



Referat wygłoszony w dniu 9 lutego 2022r. na posiedzeniu
Komisji Nauk Geologicznych PAN Oddział w Krakowie

mgr inż. Marek Stadtmüller

*Institut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy w Krakowie
ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków*

stadtmuller@inig.pl

<https://orcid.org/0000-0001-9684-933X>

referat pt. „Podstawy metodyczne badania szczelinowości ośrodka skalnego z wykorzystaniem danych geofizyki wiertniczej oraz badań laboratoryjnych”

Streszczenie

W referacie przedstawiono metodykę jakościowego określania stref występowania szczelin w profilach formacji węglanowych, w oparciu o procedurę Kompleksowej Analizy Szczelinowości (KAS). Wyróżniono trzy, addytywne względem siebie systemy szczelin, charakteryzujące się kolejno wzrastającymi wartościami apertury i długości, roboczo nazwane mikro, mezo i makro oraz analizowano ilościowo ich udział w całkowitej szczelinowości formacji skalnych. Opisano również metodykę integracji danych laboratoryjnych, pomiarów porowatości i przepuszczalności szczelinowej, wykonanych na płytkach cienkich i zgładach w ramach procedury ilościowej interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej z wykorzystaniem techniki szacowania parametru FPI (*fracture porosity index*) na przykładzie oceny szczelinowości wapieni dolnego karbonu, budujących paleozoiczne podłoże orogenu karpackiego oraz formacji dolomitu głównego Ca₂ rejonu Grotowa. Zaprezentowano przykład wykorzystania oryginalnego narzędzia programowego dedykowanego analizie obrazu ściany odwiertu, uzyskanego skanerem akustycznym CAST oraz elektrycznym XRMI firmy Halliburton, w celu rozpoznania obecności makroszczelin, wyznaczenia ich apertury oraz ilościowego oszacowania porowatości i przepuszczalności szczelinowej w pełnym profilu badanego górotworu. W efekcie wykonanych prac zostały sformułowane postulaty dotyczące metodyki gromadzenia materiału badawczego, a w szczególności: zakresu szczegółowych badań laboratoryjnych rdzeni wiertniczych oraz rodzajów wykonywanych profilowań otworowych. Sformułowano również zasady optymalnej metodyki rozpoznawania stref szczelinowatych oraz prowadzenia ilościowej oceny parametrów petrofizycznych rozpoznanych systemów szczelin.

Wstęp

Formacje węglanowe powszechnie charakteryzują się bardzo złożonym systemem mikroporowatości, zawierającym porowatość intergranularną (porowatość pierwotna lub międzyziarnowa) oraz porowatość wtórną, na którą składają się szczeliny o rozmaitych aperturach, od skali mikro, poniżej 0,1mm poprzez mezo, powyżej 0,1mm do makro, gdzie szczeliny mogą być widoczne gołym okiem na rdzeniach wiertniczych. Do porowatości wtórnej zaliczamy również wszelkie formy kawern i pustek w skale o różnym pochodzeniu. Formacje, w których obecna jest porowatość wtórna, nazywamy skałami o podwójnej porowatości (Archie 1952, Lucia 1999). W przypadku formacji węglanowych precyzyjne oszacowanie typu

i wielkości porowatości wtórnej ma kapitalne znaczenie dla predykcji przepuszczalności i ewentualnego określenia geologicznych i wydobywanych zasobów węglowodorów. Problem oszacowania porowatości wtórnej w oparciu o pomiary otworowe od dawna jest przedmiotem licznych prac badawczych dotyczących wpływu obecności szczelin i kawern na poszczególne rodzaje dostępnych pomiarów otworowych oraz rozwijających techniki interpretacyjne (Picket *et al.*, 1969; Aguilera 1976; Brie *et al.*, 1985; Dutta *et al.*, 1991; Kazatchenko i Mousatov 2002 i Kazatchenko *et al.* 2003). Generalnym podejściem do jakościowej analizy szczelinowatości jest metodyka Kompleksowej Analizy Szczelinowatości KAS (Sowiżdżał and Stadtmuller 2010) zakładająca użycie każdego profilowania jako swoistego wskaźnika obecności szczelin, które interpretowane jednocześnie, pozwalają na jakościowy podział badanego profilu na strefy szczelinowate, częściowo szczelinowate i nieszczelinowane. Jakakolwiek próba ilościowego oszacowania wielkości porowatości wtórnej musi opierać się o badania laboratoryjne prowadzone w sposób reprezentatywny dla danego kompleksu skalnego. W praktyce może to narażać na pewne trudności, gdyż najbardziej istotne z punktu widzenia przepływów mediów złożowych, otwarte makroszczeliny z reguły nie zachowują się w materiale rdzeniowym, gdyż ulegają zniszczeniu w trakcie procesu rdzeniowania. Z pomocą przychodzą pomiary wykonywane sondami do obrazowania ścianki otworu (tzw. imagerami akustycznymi i elektrycznymi) pozwalające na obrazowanie ścian odwiertu i rozpoznanie geometrii poszczególnych szczelin (kierunek i kąt zapadania) oraz określenie istotnego parametru, jakim jest apertura (Luthi *et al.* 1990). Niniejszy referat zawiera usystematyzowanie metodyczne procedury estymacji porowatości wtórnej w oparciu o pomiary laboratoryjne i profilowania geofizyki wiertniczej.

Dane laboratoryjne

Opisywane w referacie prace prowadzone były na zbiorze próbek skał węglanowych z odwiertów przewiercających utwory paleozoicznego podłoża orogenu karpackiego oraz profili utworów dolomitu głównego Ca₂, zgromadzone w Instytucie Nafty i Gazu - Państwowym Instytucie Badawczym na przestrzeni ostatnich 30. lat (Leśniak i Darlak, 1995). Dane obejmowały wyniki oznaczenia porowatości szczelinowej i przepuszczalności szczelinowej, przeprowadzone w dwóch zakresach apertur szczelin. Dla szczelin o rozwarości poniżej 0,1 mm, w oparciu o analizę płytek cienkich, wyznaczono porowatość i przepuszczalności w zakresie mikro **PORmfr [%]** i **PERMmfr [mD]**. Dla szczelin o rozwarości powyżej 0,1mm, w oparciu o analizę zgładów, wyznaczano porowatość i przepuszczalność w zakresie mezo **PORpfr [%]** i **PERMpfr [mD]**. Dla każdej próbki wykonano również badania piknometryczne i porozymetryczne dla oszacowania porowatości całkowitej **PHIt [%]** i efektywnej **PHIef [%]**. Następnie wykonano bilans uzyskanych wyników w postaci sumy, uzyskując estymację całkowitej porowatości i przepuszczalności szczelinowej w zakresach mikro i mezo **PORfr [%]** i **PERMfr [mD]**. Metodyka szacowania powyższych parametrów opisana w pracy (Paduszyński 1965), nazwana przez autora metodą *trawersów losowych*, ma w swej istocie charakter statystyczny, a przyjęte założenia o gładkości i braku krętości szczelin, długości znacznie większej od rozwarości oraz stałych zależnych od wyboru jednostek sprawia że, uzyskane wyniki mają generalnie bardziej charakter względnych trendów niż dokładnych bezwzględnych wartości. Fakt ten ma istotne konsekwencje w zastosowaniu tych danych w ilościowej interpretacji parametrów petrofizycznych w oparciu o profilowania geofizyki wiertniczej.

Analizując zgromadzone dane łatwo można zauważyć niezrozumiałą na pierwszy rzut oka sprzeczność zilustrowaną na rysunku Fig.1. Otóż, prawie wszystkie oznaczenia porowatości szczelinowej są większe od pomiaru piknometrycznego porowatości całkowitej. Jedynie próbki o numerach 76 do 86 nie podlegają temu trendowi, co może wskazywać na obecność silnej składowej w postaci porowatości typu kawernistego, kawern otwartych i

połączonych. Dla pozostałych próbek można zauważyć wyraźną proporcjonalność obu porównywanych wielkości.

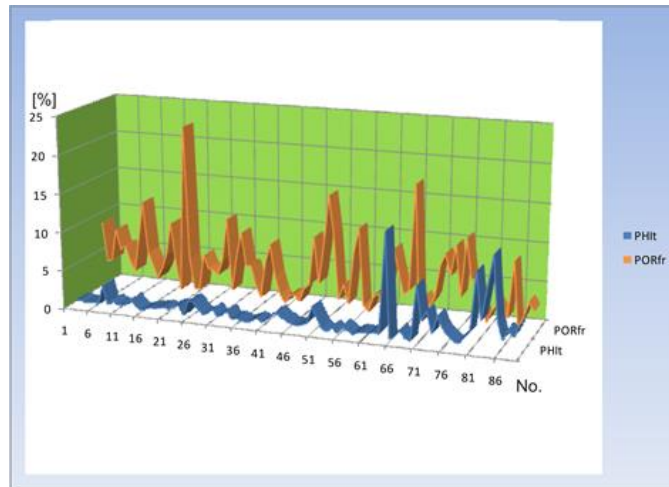


Fig.1 Zestawienie wartości laboratoryjnych PHIt i PORfr w funkcji numeru próbki No

Profilowania geofizyki wiertniczej

Zgromadzone dane otworowe pochodzą z odwiertów wierconych w okresie od początku lat dziewięćdziesiątych XX stulecia aż do dnia dzisiejszego. Z reguły, standardowy zestaw pomiarów obejmuje następujące profilowania: GR - profilowanie gamma, czyli pomiar naturalnej promieniotwórczości skały, GRS - profilowanie gamma spektrometryczne, URAN - profilowanie zawartości uranu, THOR - profilowanie zawartości toru, POTA - profilowanie zawartości potasu NPHI – profilowanie porowatości neutronowej, DT - profilowanie akustyczne, RHOB - profilowanie gęstości objętościowej, PEF - profilowanie efektu fotoelektrycznego, LLD, LLS MSFL - profilowania oporności zestawem sond o zróżnicowanym zasięgu radialnym, LSS ,WSTT - profilowania akustyczne z pełnym obrazem falowym, SED – profilowanie upadu warstw, CAST, XRMI - skanery - akustyczny i elektryczny. Dysponowano również wynikami ilościowej interpretacji składu mineralnego i porowatości oraz wynikiem oszacowania parametru SPI (*secondary porosity index*), który wyliczany jest bezpośrednio z danych geofizyki wiertniczej jako różnica porowatości neutronowej i porowatości z profilowania akustycznego (Aguilera 1976) i w sposób ilościowy określa część porowatości całkowitej, jaka jest związana z obecnością porowatości wtórnej. W większości przypadków opisywanych w literaturze porowatość wtórna nie przekracza poziomu 0,25 %, a więc jest niewielka, natomiast względne jej wartości, w odniesieniu do porowatości całkowitej, mogą przekraczać 20% (Crain's Petrophysic Handbook). Potwierdza to rysunek Fig.2, przedstawiający przykładowy histogram wyników interpretacji SPI w obrębie węglanowych formacji dolnego karbonu. Oszacowane wartości zawierają się w przedziale 0 - 0,0143%.

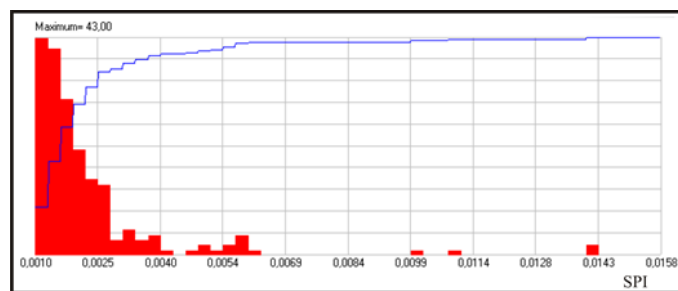


Fig.2 Przykładowy histogram wyinterpretowanych wartości SPI

Metodyka interpretacji

W oparciu o strukturę danych laboratoryjnych przyjęto fundamentalne założenie metodyczne o istnieniu trzech niezależnych zakresów apertur występujących w badanej formacji, a co za tym idzie trzech systemów szczelinowatości ośrodka skalnego.

Drugim założeniem jest przyjęcie możliwości sumowania wpływów poszczególnych systemów w celu oszacowania całkowitej szczelinowatości ośrodka skalnego, czyli założenie o addytywności efektów cząstkowych w efekcie całkowitym. Założenie to pozwala na estymację parametrów szczelin, porowatości szczelinowej i przepuszczalności szczelinowej w każdym wyszczególnionym systemie osobno, by na końcu procesu interpretacji uzyskać efekt całkowity w postaci sumy lub sumy ważonej.

Trzecim założeniem jest przyjęcie wyników estymacji porowatości szczelinowej, zarówno w przypadku płytek cienkich jak i zgładów, jako wartości względnych i obliczenie parametru FPI (*fracture porosity index*) wg. wzoru [1].

$$FPI_{fr} = \frac{POR_{fr}}{c} \times PHIt \text{ [%]} \quad [1]$$

gdzie c - stała standaryzacyjna ≈ 100

Uzyskane dane badano pod kątem istnienia ewentualnych korelacji pomiędzy poszczególnymi zmiennymi w celu uzyskania możliwości ich integracji w modelu porowatości wtórnej, jako części modelu paramentów petrofizycznych profilu wynikającego z interpretacji profilowań otworowych. Poniżej przytoczono najlepsze uzyskane równania korelacyjne dla systemu mikroszczelin dolnokarbońskich utworów węglanowych:

$$FPI_{mfr} = 0,038 \times \ln(PHIt) + 0,061 \quad R^2 = 0,812 \quad (\text{Fig.3}) \quad [2]$$

$$PERM_{mfr} = 5,326 \times \ln(FPI_{mfr}) + 29,15 \quad R^2 = 0,729 \quad (\text{Fig.4}) \quad [3]$$

Na rysunkach Fig.3 i Fig.4 przedstawiono zależności korelacyjne FPI_{mfr} vs. $PHIt$ oraz $PERM_{mfr}$ vs. FPI_{mfr} .

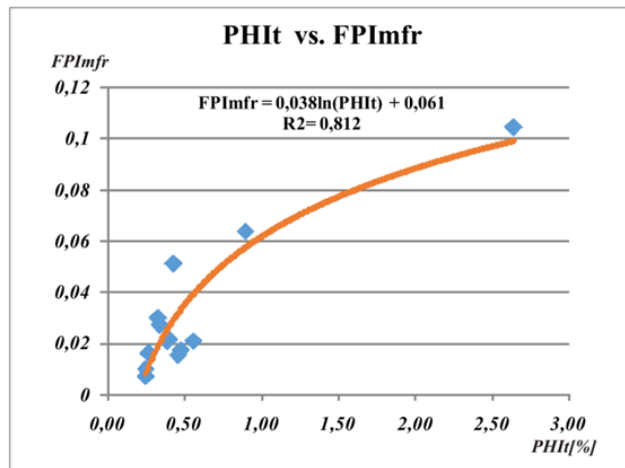


Fig.3 Zależność korelacyjna $FPIImfr$ od porowatości całkowitej $PHIt$ dla systemu mikroszczelin

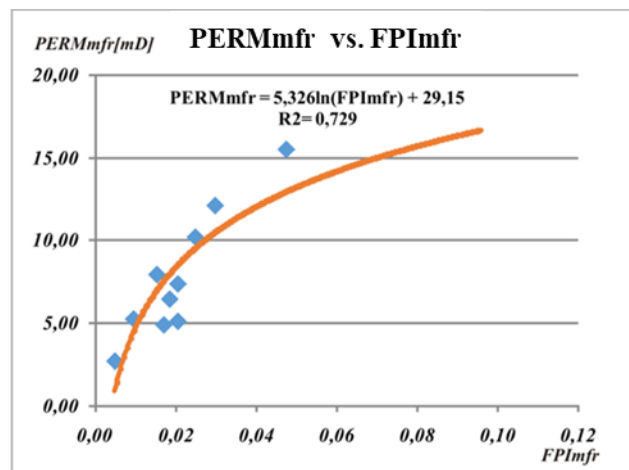


Fig.4 Zależność korelacyjna przepuszczalności mikroszczelin $PERMmfr$ od $FPIImfr$

Możliwości analizy systemu makroszczelin

Przedstawiona w pracy (Luthi and Souhaite, 1990) metodyka określania apertury z pomiarów elektrycznego imagera otworowego została zastosowana i zorganizowana w jedną procedurę pozwalającą na automatyczne rozpoznawanie szczelin i ich parametryzację (Stadtmuller i Kowalik, 2012). Rysunek Fig.5 przedstawia kolejne kroki analizy obejmujące; przetwarzanie danych, filtrację i trasowanie szczelin, estymację apertury, obliczenie FPI (*fracture porosity index*).

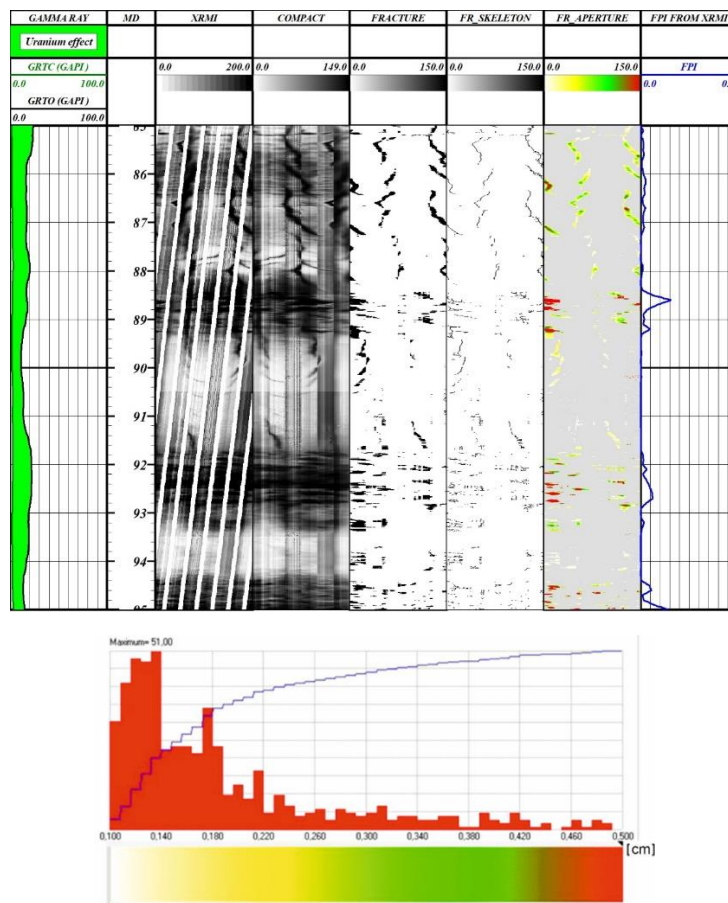


Fig.5 Przykład analizy systemu makroszczelin wraz z histogramem apertur (1-5 mm) dla węglanowych utworów dolomitu głównego Ca2 rejonu Grotowa

Wyniki

Przedstawione podejście metodyczne dla analizy formacji węglanowych z systemem podwójnej porowatości umożliwiło uzyskanie kompletnej, ilościowej parametryzacji wkładu poszczególnych typów szczelinowatości do ilościowej analizy parametrów petrofizycznych badanych formacji skalnych w zakresie porowatości i przepuszczalności ośrodka skalnego. Na rysunku Fig.6 przedstawiono przykład wykonanej analizy dla węglanowych utworów dolomitu głównego Ca2 rejonu Grotowa.

Podsumowanie

Podsumowując przeprowadzone prace badawcze i ich rezultaty można sformułować postulaty dotyczące optymalizacji procedury interpretacji danych geofizyki wiertniczej z wykorzystaniem pomiarów laboratoryjnych w celu identyfikacji i parametryzacji formacji szczelinowatych o podwójnej porowatości.

- Konieczność wykonywania różnorodnych pomiarów na tym samym materiale skalnym;
- Konieczność wykonania pomiarów XRD, porozymetrii rtęciowej i helowej, badań piknometrycznych, RockEval dla wydzielenia stref o podwyższonej zawartości

materii organicznej w celu prawidłowej identyfikacji pochodzenia anomalii uranowych;

- Konieczność wykonania takiej liczby pomiarów laboratoryjnych, aby uzyskać reprezentatywne trendy zmienności poszczególnych parametrów dla danej facji, litologii, czy wydzielenia stratygraficznego;
- Oprócz standardowych pomiarów geofizyki wiertniczej koniecznym jest wykonanie pomiaru elektrycznym skanerem otworowym dla uzyskania informacji o systemie makroszczelin;
- Analizy poszczególnych systemów mikro, mezo i makroszczelin można prowadzić oddzielnie, a następnie bilansować wpływy poszczególnych systemów szczelin;
- Wydzielone systemy szczelinowości mikro, mezo i makro w praktyce nie są idealnie rozłączne i należy w przyszłości prowadzić prace badawcze nad problemem ustalenia zakresu części wspólnych oraz konsekwencji, jakie to niesie dla wyników stosowanych procedur interpretacyjnych.

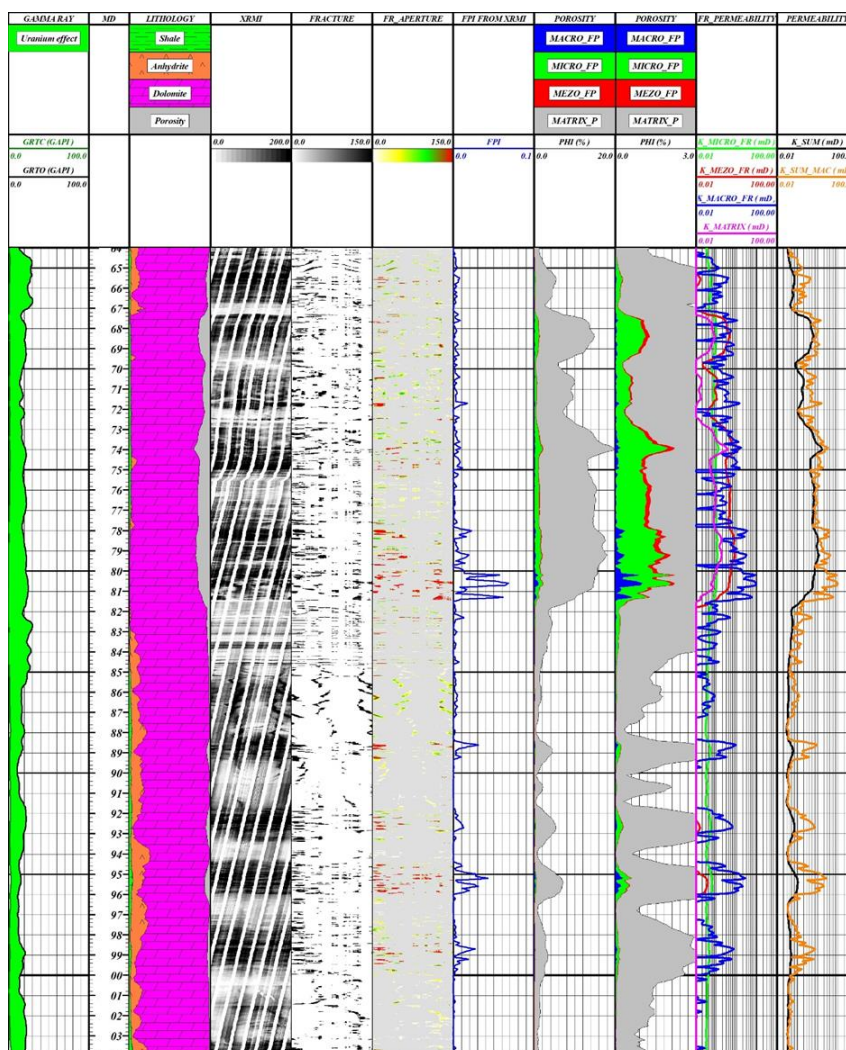


Fig.6. Wyniki analizy porowatości i przepuszczalności szczelinowej dla systemów mikro, mezo i makroszczelinowości w utworach dolomitu głównego Ca2 rejonu Grotowa

Literatura

Aguilera R., 1976: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from conventional Well Logs", JPT No. 6, p. 764 -771

Archie G.E., 1952: "Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations", AAPG Bull, Vol. 36, No. 2, p. 278 – 298

Brie A., Johnson D.L., Nurmi R.D., 1985: "Effect of spherical pores on sonic and resistivity measurements", paper W presented at the SPWLA 26th Annual Logging Symposium

Crain's Petrophysical Handbook <https://www.spec2000.net/12-phifrac.htm>

Dutta D.J., Madhavan S., Sundaram K.M., 1991: "Characterization of dual porosity system in carbonates using sonic and resistivity measurements", paper C presented at the SPWLA 40th Annual Logging Symposium

Kazatchenko E. Mousatov A., 2002: "Estimation of secondary porosity for carbonate formation using core data: total porosity and formation factor", paper SPE 77787

Kazatchenko E, Markov M, and Mousatov A., 2003; " Determination of Primary and Secondary Porosity in Carbonate Formations Using Acoustic Data", paper SPE 84209

Leśniak G., Darlak B., 1995: " Laboratory investigation of petrophysical properties of fractured and vugged rocks. Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods", Cracow AGH 1995 Conference Proceedings, p. 203–204

Lucia F.J., 1999: " Carbonate reservoir characterization". Springer, p. 226

Luthi S.M, Souhaite P., 1990: " Fracture apertures from electrical borehole scans", Geophysics No. 55, p. 821 - 833

Paduszyński J., 1965: " Szacowanie gęstości mikroszczelin metodą trawersów losowych ", Nafta No. 1, p. 2–3

Picket G.R, Reynolds E.B., 1969: " Evaluation of Fractured Reservoirs", J. Soc. Pet. Eng. No. 2 , p. 28 - 35

Sowiżdzał K., Stadtmuller M., 2010: " Metodyka konstrukcji przestrzennych modeli szczelinowatości" , GEOPETROL 2010 Materiały konferencyjne, p. 105 - 111

Stadtmuller M., Kowalik J., 2012: " Możliwości oceny apertury szczelin na podstawie analizy danych geofizyki wiertniczej – ujęcie metodyczne", GEOPETROL 2012 Materiały konferencyjne, p. 355 – 358