

**O ZWIĄZKACH MIĘDZY WŁASNOŚCIAMI ZBIORNIKOWYMI
I USZCZELNIAJĄCYMI SKAŁ A ICH PARAMETRAMI GEOFIZYCZNYMI**

UKD 556.832.4:550.832.5+550.832.7

Profilowanie natężenia promieniowania gamma wzbudzonego neutronami (PNG) dostarcza informacji o zawartości (koncentracji) w skale atomów lekkich i atomów o dużym przekroju czynnym na reakcje typu $(n - \gamma)$. Z uwagi na przewagę występowania w przyrodzie atomów wodoru — długości drogi dyfuzji, spowolnienia i czasu życia neutronów zależą przede wszystkim od wilgotności skał (3).

Ze względu na logarytmiczny typ tej zależności (9, 10) przyjęto do rozważań funkcję typu*:

$$dIng = A + B \lg \Phi \quad (1)$$

gdzie: $0 \leq dIng \leq 1$ i $0,04 \leq \Phi \leq 1$

Porowatość Φ związana jest z parametrami elektrometrii zależnościami:

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \quad (2)$$

Parametr nasycenia Q zdefiniowany jest wzorem:

$$Q = \frac{R}{Rpw} \quad (3)$$

Ponieważ własności elektryczne skał zależą od charakteru ich nasycenia, w poniższych rozważaniach wzięto pod uwagę zależność:

$$Q = \frac{k}{Sw^n} \quad (4)$$

gdzie: $0 \leq Sw \leq 1$

Parametr porowatości F zdefiniowany jest wzorem:

$$F = \frac{Rpw}{Rw} \quad (5)$$

Oporność wody złożowej Rw , wchodząca do zależności (5), jest zmienną funkcji:

$$EPS = -Kps \cdot \lg \frac{Rf}{Rw} \quad (6)$$

Wykorzystując wzory [2] — [5] otrzymamy:

$$\lg \Phi = \frac{1}{m} (\lg k \cdot a + \lg Rw - \lg R - n \lg Sw) \quad (7)$$

uwzględniając zaś [6]:

$$\lg \Phi = \frac{1}{m} \left(\lg k \cdot a + \lg Rf + \frac{EPS}{Kps} - \lg R - n \lg Sw \right) \quad (8)$$

Korzystając z powyższych zależności związek [1] można w prosty sposób przekształcić do postaci:

*Oznaczenia wg J. Frydeckiego (8).

$$dIng = A + \frac{B}{m} \times$$

$$\times \left(\lg k \cdot a + \lg Rf + \frac{EPS}{Kps} - \lg R - n \cdot \lg Sw \right) \quad (8)$$

Oznaczając:

$$A + \frac{B}{m} \lg k \cdot a = \alpha \quad \frac{B}{m} = \beta$$

$$dIng = \alpha + \beta \left(\lg Rf + \frac{1}{Kps} \cdot EPS - \lg R - n \lg Sw \right) \quad (9)$$

i przyjmując uproszczone założenia graniczne (9): $\Phi = 0,025$; $w = 0,40$; $m = 2$; $k = 1$; $n = 2$; $Kps = 70$; otrzymano:

$$dIng = -0,33 - 0,44 \lg Rf - 0,0063 EPS + 0,44 \lg R + 0,88 \lg Sw \quad (10)$$

Zależność [9] przedstawia ogólny, a [10] szczególny związek różnicowego względnego natężenia promieniowania gamma wzbudzonego neutronami $dIng$ w funkcji nasycenia skały wodą Sw oraz innych parametrów geofizycznych: Rf — oporności właściwej filtratu płuczki w temperaturze poziomu, R — oporności właściwej skały w temperaturze poziomu, wartości statycznej amplitudy PS — EPS. Zależność [10] dotyczy skał czystych, niezailonnych, których porowatość $\Phi > 0,04$. Dla skał o $\Phi \leq 0,04$, zależność [1] nie sprawdza się, funkcja $dIng = f(\Phi)$ przybiera inną postać.

Drugi etap rozważań n.t. zależności wiążących parametry zbiornikowe z danymi geofizyki wiertniczej polega na uwzględnieniu wpływu zailenia skał na wartości oporności właściwej skały R i różnicowe względne natężenie promieniowania gamma wzbudzonego neutronami (9). Przyjmując model anizotropowego rozkładu materiału ilastego, można napisać wzór:

$$\frac{1}{R} = \frac{Ci}{Ri} + \frac{1-Ci}{Rcz} \quad (11)$$

gdzie: Ri — oporność właściwa łów w danym rejonie,

Rcz — oporność właściwa skały czystej, niezailonej.

Z: [2] — [7]:

$$Rcz = \frac{Rw \cdot a \cdot k}{\Phi^m \cdot Sw^n} \quad (12)$$

Podstawiając [12] do [11]:

$$\frac{1}{R} = \frac{Ci}{Ri} + \frac{(1-Ci)\Phi^m \cdot Sw^n}{a \cdot k \cdot Rw} \quad (13)$$

Ponieważ zailenie wywiera największy wpływ na wyniki PG, przyjęto za B. J. Wendelsztejnem (19) potęgowy model związku między zaileniem Ci , a względnym natężeniem różnicowym promieniowania gamma dIg :

$$dIg = c \cdot Ci^\alpha \quad (14)$$

Opierając się na rozważaniach zawartych w pracy J. Frydeckiego (9) wpływ Ci na $dIng$ zapisano jako:

$$dIng = A + B \lg(\Phi + w \cdot Ci) \quad (15)$$

Przekształcając [15] otrzymamy:

$$\Phi = 10^{\frac{dIng - A}{B}} - w \cdot Ci \quad (16)$$

Ponieważ:

$$A = \frac{\lg w}{\lg \frac{\Phi_1}{w}} \quad (17)$$

oraz

$$B = \frac{1}{\lg \frac{\Phi_1}{w}} \quad (18)$$

wzór [16] przyjmuje postać:

$$\Phi = w \left[\left(\frac{\Phi_1}{w} \right)^{dIng} - Ci \right] \quad (16')$$

lub

$$\Phi + wCi = w \left(\frac{\Phi_1}{w} \right)^{dIng} \quad (19)$$

Podstawiając [16] do [13] otrzymamy:

$$\frac{1}{R} = \frac{Ci}{Ri} + \frac{(1 - Ci) w^m \left[\left(\frac{\Phi_1}{w} \right)^{dIng} - Ci \right]^m Sw^n}{a \cdot k \cdot Rw} \quad (20)$$

Przekształcając [20] mamy:

$$Sw^n = \frac{1 - \frac{Ci}{Ri}}{1 - Ci} \frac{a \cdot k \cdot Rw}{\left[\left(\frac{\Phi_1}{w} \right)^{dIng} - Ci \right]^m \cdot w^m} \quad (21)$$

Logarytmując i przekształcając [21] otrzymamy:

$$\begin{aligned} n \lg Sw = & \lg a \cdot k + \lg Rf + \frac{EPS_{cz}}{Kps} - \lg \left[1 - \left(\frac{1}{c} dIg \right)^{\frac{1}{\alpha}} \right] - \\ & - m \lg w - m \lg \left[\left(\frac{\Phi_1}{w} \right)^{dIng} - \left(\frac{1}{c} dIg \right)^{\frac{1}{\alpha}} \right] + \\ & + \lg \left[\frac{1}{R} - \frac{1}{Ri} \left(\frac{1}{c} dIg \right)^{\frac{1}{\alpha}} \right] \quad (22) \end{aligned}$$

Ponieważ na wartość EPS również wpływa zailenie, przyjęto ten wpływ wg modelu:

$$EPS_{cz} = \frac{EPS}{(1 - Ci)^\lambda} \quad (23)$$

Uwzględniając [23] i oznaczając:

$$\lg a \cdot k - m \lg w = \gamma$$

$$\left(\frac{1}{c} \right)^\delta = \eta \quad \frac{\Phi_1}{w} = \varepsilon$$

$$\frac{1}{\alpha} = \delta \quad \text{wzór [22] przyjmuje postać:}$$

$$\begin{aligned} n \lg Sw = & \gamma + \lg Rf + \frac{EPS}{Kps (1 - \eta dIg^\delta)^\lambda} - \\ & - \lg (1 - \eta dIg^\delta) - m \lg (\varepsilon^{dIng} - \eta dIg^\delta) + \\ & + \lg \left(\frac{1}{R} - \frac{\eta dIg^\delta}{Ri} \right) \quad (24) \end{aligned}$$

Ponieważ niekiedy znana jest wartość mineralizacji wody złożowej Cw , a zatem jej oporność właściwa Rw , lepiej jest wówczas wykorzystać wzór [24] uproszczony do postaci:

$$\begin{aligned} n \lg Sw = & \gamma + \lg Rw - \lg (1 - \eta dIg^\delta) - \\ & - m \lg (\varepsilon^{dIng} - \eta dIg^\delta) + \lg \left(\frac{1}{R} - \frac{\eta dIg^\delta}{Ri} \right) \quad (25) \end{aligned}$$

Wzory [24] i [25] przedstawiają zależności między nasyceniem skały wodą Sw , mineralizacją tej wody Cw drogą pośrednią poprzez parametr Rw [25] lub EPS i Rf [24] z parametrami geofizycznymi R , $dIng$, dIg i Ri . Wykorzystanie wzoru [24] lub [25] wymaga określenia lub założenia dla danego poziomu litostratygraficznego w danym rejonie wartości stałych: m , γ , η , δ , ε , λ , Kps . Z uwagi na brak metodycznych opracowań określających powyższe stałe przygotowano uproszczony nomogram (ryc. 1) przy wykorzystaniu wzorów [2], [3], [4], [5], [14] — [18]. Założono tu następujące wartości niektórych stałych:

$\Phi_1 = 0,025$, $w = 0,40$, $c = 1$, $\alpha = 1$, $a = 1$, $k = 1$. Odpowiadają one przeciętnym wartościom spotykanym w literaturze.

Otrzymany nomogram zawiera następujące zmienne: $dIng$, dIg , Φ , m , F , R , Rw , n , Sw . Pozwala na określenie:

- 1) $\Phi = f(dIng, dIg)$,
- 2) $\Phi = f(F, m)$,
- 3) $Sw = f(dIng, dIng, F, R, Rw, m, n)$,
- 4) $m = f(F, dIng, dIg)$.

Przykład 1 (vide ryc. 1)

Dane: $dIng = 0,70$;
 $dIg = 0,10$

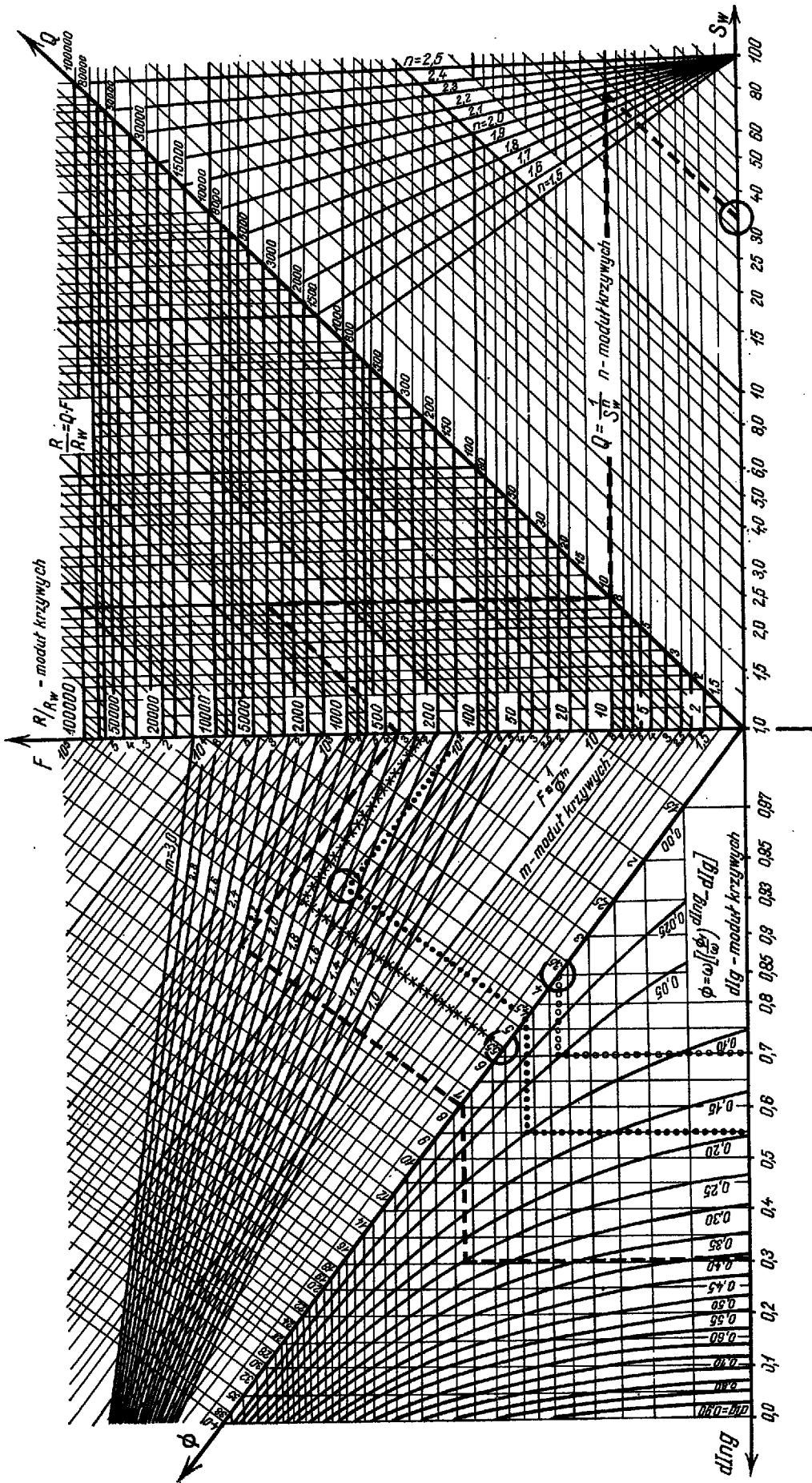
stąd: $\Phi = 3,7\%$

Przykład 2

Dane: $F = 250$;
 $m = 1,9$;
stąd: $\Phi = 5,5\%$

Przykład 3

Dane:
 $dIng = 0,3$;
 $dIg = 0,25$;
 $m = 2,3$;
 $R/Rw = 4000$;
 $n = 2$;



.....1 xxxxxx 2 -----3 4 ○ 5

Zbiorczy nomogram dla interpretacji parametrów zbiornikowych skał na podstawie danych geofizycznych.

- 1 - przykład określenia porowatości ϕ na podstawie danych: $dlog$, $dlog$, m R/R_w , n - $Sw = f(dlog)$, $dlog$, m R/R_w , n); 2 - przykład określenia porowatości ϕ na podstawie danych F , m - $\phi = f(F, m)$;
- 3 - przykład określenia nasycenia zbiornika wodą Sw na podstawie danych: $dlog$, $dlog$, F - $m = f(dlog, F)$; 4 - przykład określenia wskaźnika zwężenia m na podstawie danych: $dlog$, $dlog$, F - $m = f(dlog, F)$; 5 - ostateczny wynik interpretacji

stąd (kolejno):

$$\begin{aligned}\Phi &= 7,5\%; \\ F &= 400; \\ Q &= 10; \\ Sw &= 33\%\end{aligned}$$

Przykład 4

Dane: $dIng = 0,55$;
 $dIg = 0,10$;
 $F = 130$;

stąd (kolejno):

$$\begin{aligned}\Phi &= 4,8; \\ m &= 1,6.\end{aligned}$$

Na szczególną uwagę zasługuje przypadek 4. Otóż określenie wskaźnika zwężkości m wymaga zwykle korelacji danych laboratoryjnych (Φ) z danymi geofizycznymi (F). Przy wykorzystaniu przedstawionego nomogramu wystarczają same wyniki badań geofizycznych. Nie dyskutując porównania błędów dla badań laboratoryjnych i geofizycznych, metoda określenia m w oparciu o dane geofizyczne zawiera niezaprzeczalne zalety, jak: duża liczba wyników badań geofizycznych oraz fakt tego samego środowiska wykonywanych pomiarów, tych samych otworowych, in situ, warunków pomiarowych.

LITERATURA

1. Balowa Z., Plewa S. — Próba wyznaczenia porowatości na podstawie profilowań neutron-gamma. Geofiz. poszuk. i kopaln. 1960, nr 6—7.
2. Balowa Z., Plewa S. — Wyznaczanie porowatości skał na podstawie metod radiometrii kopalmianej. Ibidem 1961, nr 2.
3. Barsukow O. A., Blinowa N. M., Wybornych S. F., i in. — Radioaktywne metody issledowania nieftianych i gazowych skważin. Gostoptiechizdat, 1958.
4. Biedczier A. Z., Okuń M. I., Szczerbakowa E. L. — O swiazi parametra nasyczenia i koeficienta nieftiegazonasyczenności trieszczinnych kolektorow. Nieftiegazowaja Geologija i Geofizika, 1968.

SUMMARY

By means of logging methods there are recorded changes of various physical parameters, the magnitude of which results e.g. from the reservoir properties of the rocks penetrated, particularly from porosity Φ , water saturation Sw , mineralization of this water Cw (i.e. its resistivity Rw), and clay content of rocks Ci .

The article synthetically present relations between reservoir properties of rocks and physical parameters obtained by means of the fundamental radiometry and electrometry methods. Based on the most frequently occurring values of coefficients included in general equations, a nomogram has been constructed which serves to interpret various parameters of reservoir rocks (also clayey rocks) according to the following relations:

- 1) $\Phi = f(dIng, dIg)$
- 2) $\Phi = f(F, m)$
- 3) $Sw = f(dIng, dIg, F, R, Rw, m, n)$
- 4) $m = f(F, dIng, dIg)$

Of particular interest is here the case 4, which points to the possibility of determining the compactness coefficient m on the basis of radiometry and electrometry data, without using laboratory results.

5. Dachnow W. N. — Intierprietacija riezultatow geofiziczeskich issledowanij razriezow skważin. Gostoptiechizdat, 1962.
6. Desbrandes R. — Théorie et Interprétation des diagraphies. Éditions Technic. Paris, 1968.
7. Filippow E. M. — Prikladnaja jadernaja geofizika. Moskwa, 1958.
8. Frydecki J. — Oznaczenia w geofizyce wiertniczej. Prz. geol. 16, 1968, nr 8.
9. Frydecki J. — Przyczynki metodyczne z zakresu geofizyki wiertniczej w aspekcie poszukiwań złóż bituminów. Prz. geol. 17, 1969, nr 4.
10. Frydecki J. — Wykorzystanie metody PNG do określenia porowatości wapieni jurajskich synklinorium warszawskiego. Geof. i Geol. naft. 1969, nr 10—11.
11. Hossin M. A. — Calcul des saturation en eau par la methode du ciment argileux (formule d'Archie generalise). Bull. de L'association Française des Techniciens du Pétrole, 1960.
12. Komarow S. G. i in. — Sprawocznik geofizika. T. II, Gostoptiechizdat, 1961.
13. Kurtiew T. I. — Koliczestwiennaja intierprietacija riezultatow radiometriczeskich issledowanij glinistych pieszczankow. Razwiedocznaja Geofizika, Nr 23, 1967.
14. Łarionow W. W. — Jadernaja geologija i geofizika. Gostoptiechizdat, 1963.
15. Łatyszowa M. G. — Prakticzeskoje rukowodstwo po intierprietacji diagramm geofiziczeskich metodow issledowanija skważin. Moskwa 1966.
16. Pierkow N. A. — Intierprietacija riezultatow karotaża skważin. Gostoptiechizdat, 1963.
17. Pirson S. J. — Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation. Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New York, 1963.
18. Roman L. — Zagadnienie oporności względnej niektórych warstw. Prz. geol. 1961, nr 10.
19. Wendelsztejn B. J. — Album nomogramm i palotok dla intierprietacji danych geofiziczeskich metodow issledowanija skważin. Gostoptiechizdat, 1963.
20. Wendelsztejn B. J., Łarionow W. W. — Ispolzowanije danych promysłowej geofiziki pri podszczotie zapasow niefti i gaza. Moskwa, 1964.
21. Wesołowska-Bala M. — Określanie zależności skał na podstawie metody profilowania gamma. Prz. geol. 1969, nr 10.

РЕЗЮМЕ

Методы каротажа позволяют определять колебания ряда физических параметров пород, обусловленные коллекторскими свойствами, в особенности пористостью Φ , водонасыщенностью Sw , степенью минерализации воды Cw (т.е. ее сопротивлением Rw), а также глинистостью пород Ci .

В статье дана общая характеристика связей между коллекторскими свойствами пород и их физическими параметрами, определенными с помощью основных методов каротажа — радиометрического и электрического. Принимая наиболее частые величины коэффициентов, используемых в общих уравнениях, составлена номограмма, предназначенная для интерпретации параметров коллекторских пород, в том числе и глинистых, на основании выражений:

- 1) $\Phi = f(dIng, dIg)$
- 2) $\Phi = f(F, m)$
- 3) $Sw = f(dIng, dIg, F, R, Rw, m, n)$
- 4) $m = f(F, dIng, dIg)$

Особого внимания требует выражение 4, показывающее возможность определения показателя плотности m по данным радиометрического и электрического каротажа без необходимости лабораторных испытаний.