

# NGHIÊN CỨU ĐÁ MÓNG CARBONATE NỨT NẸ KHU VỰC LÔ 102 - 106 BẰNG TÀI LIỆU ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN

**ThS. Nguyễn Văn Hoàng, ThS. Nguyễn Anh Đức**  
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí  
 Email: hoangnv@pvep.com.vn

## Tóm tắt

**Hệ thống nứt nẻ đóng vai trò rất quan trọng đối với khả năng thấm chứa và cho dòng của đá chứa carbonate nứt nẻ. Có nhiều phương pháp địa vật lý giếng khoan được áp dụng để phát hiện và nghiên cứu các đới nứt nẻ như phương pháp hình ảnh giếng khoan FMI-FMS, STAR-CBIL, chỉ số hấp thụ quang điện (photoelectric factor - Pef), điện trở suất, các đường siêu âm, đường mật độ, đường caliper, biểu hiện các đỉnh khí đối với đường cong đo Karota khí... và đồng thời dùng các phương pháp này để xác định độ rỗng nứt nẻ cho đá carbonate.**

**Từ khóa:** Lô 102 - 106, bể Sông Hồng.

## 1. Giới thiệu

Lô 102 - 106 thuộc bể trầm tích Sông Hồng, phía Bắc thềm lục địa Việt Nam được hình thành từ địa hào dạng kéo tách có hướng Tây Bắc - Đông Nam được khống chế ở hai cánh bằng các đứt gãy trượt thuận ngang (Nguyễn Mạnh Huyền và nnk, 2007). Sự va chạm của 2 mảng Đông Dương và Á - Âu ở giai đoạn Eocene - Oligocene sớm là khởi đầu của hoạt động đứt gãy ở khu vực, sau đó là hoạt động vận xoắn theo chiều kim đồng hồ và kéo tách. Bể trầm tích trải qua một lịch sử phát triển từ Paleogene đến nay với nhiều pha nén ép, tách giãn, nghịch đảo, bào mòn cắt xén và lún chìm nhiệt. Bể Sông Hồng có nhiều đơn vị cấu trúc, tuy nhiên ở Lô 102 - 106 được chia làm 3 khu vực chính (Hình 1):

- Khu vực Tây Nam (nằm ở phía Tây Nam của đứt gãy sông Chảy và thuộc thềm đơn nghiêng Thanh Nghệ) với các phức hợp đá biến chất tuổi Proterozoic, trầm tích carbonate và trầm tích lục nguyên tuổi Mesozoic với chiều dày trầm tích xấp xỉ 2.000m.

- Trùng Trung tâm (nằm ở giữa đứt gãy Sông Lô và Sông Chảy) bị ảnh hưởng rất mạnh bởi hoạt động kiến tạo nghịch đảo trong suốt thời kỳ Miocene, thậm chí lên tới Pliocene;

- Vùng Đông Bắc (nằm ở phía Đông Bắc của đứt gãy Sông Lô) được chia tách thành 2 phần thềm Hạ Long và khu vực Bạch Long Vĩ. Thềm Hạ Long là thềm đá móng tuổi Paleozoic được phủ trên bởi trầm

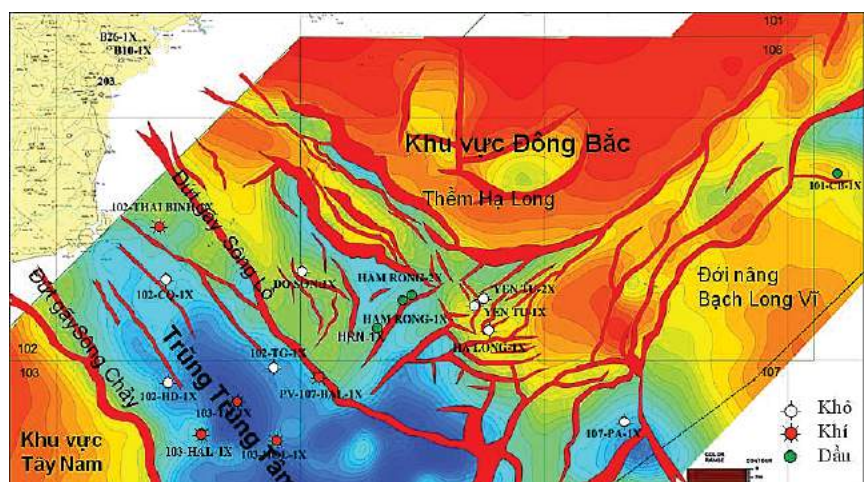
tích Cenozoic có chiều dày ~2.000m và có các địa hào hẹp dọc theo đứt gãy Sông Lô có thể tồn tại địa hình đá vôi chôn vùi bên trong. Đới Bạch Long Vĩ bị ảnh hưởng bởi hoạt động kiến tạo nghịch đảo trong suốt thời kỳ Oligocene đến Miocene sớm tạo nên các địa hào hẹp bên trong.

Trong khu vực Lô 102 - 106 đã khoan 9 giếng, trong đó một giếng có phát hiện khí ở cấu tạo Thái Bình cho lưu lượng khá tốt trong trầm tích cát kết Miocene giữa; phát hiện dầu, condensate, khí trong đá móng nứt nẻ carbonate trước Cenozoic ở cấu tạo Hàm Rồng.

## 2. Nghiên cứu hệ thống nứt nẻ bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan

### 2.1. Đặc điểm của đá móng carbonate nứt nẻ

Độ rỗng trong đá carbonate được chia làm 2 loại là độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh.



Hình 1. Phân vùng khu vực nghiên cứu của Lô 102 - 106

Độ rỗng nguyên sinh là độ rỗng được hình thành cùng với quá trình thành đá, phụ thuộc vào nhiều yếu tố như sự sắp xếp, phân bố, mức độ gắn kết xi măng và sự liên thông giữa các không gian rỗng bên trong. Độ rỗng này đóng góp không nhiều cho khả năng chứa của đá carbonate.

Độ rỗng thứ sinh là độ rỗng được hình thành tạo sau quá trình thành đá, được hình thành do quá trình rửa lỗ, tái kết tinh, dolomite hóa và hoạt động kiến tạo địa chất. Loại độ rỗng này đóng vai trò chính cho khả năng thấm chứa của đá carbonate nứt nẻ.

Nứt nẻ mở là loại nứt nẻ có chiều rộng nhỏ, không bị lấp bởi các khoáng vật thứ sinh. Độ rỗng của loại nứt nẻ này rất thấp (chỉ vài %) nhưng có vai trò rất quan trọng đối với khả năng thấm chứa của đá carbonate nứt nẻ.

Nứt nẻ biến dạng là các loại nứt nẻ sau khi được hình thành lại bị tác động biến đổi có thể làm tăng hoặc làm giảm độ thấm của đá móng carbonate.

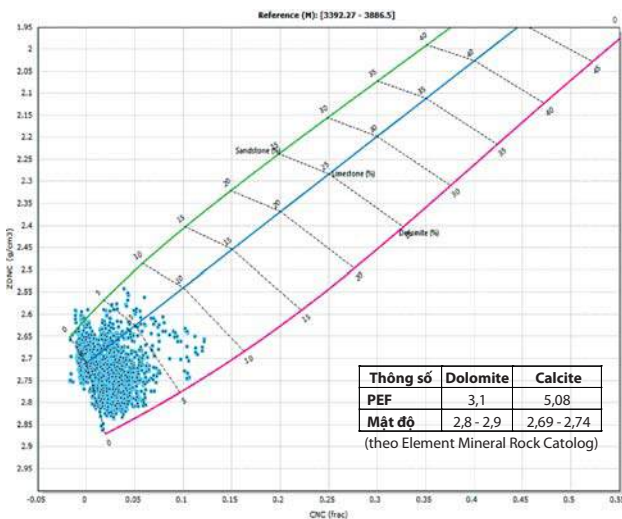
Nứt nẻ kín là các loại nứt nẻ bị lấp bởi các khoáng vật thứ sinh, làm giảm độ rỗng cũng như độ thấm của đá móng carbonate.

Hang hốc: Hoạt động của nước ngầm trong đá nứt nẻ làm xói mòn rửa lỗ có thể tạo nên các hang hốc, nhất là chỗ giao cắt giữa các nứt nẻ. Loại này làm tăng đáng kể độ rỗng cũng như độ thấm chứa của đá móng carbonate...

**2.2. Sử dụng các phương pháp địa vật lý giếng khoan để nghiên cứu hệ thống nứt nẻ**

**2.2.1. Xác định định tính thành phần thạch học**

Dựa vào tài liệu đo địa vật lý giếng khoan, tác giả xây dựng đồ thị trực giao giữa giá trị đo Neutron-mật độ và



Hình 2. Biểu đồ trực giao giữa Neutron-mật độ và các chỉ số hấp thụ quang điện để xác định thành phần thạch học của đá móng carbonate

giá trị hấp thụ quang điện cho thấy các giá trị phân bố trong khoảng dolomite và limestone, chứng tỏ đá vôi bị dolomite hóa. Quá trình dolomite hóa sẽ làm đá vôi bị co ngót thể tích góp phần tạo nên nứt nẻ [4]. Các hoạt động kiến tạo, hoạt động rửa lỗ [11] của khu vực này rất mạnh, phát triển mạnh các đứt gãy, hệ thống nứt nẻ và hang hốc Karst.

**2.2.2. Phát hiện đới nứt nẻ bằng các phương pháp địa vật lý giếng khoan**

Các phương pháp địa vật lý giếng khoan chủ yếu được áp dụng để nghiên cứu hệ thống nứt nẻ, tuy nhiên phụ thuộc vào độ phân giải của từng phương pháp mà được ứng dụng rộng rãi hay hạn chế.

- Phương pháp đo đường kính giếng khoan (Caliper) dùng để đo kích thước đường kính và hình dáng lòng giếng khoan. Sự gia tăng kích thước đường kính giếng khoan được xem là dấu hiệu của đới nứt nẻ.

$$DCAL = CAL - BS \tag{1}$$

DCAL: Độ khác biệt của đường kính giếng khoan thực tế với đường kính chèo khoan;

CAL: Đường kính giếng khoan;

BS: Đường kính của chèo khoan.

- Phương pháp Pef dùng để đo chỉ số hấp thụ quang điện từ trên một đơn vị thiết diện ngang của thành hệ (b/e). Với dolomite Pe có chỉ số là 3,14, calcite là 5,08, barite là 267. Phương pháp này rất tối ưu để phát hiện đới nứt nẻ mở vì ở dung dịch khoan sẽ ngấm vào thành hệ mang theo barite, khi đó giá trị của Pe sẽ tăng cao đối với khoảng có nứt nẻ.

- Phương pháp thế tự nhiên (SP): đường cong SP sẽ tăng trong đới nứt nẻ và có thể sử dụng đường cong này để xác định đới nứt nẻ. Nhìn chung đường cong SP có xu hướng bị nhảy, không ổn định tại đới nứt nẻ do kết quả của quá trình thấm của dung dịch khoan vào thành hệ.

- Phương pháp điện trở: Khi tồn tại đới nứt nẻ mở dung dịch khoan sẽ bị ngấm vào thành hệ theo các nứt nẻ. Khi đó sự tương phản giữa đường điện trở đo nông (LLS) và đường điện trở đo sâu (LLD) sẽ có sự tách biệt, chỉ ra sự tồn tại của đới nứt nẻ.

- Phương pháp siêu âm: Phương pháp siêu âm là phương pháp đo thời gian lan truyền của sóng dọc ngang của đất đá dọc thành giếng khoan. Trong đới nứt nẻ sóng dọc (P-wave) ít bị ảnh hưởng bởi nứt nẻ hơn là sóng ngang (S-wave). Nhìn chung khi gặp nứt nẻ thời

**Bảng 1.** Các thiết bị đo hình ảnh giếng khoan bằng vi hệ cực điện

Công ty	Thiết bị	Số lượng cào	Số lượng điện cực
Halliburton	EMI (Electrical Micro Imaging Tool)	6	150
Schlumberger	FMS (Formation MicroScanner)	4	64
Schlumberger	FMI (Formation MicroImager)	8	192
Baker Atlas	STAR (SimulTaneous Acoustic and Resistivity Imager)	6	144

gian lan truyền sóng của cả sóng dọc và sóng ngang đều tăng lên.

$$RTD = \frac{DT_S}{DT_C} \quad (2)$$

Trong đó:

*RTD*: Tỷ số của tốc độ lan truyền sóng ngang và sóng dọc;

*DT<sub>S</sub>*: Tốc độ lan truyền của sóng ngang, ms/ft;

*DT<sub>C</sub>*: Tốc độ lan truyền của sóng dọc, ms/ft.

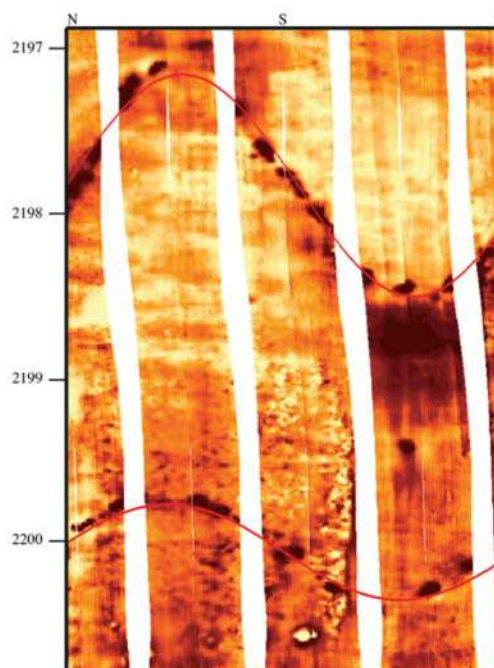
- Phương pháp đo nhiệt độ: Đường cong đo nhiệt độ có xu hướng tăng theo chiều sâu. Tuy nhiên do hiện tượng ngưng tụ dịch khoan ở đới nứt nẻ kết quả làm cho nhiệt độ bị giảm xuống khi qua đới này.

- Phương pháp hình ảnh giếng khoan cho hình ảnh thành giếng khoan bằng điện trở, sóng âm hoặc các thiết bị video, cung cấp các thông tin trên thành giếng khoan như góc dốc, nứt nẻ, đứt gãy, bất chỉnh hợp, hang hốc, và tương môi trường địa chất (Hình 3) [5]. Thông tin về nứt nẻ, hang hốc... sẽ được biểu hiện bằng các khoảng sẫm màu hoặc khoảng chặt sít là những khoảng sáng màu trên băng Log.

- Phương pháp đo hình ảnh giếng khoan bằng hệ vi cực gồm một tập hợp các vi điện cực được sắp xếp trên các cào của thiết bị. Các cào này được áp sát thành giếng khoan khi đo và đo được tập hợp một dãy các đường điện trở, sau đó sắp xếp lại cho ra hình ảnh của thành giếng khoan. Một số công ty trên thế giới đã chế tạo các thiết bị quét hình ảnh thành giếng khoan (Bảng 1).

- Phương pháp đo hình ảnh giếng khoan bằng siêu âm được thực hiện khi máy giếng đặt định tâm trong giếng khoan. Khi đo, đầu phát sẽ phát ra sóng siêu âm. Các sóng này khi chạm vào đất đá ở thành giếng thì bị hấp thụ một phần năng lượng rồi phản xạ trở lại và được ghi nhận tại các đầu thu đặt ở trục giếng khoan. Sau khi xử lý số liệu bằng các phần mềm chuyên dụng sẽ nhận được hình ảnh của thành giếng khoan.

- Phương pháp phân tích đường cong hiệu chỉnh mật độ: Trên biểu đồ Density Log, đường cong hiệu chỉnh mật độ (DRHO) dùng để hiệu chỉnh mật độ do



**Hình 3.** Hình ảnh giếng khoan được thể hiện qua phương pháp FMI

**Bảng 2.** Các thiết bị đo hình ảnh giếng khoan bằng sóng siêu âm (Schlumberger, Bakerhughes, Halliburton catalog)

Công ty	Thiết bị
Halliburton	CAST (Circumferential Acoustic Scanning Tool)
Schlumberger	UBI (Ultrasonic Borehole Imager)
Baker Atlas	CBIL (Circuferential Borehole Imager Log)
Baker Atlas	STAR (SimulTaneous Acoustic and Resistivity Imager)

ảnh hưởng của thành giếng khoan và lớp vỏ sét. Khi tồn tại đới nứt nẻ, thành giếng khoan sẽ bị gồ ghề và mùn khoan ngấm vào nứt nẻ sẽ làm biến đổi đường hiệu chỉnh mật độ.

**2.2.3. Xác định độ rỗng của đá móng carbonate nứt nẻ qua hình ảnh giếng khoan [1]**

Từ hình ảnh giếng khoan sau khi xử lý, đường cong độ dẫn sẽ được tách ra dọc theo thành giếng khoan từ dữ liệu trên. Đường cong độ dẫn điện này phản ánh tính chất dẫn điện của đới rửa. Để biến đổi độ dẫn điện thành độ rỗng Newberry sử dụng công thức tính độ bão hòa nước của Archie cho đới rửa.

$$S_{xo}^n = \frac{aR_{mf}}{\Phi^m R_{xo}} \quad (3)$$

Trong đó:

$S_{xo}$ : Độ bão hòa nước của đới rửa;

$R_{mf}$ : Điện trở suất của filtrate.  $\Omega\text{m}$ ;

$R_{xo}$ : Điện trở suất của đới rửa.  $\Omega\text{m}$ ;

$\Phi$ : Độ rỗng;

$a$ : Hệ số mao dẫn;

$m$ : Hệ số gắn kết xi măng;

$n$ : Hệ số bão hòa nước.

Khi thành hệ chứa nước  $S_{xo} = 1$  và  $a = 1$ , lấy  $m = n = 2$ , thay vào công thức (3), khi đó hình ảnh giếng khoan theo phương pháp điện sẽ được chuyển đổi thành độ rỗng theo giá trị  $R_{xo}$  và điện trở suất  $R_{mf}$  của filtrate tại điểm đo vi cực.

$$\Phi = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \quad (4)$$

Khi đá carbonate nứt nẻ có chứa dầu khí thì độ bão hòa ở đới rửa  $S_{xo} < 1$ . Do đó, công thức này được GeoQuest, 1998 chỉnh sửa để giảm thiểu và loại trừ ảnh hưởng do sự thay đổi bản chất của chất lưu trong vỉa chứa. Độ rỗng tính toán từ dữ liệu FMI/STAR thành lập từ độ rỗng tổng của phương pháp Neutron-mật độ và điện trở suất nông (LLS) [7].

$$\Phi_I = \Phi_T (LLS \times C_i)^{1/m} \quad (5)$$

Trong đó:

$\Phi_I$ : Độ rỗng tính từ tài liệu FMI/STAR (fraction);

$\Phi_T$ : Độ rỗng theo phương pháp Neutron-mật độ (fraction);

$LLS$ : Điện trở suất nông,  $\Omega\text{m}$ ;

$C_i$ : Độ dẫn điện tính từ FMI/STAR,  $\Omega\text{m}^{-1}$ .

$\Phi_T$  được tính dựa trên mô hình ELAN 3 khoáng vật.

$$\rho_{log} = \rho_{Dol} \times V_{Dol} + \rho_{Lime} \times V_{Lime} + \rho_{fluid} \times \Phi_T \quad (6)$$

$$NPFI_{log} = NPFI_{Dol} \times V_{Dol} + NPFI_{Lime} \times V_{Lime} + NPFI_{fluid} \times \Phi_T \quad (7)$$

$$I = V_{Dol} + V_{Lime} + \Phi_T \quad (8)$$

Trong đó:

$\rho_{log}$ : Mật độ đường log,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;

$NPFI_{log}$ : Chỉ số neutron của đường log;

$\rho_{Dol}$ : Mật độ của dolomite,  $2,81 \text{ g}/\text{cm}^3$ ;

$NPFI_{Dol}$ : Chỉ số neutron của dolomite, 0,03;

$\rho_{Lime}$ : Mật độ của calcite,  $2,71 \text{ g}/\text{cm}^3$ ;

$V_{Dol}$ : Tỷ phần thể tích của dolomite (fraction);

$NPFI_{Lime}$ : Chỉ số neutron của calcite, 0;

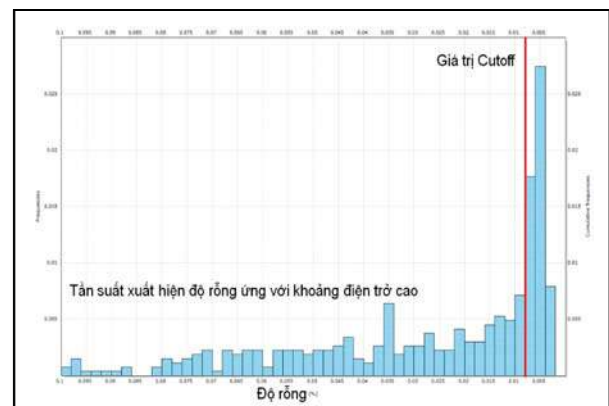
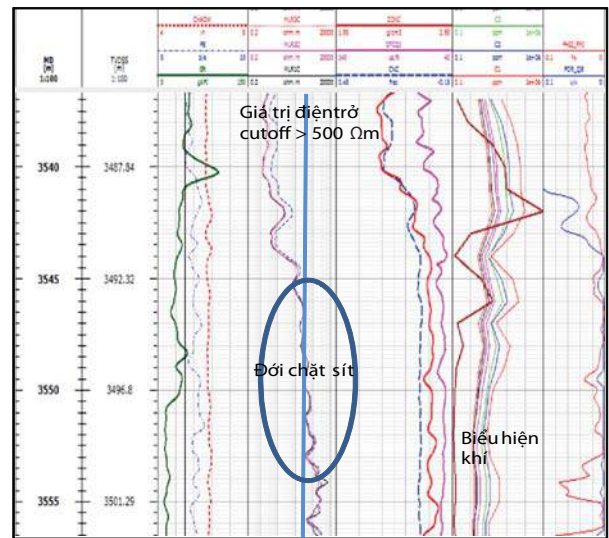
$V_{Lime}$ : Tỷ phần thể tích của calcite (fraction);

$\rho_{fluid}$ : Mật độ chất lưu,  $1 \text{ g}/\text{cm}^3$ ;

$NPFI_{fluid}$ : Chỉ số neutron của chất lưu, 1.

Độ rỗng tính từ phương pháp hình ảnh giếng khoan cũng là độ rỗng tổng gồm: độ rỗng nguyên sinh và độ rỗng thứ sinh. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ quan tâm đến độ rỗng thứ sinh hay độ rỗng nứt nẻ trong carbonate, vì vậy đã xây dựng ngưỡng để cutoff đi độ rỗng nguyên sinh.

Khi tồn tại đới nứt nẻ, dung dịch khoan sẽ ngấm vào thành hệ và kết quả làm điện trở đo sâu sẽ giảm. Ngược lại đối với đới chặt sít, do không tồn tại đới ngấm nên đường điện trở đo sâu chỉ phản ánh tính chất dẫn điện của thành hệ. Hình 4 được xây dựng dựa trên nguyên tắc chọn khoảng không có biểu hiện dầu khí, đường điện trở đo nông và đo sâu không bị phân tách (3.545 - 3.555mMD). Kết quả xây dựng biểu đồ phân bố độ rỗng



Hình 4. Phương pháp xây dựng điểm cutoff

**Bảng 3.** Tổ hợp các phương pháp địa vật lý dùng để nghiên cứu giếng khoan X

Khoảng đo (m)	Tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan	Chất lượng
3.400 - 3.850	Run#1a: XMAC - ORIT - WGI - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#1b: RTEX - MLL - ZDL - CN - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#2: STAR - GR - TTRM - Swivel	Tốt
	Run#3: RCI - GR	Tốt

XMAC: Phương pháp sóng âm

MLL: Phương pháp đo điện trở bằng vi hệ cực

GR: Phương pháp đo gamma tự nhiên

ZDL: Phương pháp mật độ

ORIT: Phương pháp định hướng

CN: Phương pháp neutron

WGI: Phương pháp đo hình thái giếng khoan

STAR: Phương pháp hình ảnh giếng khoan

TTRM: Phương pháp đo nhiệt độ

RCI: Phương pháp đo áp suất và lấy mẫu chất lưu thành hệ

RTEX: Tổ hợp các phương pháp đo điện trở

Swivel: Đo sức căng dây cáp

ứng với điện trở ở khoảng này cho thấy, độ rỗng từ 3.545 - 3.555m có xác suất xuất hiện độ rỗng 0,005 - 0,008% với tần suất cao nhất, giá trị này được dùng làm giá trị cutoff.

**3. Dữ liệu và kết quả phân tích cho giếng khoan X, Lô 102-106 bể Sông Hồng**

Nhóm tác giả thực hiện các phương pháp đo địa vật lý giếng khoan đối với vỉa chứa móng carbonate dày hơn 400m (được phát hiện tại giếng khoan X, Lô 102 - 106).

- Thành phần thạch học dựa vào biểu đồ trực giao giữa Neutron-mật độ và chỉ số hấp thụ quang điện của đường cong PEF (Hình 5) cho thấy trong khoảng 3.400 - 3.500m, 3.550 - 3.640m chủ yếu là dolomite, khoảng còn lại là đá vôi calcite.

- Đối nút nê, trong khoảng nghiên cứu từ độ sâu 3.465 - 3.475m với đường kính chòong khoan là 6inch, đường caliper ghi nhận có đường kính lớn hơn 6 inch, giá trị PEF > 5,1 và biểu hiện của khí trong khi khoan. Đường cong độ dẫn (xuất ra từ phương pháp hình ảnh giếng khoan) cho phép xác định các đối nút (Hình 5).

- Độ rỗng, độ rỗng tổng trong khoảng độ sâu từ 3.465 - 3.475m được tính toán theo công thức (5) (Hình 7), sau đó xây dựng mô hình cutoff thông số độ rỗng theo Hình 4 với hệ số cutoff là 0,008%. Kết quả phân tích độ rỗng được trình bày ở Bảng 4.

**4. Kết luận**

Kết quả nghiên cứu Lô 102 - 106 đã chứng minh đã chứa carbonate nứt nẻ trước Đệ Tam là đối tượng tiềm năng chứa dầu khí.

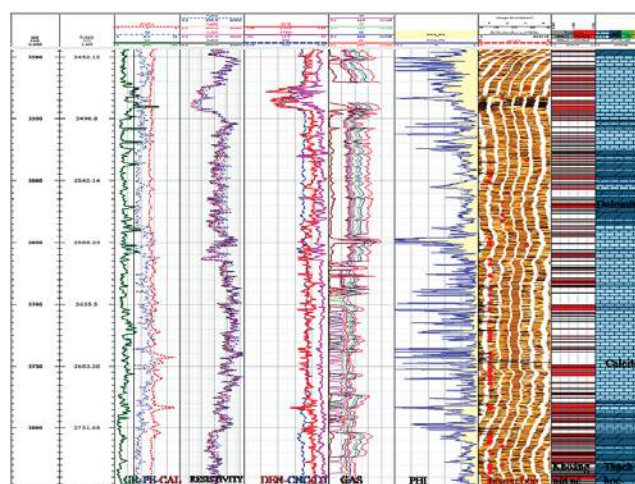
- Độ rỗng trong đá móng carbonate trước Đệ Tam chủ yếu là độ rỗng nứt nẻ tuy nhiên độ mở của các nứt nẻ rất nhỏ và nhỏ hơn rất nhiều so với độ phân giải của phương pháp Neutron-mật độ. Vì vậy, việc sử dụng phương pháp tính toán độ rỗng từ phương pháp hình ảnh giếng khoan có thể tăng độ phân giải từ 2 - 3 feet lên 1,2 inch.

- Biểu hiện của giá trị độ rỗng tính bằng phương pháp

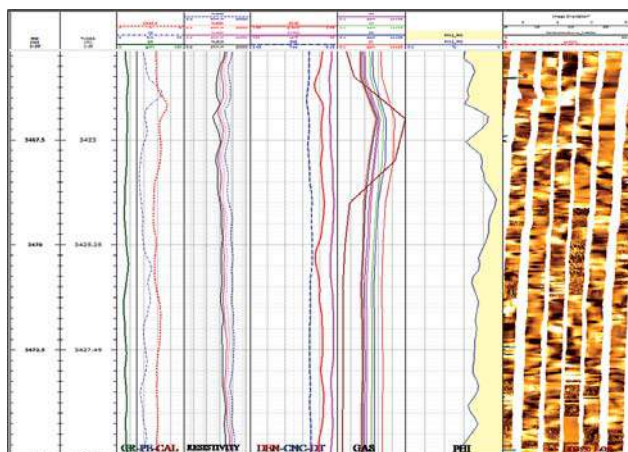
Newberry tương thích với biểu hiện hang hốc nứt nẻ trên bằng hình ảnh giếng khoan và đặc biệt tại vị trí có độ rỗng cao (9,7%) nhà điều hành đã lấy mẫu chất lưu tại độ sâu 3.533,5mMD. Phương pháp này có tính thực tiễn cao, có thể

**Bảng 4.** Kết quả phân tích độ rỗng khoảng độ sâu 3.465 - 3.475m

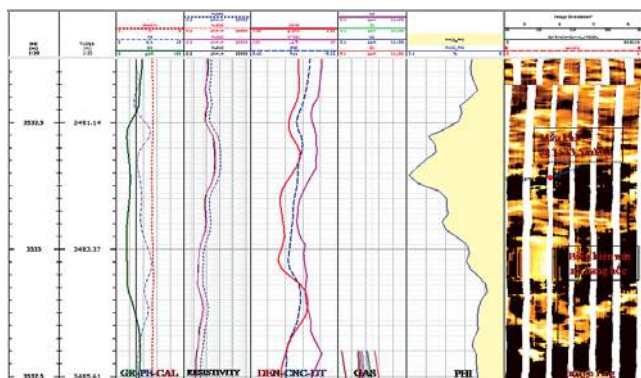
Khoảng	Chiều dày tổng	Chiều dày hiệu dụng	Tỷ số chiều dày hiệu dụng/Chiều dày tổng	Độ rỗng hiệu dụng
3.465 - 3.475	10	9,7	0,97	0,027



**Hình 5.** Thạch học và các khoảng nứt nẻ của giếng khoan X từ kết quả phân tích các đường cong địa vật lý giếng khoan, Lô 102 - 106



**Hình 6.** Độ rỗng  $\Phi_i$  ở khoảng độ sâu 3.465 - 3.475m



Hình 7. Độ rỗng  $\Phi$ , so sánh với nứt nẻ từ hình ảnh giếng khoan

áp dụng để tính toán độ rỗng trong đá móng carbonate nứt nẻ. Tuy nhiên, bản chất của phương pháp này phụ thuộc vào độ dẫn điện của các vật chất chứa trong khe nứt, nếu khe nứt bị lấp bởi các khoáng vật dẫn điện như sét thì sẽ có sai số. Vì vậy, để chính xác hóa thông số độ rỗng, cần nghiên cứu thêm độ rỗng bằng phương pháp phân tích mẫu lõi và phương pháp đo cộng hưởng từ (NMR).

#### Tài liệu tham khảo

1. B.M.Newberry, L.M.Grace, D.D.Stief. *Analysis of carbonate dual porosity system from borehole electrical images*. SPE 35158. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 27 - 29 March, 1996.
2. Creties Jenkins, Ahmed Ouenes, Abdel Zellou, Jeff Wingard. *Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models*. AAPG Bulletin. 2009; 93(11): p. 1597 - 1608.
3. G.V.Chilingrarian, S.J.Mazzaullo, H.H.Rieke. *Carbonate reservoir characterization: A geologic - engineering analysis, part II*. Elsevier. 1996.
4. Gareth D.Jones, Yitain Xiao. *Dolomitization, anhydrite cementation, and porosity evolution in a reflux system: Insights from reactive transport models*. AAPG Bulletin. 2005; 89(5): p. 577 - 601.
5. Neil Hurley. *Borehole images*. Basic well log analysis. AAPG Methods in Exploration. 2004; 16: p. 151 - 193.
6. F.Jerry Lucia. *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*. Springer. 2007.
7. Mahmoud Akbar, Sandeep Chakravorty, S.Duffy Russell, Maged A.Al Deeb, Mohamed R.Saleh Efnik, Roxy Thower, Hagop Karakhanian, Sayed Salma Mohamed, Mohamed N. Bushara. *Unconventional approach to resolving primary and secondary porosity in Gulf carbonates from conventional logs and borehole images*. SPE 87297. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, United Arab Emirates. 13 - 15 October, 2000.
8. Roberto Aguilera. *Naturally fractured reservoirs*. PennWell Books. 1995.
9. Stacy C.Atchley, Nathaniel H.Ball, Luke E.Hunt. *Reservoir characterization and facies prediction within the Late Cretaceous Doe Creek Member, Valhalla field, West-central Alberta, Canada*. AAPG Bulletin. 2010; 94(1): p.1 - 25.
10. Stephen E.Laubach. *Practical approaches to identifying sealed and open fractures*. AAPG Bulletin, 2003; 87(4): p. 561 - 579.
11. Petronas. *Study of tectonic activities in Block 102-106 and Adjacent areas*. 2006.
12. Petronas. *Study of sequence stratigraphy for Block 102-106*. 2011.
13. Petrovietnam. *Geology and petroleum resource of Vietnam*. Publishing house Science and Technology. 2007.
14. Vietnam Petroleum Institute. *Joint study of carbonate reservoir model for Block MVHN-02*. 2012.

## A study of fractured carbonate in Blocks 102 - 106 by wireline logging

Nguyen Van Hoang, Nguyen Anh Đức  
Petrovietnam Exploration Production Corporation

#### Summary

**The fracture system plays an important role in the porosity and permeability capacity of fractured carbonates. There are several well logging methods which are applied to determine and study fractured zone such as imaging methods FMI-FMS, STAR-CBIL, photoelectric factor (Pef), resistivities, acoustic, density, caliper, and gas peak of mud logging. These methods are also used to determine the porosity of carbonate.**

**Key words:** Fracture, porosity, carbonate, resistivity, sonic, density, pef, Song Hong basin.