykładników cementacji — m , zailenia — α , stosunku ekstremalnych „porowatości neutronowych” — w/Φ_1 , i stąd praktycznie wielkości Φ_1 i w . Parametry te są oceniane z dużą dokładnością, błędy ich oceny nie przekraczają 5%. Metodyka ta wymaga jednak dużej ilości materiału statystycznego, którego uzyskanie jest możliwe jedynie przy zastosowaniu metod numerycznych. Efektem tak prowadzonych prac może być pełna ilościowa interpretacja danych geofizyki wiertniczej wzdłuż całego badanego profilu, dostarczająca ciągłych (w sensie kwantowym) informacji o zmianach porowatości, zailenia i nasycenia wraz z głębokością. Schemat tego systemu autor przedstawia poniżej.

Głównym elementem systemu zaprojektowanego przez autora są cztery bloki, których każdy ma za zadanie odpowiednie przetworzenie danych. Blok I przygotowuje dane do przeprowadzania ocen, II opracowuje metodykę interpretacji, III przeprowadza interpretację, zaś IV przetwarza wyniki interpretacji do form analogowych i podaje wyniki w formie drukowanej. Łączność między blokami i przebieg informacji między nimi ilustruje ryc. 1.

Ryc. 2 pokazuje zasady czynności bloku I. Na wejście podawane są krzywe PO (lub SO, POst, PI), PG, PNG, PŚr. Krzywe radiometryczne, na których kształt wpływa ośrodek pomiarowy powinny być doprowadzone do uniezależnienia się od parametrów płuczki i średnicy otworu i stąd obecność w kompleksie pomiarowym PŚr. Krzywe pomiarowe zostają przetworzone na konwerterze analogowo-cyfrowym do formy cyfrowego wektora zmian parametru A_i , gdzie A_i — parametr rejestrowany przez daną krzywą, $i = 1, 2, \dots, n$ — numer kroku kwantowania, n — ilość kroków kwantowania. Opracowanie krzywych radiometrycznych polega na wprowadzeniu do poszczególnych wartości I_i poprawki na średnicę otworu poprzez uwzględnienie odpowiedniej wielkości średnicy d_i . Korektę wielkości natężeń promieniowania można prowadzić według prac (2, 4). Skorygowane wielkości natężeń I_i doprowadza się do postaci względnych różnicowych parametrów dI_i przez odniesienie wielkości pomiarowych do wartości granicznych (skrajnych) rejestrowanego parametru (5). Ta operacja, jak widać z pracy (1), może nawet być wystarczające w większości warunków pomiarowych, ponieważ wszystkie czynniki środowiskowe (związane z rejestrowanymi natężeniami w sposób liniowy) są tam eliminowane i w przypadku trudności wprowadzania poprawki na średnicę otworu operację tę można pominąć.

W wyniku przedstawionych powyżej operacji, do których stosuje się już emc, na wyjście z bloku I podawane są według zadanego przy konwerterze kroku kwantowania wektory względnych różnicowych natężeń promieniowania gamma naturalnego dI_i i wzbudzonego neutronami dIn_i . Opracowanie danych elektrometrii w przygotowawczym bloku I następcza więcej trudności. Metodyka oceny podstawowych parametrów interpretacyjnych (6, 8) wymaga wykorzystania oporności rzeczywistych, podczas gdy krzywe pomiarowe dostarczają informacji o zmianach oporności pozornych. Należy zatem przeprowadzić interpretację danych elektrometrii, by w formie cyfrowej uzyskać zgodnie z zadanym krokiem kwantowania wielkości rzeczywistych oporności właściwych R . Interpretacja prowadzona według kroku kwantowania zawiera w sobie wiele uproszczeń, głównie ze względu na brak symetrii anomalii PO, a poza tym ze względu na wpływ geometrii ośrodka otaczającego i badanego poziomu oraz ich oporności.

Najlepsze efekty można uzyskać stosując metody interpretacji oporności rzeczywistej przedstawione w



Ryc. 1. Schemat blokowy systemu; łączność i przebieg informacji między blokami.

Fig. 1. Block scheme of the system; connections and data flow directions from block to block.

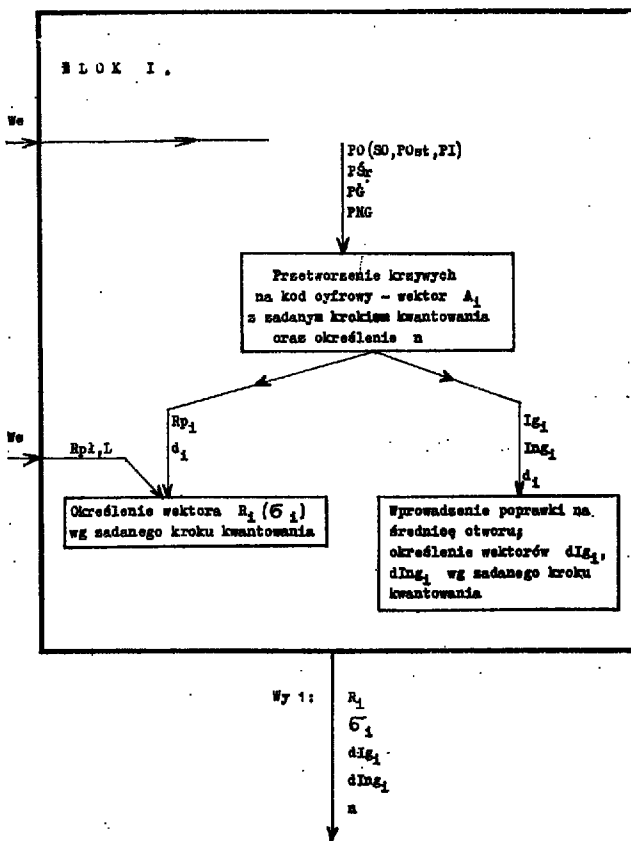
Blok I — przygotowanie danych; blok II — opracowanie metodyki interpretacji; blok III — interpretacja; blok IV — przedstawienie wyników. We — wejście; Wy — wyjście. PO — profilowanie oporności; SO — sondowanie oporności; POst — sterowanie profilowaniem oporności; PI — profilowanie indukcyjne; PG — profilowanie gamma; PNG — profilowanie neutron gamma; PSr — profilowanie średnicy; L — długość sondy PO; Rpi — oporność właściwa płuczkki; σ — przewodność materiału ilastego; σ_w — przewodność wody złożowej; n — ilość kroków kwantowania; i — numer kroku kwantowania; R — oporność właściwa poziomiu; σ — przewodność poziomiu; dig — względny parametr różnicowy natężenia naturalnego promieniowania gamma; dIng — względny różnicowy parametr natężenia promieniowania gamma wzbudzonego neutronami; b — współczynnik kierunkowy regresji dIng vs dig; d — współczynnik kierunkowy regresji σ vs dig; f — współczynnik kierunkowy regresji R vs dIng; α — wykładnik załlenia; m — wykładnik zwięzłości (cementacji); w — zawadnienie materiału ilastego; ϕ_1 — graniczna wartość minimalna w profilu „porowatości neutronowej”; Ci — zasilenie skały; ϕ — porowatość skały; ϕ_R — porowatość wg danych elektrometrii po korekcie na wpływ załlenia; ϕ_N — porowatość wg danych radiometrii po korekcie na wpływ załlenia; Srg — współczynnik nasycenia ropą i gazem przestrzeni porowej; ϕSrg — wskaźnik zasobów liniowych na jednostkę miąższości.

Ist block — data preparation; IInd block — interpretative technique preparation; IIIrd block — interpretation; IVth block — presentation of results. We — input; Wy — output; PO — resistance profiling; SO — control resistance profiling; POst — inductive profiling; PG — gamma profiling; PNG — neutron-gamma profiling; PSr — diameter profiling; L — length of PO plummet; Rpi — specific resistance of washer; σ — conductance of clay material; σ_w — conductance of ore water; n — number quantification steps; R — specific resistance of horizon; δ — conductance of horizon; dig — relative differential intensity parameter of gamma radiation induced by neutrons; b — directional regression coefficient, dIng vs. dig; d — directional regression coefficient, δ vs. dig; f — directional regression coefficient, R vs. dIng; α — claying exponent; m — cohesivness (cementation) exponent; w — water contamination of clay material; ϕ_1 — limit minimum value of „neutron porosity” profile; Ci — claying of rock; ϕ — porosity of rock; ϕ_R — porosity according to electrometric data with claying effect correction; ϕ_N — porosity according to radiometric data with claying effect correction; Srg — coefficient of saturation of pore space with oil and gas; ϕSrg — index of linear resources per thickness unit.

pracach (9, 19, 20, 21). Wymagają one jednak wydzielenia warstw rejestrowanych w profilu pomiarowym i przeprowadzania interpretacji dla warstw, a nie kroków kwantowania (11, 16, 17). Lepiej w tym przypadku wykorzystać metody nowocześniejsze, takie jak POst i PI. Ich wielką zaletą jest symetria anomalii oraz rejestracja wielkości oporności zbliżonych w sprzyjających warunkach do oporności rzeczywistej. Symetria umożliwia interpretację według zadanego kroku kwantowania, bez wydzielenia warstw, zaś fakt zarejestrowania za pomocą tych metod oporności zbliżonych do rzeczywistych umożliwia ewentualne bezpośrednie wykorzystanie krzywych pomiarowych jako krzywych zmian oporności rzeczywistych (naturalnie przy pełnej świadomości popełniania wówczas błędu oceny R). Wybór rozwiązania zależy będzie od możliwości programowych ośrodka wykorzystującego podany system interpretacyjny. Tak więc ostatecznie na wyjściu z bloku I uzyskuje się podane w sposób kwantowy wielkości dig, dIng, i R_i. Dodatkowo oporność właściwą R warto przetworzyć w jej odwrotność — przewodność właściwą σ , gdyż ta wielkość jest bardziej praktyczna w użyciu w interpretacji. Do oceny błędów interpretacji należy podać liczbę zarejestrowanych obserwacji, co tu oznacza praktycznie ilość kroków kwantowania n.

Blok II ma za zadanie przygotowanie metodyki interpretacji. Jego treść merytoryczną oparto o wy-

prowadzoną przez autora metodykę oceny parametrów interpretacyjnych (6, 8). Dane podawane na wejście bloku II (ryc. 3) pochodzą z bloku I (ryc. 1). Są to wektory dig, dIng, R_i, σ_i oraz liczba obserwacji (kroków kwantowania) n. Zestawienie korelacyjne zbiorów dIng_i i dIng_i prowadzi do określenia trendu nachylenia regresji, niezależnego od porowatości skał, ich nasycenia i załlenia, a więc od podstawowych własności skał i ośrodka pomiarowego, a uzależnionego od ekstremalnych „porowatości” neutronowych i wykładnika załlenia (w/ ϕ_1 , α). Za pomocą estymacji parametrów regresji liniowej uzyskuje się współczynnik kierunkowy regresji b, a następnie błąd jego oceny. Zestawienie korelacyjne zbiorów σ_i i dIng_i, podobnie jak powyżej daje możliwość określenia trendu regresji niezależnego od środowiska pomiarowego, a jedynie od wielkości wykładnika załlenia α . Przez estymację parametrów regresji liniowej uzyskuje się współczynnik kierunkowy d, a następnie błąd jego oceny. Podobnie z zestawienia korelacyjnego R_i i dIng_i określa się współczynnik kierunkowy regresji f, zależny od wykładnika cementacji (zwięzłości) m oraz ekstremalnych porowatości neutronowych w/ ϕ_1 . Określa się również błąd jego oceny. Błędy te, jak wynika z prac (6, 8), zależą od współczynników korelacji i wielkości wykorzystanej populacji. Mając dane współczynniki kierunkowe regresji podanych na schemacie bloku II (ryc. 3) określa się zgodnie z podanymi tam zależnościami

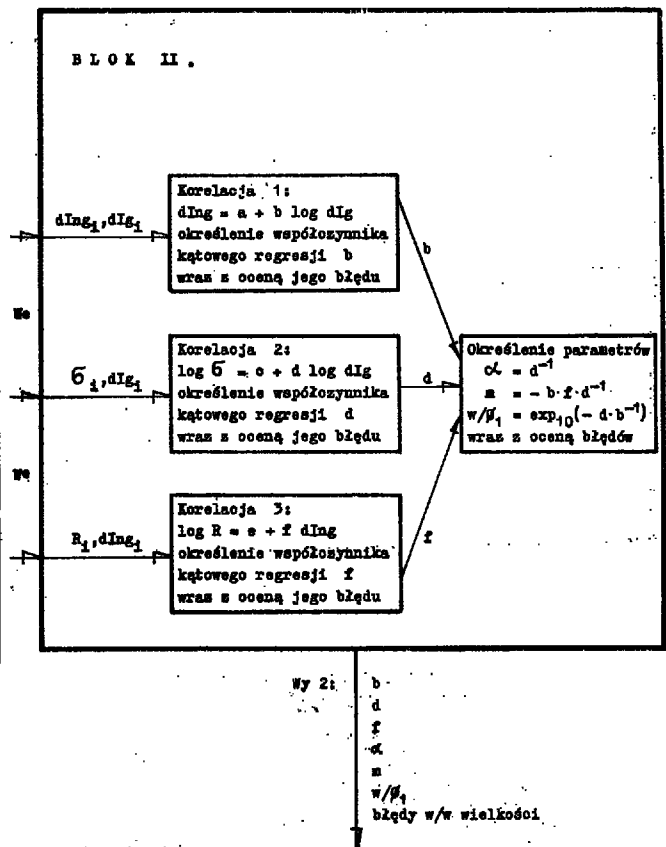


Ryc. 2. Schemat blokowy czynności wewnątrz bloku I — przygotowania danych. Objasnienia przy ryc. 1.

Fig. 2. Block scheme of operations in Ist block (data preparation); explanations as in Fig. 1.

ciami wielkości wykładników cementacji m i zailenia a oraz iloraz ekstremalnych porowatości neutronowych w/Φ_1 . Błędy tych parametrów ocenia się na podstawie wielkość błędów b , d , f metodą różniczki zupełnej. Stąd po wykonaniu wszystkich podanych w schemacie operacji numerycznych na wyjściu bloku II otrzymuje się potrzebne do interpretacji wielkości wykładników m , a , iloraz ekstremalnych porowatości neutronowych w/Φ_1 , ich błędy oraz wartości współczynników kierunkowych regresji b , d , f wraz z ich błędami do odnotowania w fazie końcowej.

Blok III ma charakter interpretacyjny. Otrzymuje on informacje z bloków I i II, z pierwszego wektory $dIng_1$, $dIng_2$ i σ_1 , zaś z drugiego wartości współczynników interpretacyjnych m , a , w/Φ_1 . Przebieg tych informacji i łączność między blokami podano na ryc. 1, a przebieg operacji wewnątrz interpretacyjnego bloku III ilustruje ryc. 4. Pierwszą operacją przeprowadzaną wewnątrz tego bloku jest ocena zailenia C_t dla poszczególnych kroków kwantowania i , przy wykorzystaniu wielkości względnego różnicowego parametru natężenia naturalnego promieniowania gamma dIg , oraz wielkości wykładnika zailenia a . Jest to jeden z końcowych elementów opracowania danych, podawanych na wyjście z bloku III. C_t jest także wykorzystywane do następnej interpretacji, mianowicie w schemacie opracowanego systemu przy interpretacji porowatości z danych elektrometrii uwzględniono wpływ zailenia na wielkość oporności właściwej (przewodnictwa właściwego) skały. Wpływ ten uwzględniono na podstawie zależności podanych w pracach (5, 13). Ponieważ przy uwzględnianiu wpływu zailenia niezbędna jest znajomość oporności właściwej (przewodnictwa właściwego) materiału ilastego oraz do oceny porowatości z danych elektrometrii niezbędna jest znajomość tegoż parametru medium



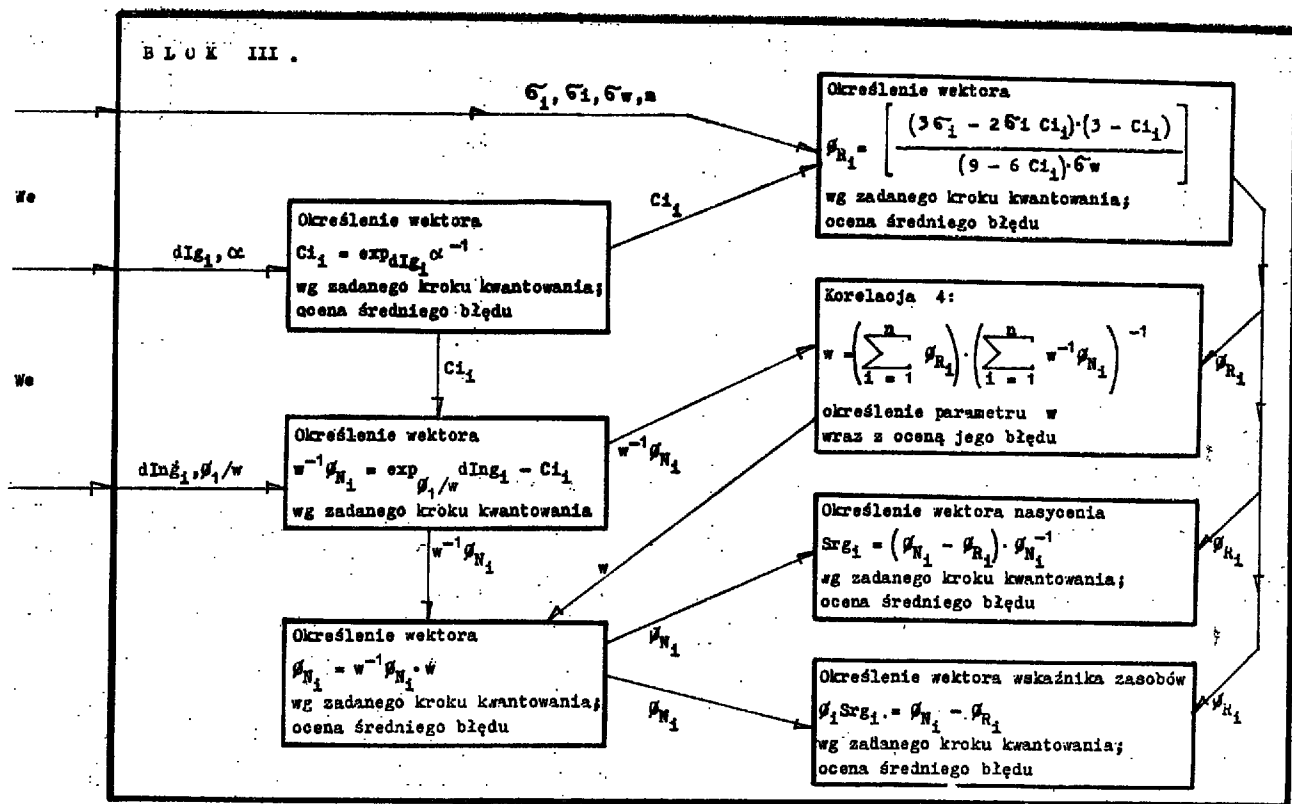
Ryc. 3. Schemat blokowy czynności wewnątrz bloku II — opracowania metodyki interpretacji. Objasnienia przy ryc. 1.

Fig. 3. Block scheme of operations in IInd block (interpretative technique preparation); explanations as in Fig. 1.

nasycającego skałę (wody złożowej), do bloku wprowadza się z zewnątrz informacje o wielkościach przewodności il i wody złożowej σ_w .

Informacje te mogą pochodzić ze znajomości regionalnej lub można je uzyskać z interpretacji. Oporność (przewodność) właściwa wody złożowej można interpretować według znanych i ogólnie przyjętych metod na podstawie PS. W przypadku nieznaności oporności właściwej materiału ilastego postępowanie może być dwojakie. W programie można przewidzieć, że dla $C_t = 1$, emc wybiera odpowiednio do danej głębokości wartości R_1 lub σ_1 . Oznacza to, że maszyna wybiera oporności skały w 100% zailonej, a więc parametr poszukiwany. Jednak nie można oczekiwać, że w każdym profilu znajdzie się skała o zaileniu 100%. Dlatego też można tu wykorzystać metodykę oceny tego parametru podaną w pracach (12, 14). Wykorzystując zadane obie wartości przewodności właściwej wody złożowej i materiału ilastego (po wprowadzeniu dla poszczególnych kroków kwantowania wielkości przewodności właściwej skały i jej zailenia — σ_1 , C_t) interpretuje się wielkości porowatości z danych elektrometrii na podstawie podanych zależności (blok III, ryc. 4). Jest to zależność Archiego uzupełniona przez Nieczaja i Gusakowa (13) na wpływ zailenia. Zależność ta wykorzystuje obliczony w bloku II wykładnik cementacji m . Uzyskana tak wartość porowatości Φ_R ma dla skał o 100% nasyceniu wodą złożową sens porowatości efektywnej, zaś dla warstw zawierających węglowodory wartość ta jest w przybliżeniu równa iloczynowi porowatości i nasycenia wodą — ΦS_w .

Na podstawie danych $dIng_1$, C_t oraz wartości ilorazu „porowatości neutronowych” ekstremalnych w/Φ_1 oblicza się wielkość ilorazu porowatości radio-

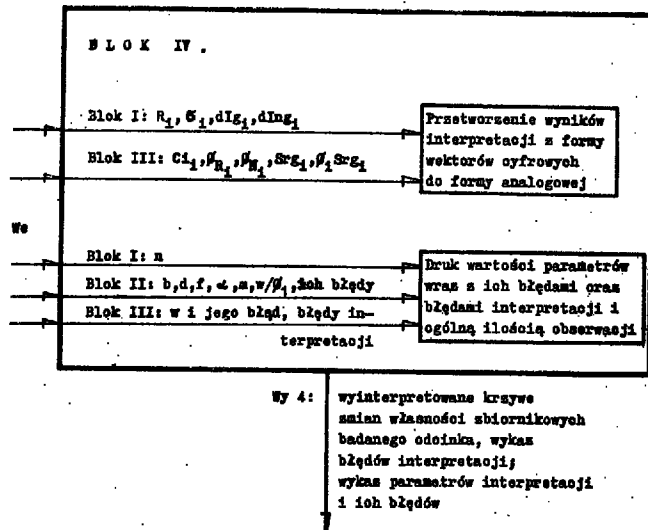


Ryc. 4. Schemat blokowy czynności wewnątrz bloku III — interpretacji. Objasnienia przy ryc. 1.

Fig. 4. Block scheme of operations in IIIrd block (data interpretation); explanations as in Fig. 1.

metrycznej, neutronowej z poprawką na zailenie — $\phi_{N_{i_1}}$ i zawodnienia ilów $w = w^{-1} \phi_{N_{i_1}}$. Wartość ta jest zestawiana następnie z $\phi_{R_{i_1}}$ w celu określenia wartości w . Zakłada się tu, iż w w profilu przewagę mają warstwy nienasycone bituminami, a więc skały uszczelniające i zbiorniki nasycone wodą. Korelacja ta w przypadku występowania węglowodorów będzie nieco zniekształcona, ponieważ jak już wyżej wspomniano, $\phi_{R_{i_1}}$ dla poziomów ropo i gazonośnych ma sens nieco odbiegający od porowatości efektywnej. Jednak założenie o generalnej przewodzie w profilu (wg kroków kwantowania) warstw bądź zawodnionych lub nieprzepuszczalnych w stosunku do poziomów ropo i gazonośnych; jest tu oczywiste. W przeciwnym przypadku należy posłużyć się dodatkową metodą „porowatościową”, np. PA. Mając dane w oraz $w^{-1} \phi_{N_{i_1}}$ określa się wektor $\phi_{N_{i_1}}$.

Znajomość zmian porowatości (określonych na podstawie elektrometrii i radiometrii) wzdłuż profilu dla poszczególnych kroków kwantowania pozwala szacować wielkości nasycenia węglowodorami SrE_{i_1} oraz wielkości wskaźnika zasobów na jednostkę miąższości $\phi_1 SrE_{i_1}$. Jest to już liczba mocno przybliżona, zakładająca wielkość wykładnika przewodnienia równą wykładnikowi cementacji oraz przyjmująca porowatość ocenioną według danych radiometrycznych jako rzeczywistą, efektywną porowatość skały. Ponieważ zmiany tego parametru odpowiadają zmianom rzeczywistego parametru należy przyjąć, że chociaż w jednostkach umownych, to jednak zbliżonych do rzeczywistości nasycenie węglowodorami zostanie ocenione. Tak więc interpretacyjny blok III daje na wyjściu następujące wielkości dla poszczególnych kro-



Ryc. 5. Schemat blokowy czynności wewnątrz bloku IV — opracowania wyników przetwarzania danych. Objasnienia przy ryc. 1.

Fig. 5. Block scheme of operations in IVth block (presentation of results of data processing); explanations as in Fig. 1.

ków kwantowania: C_i , Φ_{Ri} , Φ_{Ni} , Srg_i , $\Phi_i Srg_i$ oraz jedną wartość „metodyczną” — zawodnienie łąków w . Ponadto w bloku III (dla poszczególnych parametrów zbiornikowych) oblicza się błędy oceny (średnie) oraz błąd oceny zawodnienia.

Wyniki przeprowadzonych operacji (w postaci numerycznej) przekazywane są do bloku IV, którego zadanie polega na opracowaniu graficznym i wydrukowaniu rezultatów pracy. Ryc. 5 ilustruje operacje przeprowadzane w obrębie bloku IV, na ryc. 1 pokazano przebieg informacji do bloku IV i łączność między blokami. Blok ten drukuje następujące dane: n — liczba kroków kwantowania, czyli wielkość populacji; b , d , f — współczynniki kątowe regresji wykorzystanych do oceny parametrów interpretacyjnych; a , m , w/Φ_i , w — parametry interpretacyjne oraz błędy ich i współczynników kątowych. W bloku IV za pomocą konwertera cyfrowo-analogowego przetwarza się dane numeryczne o zmianie poszczególnych parametrów (wektory A_i), przetwarzając je w ciągłe krzywe. Uzyskuje się w ten sposób następujące krzywe zmian wzdłuż profilu: oporności właściwej warstw R , przewodności właściwej σ , względnego różnicowego parametru natężenia naturalnego promieniowania gamma dI/g , względnego różnicowego parametru natężenia promieniowania gamma wzbudzonego neutronami $dIng$, załlenia skał C_i , porowatości „elektrycznej” Φ_R , porowatości „neutronowej” z uwzględnieniem wpływu załlenia Φ_N , nasycenia skał ropą i gazem Srg , wskaźnika zasobów węglowodorów ΦSrg . Tak więc omawiany system w formie ciągłych profili dostarcza pełnej interpretacji ilościowej materiałów geofizyki wiertniczej dla poszukiwań złóż ropy i gazu.

Przydatność powyższego systemu jest dwojakiego rodzaju; po pierwsze w pełni nadaje się on do opracowywania bieżących danych pomiarowych, bez potrzeby poszukiwania właściwej metodyki interpretacji, dokonywania nie zawsze obiektywnych doborów interpretowanych warstw (horyzontów). Daje on również wyniki nie wrywkowe, lecz ciągłe i obciążone znanym, niezbyt wielkim błędem. Drugie wykorzystanie tego systemu przydatne jest przy opracowywaniu archiwalnych materiałów pomiarowych, które nie mogły być zinterpretowane z powodu braku metodyki oraz standaryzacji. Chociaż metodykę interpretacyjną dla regionów można opracować na podstawie badań laboratoryjnych rdzeni, to jednak krzywe (np. radiometryczne) nie były standaryzowane (2, 18) i w efekcie ich wykorzystanie nie będzie jakościowo dobre. Ponadto trudne niejednokrotnie do zidentyfikowania błędy pomiarowe, jeśli są równomiernie rozłożone w profilu, zostaną uwzględnione w tym systemie. Podana bowiem metodyka szacowania stałych interpretacyjnych pozwala na obliczanie ich nie tylko dla regionu i formacji, lecz także dla danego konkretnego odcinka pomiarowego i dla danego zbioru parametrów geofizycznych. Na opracowywaną tak metodykę interpretacji nie mają praktycznie wpływu warunki pomiarowe, porowatości i rodzaju mediów. Uniwersalność podanego systemu, możliwość badania skał in situ i inne zalety wskazują na celowość jego stosowania zarówno w badaniach bieżących, jak i przede wszystkim w pracach reinterpretacyjnych. System ten może być także przydatny do interpretacji materiałów geofizycznych z otworów wierconych dla poszukiwań złóż innych surowców. Ogólny jego schemat pozostanie wówczas bez zmian, a tylko inne parametry wejdą do korelacyjnego bloku II, opracowującego metodykę interpretacji, a w bloku III (interpretacyjnym) wykorzystana się do interpretacji nieco inne zależności.

W trakcie przygotowywania artykułu do druku została wprowadzona norma dotycząca oznaczeń w geofizyce wiertniczej (PN-72/G-01202 „Geofizyka wiertnicza”). Niektóre oznaczenia użyte w omawianej pracy wykazują odchylenia od tej normy (podano je zgodnie z dotychczasową tradycją i zestawieniem opublikowanym w „Przeglądzie Geologicznym” nr 8, 1968). Odstępstwa od obowiązującej normy wykazują następujące symbole:

Oznaczenie użyte w pracy	Odpowiedni symbol wg obowiązującej normy
Φ	Kp
Φ_1	Kp_1
Φ_R	Kp_R
Φ_N	Kp_N
R	e
Rpt	gpt
Rw	gwz
Ri	gi
Sw	Kw
Srg	Krg

LITERATURA

1. Basin J. N., Kucharienko N. K., Tiukajew J. B. — Metodyka koliczestwiennoj ocienki poristosti nieftiegazowych kollektorow po materialam NGK i NNK. Jadiernaja Geofiz. 1968, wyp. 3.
2. Blanchard A., Dewan J. T. — The calibration of gamma ray logs. Petroleum Eng., 1953, nr 6.
3. Burke J. A., Campbell R. L., Schmidt A. W. — The lithology-porosity cross-plot: A new concept for determining porosity and lithology from logging method. Trans. Tenth Ann. Logging Symp., SPWLA, Houston, Texas, 1969, May 25—28.
4. Dewan J. T. — Neutron log correction charts for borehole conditions and bed thickness. J. Petr. Techn. 1956, No. 2.
5. Frydecki J. — O związkach między własnościami zbiornikowymi i uszczelniającymi skał a ich parametrami geofizycznymi. Prz. geol. 1971, nr 11.
6. Frydecki J. — Metodyka statystycznej oceny wykładnika zwięzłości (cementacji) m i wykładnika załlenia α na podstawie danych elektrometrii i radiometrii wiertniczej. Geofiz. i Geol. Naft. 1972, Nr 1—2.
7. Frydecki J. — Problemy interpretacji i wykorzystania materiałów geofizyki wiertniczej. Prz. geol. (w druku).
8. Frydecki J. Wstęp do geofizycznej oceny zbiornikowej osadów jury górnej niecki mogileńskiej. Kwart. geol. 1972, t. 16, Nr 3.
9. Gorbik G. K., Zundelewicz S. M., Kulinkowicz A. E. — Maszynowa interpretacja krzywych BKZ. Prikl. Geofiz. 1964, nr 39.
10. Kalinina R. W. — Wlijanije usadki gornych porod pri wysychanii na plotnost i poristost ich. Razwied. i Promysl. Geofiz. 1957, wyp. 19.
11. Kulinkowicz, A. E., Sochranow N. N., Czulinowa I. M. — Otdiłka granic plástow i wydielenije piesczanikow po dannym elektriczeskogo karotáza pri pomoszci cifrowych wyczislitelnych maszin. Prikl. Geofiz. 1964, wyp. 39.
12. Martin M. — Sowriemiennoje sostojanije ispolzowanija metodow elektriczeskogo i radioaktivnogo karotáza (tłum. ros. z franc.). Promysl. Geofiz. 1960, wyp. 3.
13. Nieczaj A. M., Gusakow N. D. — K ocenke nieftiegazonostnosti glinistych piesczanikow. Rozwied. Geofiz. 1964, wyp. 1.
14. Patnode H. W., Wyllie M. R. J. — The presence of conductive solids in reservoir rocks as a factor in electric log interpretation. Trans. AIME 1950, Vol. 189.
15. Schlumberger — Log interpretation charts. 1969.
16. Sochranow N. N. — Sistema obrabotki promyslowo-geofiziczeskich dannych na EWM. Nieftiegaz. Geol. i Geofiz. 1969, wyp. 1.
17. Sochranow N. N., Niejmark G. S. — Spособy predstavlenija riezultatow karotáza w cifrowej formie. Prikl. Geofiz. 1965, wyp. 43.

18. Zaporozec W. M., Sulin W. W. — Metodyka etalonowania kriwych gamma-karottaża (GK) i neutronowego gamma-karottaża (NGK). *Razwied. i Promysl. Geofiz.* 1957, wyp. 17.
19. Zundelewicz S. M., Komarow S. G., Sochranow N. N. — Uniwersalnyj sposob opriedielenija udielnogo soprotiwlenija. *Prikl. Geofiz.* 1965, wyp. 46.
20. Zundelewicz S. M. — Opriedielenije udielnogo soprotiwlenija na uniwersalnoj cifrowej maszynie. *Ibidem*, 1966, wyp. 48.
21. Zundelewicz S. M. — O rezultatach oprowbanija uniwersalnogo sposobu opriedielenija udielnogo soprotiwlenija plastow na UCWM. *Ibidem*.
22. Zalajew N. Z. — Ocenka nieftienosnosti karbonatnych porod miestorożdienij Tatarii po danym kompleksa indukcionnogo i bokowego i radiokarottaża. *Nieftiegaz. Geol. i Geofiz.* 1969, nr 7.

SUMMARY

A new system of well-logging data interpretation from the point of view of bitumen prospecting is described by use of block technique. In this model, the methodology of evaluation of basic interpretative interdependences, proposed by the present author, is utilized. The methodology takes into account only the geophysical borehole surveys of resistance, gamma-gamma, and neutron-gamma. Interpretative interdependences estimated in this way are characterized by a remarkable accuracy and are independent of both a number of factors influencing surveys and of the conditions under which the surveys were performed.

The system of interpretation discussed herein gives continuous profiling of the following parameters: claying of rock, C_i , porosity, ϕ , bitumen content, S_{rg} , and index of resources, ϕS_{rg} . Operations in this system are divided into four blocks. The first block has to prepare data for further processing; geophysical profiles are transformed to numerical form by the use of analogue-numerical converter, and specific resistance is calculated by the use of computer techniques. The second block has to prepare interpretative methodology; exponents of cohesiveness (cementation) and claying of rocks (m and α , respectively), and quotient of extremal "neutron porosities, w/ϕ , are estimated by correlative comparisons using sets of numerical data on resistance of rock (R , δ), intensity of natural gamma radiation and gamma radiation induced by neutrons, the latter being given in the form of relative differential intensity parameters (dI_g and dI_{ng} , respectively). The third block is of interpretative character; computer calculates changes of such parameters as zailenie of rocks, porosity (according to electrometric and radiometric data), bitumen content and linear resources, taking place along the profile. These changes are estimated on the basis of electrometric and radiometric data transformed to numerical form and on the values of interpretative constants estimated in the IInd block and traced by computer at intervals corresponding to quantification step accepted. The fourth block has to present the results of interpretation in the form of print (all constant values and errors of estimation) and in the form of curves — profiles (results of interpretation); for this purpose, press and analogue-numerical converter are used.

The interpretative system presented herein is universal and requires neither the knowledge of basic interpretative constants nor standardization of surveys. Errors in estimations are essentially dependent on size of populations used for statistical purposes only.

РЕЗЮМЕ

В статье описана новая система интерпретации каторажных данных для целей поисков углеводородов. Эта система основывается на разработанной автором методике оценки основных интерпретационных зависимостей. По этой методике используются единственно данные профилирования сопротивлений, гамма и нейтронного гамма-каротажа. Вычисленные интерпретационные связи отличаются высокой точностью и не зависят от ряда факторов и условий производства замеров.

Рассмотренная система интерпретации позволяет получать непрерывные профили следующих параметров: глинистости C_i , пористости ϕ насыщения пород углеводородами S_{rg} и подателя запасов ϕS_{rg} . Все операции по этой системе подразделяются на четыре блока. Блок I предназначен для подготовки данных для дальнейшего преобразования. С помощью аналого-цифрового конвертера геофизические профили преобразовываются в цифровую машину удельные сопротивления. Блок II подготавливает методику интерпретации. Используя цифровые информационные массивы по сопротивлению (электропроводности) пород B (δ), интенсивности естественного гамма-излучения и искусственного гамма-излучения, вызванного облучением пород нейтронами, в виде относительных разностных параметров интенсивности (dI_g и dI_{ng}), путем корреляционных сопоставлений, определяются показатели плотности (цементации) и глинистости пород (m и α) и отношение экстремальных „нейтронных пористостей” w/ϕ . Блок III имеет интерпретационный характер. На основании закодированных в цифровом виде данных электрометрии и радиометрии и вычисленных в блоке II интерпретационных констант, вычислительная машина определяет вдоль профиля такие параметры как: глинистость пород, пористость по данным электрометрии и радиометрии, насыщение битумами и линейные запасы. Блок IV предназначен для изображения данных интерпретации в печатной форме (все постоянные числа и погрешности оценок) и в виде кривых-профилей (данные интерпретации). Для этой цели применяются печатающие устройства и аналого-цифровой конвертер.

Представленная система интерпретации имеет универсальный характер, не требует знания основных интерпретационных постоянных и стандартизации измерений. Ошибки оценок в существенной степени зависят единственно от величины совокупностей используемых в статистике.