DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC VÀ KHẢ NĂNG CHỨA CỦA ĐÁ MÓNG NỨT NẺ TRƯỚC ĐỆ TAM KHU VỰC MỎ ĐẠI HÙNG, LÔ 05-1(A), BỂ NAM CÔN SƠN

Nguyễn Xuân Phong, Cù Minh Hoàng, Lương Thị Thanh Huyền, Trần Đại Thắng, Đặng Văn Du
Nguyễn Hùng Cứ, Nguyễn Ngọc Trai, Nguyễn Văn Hoàng, Vũ Minh Tuấn
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
Email: hoangnv@pvep.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-04

Tóm tắt

Tầng chứa trong móng granitoid ở Việt Nam là đối tượng chứa đặc biệt, cung cấp 82% tổng sản lượng dầu khí của quốc gia [1]. Khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên đới nâng Măng Cầu thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, có tầng móng trước Đệ Tam được hình thành cùng thời kỳ với móng trước Đệ Tam của bể Cửu Long và đới Đà Lạt. Trong đó, các thành tạo móng magma xâm nhập lộ ra ở đới Đà Lạt được xếp vào thành phần phức hệ Định Quán, phức hệ Đèo Cả và phức hệ Cà Ná (Ankroet). Hệ thống dầu khí của bể Nam Côn Sơn đã được chứng minh với đá sinh Oligocene và Miocene sớm đã vào giai đoạn trưởng thành, hydrocarbon đã tách khỏi đá mẹ và nạp bẫy. Tại 24 giếng đã khoan vào móng ở mỏ Đại Hùng với chiều sâu trong móng từ 10 - 1.043 m, thành phần thạch học của móng chủ yếu là granodiorite có độ rỗng từ 3 - 4%. Tài liệu giếng khoan và thuộc tính địa chấn Ant-tracking cho thấy 2 hướng nứt nẻ chính hướng Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây với mật độ nứt nẻ từ thấp tới trung bình. Bài báo góp phần làm sáng tỏ hơn tiềm năng chứa của đối tượng móng trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng.

Từ khóa: Granitoid, đá móng nứt nẻ, thuộc tính địa chấn, mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên sườn phía Tây Bắc của bể Nam Côn Sơn (Hình 1), trên thềm lục địa Việt Nam, cách Vũng Tàu 120 km về phía Đông Nam với mực nước biển thay đổi từ 110 - 120 m. Lịch sử thăm dò khai thác của Lô 05-1(a) chia làm nhiều giai đoạn với sự tham gia điều hành của nhiều nhà thầu khác nhau. Trước năm 1975, Lô 05-1(a) do liên doanh Mobil-Shell điều hành và khoan giếng BB-1X nhưng không có phát hiện dầu khí. Giai đoạn từ 1975 - 2003 đã có lần lượt 4 nhà thầu tham gia bao gồm Vietsovpetro, Zarubezhneft (Liên bang Nga), BHP (Australia) và PCVL (Petronas). Các nhà thầu này đã tiến hành khoan một số giếng thăm dò - thẩm lượng, cho phát hiện dầu khí quan trọng và tiếp tục khoan các giếng phát triển. Tuy nhiên, sau khi đánh giá lại trữ lượng của mỏ Đại Hùng thì các nhà thầu đều cho rằng dự án không có hiệu quả kinh tế nên đã chấm dứt hợp đồng trước thời hạn. Giai đoạn từ 2003 đến nay, dự án mỏ Đại Hùng được Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tiếp quản và tiếp tục đưa vào khai thác phát triển mỏ Pha 2. Hiện tại, PVEP đang tiến hành phát triển mỏ Pha 3 nhưng chủ yếu khai thác đối tượng trầm tích cát kết/đá vôi tuổi Miocene. Đối tượng đá móng mỏ Đại Hùng là một đối tượng thăm dò tiềm năng. Hiện tại đã có 24 giếng khoan sâu vào móng từ 10 m đến hơn 1.043 m. Một số giếng khoan gặp biểu hiện dầu khí khá tốt và được tiến hành thử vỉa, trong đó có giếng đạt lưu lượng 1.358 thùng condensate và 600.000 m^3 khí/ngày. Tuy nhiên, đá móng trước Đệ Tam vẫn cần được tiếp tục nghiên cứu và thăm dò chi tiết hơn để làm rõ tiềm năng dầu khí của đối tượng này.

2. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

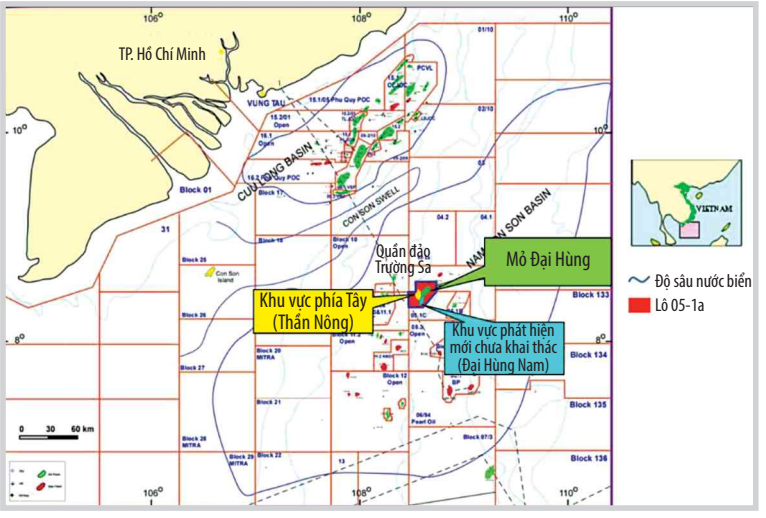
Cơ sở dữ liệu cho nghiên cứu này bao gồm 546 km^2 địa chấn 3D PSDM bao phủ khu vực Lô 05-1(a) cùng với thông tin từ các giếng đã khoan vào đối tượng móng. Tài liệu địa chấn được thu nổ bằng cáp có chiều dài 6.000 m năm 2013, được tiến hành tái xử lý năm 2020 và được đánh giá có đủ độ tin cậy để áp dụng trong nghiên cứu. Khu vực mỏ Đại Hùng đã có 24 giếng khoan trong móng (Bảng 1), tuy nhiên chỉ có 3 giếng có đầy đủ tài liệu tin cậy là A-9X, A-10X và A-11X, đặc biệt có 2 giếng A-9X

Ngày nhận bài: 6/8/2024.
Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6 - 26/8/2024.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/8/2024.

và A-10X có tài liệu đo hình ảnh giếng khoan (FMI) được sử dụng cho nghiên cứu này.

Để nghiên cứu đặc điểm thạch học đá móng, nhóm tác giả đã sử dụng tài liệu phân tích mẫu lõi/mùn khoan của các giếng trong khu vực, đặc biệt giếng A-10X. Tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan bao gồm độ rỗng (mật độ RHOB, neutron NPHI, siêu âm DT), điện trở (LLD, LLS), tài liệu phân tích hình ảnh giếng khoan (FMI) và các khoảng biểu hiện dầu khí, mất dung dịch, thử vỉa được sử dụng để xác định đặc điểm các đới nứt nẻ trong giếng khoan. Kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan được kết hợp với phương pháp phân tích thuộc tính ant-tracking để xác định các đới không liên tục, dự báo có thể liên quan tới hệ thống đứt gãy/khe nứt trong đá móng [2].

Các bước tiến hành phân tích thuộc tính ant-tracking được tiến hành theo trình tự 4 bước sau [3]. Bước 1: Xác định các gờ/cạnh định hướng (directional edge detection) bằng cách xác định độ tương phản của thuộc tính biên độ theo các góc từ 0 - 180° (amplitude contrast). Bước 2: Cộng độ tương phản của thuộc tính biên độ. Bước 3: Cải thiện độ phân giải



Hình 1. *Vị trí địa lý khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) bể Nam Côn Sơn.*

Bảng 1. *Cơ sở dữ liệu nghiên cứu đặc điểm móng nứt nẻ khu vực mỏ Đại Hùng*

Lô	Tài liệu địa chấn 3D	Giếng	Móng		Độ sâu đáy giếng khoan (MD)	Chiều dày trong móng (mss)	Chiều sâu đo địa vật lý giếng khoan trong móng (m)	Tài liệu địa vật lý giếng khoan								Mẫu lõi	Kết quả thử vỉa
			mTVDss	mMD				GR	LLD	LLS	RHOB	NPHI	DTC	FMI	Mudlog		
05-1(a)	546 km² PSTM	A-9X	2.590,6	2.719	3.762	1.043	1.020	x	x	x	x	x	x	x	x	0	146 dầu
		A-10X	3.039,2	3.078,4	4.048	1.008,8	970	x	x	x	x	x	x	x	x	x	1.358 thùng condensate/ 600.000 m³ khí
		A-11X	3.004,3	3.070,4	3.438,4	368	360	x	x	x	x	x	x	0	x	0	6.723 thùng nước
		A-14X	3.248,8	3.271,5	3.629	335,4	13	x	Hỏng	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-9P	2.745	3.069	3.316	268	31	x	0	0	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-2X	2.823,2	2.622	2.836	214	100	x	x	x	x	0	x	0	x	0	Không có dòng
		A-10P	2.795,9	2.952	3.150	198	208	x	Hỏng	Hỏng	Hỏng	Hỏng	x	0	x	0	Không thử
		A-5P	2.995,4	3.453	3.645	193	13	x	x	x	x	x	0	0	x	0	Không thử
		A-4X	2.991,7	3.009	3.144	134	31	x	x	x	x	x	x	0	x	0	115 thùng nước
		A-8P	2.769,9	3.106,4	3.258,5	130,1	12	0	x	x	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-8X	3.319,6	4.007,8	4.125	120	32	x	0	0	0	0	0	0	x	0	120 thùng dầu
		A-1P	2.788,6	2.813,9	2.934	120	33	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-6X	2.985,5	3.009,6	3.111	100	79	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-21XP	3.545,2	4.384,4	4.470	86	33	x	x	x	x	x		0	x	0	Không thử
		A-4P	2.703,2	3.581	3.550	39	40	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-3X	3.701	3.725	3.758	33	29	x	0	0	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-19P	3.358,2	4.066,7	4.091	24	0	Hỏng							x	0	Không thử
		A-1X	3.316	3.340	3.362	22	20	x	x	x	x	0	x	0	x	0	Không thử
		A-5X	3.094	3.118,3	3.141	22	5	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-2P	2.617,9	3.121,2	3.150	22	6	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-15P	3.224,7	4.223,9	4.268	22	22	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-7X	3.237,6	3.773,4	3.796	20	26	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-3P	2.569,9	3.107,6	3.124	18	9	Hỏng	x	x	x	Hỏng	Hỏng	0	x	0	Không thử
		AN-1X	4.513,3	4.537	4.545	10	0	Không đo							x	0	Không thử

bằng thuộc tính edge evidence để làm rõ các gờ/cạnh; iv) Bước 4: Phân tích thuộc tính địa chấn ant-tracking làm hệ thống đứt gãy/khe nứt.

3. Ảnh hưởng của các pha kiến tạo đến khối móng mỏ Đại Hùng

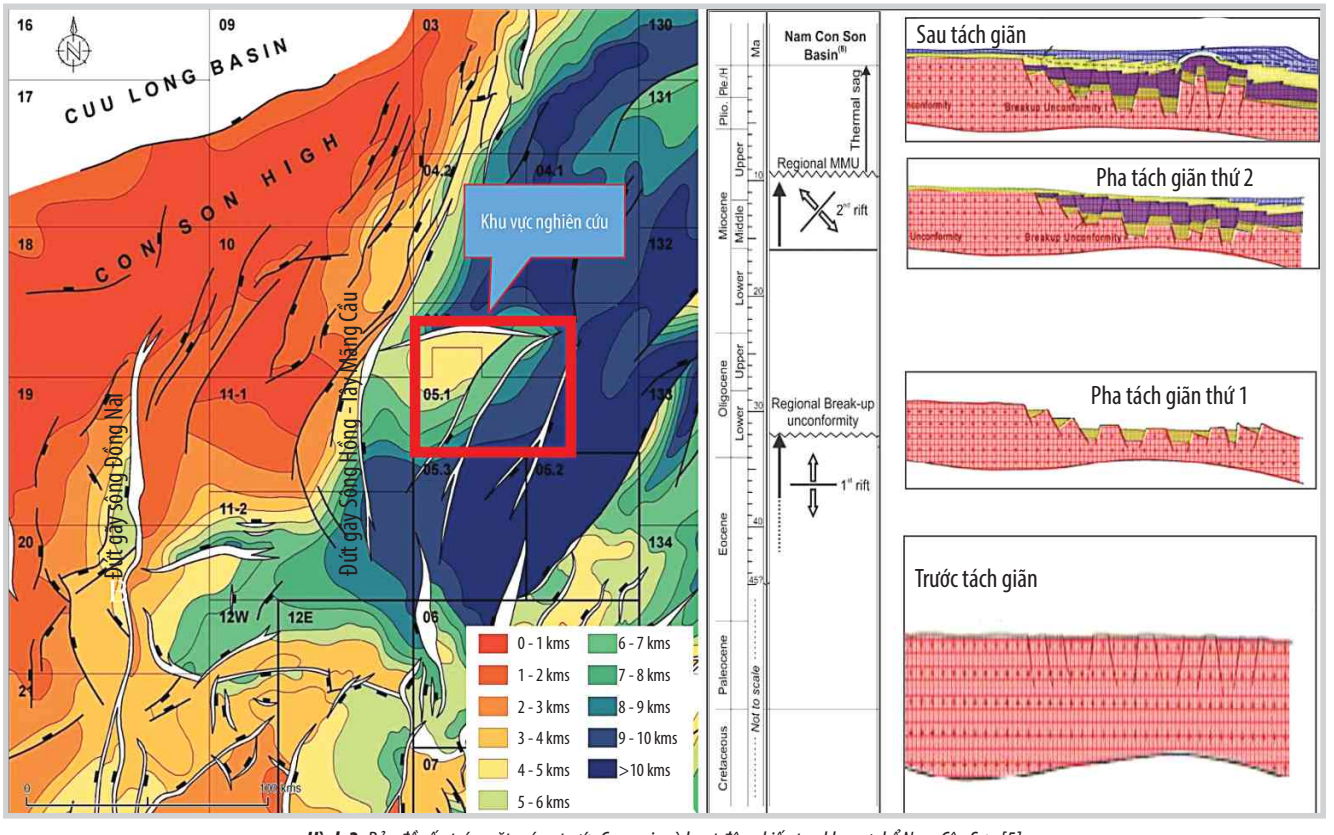
Mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên sườn phía Tây Bắc của bể Nam Côn Sơn (Hình 2). Hoạt động kiến tạo mỏ gắn liền với quá trình tiến hóa kiến tạo của khu vực. Theo các nghiên cứu của Nguyễn Giao [4], J. Schmidt [5], Phan Trung Hiếu [6], bể Nam Côn Sơn được hình thành theo cơ chế căng giãn, bao gồm 3 giai đoạn:

- Giai đoạn thứ nhất (khoảng 75 - 120 triệu năm vào thời kỳ J_3 - K_1) liên quan đến sự hình thành các đá móng granitoid trước Đệ Tam. Các đá magma xâm nhập thành tạo trong giai đoạn này lộ ra trên đới Đà Lạt và gặp trong các giếng khoan ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn. Chúng được phân chia vào các phức hệ Định Quán, Đèo Cả và Cà Ná (Ankroet).

- Giai đoạn thứ 2 từ Eocene tới Miocene muộn với 2 pha tách giãn (Hình 2) [5]. Pha tách giãn đầu tiên từ Eocene - Oligocene sớm (khoảng 30 triệu năm) [7], có phương Bắc - Nam hình thành nên các hệ thống đứt gãy có phương Đông Tây. Sau pha tách giãn này là quá trình đáy Biển Đông tách giãn lan dần từ phía Đông sang phía Tây và Tây Tây Nam. Vào khoảng 24 triệu năm, trục của tách giãn đáy biển dịch theo hướng Tây Tây Nam sang hướng Tây Nam. Pha tách giãn thứ hai vào khoảng cuối Miocene sớm, tạo nên phương tách giãn thứ hai tại bể Nam Côn Sơn theo phương Tây Bắc - Đông Nam và hình thành hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam, Bắc Đông Bắc - Nam Tây Nam đứt gãy thuận phương Đông Bắc - Tây Nam đồng thời với các trầm tích lắng đọng trong các địa hào phương Đông Bắc - Tây Nam.

- Giai đoạn thứ 3 từ đầu Miocene muộn tới hiện tại, khu vực chủ yếu chịu tác động của quá trình lún chìm nhiệt, là giai đoạn bình ổn và sản phẩm trầm tích là các tập sét, cát kết mịn bở rời có nguồn gốc biển. Trên tài liệu địa chấn cho thấy móng mỏ Đại Hùng bị phân cắt lớn bởi các hệ thống đứt gãy, khe nứt.

Hệ thống đứt gãy hướng Đông Tây được thành tạo trong pha tách giãn thứ 1 (Eocene -Oligocene) đồng thời tạo nên các địa hào Đông - Tây lấp đầy trầm tích có nơi dày trên 5 km. Hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam, Bắc Đông Bắc - Nam Tây Nam và Đông Bắc - Tây Nam được hình thành trong pha tách giãn thứ 2 tạo nên các bán địa hào cắm về phía Tây và Tây Bắc với chiều dày trầm tích có chỗ đạt 6 km. Khu vực mỏ Đại Hùng tồn tại hệ thống đứt



Hình 2. *Bản đồ cấu trúc mặt móng trước Cenozoic và hoạt động kiến tạo khu vực bể Nam Côn Sơn [5].*

gãy hoạt động sụt bậc phương Đông Bắc - Tây Nam có mật độ lớn và hệ thống đứt gãy ít hơn có phương Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam/á vĩ tuyến. Hệ thống đứt gãy của mỏ Đại Hùng phù hợp với xu thế chung về hướng cũng như các giai đoạn hoạt động kiến tạo của bể Nam Côn Sơn (Hình 3) [7].

4. Đặc điểm thạch học và nứt nẻ của đá móng khu vực mỏ Đại Hùng

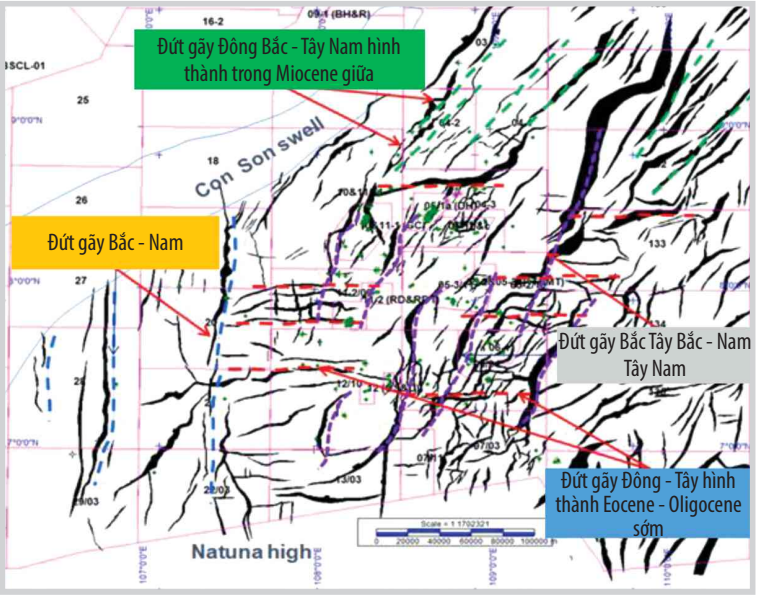
Đá móng khu vực mỏ Đại Hùng được nghiên cứu chi tiết về thành phần thạch học, độ rỗng, nứt nẻ và kết hợp với tài liệu thuộc tính địa chấn để xây dựng bản đồ, xác định khu vực phân bố nứt nẻ tiềm năng trong phạm vi Lô 05-1(a).

4.1. Đặc điểm thạch học

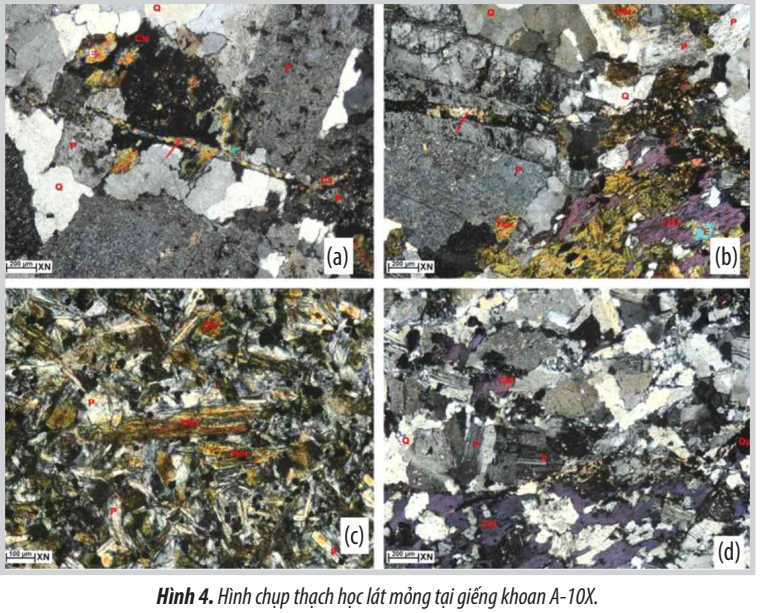
Phân tích thạch học của các mẫu tại các giếng khoan vào móng mỏ Đại Hùng cho thấy thành phần thạch học chủ yếu là đá granodiorite, đôi chỗ lấp nhét bởi các đai mạch diabaz. Kết quả phân tích mẫu lõi tại giếng khoan A-10X cho thấy thành phần khoáng vật bao gồm thạch anh chiếm 15 - 25%, feldspar chiếm 45 - 55% còn lại khoáng vật màu amphibole chiếm tỷ lệ 25 - 35%. Phân tích thạch học lát mỏng (Hình 4) cho thấy: (a) Khe nứt trong granodiorite bị lấp nhét bởi tập hợp khoáng vật màu (sericite, chlorite, epidote…) (mẫu tại độ sâu 3.088,4 m); (b) Granodiorite bị biến đổi thứ sinh sericite, chlorite, epidote hóa (mẫu tại độ sâu 3.090,2 m); (c) Đai mạch diabaz tại độ sâu 3.095,6 m; (d) Granodiorite bị cà nát, thạch anh tắt làn ond mạnh, chlorite là khoáng vật thứ sinh trong đá (mẫu lấy tại độ sâu 3.100,8 m). Khi đối sánh với kết quả nghiên cứu của Bích Thủy [8], đá móng granodiorite của mỏ Đại Hùng có thể được xếp tương đương với phức hệ Định Quán có tuổi J_3 - K_1 và khả năng tạo nứt nẻ, do đặc tính của loại đá này, kém hơn so với đá granite [6]. Các đai mạch bắt gặp ở khu vực nghiên cứu có thể xếp vào phức hệ Cù Mông, có tuổi (?).

4.2. Đặc điểm nứt nẻ

Trên bản đồ móng mỏ Đại Hùng, hầu hết các giếng khoan khu vực phía Bắc thuộc DH01 cho kết quả thử vỉa là nước, duy chỉ giếng



Hình 3. *Bản đồ phân bố hệ thống đứt gãy Lô 05-1(a) và khu vực bể Nam Côn Sơn [7].*



Hình 4. *Hình chụp thạch học lát mỏng tại giếng khoan A-10X.*

khoan A-9X có dầu nhưng đánh giá là khá chặt sít và mật độ nứt nẻ thấp hơn. Ngược lại, kết quả thử vỉa các giếng khu vực phía Nam thuộc DH02 cho dầu, khí và condensate (Hình 5).

Kết quả phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan của các giếng A-9X, A-10X và A-11X cho thấy độ rỗng đá móng thay đổi trong khoảng từ 1,3 - 4,5% (Bảng 2).

Tài liệu FMI được khảo sát trong các giếng A-9X, A-10 và A-11X được sử dụng để nghiên cứu hình thái của khe nứt/đứt gãy trong móng.

Giếng A-10X khoan sâu vào móng khoảng 400 m (Hình 6), đã xác định được 6 đới nứt nẻ tại các khoảng độ sâu 3.075 - 3.280 m, 3.280 - 3.434 m, 3.434 - 3.486 m, 3.486 - 3.700 m, 3.700 - 3.890 m, 3.890 - 4.040 m, với độ rỗng thay đổi từ 1,3 - 4,5% (trung bình

3,24%). Mức độ nứt nẻ (fracture intensity) trung bình trong 970 m móng tại giếng khoan A-10X là 79. Trên tài liệu FMI và đường cong đo đường kính giếng cũng thể hiện các đới này bị sạt lở khá mạnh. Phân tích tài liệu FMI cho thấy có 3 hệ thống khe nứt/đứt gãy có hướng Tây Bắc - Đông Nam, Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây trong đó hướng chủ đạo gặp trong giếng là Tây Bắc - Đông Nam. Tại chiều sâu 3.087 m, 3.095 m và 3.104 m gặp một số mạch granite xuyên cắt trong các nứt nẻ hướng Bắc Tây Bắc - Nam Đông Nam thể hiện rõ sự tồn tại của hệ thống khe nứt, đồng thời thành giếng khoan cũng bị sạt lở mạnh ở các đới xâm nhập này.

Tại giếng khoan A-9X có đầy đủ tổ hợp các đường cong địa vật lý giếng khoan và tài liệu FMI phản ảnh khá đồng nhất với khoảng 9 đới nứt nẻ với độ rỗng thứ sinh trung bình khoảng 2,9%. Hệ thống khe nứt/đứt gãy phân bố chủ yếu theo phương á Bắc - Nam, một số ít theo phương Tây Bắc - Đông Nam và á Đông - Tây (Hình 7). Mức độ nứt nẻ trong móng của giếng A-9X trung bình là 8,15, thấp hơn rất nhiều so với giếng A-10X.

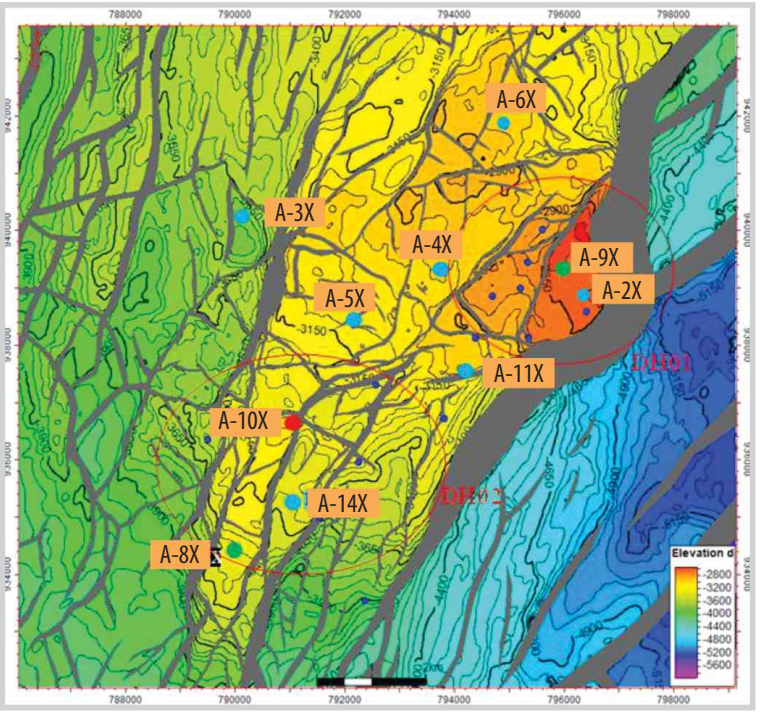
Tại giếng khoan A-11X có đầy đủ tổ hợp các đường cong địa vật lý giếng và độ rỗng thứ sinh trung bình khoảng 3% với mức độ nứt nẻ trung bình là 6,3 (Hình 7).

Các khối móng nứt nẻ ở các giếng khoan này đều chứa sản phẩm nhưng các khối không liên thông nhau. Móng ở A-10X và A-11X chứa condensate, khí và nước. Trong khi đó móng ở A-9X mặc dù nằm sâu hơn nhưng lại chứa dầu.

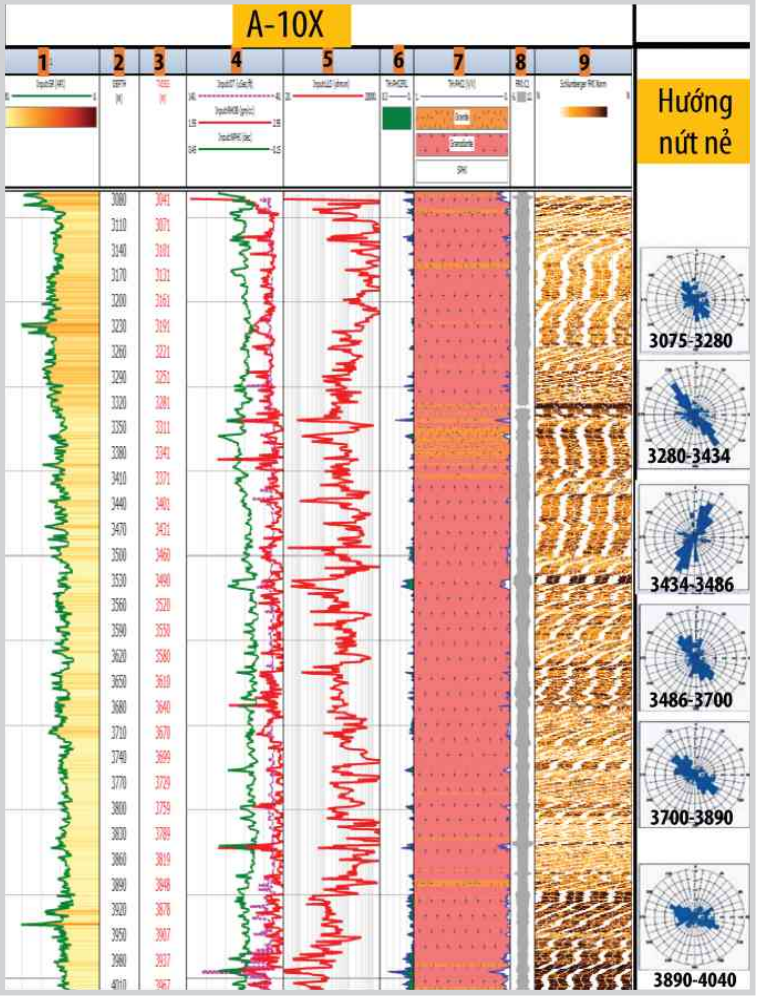
Kết quả thuộc tính ant-tracking cho thấy hệ thống khe nứt phân bố theo các hướng gồm Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây, á Bắc - Nam và Tây Bắc - Đông Nam có sự tương đồng nhất định với tài liệu giếng khoan (Hình 8a và 8b).

Phân tích thuộc tính ant-tracking cũng thể hiện hầu như không có đới có dị thường ngay sát nóc móng, phù hợp với kết quả tổng hợp tài liệu giếng khoan (Hình 8b).

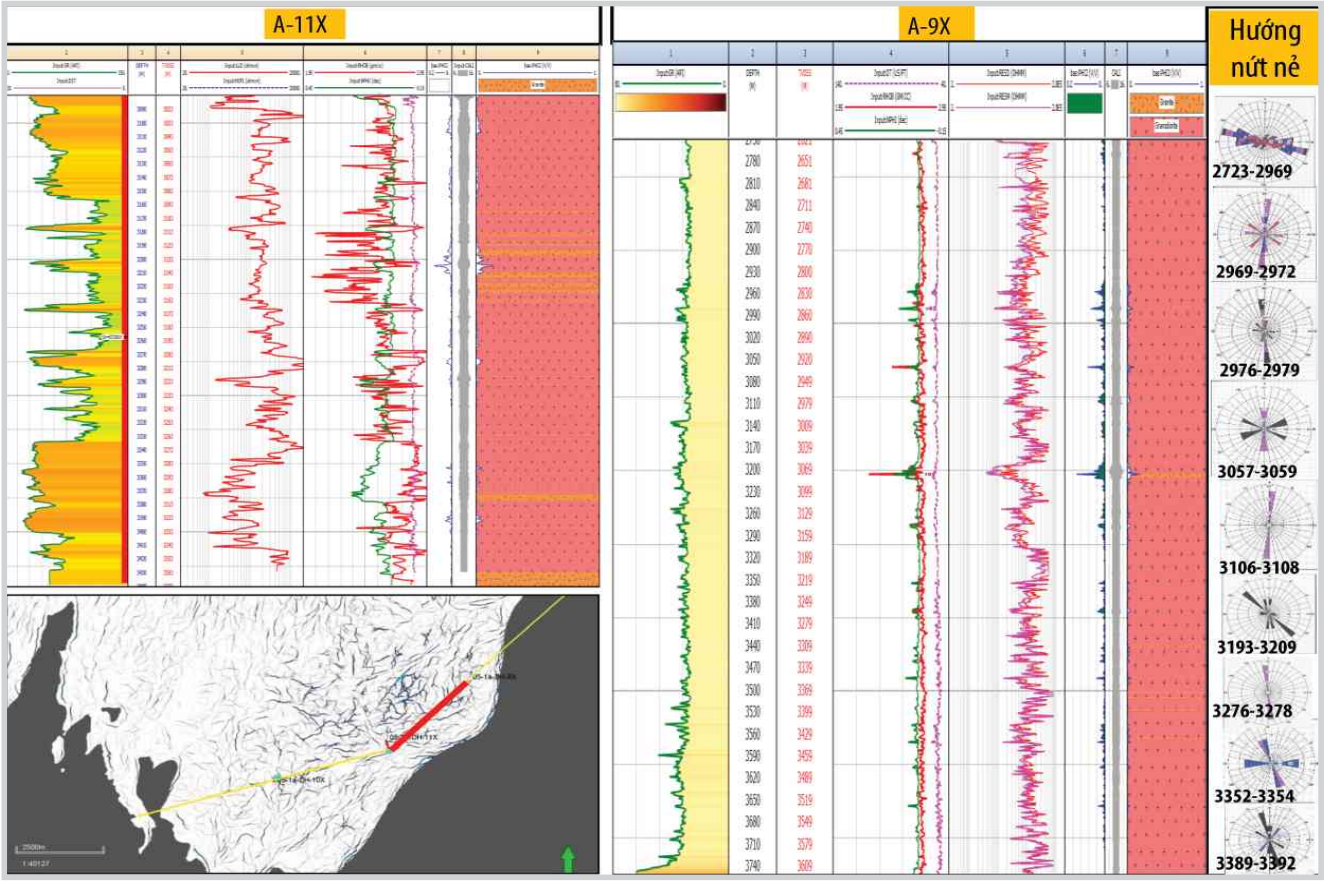
Ở khu vực giếng A-10X, hướng nứt nẻ theo hướng chủ đạo là Tây Bắc - Đông Nam với mật độ nứt nẻ trung bình cao. Giếng khoan đã gặp khoảng nứt nẻ tại 3.500 m và 3.920 m với



Hình 5. *Sơ đồ phân bố các giếng khoan trong khu vực móng mỏ Đại Hùng.*



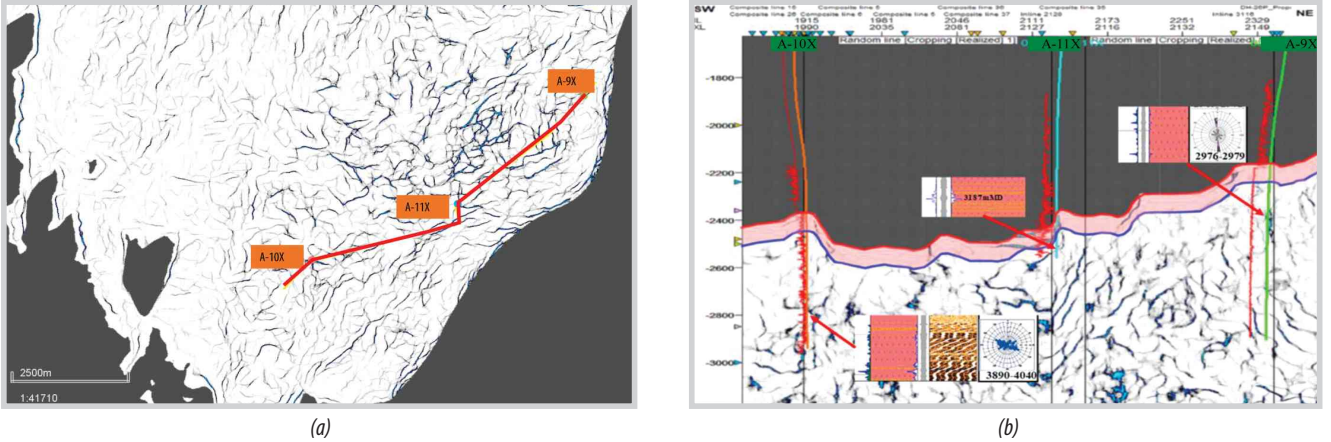
Hình 6. *Kết quả phân tích giếng A-10X với độ rỗng (cột 6) từ 1,3 - 4,5%, thạch học là đá granodiorite (cột 7), hướng nứt nẻ (cột 10) Tây Bắc - Đông Nam, Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây.*



Hình 7. *Biểu diễn kết quả phân tích thạch học, độ rỗng và hướng nứt nẻ cho 2 giếng khoan, A-11X và A-9X khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a).*

Bảng 2. *Kết quả minh giải tham số địa vật lý của 3 giếng khoan A-9X, A-10X, A-11X*

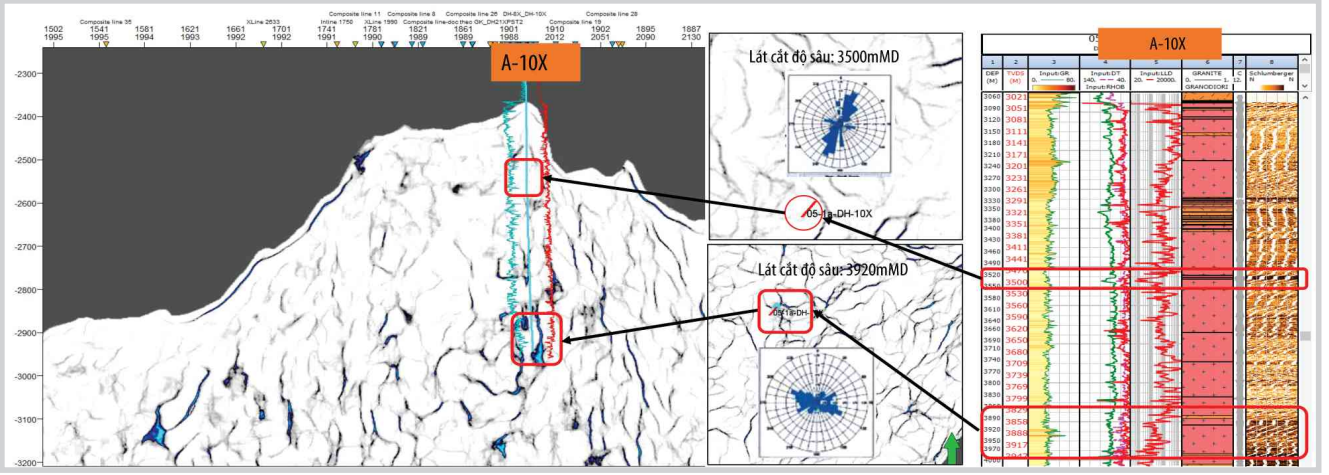
Giếng khoan	Độ sâu (m)		Bề dày			Rỗng thứ sinh	
	Nóc	Đáy	Gross	Net	N/G	Net	Gross
A-9X	2.720	3.750	1.027,6	29,02	2,79	2,85	0,08
A-10X	3.050	4.050	995,6	351,82	35,3	3,9	1,4
A-11X	3.080	3.440	359,2	24,4	6,83	2,99	0,2



(a) *(b)*

Hình 8. *Lát cắt theo chiều sâu 3.920 m (a). Sự tương quan giữa dị thường ant-tracking và kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan (b).*

biểu hiện suy giảm của đường cong điện trở suất (Hình 9). Dị thường thuộc tính ant-tracking cho thấy đới nứt nẻ ở khoảng độ sâu 3.920 m phù hợp với tài liệu địa vật lý giếng khoan. Tuy nhiên, một số đới nứt nẻ gặp trong giếng khoan A-10X không thể hiện rõ nét trên thuộc tính ant-tracking, ví dụ như ở khoảng độ sâu 3.500 m.



Hình 9. *Kết quả xác định hướng nứt nẻ theo lát cắt chiều sâu địa chấn kết hợp với giếng khoan A-10X tại các 3.500 Mmd và 3.920 Mmd.*

Ở khu vực giếng A-9X, minh giải nứt nẻ trên tài liệu FMI cho thấy mật độ nứt nẻ thấp. Kết quả này phù hợp với dòng thử vỉa của giếng tương đối nhỏ. Trên tài liệu ant-tracking, hướng nứt nẻ chủ đạo là á Bắc - Nam. Dị thường ở khoảng độ sâu 2.977 m khá tương đồng với tài liệu địa vật lý giếng khoan (Hình 8b).

Giếng A-11X khoan gần rìa đứt gãy cánh sụt phía Đông với chiều dài trong móng hơn 300 m. Ở khu vực này, nứt nẻ có hướng Đông Bắc - Tây Nam với mật độ thấp.

5. Kết luận

Từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, kết quả phân tích lát mỏng của mẫu lõi, mẫu mùn khoan và thuộc tính ant-tracking, nhóm tác giả đưa ra một số nhận định về đá móng khu vực mỏ Đại Hùng Lô 05-1(a) như sau:

- Đá móng trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn bao gồm chủ yếu là đá granodiorite, có tuổi thành tạo địa chất J_3 - K_1 (?) (tương đương với phức hệ Định Quán và Cù Mông). Hệ thống nứt nẻ trong móng chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây, một số ít có phương Tây Bắc - Đông Nam và được hình thành trong giai đoạn 2 của pha tách giãn tạo bể. Đá móng có độ rỗng thứ sinh trung bình thay đổi trong khoảng 2,85 - 3,9%. Mật độ khe nứt từ thấp đến trung bình và có xu hướng giảm dần từ khu vực Tây Nam lên phía Đông Bắc.

- Đá móng của mỏ Đại Hùng có thể được chia làm 3 khu vực chứa tiềm năng: khu vực Đông Bắc (khu vực giếng A-9X), khu vực Trung tâm (khu vực giếng A-11X) và khu vực phía Tây Nam (khu vực giếng A-10X, A-8X).

- Kết quả nghiên cứu đến thời điểm hiện tại cho thấy đá móng granodiorite là đối tượng chứa dầu khí tiềm năng ở khu vực mỏ Đại Hùng. Do đó, cần tiếp tục thu thập thêm mẫu đá móng từ các giếng khoan thăm dò khai thác, kết hợp với tài liệu địa chấn chất lượng cao (tái xử lý/thu nổ mới) để triển khai phân tích, nghiên cứu, làm rõ thêm tiềm năng chứa của đối tượng đá móng trước Đệ Tam, nâng cao hiệu quả công tác thăm dò/thẩm lượng tại khu vực này thời gian tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Văn Đắc, Phạm Thanh Liêm và Nguyễn Anh Đức, "Tổng quan về tài nguyên dầu khí của Việt Nam", *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 41 - 69.

[2] Sigit Sukmono, Djoko Santoso, Ari Samodra, Wally Waluyo, and Sardjito Tjiptoharsono, "Integrating seismic attributes for reservoir characterization in Melandong field, Indonesia", *The Leading Edge*, Volume 25, Issue 5, 2006. DOI: 10.1190/1.2202653.

[3] Minki Kim, Jeongmin Yu , Nyeon-Keon Kang, and Byoung-Yeop Kim, "Improved workflow for fault detection and extraction using seismic attributes and orientation clustering", *Applied Sciences*, Volume 11, Issue 18, 2021. DOI: 10.3390/app11188734.

[4] Nguyễn Giao và Nguyễn Trọng Tín, "Bể trầm tích Nam Côn Sơn và tài nguyên dầu khí", *Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, 391 - 440.

[5] William J. Schmidt, Bui Huy Hoang, James W. Handschy, Vu Trong Hai, Trinh Xuan Cuong, and Nguyen Thanh Tung, "Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long Basin, Vietnam", *Tectonophysics*, Volume 757, pp. 36 - 57, 2019. DOI: 10.1016/j.tecto.2019.03.001.

[6] Pham Trung Hieu, Pham Minh, Wang Xiao Lei, Anh Thi Quynh Nong, Kenta Kawaguchi, and

Truong Chi Cuong, "Zircon U-Pb geochronology and Sr–Nd–Hf isotopic compositions of the felsic dykes from the Dalat zone, southern Vietnam: Petrogenesis and geological significance", *International Geology Review*, Volume 64, Issue 19, pp. 2822 - 2836, 2022. DOI: 10.1080/00206814.2021.2015632.

[7] Nguyen Quang Tuan and Tran Van Tri, "Seismic interpretation of the Nam Con Son basin and its implication for the tectonic evolution", *Indonesian Journal on Geoscience*, Volume 3, Issue 2, pp. 127 - 137, 2016. DOI: 10.17014/ijog.3.2.127-137.

[8] Juliane Hennig-Breitfeld, H. Tim Breitfeld, Dinh Quang Sang, Mai Kim Vinh, Trinh Van Long, Matthew Thirlwall, and Trinh Xuan Cuong, "Ages and character of igneous rocks of the Da Lat Zone in SE Vietnam and adjacent offshore regions (Cuu Long and Nam Con Son basins)", *Journal of Asian Earth Sciences*, 2021. DOI: 10.1016/j.jseaes.2021.104878.

[9] P Huchon, T.N.H. Nguyen, and Chamot-Rooke, "Finite extension across the South Vietnam basins from 2D gravimetric modelling relation to South China Sea kinematics", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 15, Issue 7, pp. 619 - 634, 1998. DOI: 10.1016/S0264-8172(98)00031-2.

[10] Nguyen Thi Bich Thuy, Muharrem Satir, Wolfgang Siebel, and Fukun Chen, "Granitoids in the Dalat zone, southern Vietnam: Age constraints on magmatism and regional geological implication", *International Journal of Earth Sciences*, Volume 93, pp. 329 - 340, 2004. DOI: 10.1007/s00531-004-0387-6.

PETROGRAPHIC CHARACTERISTCS AND FRACTURED RESERVOIR POTENTIAL OF THE PRE-TERTIARY BASEMENTS IN DAI HUNG FIELD, BLOCK 05-1(A), NAM CON SON BASIN

Nguyen Xuan Phong, Cu Minh Hoang, Luong Thi Thanh Huyen, Tran Dai Thang, Dang Van Du
Nguyen Hung Cu, Nguyen Ngoc Trai, Nguyen Van Hoang, Vu Minh Tuan
Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)
Email: hoangnv@pvep.com.vn

Summary

The fractured granitoid basement reservoir in Vietnam is one of the most distinctive reservoirs in the world, accounting for 82% of the total country's oil production [1]. The Dai Hung oil field locates in Block 05-1(a) on Mang Cau High in Nam Con Son basin, where the pre-Tertiary basement was formed contemporaneously with the basement of the Cuu Long basin and magmatic Dalat zone. In the Dalat zone, magmatic intrusives belong to the suites of Dinh Quan, Deo Ca and Ca Na (Ankroet). The presence of an active petroleum system in the Nam Con Son basin is proven by a series of oil and gas fields. In this system, Oligocene and Early Miocene effective source rocks are matured, generating hydrocarbons that are charged to clastic reservoirs. The basement in the Dai Hung field, mainly composed of granodiorite interbedding with dykes, were penetrated by 24 wells with basement section drilling depths ranging from 10 m to 1043 m. Seismic and well data reveal two major fracture systems striking NE-SW and sub E-Wn. This study aims to elucidate the reservoir potential of the fractured granodioritic basement in Dai Hung field.

Key words: Granodiorite, fractured basement, seismic ant-tracking attribute, Dai Hung field, Nam Con Son basin.