

Nowoczesne metody badania właściwości petrofizycznych skał oraz możliwości zastosowania otrzymanych wyników w badaniach diagenetyzacji

Piotr Such*

Artykuł zawiera główne tezy wykładu wygłoszonego na konferencji Diagenetyzacja '96. Omówiono metody pomiaru właściwości petrofizycznych skał oraz czynniki mające wpływ na otrzymywane wyniki. Często zmiany wartości jakiegoś parametru są odbiciem procesów diagenetycznych badanych skał, zaś wymierny charakter wyników otrzymywanych w analizach petrofizycznych i możliwość wykonywania długich serii pomiarowych sprawia, że mogą być wygodnym narzędziem w korelacyjnych badaniach procesów diagenetycznych.

Literaturę dobrano tak, by w sposób kompleksowy obejmowała zagadnienie badania petrofizycznych właściwości skał (teorię, metody pomiarowe, badania statystyczne i korelacyjne).

Przegląd metod badawczych

Omówiono tylko te metody, które są tanie, dostosowane do wykonywania długich serii pomiarowych i dają powtarzalne, liczbowe wyniki.

1. **Gęstość.** Jest ilorazem masy próbki i jej objętości:

$$\gamma = \frac{m}{V} \quad [1]$$

gdzie: m — masa, V — objętość.

W zależności od tego jaką objętość przyjmujemy we wzorze otrzymamy:

— dla $V =$ objętości materiału skalnego — gęstość szkieletową

— dla $V =$ objętości zewnętrznej próbki — gęstość objętościową.

Objętość materiału skalnego otrzymuje się metodą piknometrii helowej, przy czym do pomiaru stosuje się rozkruszoną próbkę skały. Objętość zewnętrzną próbkę otrzymujemy metodą oblewania próbki rtęcią, która jako ciecz niezwilżająca nie wnika do badanej skały. Najnowsze aparaty umożliwiają pomiar objętości zewnętrznej bez stosowania rtęci (stosuje się zamiast niej odpowiednio dobrane proszki).

2. **Porowatość.** Z pomiarami gęstości ściśle związane metodycznie są badania porowatości. Liczbowo porowatość jest określana przez współczynnik porowatości będący ilorazem objętości porów do objętości zewnętrznej badanej próbki:

$$por = \frac{V_{por}}{V} \quad [2]$$

gdzie: V_{por} — oznacza objętość porów, V — objętość zewnętrzną próbkę. W zależności od tego co przyjmujemy jako V_{por} otrzymamy:

— dla $V_{por} =$ całkowitej objętości porów — współczynnik porowatości całkowitej,

— dla $V_{por} =$ objętości porów otwartych — współczynnik porowatości otwartej (efektywnej),

— dla $V_{por} =$ objętości porów mogących przewodzić płyny złożowe — współczynnik porowatości dynamicznej.

Całkowitą objętość porów wylicza się z różnicy wielkości gęstości szkieletowej i objętościowej. Do jej wyznaczenia konieczne jest więc rozkruszenie próbki. Objętość porów otwartych otrzymuje się metodą piknometrii helowej wykonywanej dla nierozkruszonej próbki. Objętość porów mogących przewodzić płyny złożowe otrzymuje się jako jeden z parametrów przy analizach porozymetrycznych.

3. **Przepuszczalność** jest zdolnością ośrodka porowatego do transportu płynów złożowych. Jej miarą jest współczynnik przepuszczalności wyliczany z równania Darcy'ego, które dla niereagującej ze skałą, nieściśliwej cieczy ma postać:

$$k = \frac{\mu q l}{A \Delta P} \quad [3]$$

gdzie: k — współczynnik przepuszczalności, μ — lepkość, q — wielkość objętościowa przepływu płynu złożowego w jednostce czasu, l — długość badanej próbki, A — powierzchnia przekroju poprzecznego, ΔP — różnica ciśnień na wejściu i wyjściu układu pomiarowego. Jeśli pomiar wykonuje się przy użyciu gazu jako płynu złożowego, we wzorze [3] należy uwzględnić poprawkę na jego ściśliwość. Standardowe badanie współczynnika przepuszczalności jest wykonywane za pomocą gazu, na walcowych próbkach skalnych, przy czym gaz roboczy jest przepuszczany przez próbkę wzdłuż osi walca. Inne rodzaje analiz współczynnika przepuszczalności (np. dla konkretnych cieczy lub przy wykorzystaniu radialnej geometrii pomiaru) wykonywane są w szczególnych przypadkach (Kruczek i in., 1995).

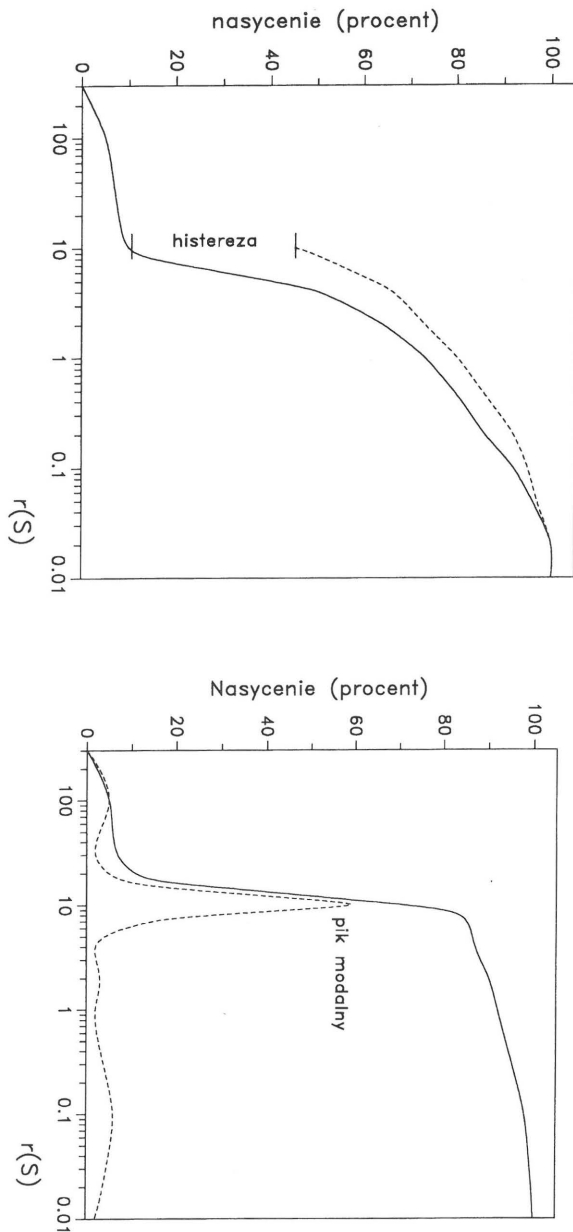
Badania gęstości skał, ich porowatości i przepuszczalności dają nam charakterystykę badanego materiału skalnego bez analizowania budowy i wykształcenia przestrzeni porowej tych skał w postaci pojedynczej liczby — makroparametru (Slider, 1976). Do wyznaczenia mikroparametrów opisujących fizyczny sposób wykształcenia środowiska skalnego służą dwa kompleksy pomiarowe

— badania granulometryczne, dające rozkład promieni ziaren z których zbudowana jest skała,

— badania porozymetryczne, pozwalające na określenie parametrów wykształcenia przestrzeni porowej badanych skał.

4. **Badania granulometryczne** są wykonywane na próbkach pokruszonych do swych naturalnych ziaren. Rozkład promieni ziaren w zakresie powyżej 100 μ wykonuje się analizą sitową. Dla oznaczenia rozkładu promieni mniejszych ziaren stosuje się metody sedimentacyjne wykorzystujące prawo Stokesa. Obecnie, najlepsze wyniki daje pomiar aparatem Sedi Graph 5100, wykorzystujący do pomiaru osłabienie wiązki promieni X, przy przejściu przez badany preparat. Pomiar jest szybki, daje powtarzalne wyniki i oprócz krzywej rozkładu promieni ziaren umożliwia obliczenie powierzchni właściwej ziaren oraz wyliczenie

*Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, ul. Lubicz 25a, 31-503 Kraków



Ryc. 2. Kumulacyjna krzywa ciśnień kapilarnych i odpowiadająca jej krzywa różniczkowa

Ryc. 1. Krzywe ciśnień kapilarnych: linią ciągłą zaznaczono krzywą sprężoną dla rosnących ciśnień (lit. krzywa nasiąkania), linią przerywaną zaznaczono krzywą wykonaną przy malejących ciśnieniach (lit. osuszania)

wszystkich wielkości statystycznych, istotnych dla pomiaru. W obliczeniach poszczególnych wielkości wykorzystuje się model ekwiwalentnych ziaren kulistych. Do terminalu komputerowego wprowadza się również wyniki badań analizy sitowej. Otrzymuje się wtedy pełny graficzny i statystyczny, sparametryzowany walcowym modelem, obraz ziarnowej budowy badanych skał. Aparat umożliwia otrzymanie rozkładu ilościowego i masowego rozkład ziaren w zadanych przedziałach. Otrzymywane wyniki są powtarzalne i poprawne w kryteriach statystycznych.

5. Badania porozymetryczne — nazywane również badaniami krzywych ciśnień kapilarnych lub badaniami rozkładu promieni porów. W Polsce wykorzystuje się do tych analiz porozymetrię rtęciową. Pomiar polega na włączaniu rtęci (cieczy niezwilżającej) do przestrzeni porowej badanych skał. Ciśnienie włączania (kapilarne) wiąże z promieniami porów formuła Washbourne'a, wykorzystująca walcowy model przestrzeni porowej (Washbourn, 1921):

$$P = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad [4]$$

gdzie: P — ciśnienie kapilarne, r — promień porów odpowiadający ciśnieniu włączania, σ — współczynnik napięcia międzyfazowego, θ — kąt kontaktu.

Podnosząc ciśnienie włączania do momentu, gdy rtęć przestaje migrować do próbki przy dalszym wzroście ciśnienia, mierząc objętości rtęci, która przy danym ciśnieniu wmigrowała do przestrzeni porowej i przeliczając otrzymane wyniki modelem walcowym otrzymujemy dystrybucję promieni porów w badanej skale. Oprócz krzywej rozkładu promieni porów możemy wyliczyć inne wielkości charakteryzujące wykształcenie przestrzeni porowej badanych skał (Sercombe, 1993, Tiab & Donaldson, 1996). Są to wielkość powierzchni właściwej, wielkość średniej kapilary w badanej próbce, wielkość średnicy progowej oraz współczynnik porowatości dynamicznej. Nowoczesne porozymetry umożliwiają oznaczenie krzywej kumulacyjnej również przy malejących ciśnieniach (Chillingarian, 1992; Bietz i in., 1996). Różnica między krzywymi, mierzona jako różnica nasycenia przestrzeni porowej rtęcią dla ciśnienia kapilarnego równego 1 at,

Tab.1. Zestawienie czynników wpływających na zmiany parametrów petrofizycznych

| Rodzaj analizy | Czynniki mające wpływ na wynik analizy |
|---|--|
| Gęstość szkieletowa | Skład chemiczny |
| Różnica porowatości całkowitej i otwartej | Sposób powstawania porów |
| Przepuszczalność w różnych kierunkach | Anizotropia przestrzeni porowej |
| Zawartość wody nieredukowalnej = różnicy porowatości otwartej i dynamicznej | Ilość, rodzaj cementów, zawartość frakcji ilastej |
| Powierzchnia właściwa ziaren | Kształt ziaren |
| Wielkość efektu histerezy | Odstępstwo realnej przestrzeni porowej od modelu walcowego |
| Kształt krzywej kumulacyjnej | Przestrzenne ułożenie ziaren, zawartość i rodzaj cementów |
| Przesunięcie krzywej rozkładu porów w kierunku mikroporów | Kompakcja |
| Liczba pików modalnych i ich wysokości | Laminacja, ilość cementów |
| Wielkość średnicy progowej | Kształt, sposób ułożenia przestrzennego ziaren |

Tab. 2. Przykładowe metody korelacyjne

| Zbiór parametrów | Korelacja |
|--|---|
| Porowatość, przepuszczalność, rozkład promieni ziaren | Wzór Berga (1975): korelacja kolejnych percentyli rozkładu uwzględnia odchylenia od kulistego modelu budowy ziaren. Wprowadzenie efektywnego promienia ziarna |
| Porowatość, przepuszczalność, krzywa ciśnień kapilarnych | Wzór Purcella: formuła wiążąca wynienione parametry za pomocą, tzw. czynnika litologicznego, charakterystycznego dla danej skały |
| Porowatość, przepuszczalność, średnica progowa Parametry do poprawek: histereza, wysokość pików modalnego | Korelacja Katza-Thompsona (1986): idealna dla skały zbudowanej z kulistych, dobrze wysortowanych ziaren. Z poprawkami uwzględnia zmiany w wykształceniu przestrzeni porowej |
| Porowatość, przepuszczalność | Wzór Kozeny-Carmana (De Wriest, 1969): parametryzacja kształtu porów przez czynnik kształtu i krętość |
| Porowatość, średnica progowa, ilość wody nieredukowalnej, histereza, wysokość pików modalnego | Klasy podobieństwa dla krzywych przepuszczalności fazowych (Such, 1996b) |

jest określana jako wielkość efektu histerezy.

Na ryc. 1 zamieszczono standardowy wydruk krzywych kumulacyjnych rozkładu porów sporządzonych przy rosnących i malejących ciśnieniach. Wielkość efektu histerezy mierzona jest dla punktu w którym urywa się krzywa sporządzona dla malejących ciśnień. Średnica progowa matematycznie jest punktem przegięcia krzywej kumulacyjnej, po którym następuje szybki wzrost nasycenia przestrzeni porowej ręką. Fizycznie interpretuje się średnicę progową jako ten rozmiar porów przy którym rozpoczyna się ciągły przepływ płynów przez próbkę (Kołodziej, 1986; Pittman, 1992). Rycina 2 przedstawia inną, możliwą parametryzację krzywej rozkładu porów. Umieszczono na niej krzywą kumulacyjną rozkładu średnic porów i odpowiadająca jej krzywą różniczkową tego rozkładu. Krzywa tego typu określa modalność rozkładu średnic porów i daje parametry pików czy pików modalnych. Wysokość pików modalnego dla badań określonego profilu utworów skalnych jest dobrym parametrem korelacyjnym, będącym odpowiednikiem stopnia wysortowania ziaren w rozkładzie granulometrycznym.

Wpływ budowy i składu środowiska skalnego na parametry petrofizyczne

Analizując serie pomiarowe analiz petrofizycznych stwierdza się często znaczące korelacje niektórych wyników z konkretnymi zmianami w budowie i składzie analizowanych skał. Syntetyczny opis tych zależności zamieszczono w tab. 1. Wymaga on pewnego uszczegółowienia. Zależności tego typu pojawiają się przy analizowaniu serii próbek z konkretnego profilu czy zbioru próbek z tej samej warstwy. Wtedy na tle pewnego podbieństwa budowy i wykształcenia przestrzeni porowych analizowanych skał nakładają się wymienione w tab. 1 zależności. Tylko zależność anizotropii i przepuszczalności jest prosta i jednoznaczna. Przepuszczalność jest pomiarem kierunkowym przeprowadzanym wzdłuż osi wyciętego walca. Jeśli zatem wytnie się walce odpowiednio ukierunkowane od razu otrzymuje się liczbowy współczynnik anizotropii badanej przestrzeni porowej. Pozostałe zależności są mniej lub bardziej oczywiste, lecz niejednoznaczne. Na przykład zależność ilości wody nieredukowalnej w przestrzeni porowej skał zależy silnie od ilości i rodzaju cementu. W badaniach regionalnych czerwonego spągowca uzyskano jednoznaczną funkcję zależności ilości cementu i zawartości wody nieredukowalnej w próbce, (Such, 1996a) natomiast dla innych skał zasadniczą przy-

czyną zmienności może być sposób przestrzenne-go rozłożenia cementu czy jego rodzaj. Aby stwierdzić jednoznacznie, czy przesunięcie krzywych kumulacyjnych w stronę mniejszych porów jest wyłącznie przyczyną kompaktacji należy przeanalizować i wykluczyć możliwość wpływu innych czynników (rozkład wielkości ziaren ich upakowanie).

Reasumując, można stwierdzić, że wpływ wymienionych w tab. 1 czyn-

ników istnieje zawsze, natomiast jednoznaczne przyporządkowanie wymaga kompleksowej analizy wszystkich elementów mogących wpłynąć na ostateczny rezultat analizy.

Kompleksowe metody korelacyjne

Długie serie pomiarów, wykonywane dla jednego typu skał pozwalają na korelacje zmian w wykształceniu budowy ziarnowej czy przestrzeni porowej z jednym parametrem (Donaldson i in., 1991; El Sayed, 1993). Dla mniejszych serii czy dla powiązania wykształcenia przestrzeni porowej z procesami diagenetycznymi konieczne jest uwzględnienie kilku czynników dających w ostatecznym rezultacie obraz charakterystycznych zmian. Zbiór stosowanych parametrów powinien stanowić logiczną całość. Przykłady zbioru parametrów i korelacji z nimi związanych ujmuje tab. 2.

Z metod korelacyjnych, wymienionych w tab. 2 klasyczne już wzory Purcella i Kozeny-Karmana, stosowane z powodzeniem w inżynierii złożowej, nie będą użyteczne dla korelacji z badaniami diagenetycznymi, ponieważ parametryzują badane ośrodki porowate w sposób ogólny, przez podanie jednego lub dwóch syntetycznych wskaźników, dla których tylko w szczególnych przypadkach możliwe jest powiązanie z konkretnymi procesami diagenetycznymi. W przypadku wzoru Purcella jest to tzw. czynnik litologiczny, będący wypadkową rodzaju skały, warunków sedymentacyjnych i diagenetycznych. W przypadku wzoru Kozeny-Carmana (Chillingar, 1972) są to przyjęte arbitralnie parametry (czynnik kształtu, krętość) określające ukształtowanie przestrzeni porowej. Wzór Berga również będzie mógł być stosowany tylko w niektórych przypadkach i wyłącznie dla piaskowców (Darlak, 1993).

Użyteczne natomiast będą dwie pozostałe metody wymienione w tab. 2. Ich zasadniczą cechą jest elastyczność w doborze parametrów i fizyczny sens jaki można tym parametrami przypisać.

Korelacja Katza-Thompsona wiąże ze sobą porowatość, przepuszczalność i promień progowy za pomocą formuły

$$\log(r) = a + b \cdot \log(k) - c \log(por) \quad [5]$$

gdzie: r — promień progowy, k — współczynnik przepuszczalności, por — współczynnik porowatości, a, b, c — stałe liczbowe dopasowywane matematycznie dla danego zbioru danych. Formuła [5] daje bardzo dobrą korelację dla

skał zbudowanych z dobrze wysortowanych kulistych ziaren. Dla innych typów skał otrzymuje się wysoki współczynnik korelacji wprowadzając dodatkowe parametry do formuły [5] (Such, 1994, 1966a, b). Są to przede wszystkim wysokość pików modalnego oraz wielkość efektu histerezy. Końcowym rezultatem prac korelacyjnych jest wyznaczenie typowych parametrów przestrzeni porowej analizowanej kolekcji próbek (Coskun i in., 1983). Przewaga tej metody nad poprzednio omówionymi zawiera się w możliwości takiego doboru parametrów korelacyjnych aby wyłonił typom przestrzeni porowej odpowiadały realne procesy sedymentacyjne, czy diagenetyczne, które doprowadziły do ich utworzenia.

Uogólnieniem tej metody, przy zachowaniu jej filozofii, stanowi metoda tworzenia klas podobieństwa próbek rdzeni. Metoda polega na ustaleniu pożądanego kryterium podobieństwa, dobrania zestawu parametrów, które powinny spełniać to kryterium i pogrupowaniu przebadanych skał na klasy (grupy) podobieństwa. W tab. 2 podano zestaw parametrów dla klas podobieństwa określonych przez jednokowe krzywe przepuszczalności względnych. Są one dobrym kryterium tworzenia grup podobnych próbek, bowiem kształt krzywych przepuszczalności względnych zależy od wielu parametrów charakteryzujących skałę jak również oddziaływanie tej skały z płynami złożowymi (Wardlaw, 1982; Tarek, 1989; Kruczek i in., 1995).

Można oczywiście grupować przebadane próbki w klasy podobieństwa wykorzystując inny zestaw parametrów. W poszczególnych przypadkach otrzymuje się bardzo dobre korelacje pomiędzy otrzymanymi wynikami a konkretną cechą charakteryzującą badane skały. Dobrym przykładem jest tu doskonała korelacja między stopniem obtoczenia ziaren a zestawem parametrów: porowatość, przepuszczalność efekt histerezy, dla piaskowców czerwonego spągowca (Such, 1966a).

Podsumowanie

Przedstawiony przegląd metod badawczych stosowanych w pomiarach petrofizycznych oraz wskazanie elementów struktury skały wpływających na otrzymywane wyniki wskazują na możliwość wykorzystywania tych wyników w badaniach diagenetycznych. Wyniki badań petrofizycznych wnoszą możliwość operowania wartościami liczbowymi. Nie bez znaczenia jest prostota, powtarzalność oraz możliwość wykonywania tych badań w długich seriach.

W praktyce badawczej są możliwe różne stopnie wzajemnego przenikania się tych dwóch kompleksów badawczych. Oczywiście jest równoległe wykonywanie obu typów badań zapewniające poszerzenie zakresu informacji o badanych utworach oraz powiązanie liczbowych parametrów, charakteryzujących przestrzeń porową z modelem diagenetycznym. W przypadkach, gdy dominujący proces diagenetyczny powoduje charakterystyczne zmiany w wykształceniu przestrzeni porowej skał, potwierdzone znacząca korelacja, możliwa jest ekstrapolacja wyników badań diagenetyki przy wykorzystaniu badań petrofizycznych. W badaniach złożowych jest możliwe też odwrotne wykorzystanie zaobserwowanych korelacji.

Wyniki badań petrofizycznych mogą również pomóc przy ocenie natężenia występujących równoległe kilku procesów diagenetycznych.

Literatura

- BERG R.R. 1975 — AAPG Bull., 59: 939–956.
BIETZ R.F., BENNION D.B. & PATTERSON J. 1996 — Gas Storage Reservoir Performance Optimization through the Application of Drainage and Imbibition Relative Permeability Data, JCPT, February, 35: 33–40.
CHILLINGAR G.V. 1972 — Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs, New York.
CHILLINGARIAN G.V. 1992 — Carbonate Reservoir Characterisation: a Geologic-Engineering Analysis Part I.
COSKUN S.B. & WARDLAW N.C. 1983 — J. Petrol. Sc. & Engineering: 10: 1–17.
DARŁAK B. 1993 — Nafta-Gaz, 8: 285–290.
De WRIEST R.J.M. 1969 — Flow through Porous Media, New York.
DONALDSON E.C., EVALL N. & SINGH B. 1991 — J. Petrol. Sci. & Engineering, 6: 249–263.
EL SAYED 1993 — Ibidem, 10: 47–55.
KOEDERITZ L.F., HARVEY A.H. & HONARPOUR M. 1989 — Introduction to Petroleum Reservoir Analysis.
KATZ A.J. & THOMPSON A.H. 1986 — Phys. Rev. B., 34: 8179–8181.
KOŁODZIEJ S. Jr. 1980 — Analysis of Pore Throat Size, SPE Paper, SPE — 9382: 10.
KRUCZEK J., DARŁAK B., LEŚNIAK G. & SUCH P. 1995 — Metodyka pomiaru i interpretacja krzywych przepływów fazowych skał zbiornikowych dla ropy naftowej i gazu ziemnego, Pr. IGNiG, 86.
PITTMAN E.D., 1992 — AAPG Bull., 76: 91–198.
SERCOMBE W. J. 1993 — Performance of Lower Porosity Nugget Reservoirs..., Amoco, Thurst Belt and Foreland Basin Studies, Amoco Poland Limited.
SLIDER H.C. 1976 — Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. Petroleum Publishing. Company, Tulsa.
SUCH P. 1993 — Nafta-Gaz, 6: 216–221.
SUCH P. 1994 — Proceed. Najnowsze osiągnięcia metodyczno-interpretacyjne w geofizyce wiertniczej, Dobczyce, 1994.
SUCH P. 1996a — Pr. IGNiG, 88.
SUCH P. 1996b — Mat. II Symp. nt. Badania geochemiczne i petrofizyczne w poszukiwaniach ropy naftowej i gazu ziemnego, Janowice 12–15.04.1996: 254–269.
SUCH P. 1996c — Mat. Konf. Naukowo-Tech., Piła'96, 17–18.04.1996: 43–53.
TAREK A. 1989 — Hydrocarbon Phase Behaviour, Gulf Publ. Comp. Houston.
TIAB D. & DONALDSON E.C. 1966 — Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Rock and Fluid Transport Properties. Gulf Publ. Comp., Houston.
WARDLAW N.C. 1982 — The Effects of Geometry, Wettability, JCPT, May–June: 21–27.
WASHBOURN E.W. 1921 — Proc. National Acad. Sci., 7: 115–116.