

Đặc điểm thạch học và tiềm năng dầu khí đá móng carbonate, Lô 106, Bắc bể sông Hồng

Bùi Thị Luận, Liêu Kim Phượng

Tóm tắt—Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở bể Sông Hồng được triển khai từ những năm đầu thập kỷ 60 của thế kỷ 20, tuy nhiên cho tới thời điểm hiện tại hiệu quả của các hoạt động này vẫn còn khá hạn chế. Trong bối cảnh giá dầu trên thế giới liên tục thay đổi thì vấn đề hiệu quả trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí càng được đặt lên hàng đầu. Vì vậy, việc đánh giá tiềm năng dầu khí của khu vực một cách tương đối chính xác và định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò không chỉ thể hiện ở mặt khoa học mà còn là bài toán kinh tế đối với các quốc gia đang phát triển trong đó có Việt Nam của chúng ta hiện nay.

Nội dung bài báo tập trung nghiên cứu đặc điểm thạch học kết hợp với nghiên cứu tổng hợp kết quả phân tích địa chấn – địa tầng, địa vật lý giếng khoan, địa hóa đá mẹ và các tài liệu khác có liên quan, với mục tiêu đánh giá tiềm năng dầu khí của đá móng carbonate, Lô 106 nhằm phục vụ cho công tác tìm kiếm, thăm dò ở bể Sông Hồng có hiệu quả.

Qua nghiên cứu về đặc điểm thạch học của đá móng carbonate trong khu vực nghiên cứu cho thấy chúng vừa chịu ảnh hưởng của hoạt động kiến tạo như nén ép cơ học; sự hòa tan tạo ra những nứt nẻ (fracture) và kiến trúc dạng đường khâu (stylolite); biến đổi sau trầm tích như sự tái kết tinh của những khoáng vật, hòa tan tạo ra các dạng lỗ rỗng như: vuggy, mouldic, lỗ rỗng giữa hạt (intraparticles) cũng như bị dolomit hóa. Đá carbonate chứa những mảnh vụn sinh vật: foraminifera, coral, algae, echinoderm và ít là brachiopod, bryozoa. Phần lớn đá carbonate này được phân loại là mudstone, wackestone với thành phần bùn vôi là chủ yếu và đá vôi packstone chứa mảnh vụn sinh vật. Đồi chỗ đá carbonate bị nứt nẻ và các nứt nẻ này được trám bởi calcite và silic.

Biểu hiện dầu và khí được phát hiện trong đá móng carbonate, Lô 106 phía Bắc bể sông Hồng. Các

lỗ rỗng, những nứt nẻ của đá vôi và đá vôi phong hóa của các cấu tạo A, C và E có khả năng chứa dầu quan trọng. Dầu di cư vào các bẫy được thành tạo sớm của các khối móng carbonate hang hóc, nứt nẻ trước Kainozoic bị chôn vùi.

Từ khóa—đá sinh, đá chứa, đá chắn, bẫy, tiềm năng dầu khí

1 GIỚI THIỆU

Bể sông Hồng là bể lớn nhất trong số bể phát triển dọc theo ranh giới khối trôi trượt Đông Dương, trong đó có bể Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long – Nam Côn Sơn, bể Malay, bể Patany. Bể Sông Hồng nằm trong khoảng 105°30'-110°30'-kinh độ Đông, 14°30'-21°00'-vĩ độ Bắc, trải rộng hết diện tích eo biển Việt Nam – đảo Hải Nam và gần hết diện tích Vịnh Bắc Bộ với chiều dài gần 1000 km, rộng gần 200 km, tổng diện tích lên đến 250.000 km², trong đó thuộc chủ quyền của Việt Nam khoảng 130.000 km² gồm phần đất liền miền vũng Hà Nội (MVHN) và vùng biển nông ven bờ khoảng 4000 km², còn lại là diện tích ngoài khơi Vịnh Bắc Bộ và một phần ở biển miền Trung Việt Nam. Bể Sông Hồng có lớp phủ trầm tích Đệ Tam dày hơn 14 km, có dạng hình thoi không cân xứng, kéo dài từ miền vũng Hà Nội ra vịnh Bắc Bộ và biển miền Trung. Dọc rìa phía Tây bể trôi lộ các đá móng Paleozoi-Mesozoi. Phía Đông Bắc tiếp giáp bể Tây Lôi Châu (Weizou Basin), phía Đông lộ móng Paleozoi-Mesozoi đảo Hải Nam, Đông Nam là bể Đông Nam Hải Nam và bể Hoàng Sa, phía Nam giáp bể trầm tích Phú Khánh [1].

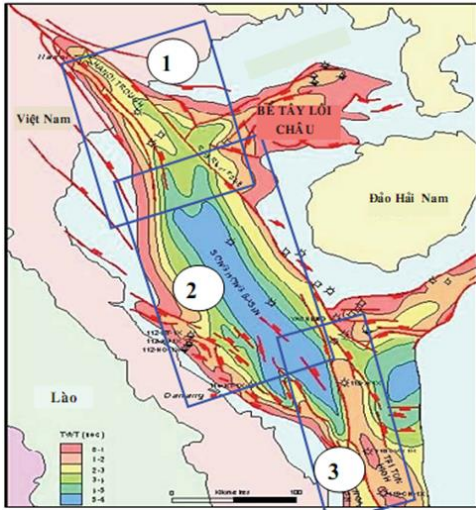
Bể Sông Hồng rộng lớn, có cấu trúc địa chất phức tạp thay đổi từ đất liền ra biển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và Nam, bao gồm các vùng địa chất khác nhau, đối tượng tìm kiếm

Ngày nhận bản thảo 16-03-2018, ngày chấp nhận đăng 19-11-2018, ngày đăng: 31-12-2018

Bùi Thị Luận^{1,*}, Liêu Kim Phượng^{1,2} – ¹Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG-HCM; ²Viện Địa lý Tài nguyên Tp.HCM, Viện Hàn Lâm KH&CN Việt Nam

*Email: btluan@hcmus.edu.vn

thăm dò (TKTD) cũng vì thế mà khác nhau. Có thể phân thành ba vùng địa chất (Hình 1).



Hình 1. Vị trí và phân vùng cấu trúc địa chất bể Sông Hồng [1]
Chú thích: (1) Vùng Tây Bắc; (2) Vùng Trung Tâm; (3) Vùng Phía Nam

2 PHƯƠNG PHÁP

Tài liệu kết quả thu nỏ 5 mặt cắt địa chấn 2D và 5 giếng khoan thăm dò qua khu vực Lô 106.

Kết quả minh giải tài liệu địa chấn 2D và 3D cho cấu trúc địa chất tầng móng tại khu vực nghiên cứu.

Phân tích đặc điểm thạch học 10 mẫu của 2 giếng khoan thuộc Lô 106.

Tổng hợp các tài liệu địa chất, địa chấn, địa vật lý, địa hoá đã được phân tích trong vùng nghiên cứu tại các công ty Dầu khí thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Trong một bể trầm tích còn ít được thăm dò, các kết quả phân tích địa chấn địa tầng như: mặt bất chỉnh hợp, các tập trầm tích, hình thái phân xạ, bề dày tương đối... cùng với thông tin về kiến tạo của bể hoặc địa chất, địa hoá, lịch sử địa nhiệt của các bể lân cận sẽ cho ta cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí để quyết định đầu tư tiếp theo. Thường thì các

dạng phản xạ song song, phân kì, nêo lún, lấp đầy, gò đồi là những dạng thuận lợi cho các tích tụ dầu khí.

Phân tích thạch học lát mỏng dưới kính hiển vi phân cực nhằm xác định thành phần khoáng vật, thành phần xi măng, độ rỗng nhìn thấy (bằng phương pháp đếm điểm, thường đếm 300 điểm, theo tác giả [3, 4]. Xác định kích thước hạt (đo theo trục dài của 100 hạt trên mỗi lát mỏng), kiến trúc hạt như: độ chọn lọc của hạt, độ tròn và sự tiếp xúc giữa các hạt được mô tả [5]. Sự phân loại đá carbonate theo kiến trúc trầm tích [6].

Trữ lượng dầu tiềm năng tại chỗ ban đầu được tính toán dựa trên phương pháp thể tích và trên cơ sở mô phỏng xác suất thống kê Monte Carlo (sử dụng phần mềm Crystal Ball). Các tham số đầu vào được xây dựng dưới dạng các hàm phân bố xác suất, dạng hình tam giác (Triangular) với các giá trị nhỏ nhất (Min), giá trị đặc trưng/thường gặp (Most Lightly) và giá trị lớn nhất (Max). Giá trị đặc trưng/thường gặp của các thông số như độ rỗng hiệu dụng (Φ_{hd}), độ bão hòa dầu (S_o), hệ số chuyển đổi thể tích ($1/B_o$) được lấy theo các giếng khoan của các khu vực lân cận, nơi đã có các báo cáo trữ lượng. Các giá trị Min và Max được lấy bằng $\pm 10\%$ so với giá trị Most Lightly (ML).

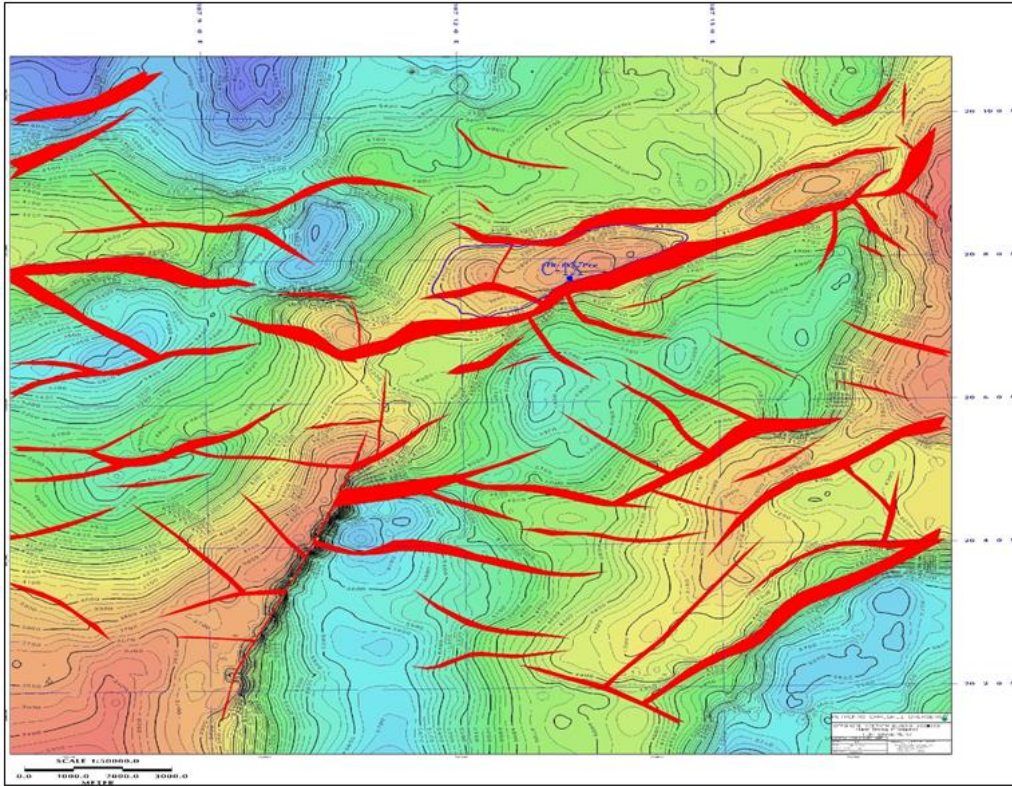
Xử lý kết quả phân tích và tổng hợp tài liệu thu thập được.

Viết báo cáo.

3 KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

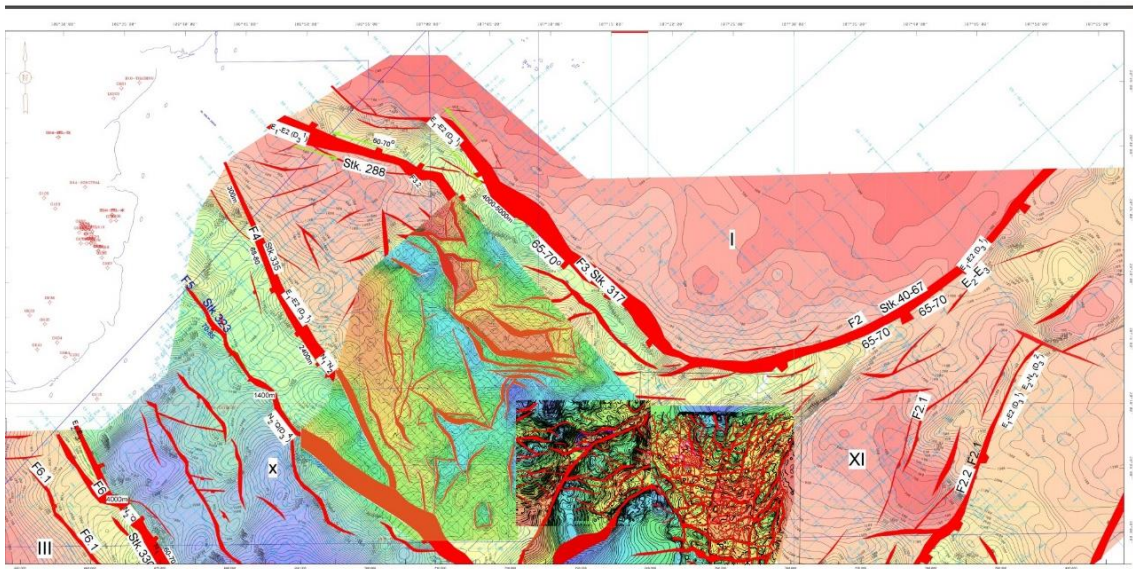
Kết quả nghiên cứu cấu trúc địa chất

Dựa vào kết quả tài liệu địa chấn 2D và đặc biệt địa chấn 3D của PCOSB đã cho phép chi tiết hóa những cấu tạo hình thành trong điều kiện trầm tích và hoạt động kiến tạo phức tạp như cụm cấu tạo trong móng carbonate nứt nẻ của cấu tạo C và cấu tạo E (Lô 106) đặc trưng cho dạng bẫy khép kín (Hình 2).



Hình 2. Bản đồ đẳng sâu mặt móng đá vôi hang hốc, carbonate nứt nẻ cấu tạo C và cấu tạo E (theo tài liệu Địa chấn 3D-2005), Lô 106

Theo tài liệu địa chấn 2D, 3D của VPI-2004 và Petronas-2009, bản đồ đẳng sâu nóc móng trước Kainozoi, được xây dựng (Hình 3).



Hình 3. Bản đồ đẳng sâu Nóc móng Trước Kainozoi (theo tài liệu địa chấn 2D, 3D, VPI-2004 và Petronas-2009), Lô 102-106

Các phát hiện dầu khí

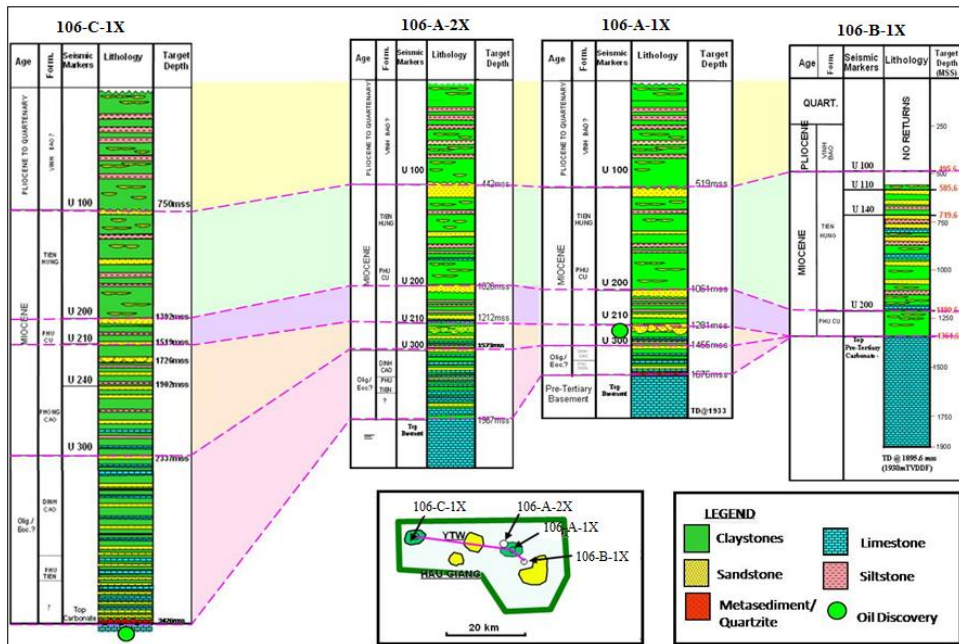
Tại phần Bắc Bể Sông Hồng, Lô 106 đã được các Công ty Dầu khí khoan 5 giếng khoan thăm

dò, tất cả các giếng đều khoan vào đối tượng móng đá vôi trước Đệ Tam; có 02 giếng phát hiện dầu là 106-A-1X và 106-C-1X (Bảng 1).

Bảng 1. Khối lượng khoan thăm dò khu vực Bắc Bể Sông Hồng

TT	Tên GK	Chiều sâu (m)	Đối tượng	Lô	Ghi chú
1	106-A-1X	1967	Carbonate-Móng	106	PCOSB/2004, phát hiện dầu
2	106-A-2X	2636	Carbonate -Móng	106	PCOSB/2009
3	106-B-1X	1930	Carbonate -Móng	106	PCOSB/2006
4	106-C-1X	3767	Carbonate -Móng	106	PCOSB/2008, phát hiện dầu
5	106-D-1X	3201	Carbonate -Móng	106	PCOSB/2009

Kết quả nghiên cứu địa chất tại Lô 106 cho phép liên kết, đánh giá sự thay đổi bề dày, chiều sâu của trầm tích Đệ Tam và móng trước Kainozoi giữa các đơn vị cấu trúc khác nhau (Hình 4).



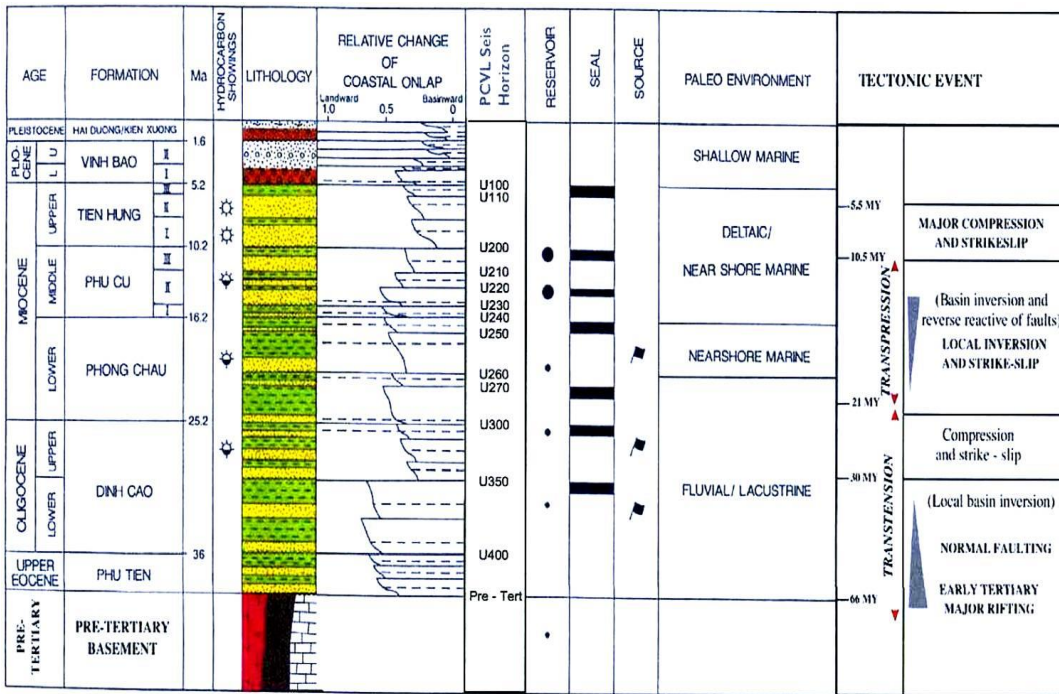
Hình 4. Kết quả liên kết địa tầng qua các giếng khoan 106-C-1X – 106-A-2X – 106-A-1X – 106-B-1X, Lô 106 (PCOSB - 2006 - Tổng công ty PVEP, 2010)

Các thành tạo địa chất

Các thành tạo địa chất của bể Sông Hồng tương đối phức tạp bao gồm móng trước Kainozoi, trầm tích Paleogene, trầm tích Neogen và trầm tích Pliocene - Đệ Tứ. Dựa trên kết quả phân tích một số giếng khoan thuộc khu vực Lô 106 nằm ở phía Bắc của bể Sông Hồng cho thấy cột địa tầng tổng hợp phần Bắc Bể Sông Hồng (Hình 5). Đá móng

carbonate là đối tượng nghiên cứu của đề tài, chúng nằm bên dưới trầm tích KZ. Ở khu vực Lô 106 là sự phân dị, lún chìm phức tạp của nhiều loại đá có tuổi rất khác nhau, cụ thể là phía Đông Bắc đứt gãy Sông Lô là sự lún chìm của các đá carbonate dạng khối và lục nguyên tuổi Paleozoi Muộn, bị phong hóa và nứt nẻ mạnh giống như các đá lộ ra ở B và D. Chúng đã được phát hiện ở các GK A, C, và D, còn phía Tây Nam của đứt

gãy Sông Lô có thể là các thành tạo tiền Cambri biến chất cao giống như đá ở núi Gôi - Nam Định.



Hình 5. Cột địa tầng tổng hợp phần Bắc Bể Sông Hồng và khu vực Lô 106 (Idemitsu)

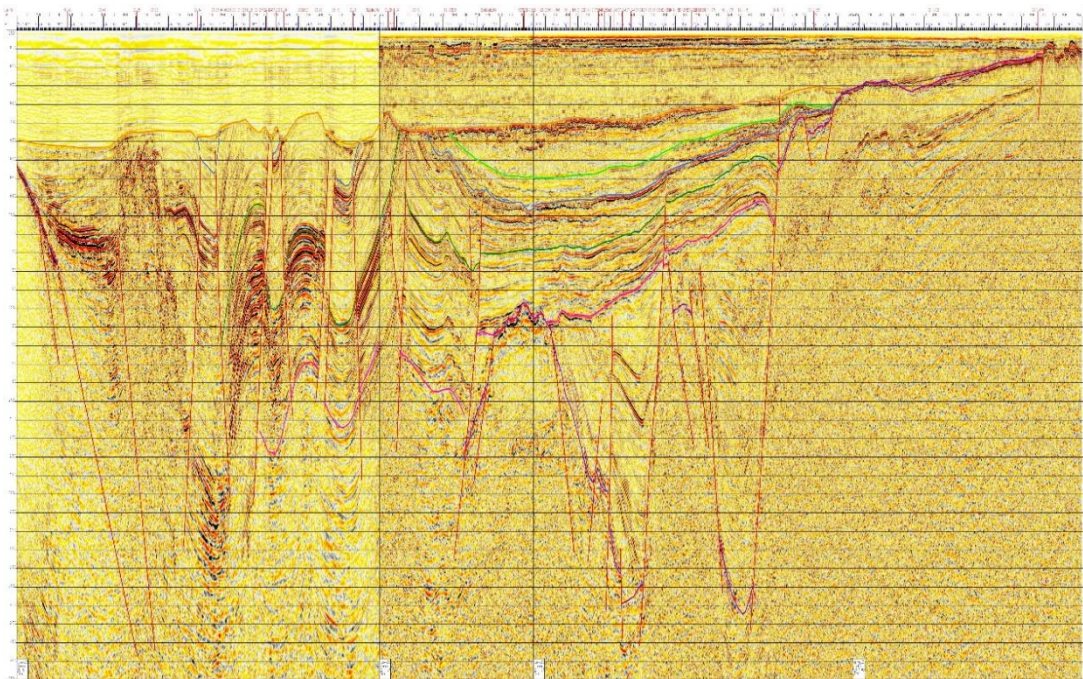
Đặc điểm kiến tạo

Về địa chất khu vực, Lô 106 nói riêng và phía Bắc Bể Sông Hồng nói chung gồm các đơn vị cấu trúc chính sau:

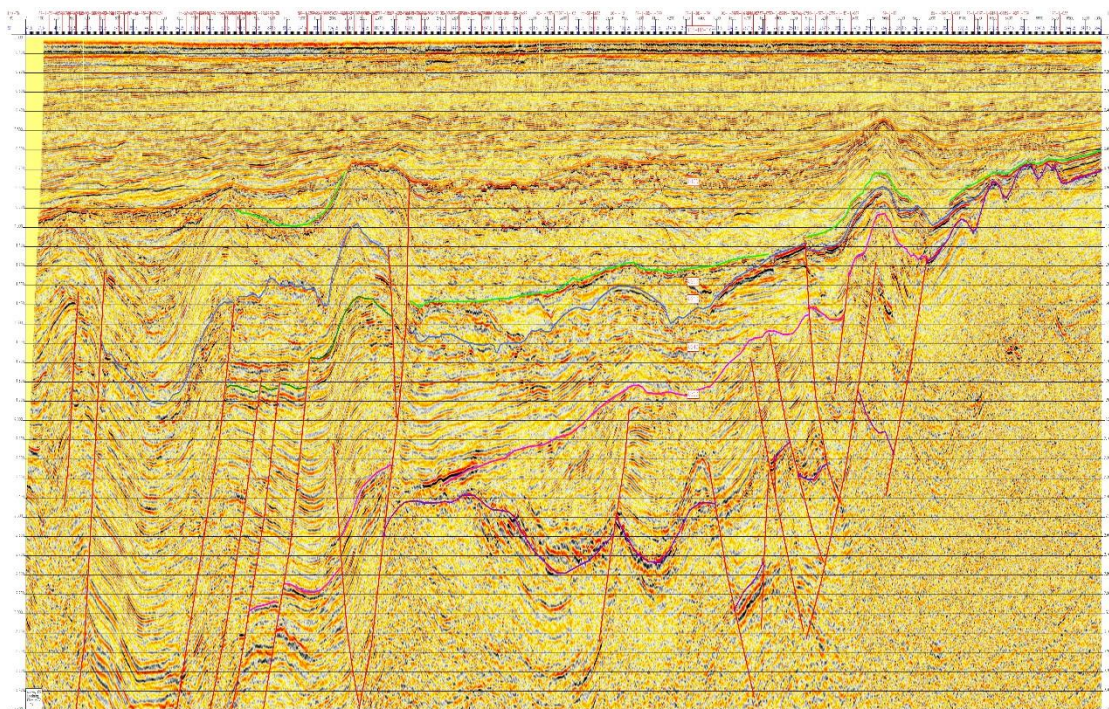
- Đới nâng đơn nghiêng phía Tây Nam;
- Đới nghịch đảo Trung Tâm;
- Đới các địa hào Paleogen phía Đông Bắc;

- Đới móng nâng cao phía Bắc (Thềm Nam Quảng Ninh).

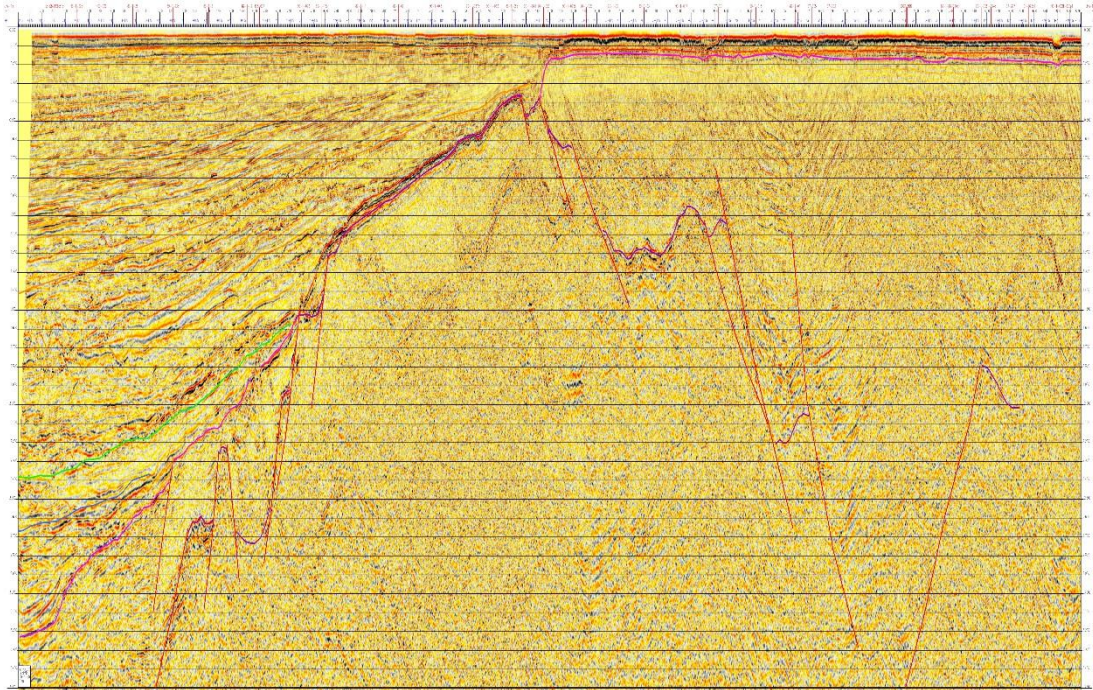
Nhìn chung, tài liệu địa chất - địa vật lý cho thấy Lô 106 tồn tại nhiều cấu tạo có khả năng chứa dầu khí, đó là các cấu tạo khép kín 3-4 chiều chủ yếu nằm trong đới nghịch đảo Trung Tâm (Mặt cắt địa chấn 2D khu vực, Hình 6a, b, c, d, e).



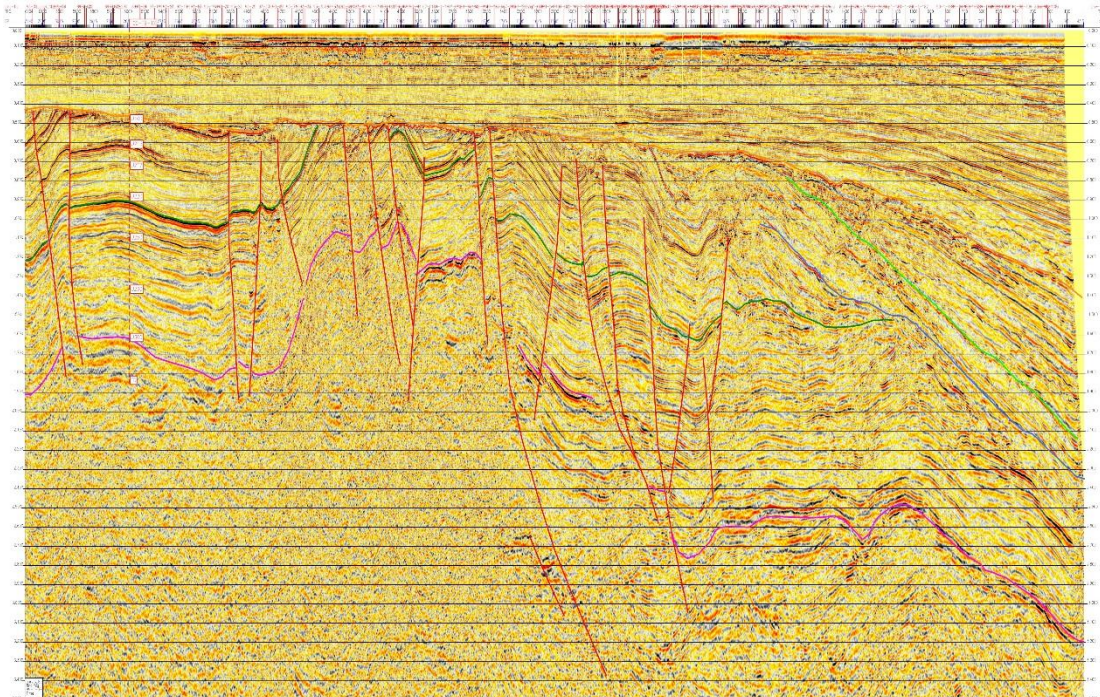
Hình 6a. Mặt cắt địa chấn 2D khu vực I, hướng TN-ĐB (tuyến 93-33, 90-1-035), Lô 106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



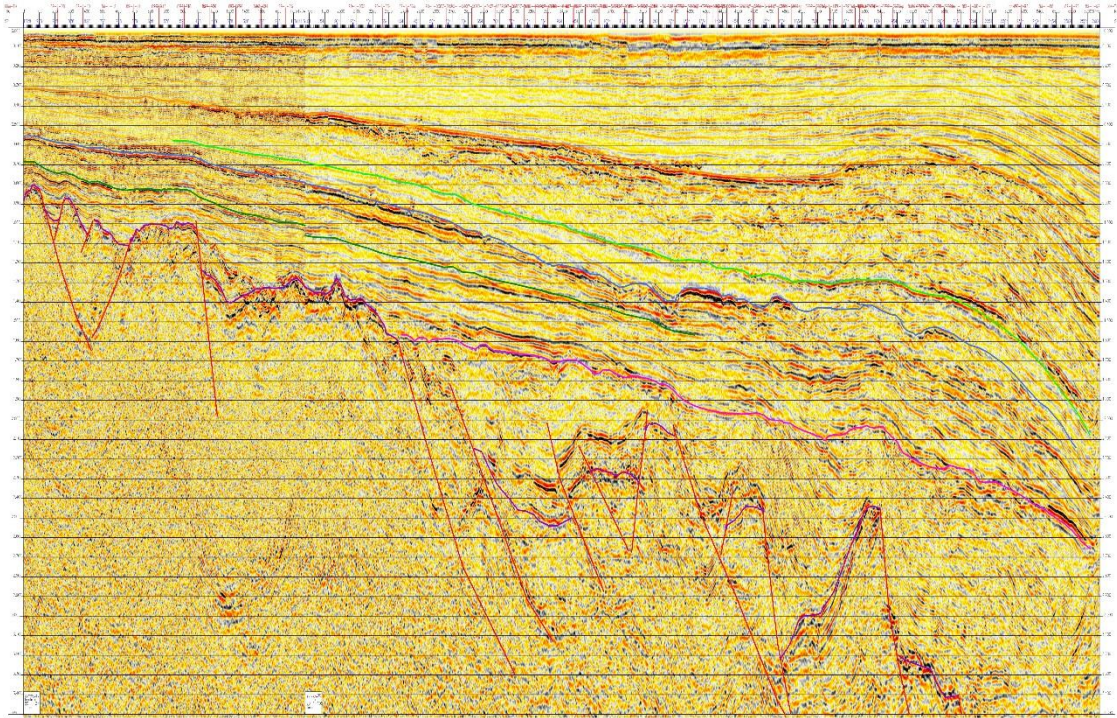
Hình 6b. Mặt cắt địa chấn 2D khu vực II, hướng TN-ĐB (tuyến 89-1-72), Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



Hình 6c. Mặt cắt địa chấn 2D khu vực III, hướng TN-ĐB (tuyến 90-1-200), Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



Hình 6d. Mặt cắt địa chấn 2D khu vực IV, hướng TB-ĐN (tuyến 89-1-37), Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



Hình 6e. Mặt cắt địa chấn 2D khu vực V, hướng TB-ĐN (tuyến 89-1-27, 90-1-105), Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)

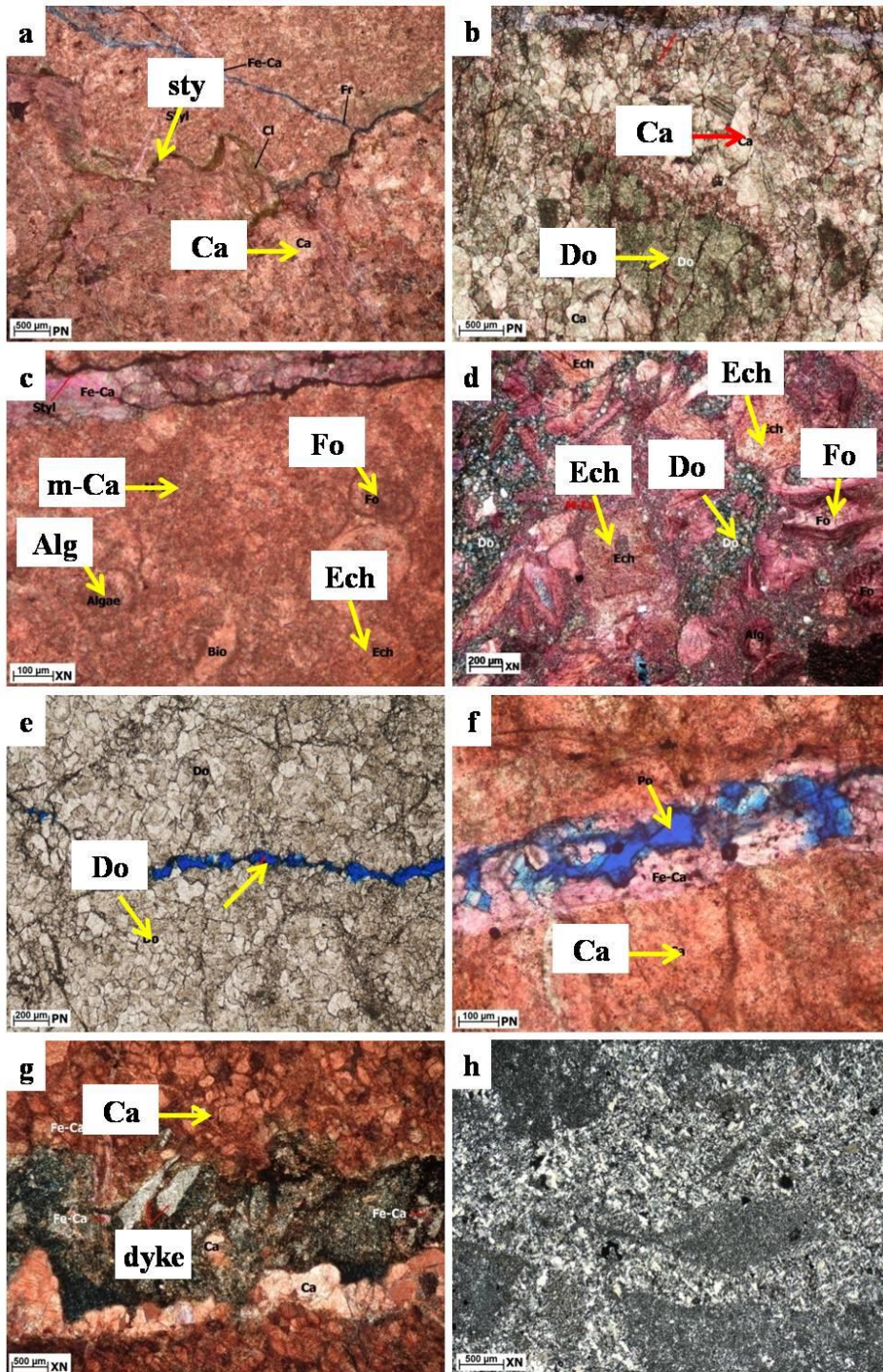
Kết quả phân tích thạch học lát mỏng

Kết quả phân tích thạch học cho thấy đá móng carbonate, Lô 106, bắc Bể Sông Hồng có thành phần khoáng vật và sự phân bố của sinh vật không đồng nhất, thay đổi theo từng khoảng độ sâu. Hiện diện phổ biến là đá vôi kết tinh không chứa sinh vật, đá vôi bị dolomite và đá vôi chứa sinh vật. Bên cạnh đó đá carbonate chịu ảnh hưởng của hoạt động kiến tạo và nén ép, tạo các kiến trúc dạng đường khâu (stylolite). Đá vôi kết tinh không chứa sinh vật với nền bùn vôi kết tinh thành tinh thể calcite có kích thước 5–20 μm (micro sparry calcite) và đôi khi là micrite calcite với kích thước 1–4 μm . Do ảnh hưởng của hoạt động kiến tạo và nén ép, đá vôi bị nứt nẻ và tạo kiến trúc stylolite (Hình 7a & b). Đôi khi đá vôi bị dolomite hóa hoàn toàn, thành phần nền bị thay thế bởi tinh thể dolomite có dạng hình thoi với kích thước từ 0,1–0,5 mm. Đá vôi kết tinh rất hiếm có sinh vật hiện diện và đôi chỗ thạch anh thứ sinh phân bố rải rác. Đá vôi chứa sinh vật được phân loại là đá vôi wackestone với mảnh

vụn sinh vật < 15% và đá vôi packstone (Hình 7c, d), chứa dồi dào các mảnh vụn sinh vật, chúng được gắn kết nhau bởi bùn vôi và calcite có dạng tinh thể kết tinh từ bùn vôi. Sinh vật hiện diện là foraminifera, echinoderm, alage, echinoderm, bryozoa, brachiopod, coral và mảnh vụn sinh vật. Đôi khi đá vôi này bị dolomite hóa (dolomitized packstone) với nền bùn vôi kết tinh thành tinh thể dolomite có dạng thoi. Những lớp mỏng cát, bột và sét xen kẽ trong đá. Đá vôi bị dolomite hóa hầu như không chứa sinh vật (Hình 7e). Thành phần nền bùn vôi bị thay thế bởi tinh thể dolomite có dạng hình thoi và đá này bị xen kẽ lớp cát mỏng, tuff và một lượng nhỏ thạch anh thứ sinh.

Đá có độ rỗng kém, chỉ xuất hiện lượng nhỏ lỗ rỗng giữa các tinh thể và lỗ rỗng do nứt nẻ và do hòa tan tạo ra (Hình 7e, f).

Đôi khi có sự xuất hiện của vật chất silic có dạng như đai mạch hay dạng kết hạch (Hình 7g, h) và những lớp mỏng cát kết và bột kết xen kẽ trong đá carbonate.



Hình 7. (a, b): Mẫu ở độ sâu 3740m và 3809.99m. Đá vôi kết tinh với thành phần calcite (Ca) có kiến trúc đường khâu (sty) và bị thay thế bởi dolomite (Do); (c, d): Mẫu ở độ sâu 3872m và 3945m. Đá vôi wackestone và packstone chứa các sinh vật foraminifera (Fo), algae (Alg), echinoderm (Ech) và mảnh vụn sinh vật, chúng được gắn kết bởi bùn vôi vi tinh (m-Ca) và đôi chỗ bị dolomite (Do); (e, f): Mẫu ở độ sâu 3462m và 3791m. Đá vôi bị dolomite hóa với thành phần chủ yếu là dolomite (Do) và đá vôi kết tinh (Ca) bị nứt nẻ và hòa tan tạo các lỗ rỗng nứt nẻ (mũi tên); (g, h): Mẫu ở độ sâu 3791m và 3603.99m. Đại mạch silic (dyke) thâm nhập trong đá vôi kết tinh (Ca) và đá silicite chen kẽ trong đá vôi với thành phần khoáng vật chủ yếu là chalcedony, thạch anh vi hạt (Hình h).

Đặc điểm về hệ thống dầu khí

Để đánh giá tiềm năng dầu khí trong đá móng carbonate tại các cấu tạo trong khu vực Lô 106, bể Sông Hồng, ta cần dựa trên 5 yếu tố: bẫy, sinh, chứa, chắn, thời gian và di chuyển. Nhìn chung, hệ thống dầu khí ở khu vực Lô 106 tương đối thuận lợi, thể hiện bằng sự phát hiện dầu trong đá móng carbonate phong hóa ở Lô 106, hứa hẹn khả năng sẽ có thêm các phát hiện dầu khí mới.

Bẫy: Ở Lô 106 chủ yếu là các bẫy địa tầng thường được thành tạo trước khi dầu di chuyển, là các khối móng đá vôi cổ bị phong hóa nhô cao và bị chôn vùi dưới trầm tích Đệ Tam;

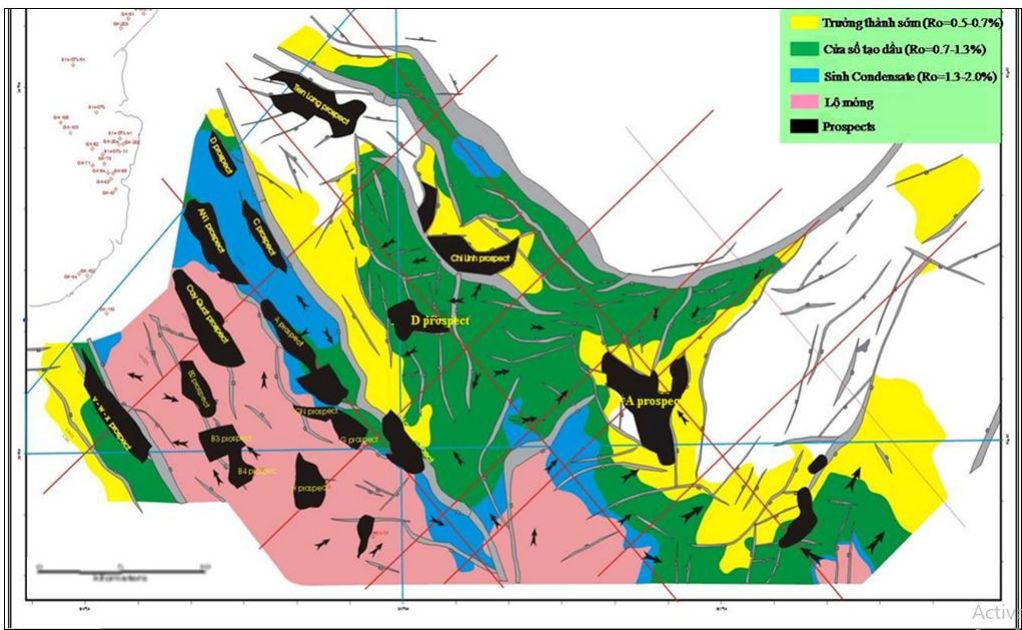
Đá sinh: Đá sinh là những trầm tích sét có nguồn gốc đầm hồ, biển nông tuổi Miocene Sớm, Oligocene - Eocene, có mặt ở cả Lô 106 và khu vực xung quanh, là nguồn sinh dầu - khí hữu hiệu, được chứng minh bằng các phát hiện dầu khí tại khu vực này, vì vậy độ rủi ro về yếu tố sinh được đánh giá là thấp nhất [7, 8, 9]. Đá sinh chứa vật chất hữu cơ (VCHC) loại III là chủ yếu, có khả năng sinh khí là chính. Ở khu vực bị lún chìm sâu, đá mẹ Miocene Giữa đã trưởng thành trên diện tương đối rộng nhưng chỉ ở trung tâm bể mới bước vào pha di cư từ cuối Miocene (Hình 8). Ngoài ra, VCHC loại I-II trong trầm tích

Oligocene với khả năng sinh dầu tốt, đặc biệt tại những trũng nhỏ như các địa hào cổ ở phía Đông Bắc đứt gãy Sông Lô như ở địa hào Thủy Nguyên, Kiến An, Cẩm Phả, v.v... (Hình 9).

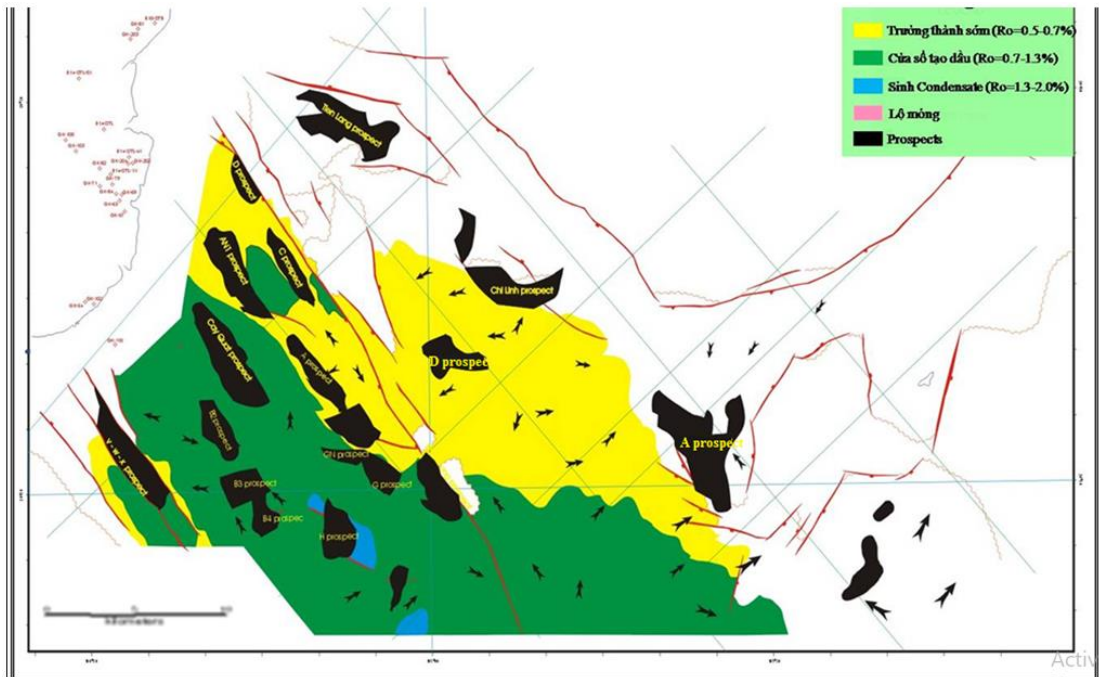
Đá chứa: là đá móng carbonate (có thể có cả trầm tích vụn thô?) phong hóa và cát kết trong trầm tích Oligocene - Miocene có mặt trong toàn khu vực với độ rỗng trung bình 15-20%, giảm dần theo chiều sâu, càng xuống sâu rủi ro về khả năng chứa càng cao. Tầng chứa quan trọng khác là móng đá vôi phong hóa, nứt nẻ, hang hốc phổ biến ở vùng Đông Bắc (Hình 10, 11).

Đá chắn: Đối với các cấu tạo móng carbonate bị chôn vùi, tầng đá chắn là các trầm tích sét phủ bên trên, vai trò chắn nóc rất quan trọng. Rủi ro chính của tầng chắn của các đối tượng chứa dầu khí liên quan trực tiếp tới các đứt gãy [2, 7, 8, 9].

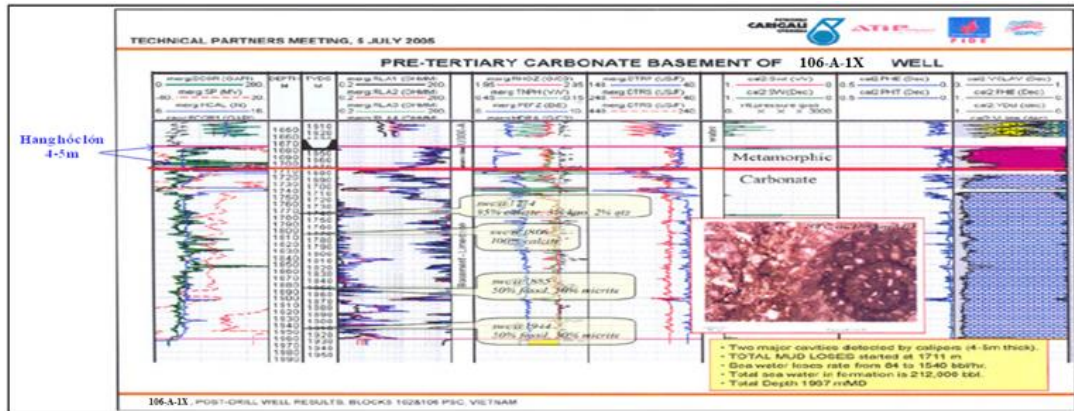
Thời gian và di chuyển: Các bẫy được thành tạo sớm như các khối móng carbonate hang hốc, nứt nẻ trước Đệ Tam bị chôn vùi sẽ thuận lợi hơn về khả năng đón nhận dầu khí so với các cấu tạo được thành tạo muộn, liên quan tới nghịch đảo kiến tạo vào cuối Miocene.



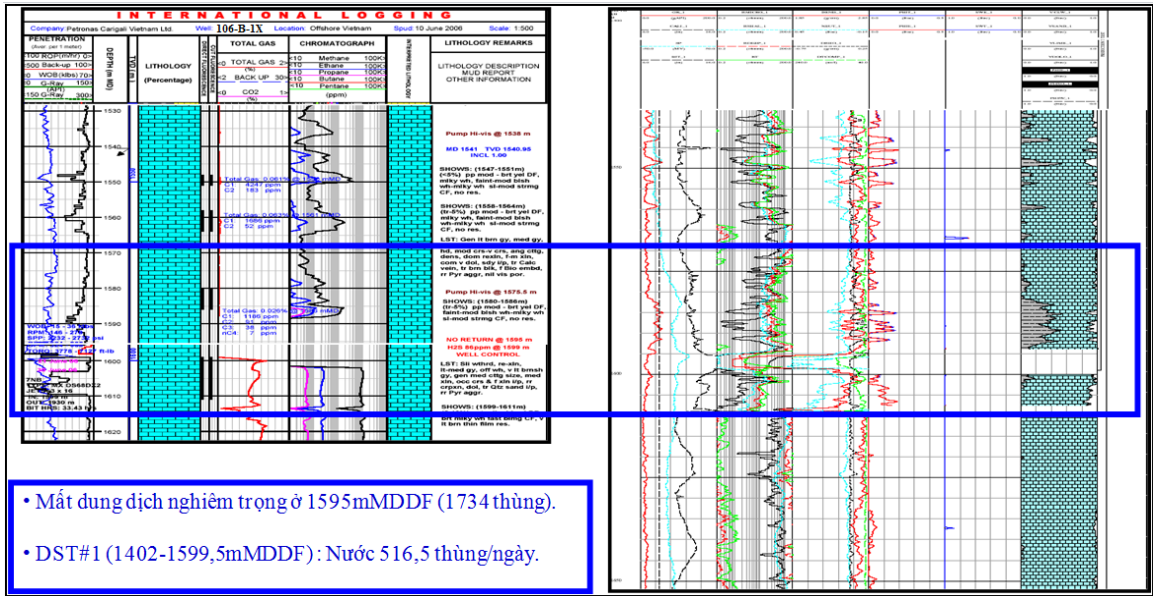
Hình 8. Bản đồ trường thành đá mẹ tuổi Oligocene Sớm - Eocene, Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



Hình 9. Bản đồ trương thành đá mẹ tuổi Miocene Sớm – Oligocene, Lô 102-106 (Tổng công ty PVEP, 2010)



Hình 10. Đặc tính đá chứa trong Móng tại GK 106-A-1X, Lô 106 (Tổng công ty PVEP, 2010)

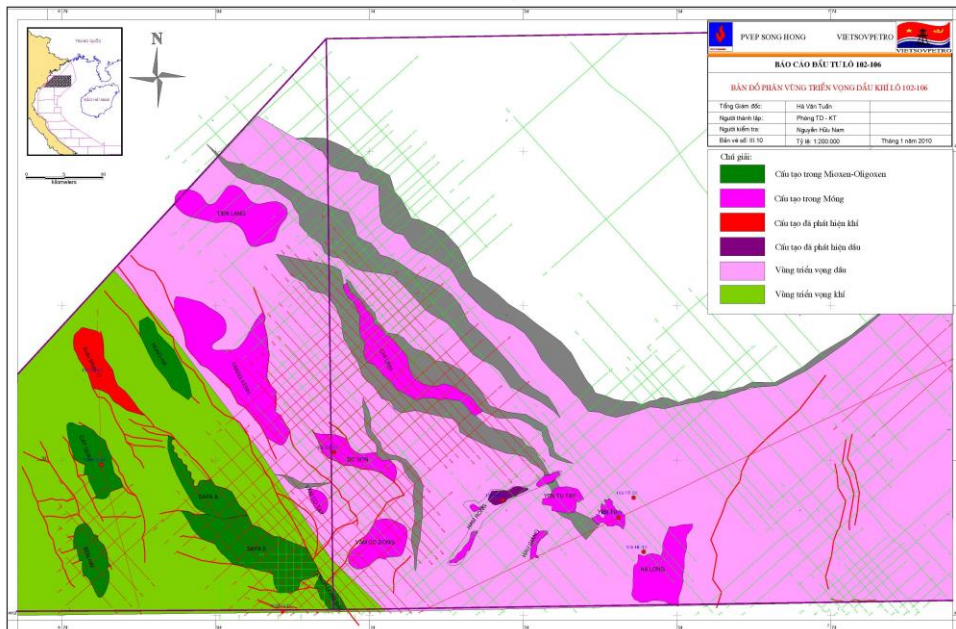


Hình 11. Đặc tính đá chứa trong Móng tại GK 106-B-1X, Lô 106 (Tổng công ty PVEP, 2010)

Phân vùng triển vọng dầu khí

Kết quả phân tích hệ thống dầu khí (các điều kiện sinh, chứa, chấn, bẫy, thời gian dịch chuyển, v.v...) cho phép đánh giá triển vọng dầu khí khu

vực Bắc Bể Sông Hồng, nói chung và Lô 106 nói riêng. Dựa vào đặc trưng cấu trúc cũng như các điều kiện địa tầng, trầm tích và hệ thống dầu khí, có thể phân chia các đới tiềm năng dầu khí như sau (Hình 12).



Hình 12. Bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí Lô 102 và 106 (106) (Tổng công ty PVEP, 2010)

Đới bán địa hào Paleogen phía Đông Bắc chủ yếu cho sản phẩm dầu thô trong trầm tích

Miocene Giữa (dạng kênh rạch) và móng đá vôi, clastic phong hóa vỡ vụn.

Tại đới bán địa hào Paleogen phía Đông Bắc, theo kết quả nghiên cứu của Nhà thầu PCOSB, tồn tại các khối nhô của móng đá vôi Paleozoi như A, B, C, D, E, H, F, G, K, v.v... Trong số đó, tại Lô 106 đã có các phát hiện dầu thô tại cấu tạo A trong cát kết lòng sông, kênh rạch tuổi Miocene

Giữa (106-A-1X, 2004) và tại cấu tạo C trong móng đá vôi (106-C-1X, 2008) [2, 5].

Các tham số chủ yếu của bể chứa dầu khí của đá móng carbonate tại các cấu tạo thuộc Lô 106 được trình bày ở bảng sau (Bảng 2).

Bảng 2. Các cấu tạo triển vọng và tiềm năng Lô 106 bể Sóng Hồng

STT	Cấu tạo	Vị trí	Đới tương thăm dò	Sản phẩm thăm dò	Diện tích (km ²)			Biên độ cấu tạo (m)			Đánh giá cấu tạo
					Min	ML	Max	Đáy	Đỉnh	Biên độ	
					1000	1100	1200				
					1150	1250	1350				
					1600	1700	1800				
					750	850	850				
1	E	Lô 106	Móng	Dầu	0,91	1,92	3,47	4000	3840	160	Tiềm năng
					3900	3950	4000				
2	D	Lô 106	Móng	Dầu	3,65	8,29	13,35	3200	2600	350	Triển vọng
					2800	3000	3200				
3	F	Lô 106	Móng	Dầu	2,98	10,8	18,97	3650	3420	230	Tiềm năng
					3550	3600	3650				
4	G	Lô 106	Móng	Dầu	3,97	6,53	9,49	3250	3050	200	Triển vọng
					3150	3200	3250				
5	H (ĐN)	Lô 106	Móng	Dầu	6,98	20,98	24,8	1900	1600	300	Triển vọng
					1600	1750	1900				
					600	650	700				

Trên cơ sở tài liệu đặc điểm về hệ thống dầu khí và phân vùng triển vọng tại khu vực nghiên cứu cho thấy các cấu tạo chứa dầu khí có triển vọng cao như: Cấu tạo E, Cấu tạo F và các cấu tạo chứa dầu khí có triển vọng thấp như Cấu tạo G, Cấu tạo H và Cấu tạo D.

Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng cao

Cấu tạo E (Hình 13)

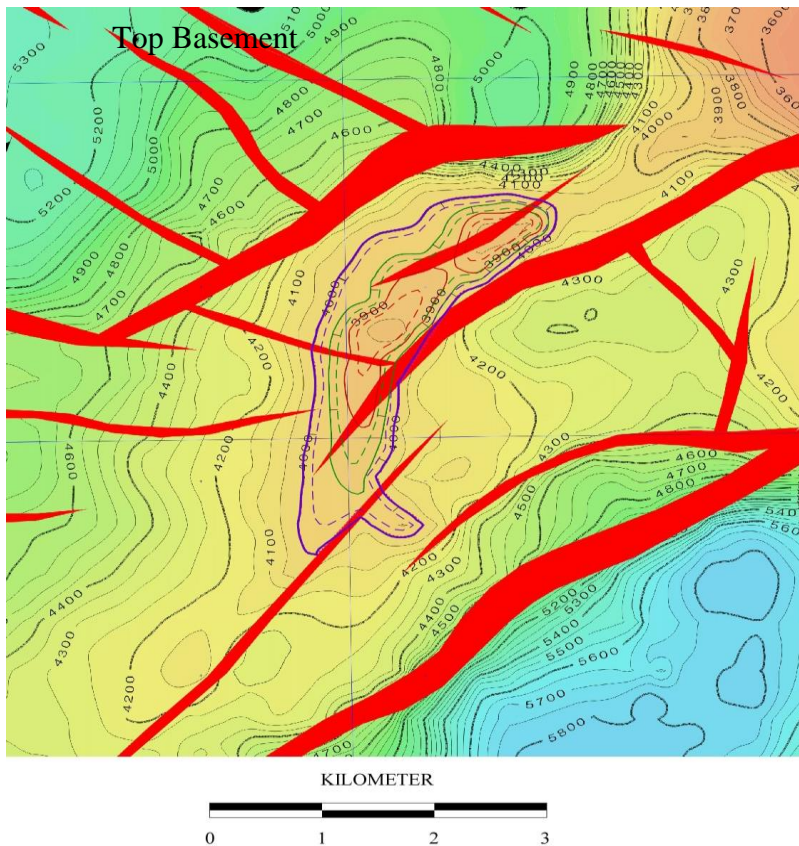
Vị trí nằm ở khu vực Đông Nam Lô 106, cách cửa Ba Lạt khoảng 50km về Phía Đông Nam. Đây là cấu tạo dạng móng đá vôi cổ nhô cao, có trục kéo dài theo hướng Nam Tây Nam - Bắc Đông Bắc (theo tài liệu địa chấn 3D) trong đới địa hào Paleogen phía Đông Bắc. Trên bình đồ, cấu tạo E

nằm ở phía Đông Nam cấu tạo C và bị giới hạn bởi hai đứt gãy trong móng có phương Nam Tây Nam - Bắc Đông Bắc, thuộc dải móng nâng tương đối về phía trung tâm Lô 106, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene có bề dày đáng kể. Cấu tạo E theo đường khép kín ngoài cùng (4000m) có diện tích khoảng 3,5 km², biên độ cấu tạo khoảng 160m.

Đối tượng chứa chính trong cấu tạo E là móng đá vôi phong hóa. Cấu tạo có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo C ở phía Tây Bắc đã phát hiện dầu nên được coi là có triển vọng cao chứa dầu. Tại khu vực này lớp phủ trầm tích tuổi Oligocene tương đối dày (trên 1000m) gồm chủ yếu là các lớp sét chắn nóc cho các tầng chứa trong móng.

Về di chuyển, vị trí của cấu tạo rất thuận lợi để đón các di chuyển của hydrocacbon từ tầng Paleogen, do nằm kề áp và ở vị trí cao hơn, thời gian được hình thành bấy sớm nên cấu tạo có khả

năng lưu giữ được sản phẩm từ những pha di dịch rất sớm từ 18 đến 20 triệu năm và tiếp tục được nạp vào pha di cư muộn từ 5 - 10 triệu năm.



Hình 13. Bản đồ cấu tạo E (theo tài liệu địa chấn 3D-Petronas)

Cấu tạo F (Hình 14)

Vị trí nằm ở khu vực Đông Nam Lô 106, cách Hải Phòng khoảng 80 km về phía Đông Nam. Cấu tạo có dạng móng đá vôi cổ nhô cao nằm tại khu vực đối địa hào Paleogen phía Đông Bắc, cấu tạo có hai vòm, trục kéo dài theo hướng Tây Tây Nam - Đông Đông Bắc (theo tài liệu địa chấn 2D). Theo bình đồ cấu trúc mặt móng, cấu tạo F nằm phía Tây cụm cấu tạo C - E thuộc dải móng nâng tương đối về phía trung tâm Lô 106, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene có bề dày đáng kể. Cấu tạo F theo đường khép kín ngoài cùng (3650m) có diện tích khoảng 19 km², biên độ cấu tạo khoảng 250m. Cấu tạo có hệ thống dầu

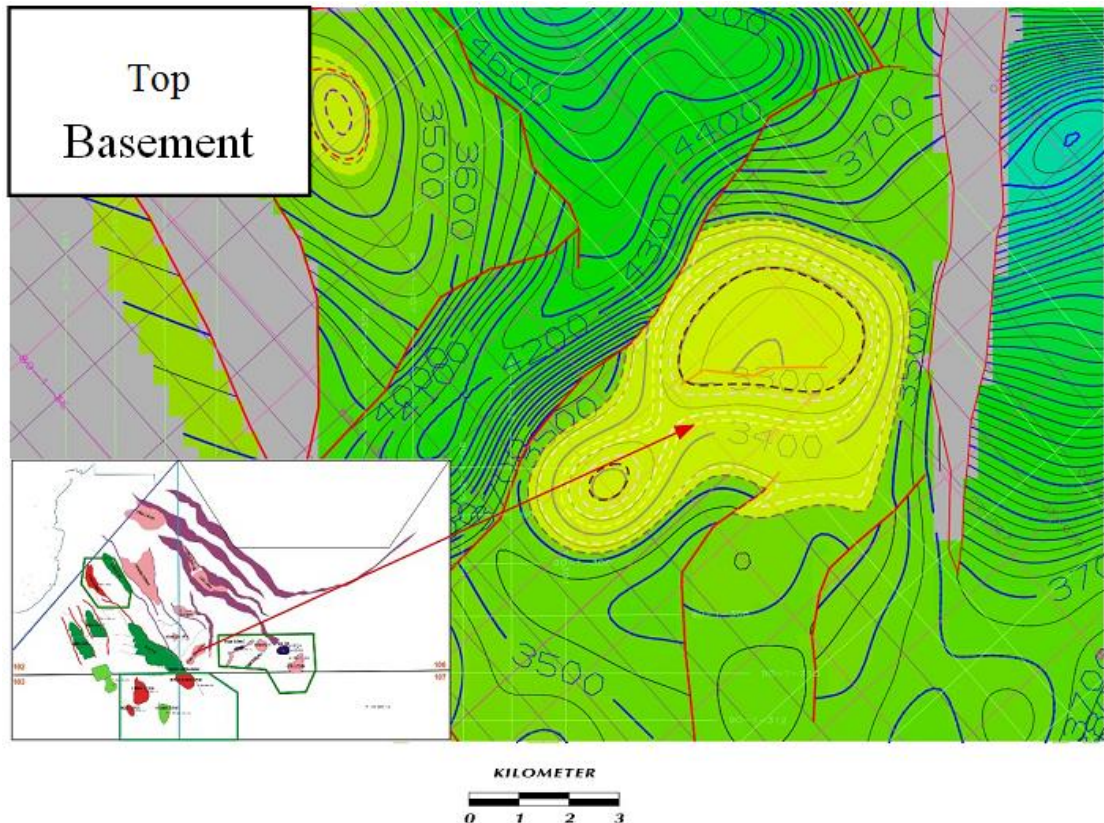
khí tương tự cấu tạo C ở phía Đông đã phát hiện dầu thô nên được đánh giá là có triển vọng cho dầu trong đá vôi phong hóa.

Đối tượng chứa chính của cấu tạo là móng đá vôi phong hóa với hệ thống dầu khí tương tự như cấu tạo phát hiện dầu: cấu tạo C và cấu tạo E ở phía Đông nên được coi là có khả năng có dầu trong đá vôi phong hóa. Lớp phủ trầm tích tuổi Oligocene tương đối dày, khoảng 300m có các lớp sét chắn nóc cho các tầng chứa trong móng.

Về di chuyển, vị trí của cấu tạo rất thuận lợi để đón đợi các di dịch của hydrocacbon từ tầng Paleogen ở phía Bắc, tương tự như các cấu tạo đã phát hiện, cấu tạo F nằm ở vị trí cao hơn, thời gian

được hình thành bấy sớm nên cấu tạo có khả năng lưu giữ được sản phẩm từ những pha di dịch rất

sớm từ 18 đến 20 triệu năm và tiếp tục được nạp vào pha di cư muộn từ 5 - 10 triệu năm.



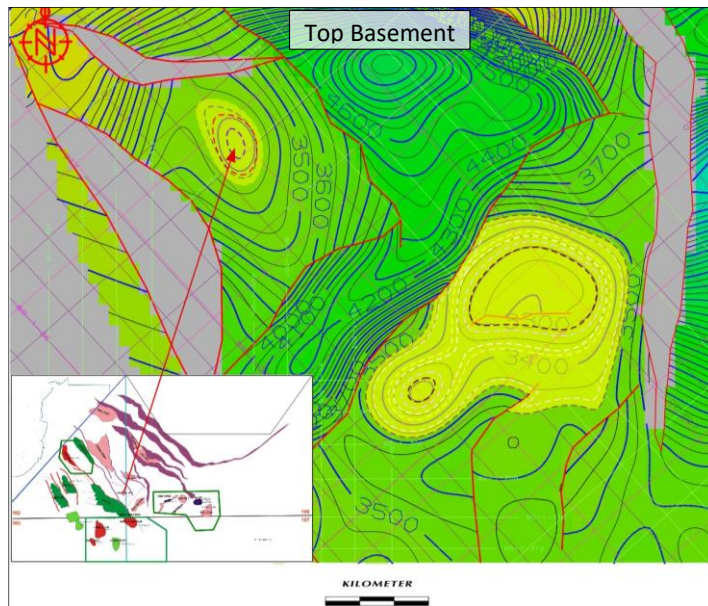
Hình 14. Bản đồ cấu tạo F (Tổng công ty PVEP, 2010)

Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng thấp

Cấu tạo G (Hình 15)

Vị trí nằm ở khu vực giáp ranh giữa Lô 102 và 106, cách cửa Ba Lạt khoảng 50km về Phía Đông Nam. Cấu tạo G có dạng móng đá vôi cổ nhô cao, có thể chia thành hai vòm đỉnh có trục chung kéo dài theo hướng Tây Bắc – Đông Nam (theo tài liệu địa chấn 2D) tại đới các địa hào Paleogen phía Đông Bắc. Cấu tạo G nằm ở phía Tây cụm

cấu tạo C - E thuộc dải móng nâng tương đối về phía trung tâm Lô 106, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene dày đáng kể. Cấu tạo G theo đường khép kín 3250m có diện tích khoảng 9,5 km², biên độ khoảng 200m. Cấu tạo có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo C đã phát hiện dầu. Cấu tạo được đánh giá có triển vọng chứa dầu trong đá vôi phong hóa. Tuy nhiên, về cấu trúc cấu tạo này chưa được đánh giá chính xác do mức độ tài liệu còn hạn chế.

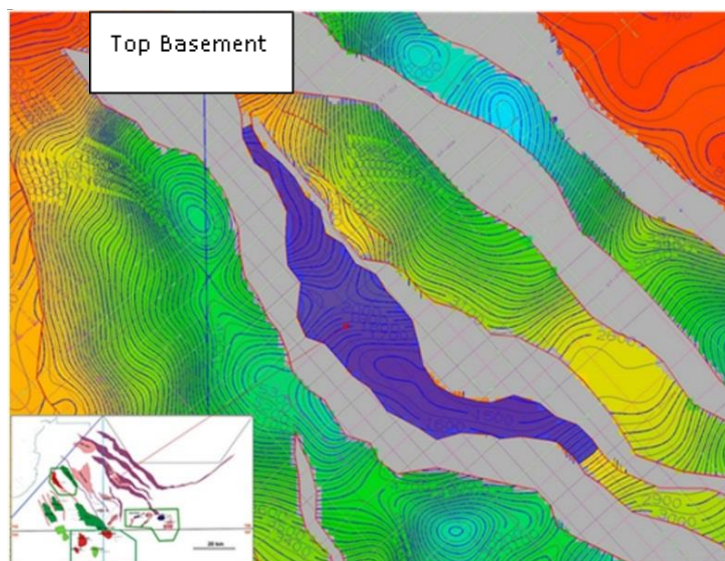


Hình 15. Bản đồ cấu tạo G (Tổng công ty PVEP, 2010)

Cấu tạo H (Hình 16)

Vị trí nằm phía Đông Bắc cấu tạo D, thuộc Lô 106, cách Hải Phòng khoảng 40 - 50km về Phía Đông Nam. Cấu tạo H có dạng móng đá vôi cổ nhô cao, gồm hai khối Đông Nam và Tây Bắc khép kín 3 - 4 chiều ôm vào đứt gãy trong móng đá vôi (theo tài liệu địa chấn 2D) tại đới các địa

hào Paleogen phía Đông Bắc. Trên bình đồ cấu trúc mặt móng, cả hai khối của cấu tạo H nằm ở trên phần nâng cao về phía Tây Bắc của dải nâng móng thuộc cụm cấu tạo A -B. Theo đường khép kín 1900m, cấu tạo H Đông Nam có diện tích khoảng 25km², biên độ khoảng 300m. Cấu tạo được đánh giá có tiềm năng dầu trong đá vôi phong hóa.



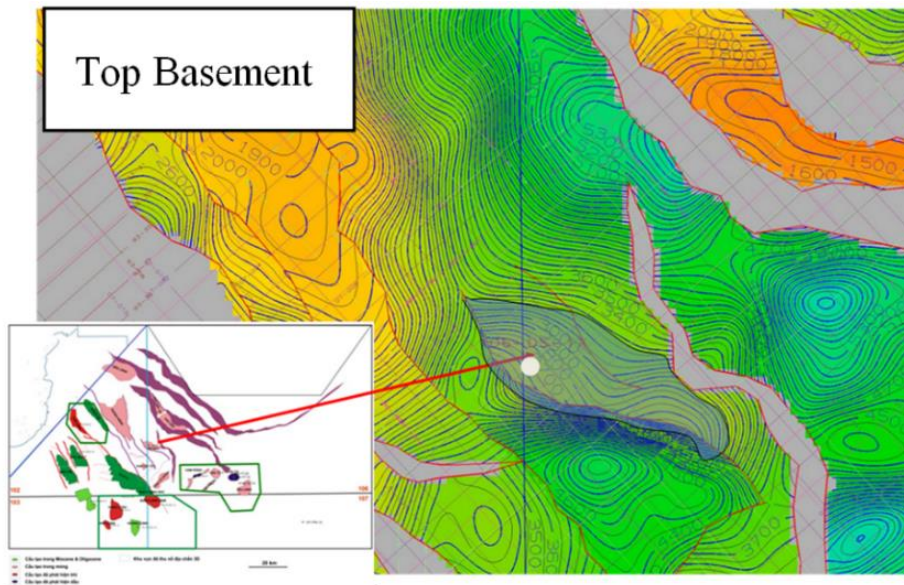
Hình 16. Bản đồ cấu tạo H (Tổng công ty PVEP, 2010)

Cấu tạo D (Hình 17)

Vị trí nằm ở ranh giới giữa hai Lô 102 và 106, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km về Đông Nam. Cấu tạo D có dạng móng đá vôi cổ nhô cao, hình ôvan kéo dài theo hướng Tây Tây Bắc – Đông Đông Nam, kê áp vào đứt gãy trong móng đá vôi (theo tài liệu địa chấn 2D) tại đới các địa hào Paleogen phía Đông Bắc. Trên bình đồ cấu trúc mặt móng, cấu tạo D nằm ở Tây Bắc của dải móng nâng tương đối thuộc cụm cấu tạo C - E ở phía Đông Nam, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene có bề dày đáng kể. Cấu tạo D theo đường khép kín ngoài cùng (3200m) có diện

tích khoảng 13,5km², biên độ cấu tạo khoảng 400 - 450m. Cấu tạo này đã được tiến hành khoan thăm dò bằng giếng khoan 106-D-1X thử vỉa trong móng carbonate cho kết quả 3500 thùng nước/ngày, tuy vậy tiềm năng dầu khí của cấu tạo vẫn còn là dấu hỏi do hạn chế về tài liệu nghiên cứu cấu trúc.

Trên cơ sở kết quả minh giải địa chấn, đánh giá, mô tả các cấu tạo và dựa vào các yếu tố nêu trên, khả năng thành công của các cấu tạo được phân tích và đánh giá theo từng chỉ tiêu thể hiện ở Bảng 3.



Hình 17. Bản đồ cấu tạo D (Tổng công ty PVEP, 2010)

Bảng 3. Tiềm năng dầu các cấu tạo (đối tượng móng trước KZ)

STT	Cấu tạo	Độ sâu nóc đối tượng (m)	Biên độ cấu tạo (m)	Diện tích (km ²)		Q tại chỗ	
				Max	TB	Triệu thùng	Triệu m ³
1	H (Chính)	1500	400	24,8	20,98	398,0	63,3
2	H (ĐN)	1360	540	8,97	7,51	158,2	25,2
3	D	2580	620	13,35	8,29	175,4	27,9
4	E	3840	160	3,47	1,92	32,0	5,1
5	F	3175	300	31,21	16,70	287,3	45,7
6	G	3360	80	3,28	1,69	25,5	4,1

4 KẾT LUẬN

Qua tổng hợp từ tài liệu địa chất, địa vật lý, địa hóa thu thập từ các công ty Dầu khí gồm có 5 giếng khoan, tất cả đều khoan vào đá móng carbonate, chỉ có 02 giếng khoan có dầu là: 106-A-1X và 106-C-1X. Trong đó, kết quả phân tích thạch học của giếng khoan 106-A-1X ở tầng đá móng carbonate gồm có đá vôi kết tinh, đá vôi chứa sinh vật và đá vôi bị dolomite hóa. Đôi khi đá carbonate bị xen kẹp những lớp mỏng cát kết hạt rất mịn và bột kết có tính phân lớp và chứa kết hạch silic, đai mạch silic và tuff. Phần lớn đá vôi bị dolomite hóa và nén ép, hòa tan tạo ra đường nứt và kiến trúc dạng đường khâu (stylolite). Nứt nẻ lấp đầy bởi calcite và silic và đá vôi có độ rỗng nứt nẻ kém.

Kết quả tài liệu địa chấn cho thấy tại khu vực nghiên cứu, các cấu tạo được mô tả và đánh giá tiềm năng: Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng cao là cấu tạo E và cấu tạo F. Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng thấp là cấu tạo G, cấu tạo H và cấu tạo D.

Biểu hiện dầu và khí được phát hiện trong các lỗ rỗng, những nứt nẻ của đá vôi và đá vôi phong hóa của các cấu tạo A, C và E có khả năng chứa dầu quan trọng. Dầu di cư vào các bẫy được thành tạo sớm của các khối móng carbonate hang hốc, nứt nẻ trước Kainozoic bị chôn vùi.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu kết hợp với các đặc điểm đặc trưng về cấu trúc cũng như các điều kiện địa tầng, trầm tích và hệ thống dầu khí, cho thấy tại khu vực nghiên cứu rất thuận lợi cho việc

di cư và tích tụ dầu vào đá móng carbonate, Lô 106, bể Sông Hồng.

Lời cảm ơn: Chúng tôi chân thành cảm ơn Tổng Công Ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) đã cung cấp nguồn tài liệu cho nghiên cứu của chúng tôi.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] N. Hiệp, N.V. Đắc. Địa chất và tài nguyên Dầu khí Việt Nam, Tập Đoàn Dầu khí Việt Nam, 2010.
- [2] Tổng công ty PVEP, Báo cáo đầu tư - Tìm kiếm thăm dò dầu khí phần diện tích hoàn trả lô 102-106, bể Sông Hồng, 2010.
- [3] M. Soloman, R. Green, G. Rundsche, "A chart for designing modal analysis by point counting", *International Journal of Earth Science*, vol. 55, pp. 844-848, 1966.
- [4] L. van der Plas, A.C. Tobi, "A chart for judging the reliability of point counting results", *Am. J. Sci.*, vol. 263, pp. 87-90, 1965.
- [5] R.L. Folk, W.C. Ward, "Brazos river bas: a study in the significance of grain size parameters", *Journal of Sedimentary Petrology*, vol. 27, pp. 3-26, 1957.
- [6] R.J. Dunham, "Classification of carbonate rocks according to depositional textures", *American Association of Petroleum Geologist (AAPG) Memoir*, no. 1, pp. 108-121. 1962.
- [7] Geochemical Report Block 102-106, 2014.
- [8] Sequence Stratigraphic Study of 102-106, 2014.
- [9] Geochemical Report of the Ha Long -1X Well, 2014.

Petrographic characterization and petroleum potential of Mesozoic carbonate rock in Block 106, Northern Red river basin

Bui Thi Luan^{1,*}, Lieu Kim Phuong^{1,2}

¹University of Science, VNU-HCM

²Ho Chi Minh Institute of Resources Geography, Vietnam Academy of Science and Technology

*Corresponding author: btluan@hcmus.edu.vn

Received: 16-03-2018; Accepted: 19-11-2018; Published: 31-12-2018

Abstract—Petroleum exploration and exploitation in Red River basin has been carried since the early 1960s of the 20th century, however until now its effectiveness has been still limited. Recently, the oil price is constantly changing so the efficiency of petroleum exploration and exploitation is particularly considered. Therefore, the assessment of petroleum potential and the direction of exploration are not only scientific research but also economic problem for developing countries in which there is Vietnam.

The article considers that characteristic of carbonate petrography is along with intergration of interpreted seismic –stratigraphy and well logs, geochemistry analytic results of source rocks and related literatures as well. The purpose is to predict the petroleum potential of carbonate rock in block 106 and serve effectively in Petroleum exploration and exploitation in Red River basin

Based on the analytic results, carbonate rock in the study area was impacted by tectonic activities such as mechanic compaction; dissolution forming fractures, stylolites; and post-depositional processes as recrystallization of minerals, creating vuggy, mouldic and intraparticle pores and dolomitization as well. Carbonate rock contains fossils as foraminifera, coral, algae, echinoderm with subordinate brachiopod, bryozoa. Most of them are mudstone, wackestone with mud-supported and packstone is made up of abundant fossils. Locally, carbonate rock was fractured and filled up by calcite and silic. Oil and gas traces have been discovered in Mesozoic carbonate rock, block 106, northern Red River basin. Fractured carbonate rock and weathered carbonate rock in the structures as A, C and E are oil fields. Oil migrates into traps that were early formed in fractured carbonate basement rock masses that were buried in pre-Kainozoi.

Keywords—source rock, reservoir, trap, oil and gas potential