

# آنالیز جامع مغزه در مخازن شکاف دار

تعیین کمی مقادیر ظرفیت نگهداری و توان جریان خمیره (ماتریس)، حفره ها و شکستگی ها

ترجمه: بهنام نوروزپور مهندس اکتشاف نفت دانشگاه تهران

## چکیده

پاسخ به سوالات کلی از جمله "نفت کجاست؟"، "چه مقدار نفت در آنجا وجود دارد؟" و "آیا می توان آن را برداشت کرد؟" برای میدان شکاف دار بزرگی در جنوب ایتالیا کاری بسیار مشکل است. به منظور شناسایی مسیر حرکت نفت در سنگ و قابلیت تولید ساختارهای قابل مشاهده در مغزه، بررسی های زیادی شامل مطالعه با میکروسکوپ الکترونی دمای پایین (Cryo SEM)، کروماتوگرافی گازی-پیرولیز، اندازه گیری توزیع اندازه حفرات و برخی آزمایش های خاص دیگر بر روی سنگ مخزن انجام گرفته است. در این مطالعه از یک روش تحلیلی بر مبنای تئوری نفوذ (Percolation theory) به منظور تعیین مقدار تاثیر هریک از ساختارهای موجود در سنگ بر تراوایی کلی و شرایط ایجاد ارتباط بین حفره های موجود در سنگ مخزن، استفاده شد.

داده های ورودی شامل، پراکنندگی گلوگاه های حفرات، طول گلوگاه ها،

عدد کثوردیناسیون، جهت گیری دنده ها و مقادیر تخلخل می باشند.  
**مقدمه:**

میدان مورد مطالعه در آپنینز جنوبی (Southern Apennines) در ایتالیا واقع شده و رسوبات آن اغلب در محیط های کم عمق دریایی نهشته شده اند. اگرچه عمده تولید مخزن از ساختارهای ناپیوسته و منفرد مانند شکستگی ها و انحلال های عظیم صورت می گیرد، اما تصور بر این است که ذخایر قابل توجه هیدروکربور قابل تحرک در بخش های متراکم تر مخزن تجمع یافته است. شارژ و تغذیه مداوم سیستم های منفرد و ناپیوسته سنگ، دلیل اصلی افزایش عمر مخزن بیان شده است.

نمای شماتیک سنگ در مقیاس مغزه در شکل شماره یک نشان داده شده که شامل پنج قسمت است:

- (۱) خمیره یا ماتریس
- (۲) حفره های غیر مرتبط
- (۳) حفره های مرتبط

- (۴) لرزه ها.
- (۵) شکستگی ها.

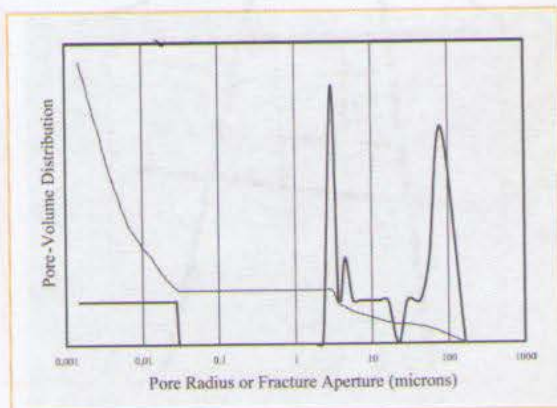
خمیره، حفره ها و لرزه ها در مغزه یک زمینه همگن را تشکیل می دهند، اما شکستگی ها این چنین نیستند. در مقیاس های بزرگ تر، ساختارهای دیگر مانند مجموعه ای از شکستگی های بزرگ دیده می شود که به کمک مغزه ها قابل اندازه گیری نیستند.

مراحل زیر برای تعیین حجم خالص و مفید مخزن (در مقیاس مغزه) انجام گرفته است:

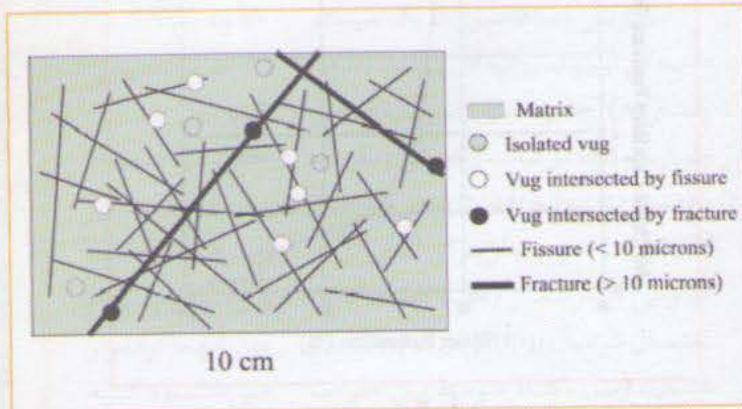
- شناسایی هدف های نفت دار
- ارزیابی سهم آنها در تخلخل کلی
- تعیین نقش تراوایی
- تخمین میزان ترشوندگی سنگ مخزن

## نفت کجاست؟

خصوصیات نفت و ویژگی های پتروفیزیکی سنگ مخزن ناهمگن هستند. به کمک تابع توزیع حفرات (شکل شماره ۲) می توان سیستم های



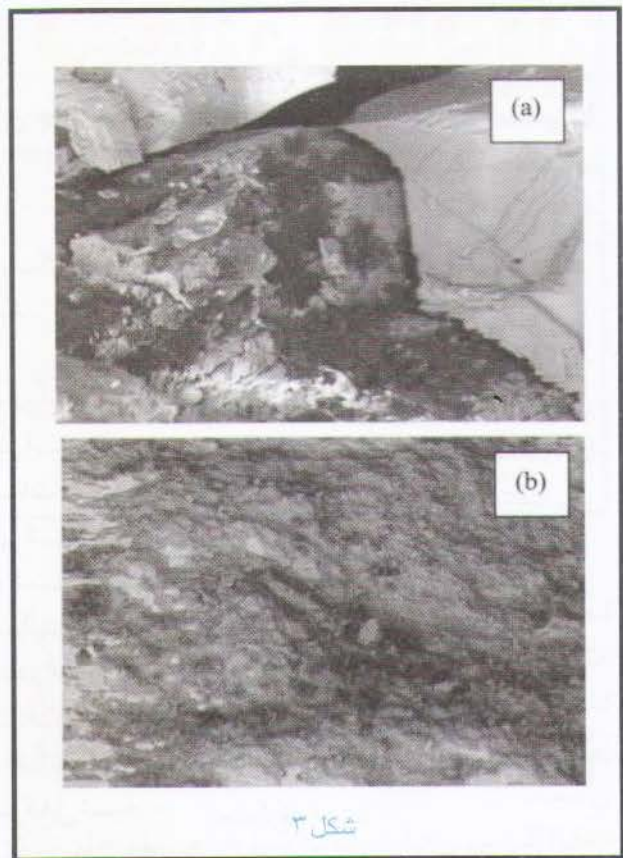
شکل ۱



شکل ۲



نفت در خمیره (ماتریس) و گسترش هیدروکربور در لرزه‌ها می‌باشد. در عمل از پنج ساختار تشکیل دهنده فضای خالی سنگ، ماتریس و حفره‌های غیر مرتبط حاوی آب بوده و در لرزه‌ها، شکستگی‌ها و حفره‌های مرتبط نفت تجمع کرده است. شماره ۴ فرایند تجمع نفت در سنگ را به صورت شماتیک نشان می‌دهد. بر اساس این مدل، نفت ابتدا بزرگ‌ترین شکستگی‌ها را پر کرده و سپس وارد فضاهای



شکل ۳

$$\Delta\rho \cdot g \cdot h_k > 2\gamma \cdot \cos\theta / W_{k+1}$$

بنابراین ماتریس به دلیل فاصله کم فضاهای خالی آن، کاملاً اشباع از آب بوده و در نتیجه داده‌های حاصل از آزمایش cryo SEM و GHM تایید می‌شود.

### چه مقدار نفت در مخزن است؟

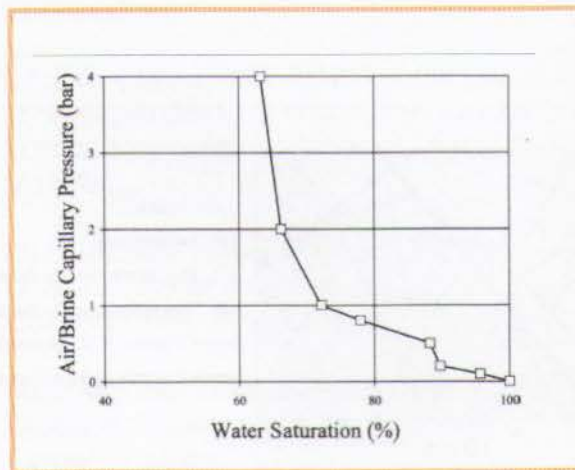
پاسخ به این پرسش نیازمند اندازه‌گیری ظرفیت نگهداری روزنه‌های مختلف موجود در سنگ می‌باشد. اندازه‌گیری تخلخل شکستگی و حفره به کمک روش NMR انجام گرفته است (شکل شماره ۵).

سنگ را به صورت شماتیک نشان می‌دهد. بر اساس این مدل، نفت ابتدا بزرگ‌ترین شکستگی‌ها را پر کرده و سپس وارد فضاهای

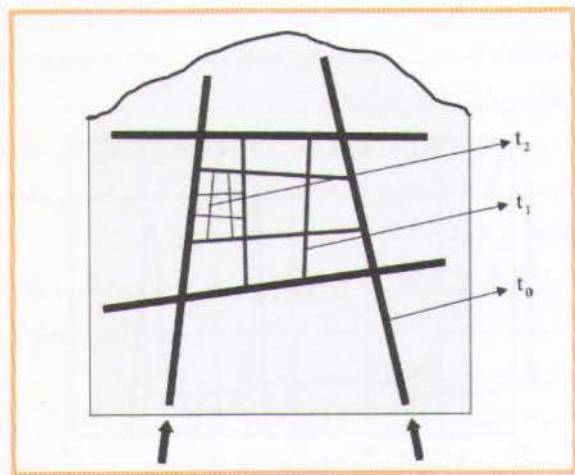
شکستگی، لرزه و ماتریس را از یکدیگر تشخیص داد. آزمایش‌های میکروسکوپ الکترونی دمای پایین (cryo SEM) و کروماتوگرافی گازی-پیرولیز (GHM) روی نمونه‌های سنگ مخزن ترک‌دار، نشان دهنده نبود



شکل ۵

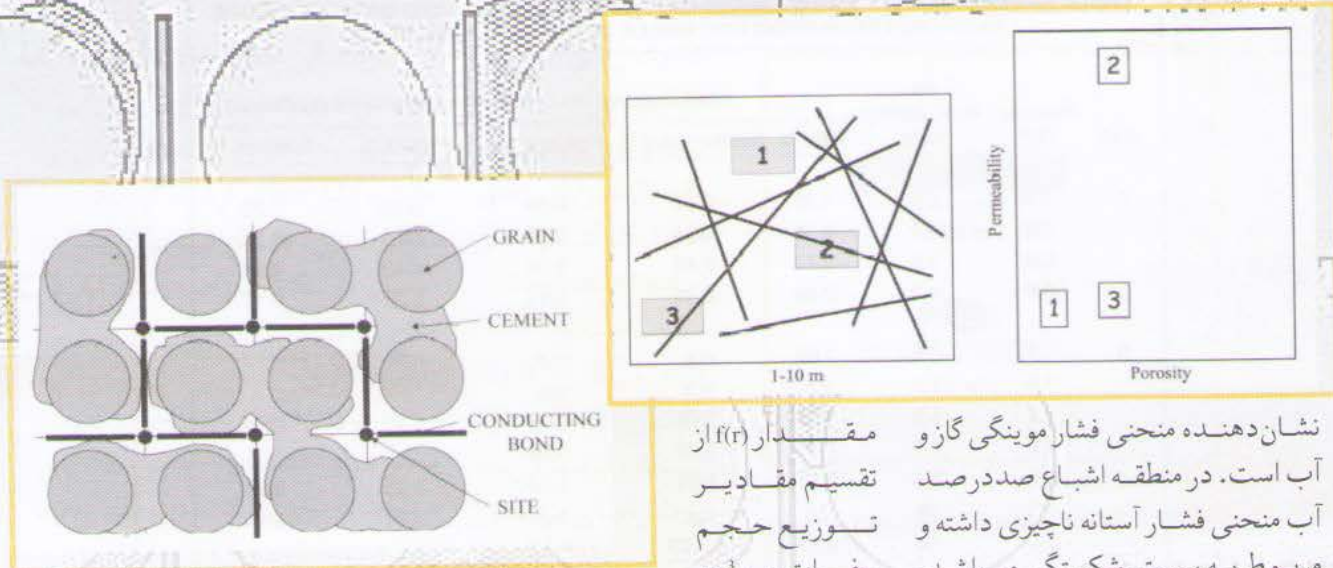


شکل ۶

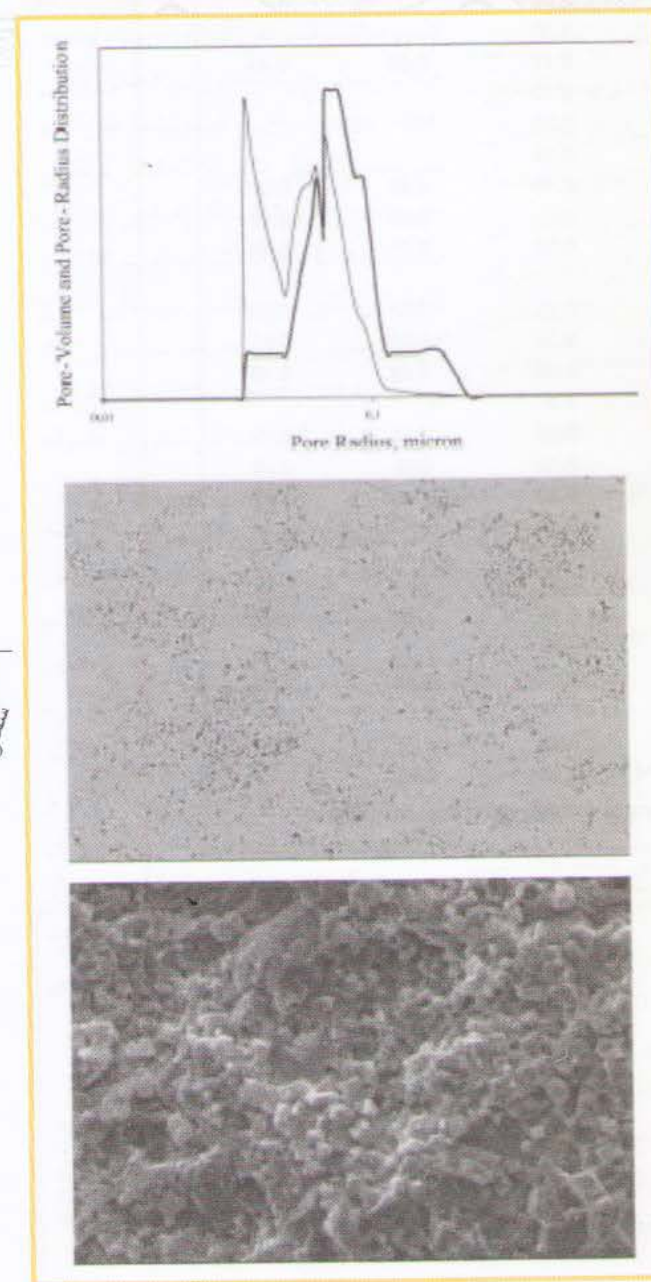


شکل ۷





شکل ۸



شکل ۹

نشان دهنده منحنی فشار موینگی گاز و آب است. در منطقه اشباع صد درصد آب منحنی فشار آستانه ناچیزی داشته و مربوط به سیستم شکستگی می باشد. جابه جایی و خروج گاز از نمونه ها با درجه اشباع ۸۹ درصد ادامه دارد و در این نقطه با افزایش فشار آستانه وارد سیستم ماتریس می شویم. چون هیچ نفتی در ماتریس سنگ وجود ندارد بنابراین تخلخل خالص نمونه،  $(100 - 89 = 11)$  یازده درصد تخلخل کلی می باشد.

### آیا نفت قابل بهره برداری است؟

قابلیت بهره برداری نفت مستقیماً وابسته به تراوایی سنگ است. در داده های حاصل از آزمایش های معمول تراوایی نمی توان نسبت  $K_{\phi}$  مناسب و یکنواختی پیدا کرد. بنابراین تراوایی سیستم های ماتریس و شکستگی به وسیله یک روش تحلیلی که بر پایه تئوری نفوذ بنا شده، اندازه گیری شد.

### ماتریس (matrix)

ماتریس به صورت یک سیستم دانه ای ایزوتروپ می باشد (شکل شماره ۸). حفره های بزرگ به عنوان سایت (site) و کانال های باریک به صورت پیوند (bond) فرض شده اند. اطلاعات مورد نیاز برای اندازه گیری تراوایی عبارتند از (الف) تابع چگالی احتمال نرمال  $(f(r))$  مربوط به شعاع کانال، (ب) فاصله متوسط بین حفرات مجاور (l) و (ج) عدد کثوردیناسیون (Z). یکدیگر را

**حفره (Vug)** طبق تئوری نفوذ، حفره ها، سایت های غیر مرتبط هستند و زمانی پیوند بین آنها برقرار می شود که یکدیگر را

TABLE 1—PERMEABILITY AND STORAGE-CAPACITY DATA OBTAINED ON WHOLE-CORE SAMPLES TAKEN FROM FIVE WELLS IN THE ANALYZED FIELD\*

Well	Porosity (%)	Air Permeability (md)	NMR Porosity			Porosity From Gas/Water $P_c$	
			Total %	Matrix + Vug %	Fracture %	Matrix %	Fracture %
A	1.2	0.6	1.15	0.96	0.20	0.92	0.30
	0.6	1.7	0.58	0.34	0.24	0.26	0.37
	0.8	1.9	0.73	0.49	0.24	0.43	0.34
	0.5	0.3	0.46	0.35	0.11	0.32	0.15
B	1.7	0.5	1.68	n.a.	n.a.	0.90	0.76
	1.0	1.1	n.a.	n.a.	n.a.		
	1.2	1.3	1.18	1.04	0.14	1.10	0.14
	1.2	1.2	1.20	1.00	0.20		
	5.1	0.5	5.01	3.61	1.40	4.13	0.94
	1.2	26	n.a.	n.a.	n.a.	0.99	0.21
	2.2	72	2.19	> 2.09	< 0.1		
C	1.0	2.4	0.85	0.59	0.26		
	1.0	n.a.	0.98	0.88	0.30		
	0.9	1.7	1.04	0.93	0.11	0.52	0.43
	0.8	0.1	0.77	0.62	0.15		
	1.0	0.1	1.01	0.73	0.28		
	0.5	0.4	0.52	0.33	0.19		
	0.4	7.7	0.42	0.32	0.10	0.35	0.07
	0.5	0.4	n.a.	n.a.	n.a.	0.38	0.08
	1.4	0.5	1.39	1.07	0.32	0.77	0.64
D	0.6	0.6	0.56	0.41	0.15	0.53	0.09
	1.2	4.8	1.06	0.80	0.26	1.00	0.20
	0.3	3.2	0.27	0.19	0.08	0.19	0.15
	2.4	< 0.01	2.40	n.a.	n.a.		
	1.7	< 0.01	1.65	1.62	0.03	1.48	0.19
	0.6	1.1	0.66	0.56	0.10	0.59	0.05
	1.2	1.0	1.28	1.28	0.10	1.03	0.22
	2.3	2.6	2.29	1.99	0.30		
E	3.9	0.3	4.00	4.00	0.05	3.73	0.17
	1.9	0.2	1.40	1.19	0.21	1.84	0.06
	2.9	0.2	3.10	2.90	0.20	2.76	0.14
	3.6	n.a.	3.10	3.00	0.10	3.31	0.29
	5.0	0.2	4.96	4.72	0.24	4.57	0.43
	5.1	0.4	4.80	4.37	0.43	4.77	0.33
	3.2	0.3	3.09	2.93	0.16	2.98	0.22

\*Porosity values are from conventional measurements (resaturation method), NMR image analysis, and gas/water capillary pressure tests (porous plate method).

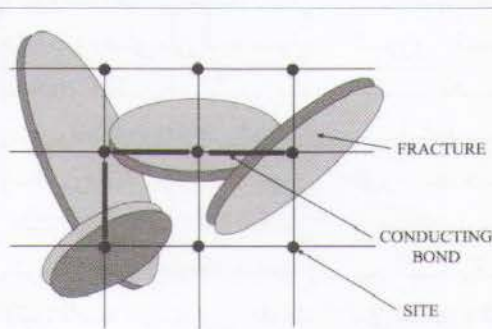
GRAIN

CEMENT

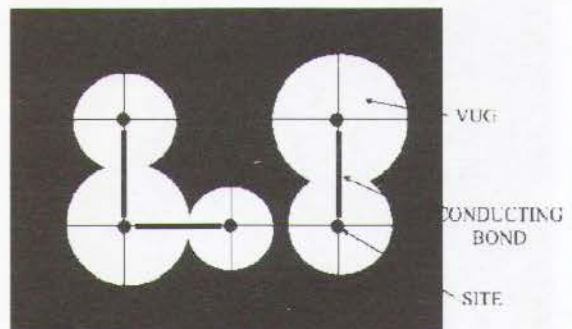
جدول ۱

۲۸

شماره ۱۷ - آذر ۱۳۸۳



شکل ۱۱



شکل ۱۰



ترشوندگی سنگ را مشخص می‌کند (شکل شماره ۱۲). آزمایش ثابت دی الکتریک بر روی نمونه‌های این مخزن، نشان دهنده ترشوندگی ناهمگون سنگ مخزن، نفت دوست بودن ساختار حفره و شکستگی آب دوست بودن ماتریس است.

### نتیجه گیری:

۱- استفاده همزمان از چندین روش مجزا برای شناسایی خواص مغزه‌های مربوط به مخزن شکاف دار، بسیار مفید و رضایت بخش بود.

۲- با کمک آزمایش‌های کروماتوگرافی گازی-پیرولیز و میکروسکوپ الکترونی دمای پایین (cryo SEM)، وجود نفت تشخیص داده شد. چگونگی توزیع تخلخل و نقش حفره، درزه و شکستگی‌ها در تخلخل نمونه‌ها به کمک تصاویر NMR، آزمایش‌های رایج فشار موینگی آب و گاز و آزمایش تزریق جیوه، شناسایی شد و نقش پارامترهای مختلف در تراوایی کلی نمونه‌ها براساس تئوری نفوذ، تخمین زده شد.

۳- نتایج نشان می‌دهد که هشتاد درصد سنگ را ماتریس آب دوست، آب دار و متراکم اشغال کرده، پانزده درصد رادزه‌های متراکم نفت دوست و حاوی نفت که همراه حفره‌های مرتبط در زمینه سنگ به صورت نامنظم توزیع شده‌اند و پنج درصد باقی مانده را شکستگی‌های بزرگ نفت دوست و نفت دار تشکیل داده‌اند. تراوایی درزه‌ها حدود یک میلی داریسی بوده، اما حفره‌ها نقشی در تراوایی سنگ مخزن ندارند. □

نفوذ، زمانی تراوایی صفر خواهد بود که  $n_f \cdot a^3 > 0.25$  باشد و مقدار تراوایی طبق مدل گوگنز و دینز (Gueguenes & Dienes)

عبارت است از:

$$K_f \cong 33 \cdot \phi_w^2 \cdot C_f(2)$$

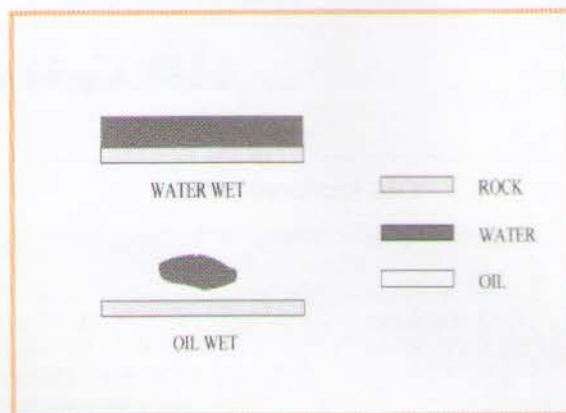
$C_f$  کسری از حجم حفره است که توسط لرزه‌ها و حفره‌های مرتبط پر شده‌اند. تراوایی به دست آمده از درجه یک میلی داریسی بوده و با نتایج آزمایش‌ها و لایه آزمایشی چاه همخوانی دارد. این نوع تراوایی (حاصل از درزه‌ها) نقشی تعیین کننده در تراوایی مخزن دارد.

### شکستگی‌ها (Fractures)

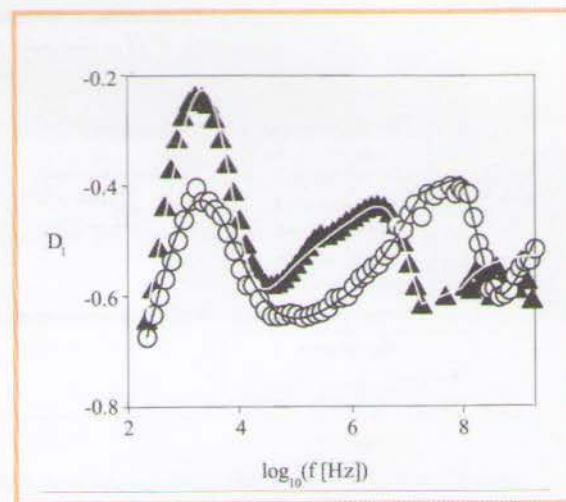
شکستگی‌ها در مخزن به صورت کاملاً ناهمگن توزیع شده‌اند و اندازه آنها بزرگ تر از آن است که بتوان آنها را در مقیاس مغزه مطالعه کرد.

### ارزیابی و تعیین ترشوندگی:

ترشوندگی نیز مانند تراوایی، فاکتور مهمی در تعیین بهره دهی سیستم‌های شکاف دار می‌باشد. برای تعیین ترشوندگی سنگ مخزن به دلیل تراوایی پایین نمونه‌ها، از روش ثابت دی الکتریک به جای روش آموت (Amott) استفاده شد. ثابت دی الکتریک سنگ، شکل فاز آب موجود در آن (به صورت ورقه‌های نازک یا قطعات کروی شکل) و در حقیقت طبیعت



شکل ۱۲



شکل ۱۳

قطع کنند (شکل شماره ۱۰). نفوذ سیال زمانی اتفاق می‌افتد که شعاع متوسط حفره‌ها بزرگ بوده ( $d < 2/4R$ ) و یا به عبارتی تخلخل حفره بیشتر از ۳۰ درصد باشد. بنابراین حفره‌ها نیز نقش چندانی در تراوایی سنگ‌های این مخزن ندارند.

### درزه‌ها (Fissures)

شکل شماره ۱۱، درزه‌ها به صورت مجموعه‌ای از دیسک‌ها که به طور نامنظم در یک محیط نامحدود توزیع گردیده‌اند، تصویر شده است. شعاع متوسط درزه‌ها،  $a$ ، میانگین جدایی بین آنها  $W$  بر حسب میکرون و تعداد مراکز درزه در واحد حجم با  $n_f$  نمایش داده شده است. طبق تئوری

منبع:

SPE- 85636

N. Bona, SPE, F. Radaelli, A. Ortenzi, A. De poli, C. Peduzzi, Eni, E&P, M. Giorgioni, SPE, shell Italia E&P SPA