

ĐẶC ĐIỂM HỆ THỐNG DẦU KHÍ KHU VỰC RÌA TÂY NAM BỂ TRẦM TÍCH MALAY - THỔ CHU, VIỆT NAM

Hoàng Anh Tuấn¹, Trịnh Xuân Cường¹, Nguyễn Thu Huyền²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tuanha03@pvn.vn

Tóm tắt

Kết quả tìm kiếm thăm dò gần đây cho phát hiện dầu trong trầm tích Miocene dưới tại giếng khoan C-1X, cách mỏ Sông Đốc khoảng 50 km về phía Tây Bắc, đã chứng minh hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí ở khu vực rìa Tây Nam bể trầm tích Malay - Thổ Chu, Việt Nam.

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu về đặc điểm hệ thống dầu khí khu vực, gồm các yếu tố: sinh, chứa, chắn, dịch chuyển và tạo bẫy... trên cơ sở tổng hợp kết quả phân tích mẫu vụn giếng khoan C-1X kết hợp với các tài liệu địa chất - địa vật lý. Kết quả nghiên cứu góp phần làm sáng tỏ hơn đặc điểm hệ thống dầu khí vùng rìa Tây Nam bể trầm tích Malay - Thổ Chu, thúc đẩy công tác tìm kiếm, thăm dò ở khu vực này trong tương lai.

Từ khóa: Hệ thống dầu khí, đá mẹ, đá chứa, đá chắn, rìa Tây Nam, bể Malay - Thổ Chu.

1. Mở đầu

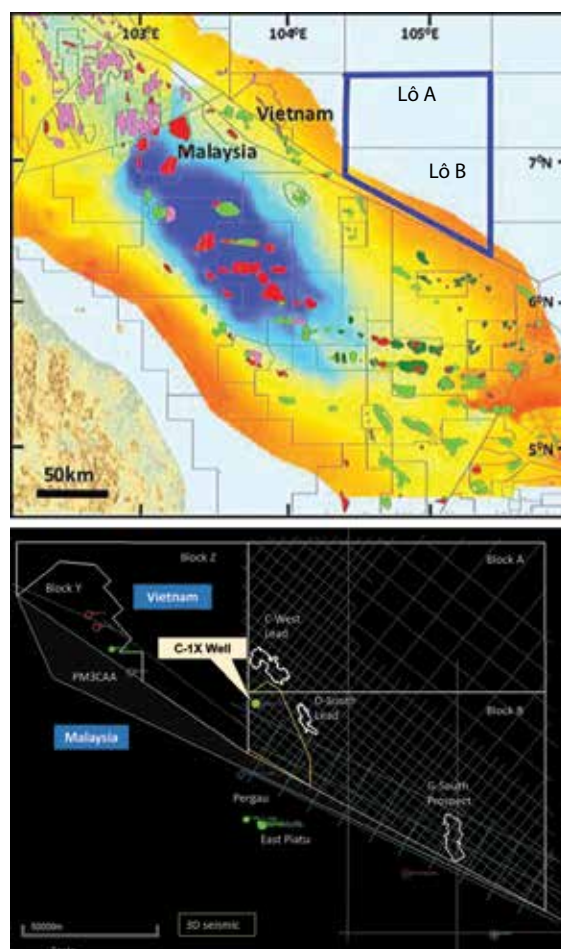
Bể trầm tích Malay - Thổ Chu nằm ở phía Tây Nam Việt Nam, trên vùng biển tiếp giáp giữa Việt Nam và Malaysia, có diện tích khoảng 100.000 km² và được lấp đầy bởi các trầm tích Đệ Tam có bề dày trên 10 km [1]. Đây là khu vực có tiềm năng dầu khí lớn ở Đông Nam Á, với trữ lượng tại chỗ ước đạt 8 tỷ thùng dầu quy đổi (Todd et al., 1997). Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu, với diện tích xấp xỉ 12.000 km² và độ sâu mực nước biển dưới 70 m. Giếng khoan C-1X là giếng khoan thăm dò duy nhất tại khu vực nghiên cứu đến thời điểm hiện tại (Hình 1).

Công tác tìm kiếm, thăm dò tại bể Malay - Thổ Chu được bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX, với sự tham gia của các công ty dầu khí lớn trên thế giới. Kết quả đã có nhiều phát hiện được tìm thấy, trong đó chủ yếu là phát hiện khí và condensate [3].

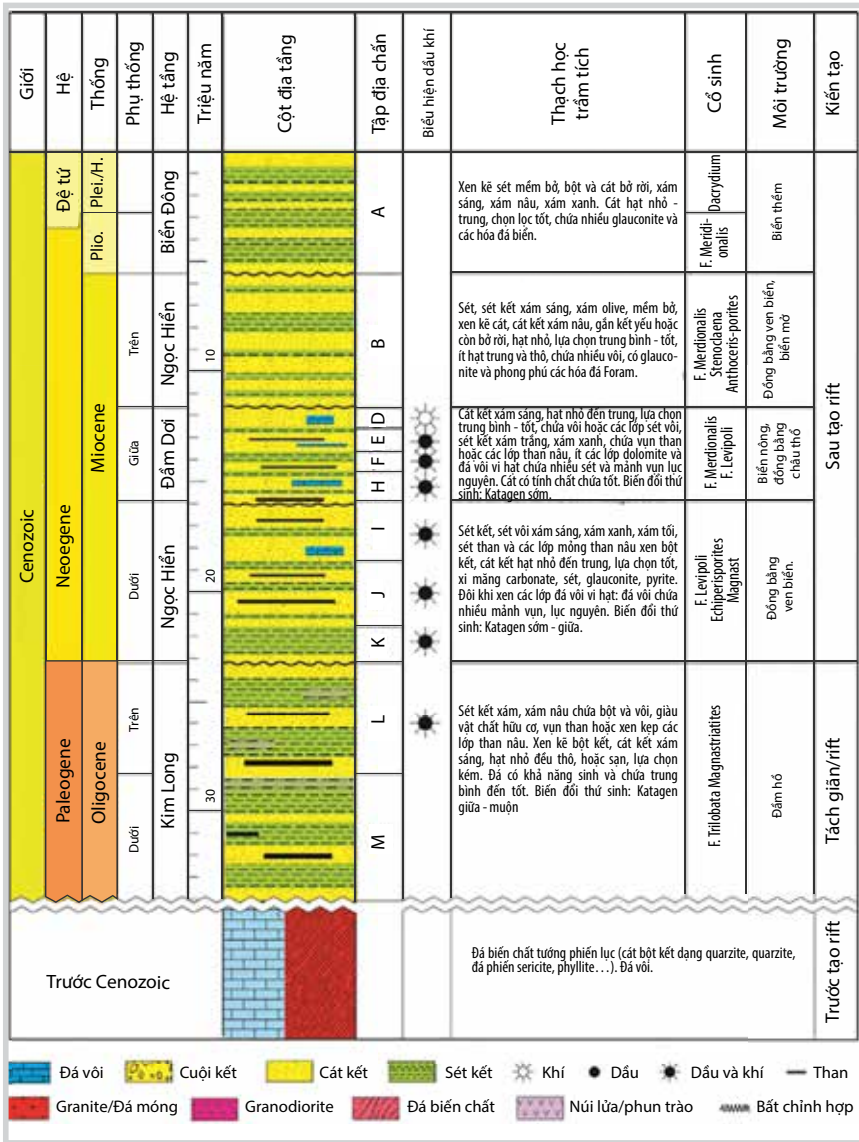
Gần đây nhất, giếng khoan C-1X do Idemitsu (Nhật Bản) thi công đã cho phát hiện dầu trong bẫy chứa hỗn hợp cấu trúc - địa tầng tuổi Miocene giữa. Mặc dù phát hiện không mang tính thương mại theo đánh giá của nhà thầu [2], nhưng việc tìm ra dầu ở giếng khoan C-1X nằm tương đối xa các khu vực đã có phát hiện và các mỏ đang khai thác (cách mỏ Sông Đốc gần nhất khoảng 50 km về phía Tây Bắc), cho thấy tiềm năng dầu khí ở khu vực này vẫn là ẩn số hấp dẫn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò.

Ngày nhận bài: 30/3/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/3 - 10/4/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 8/5/2020.



Hình 1. Sơ đồ vị trí khu vực nghiên cứu [2]



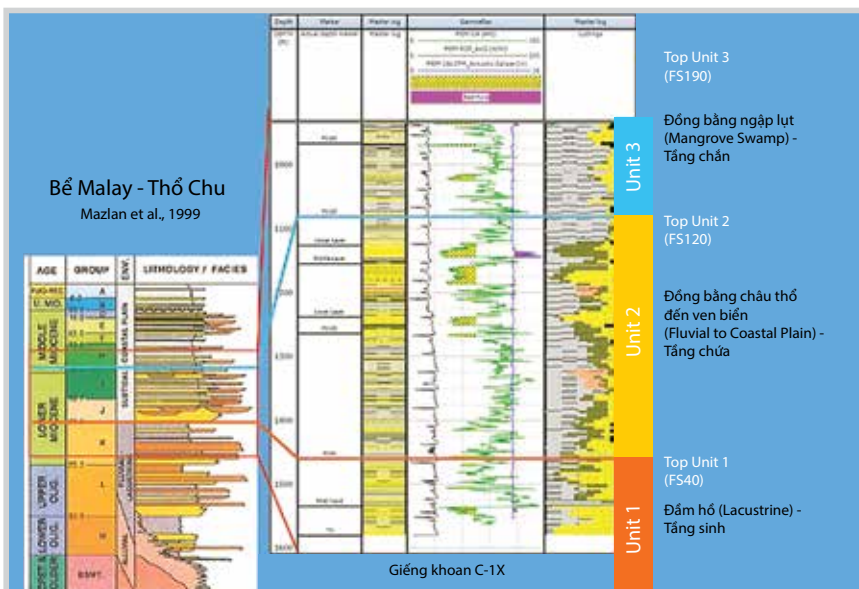
Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Malay - Thổ Chu [3]

2. Đặc điểm địa chất khu vực

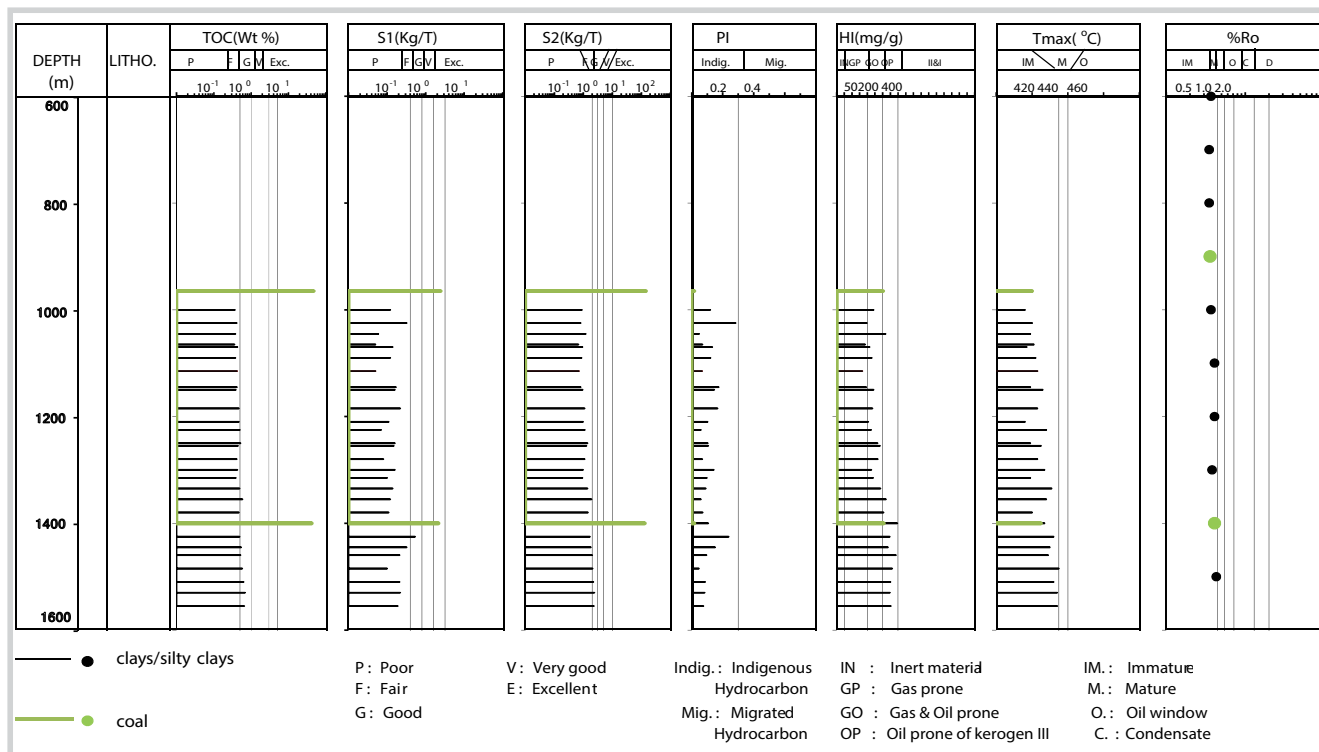
Bể trầm tích Malay - Thổ Chu được hình thành từ quá trình nứt vỡ lục địa Sunda và sự va chạm giữa mảng lục địa Ấn Độ với mảng Âu - Á. Bể nằm trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, với chiều dài xấp xỉ 500 km, chiều rộng khoảng 200 km và có phương phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam [1, 4, 5]. Tương tự các bể trầm tích khác của Việt Nam, cấu trúc địa chất của bể gồm 2 tầng chính: Móng trước Đệ Tam và trầm tích Đệ Tam phủ trên móng với bề dày đạt trên 10 km [3]. Phân chia chi tiết địa tầng bể như Hình 2.

Cho đến giai đoạn đầu của thời kỳ Miocene sớm, bể chịu ảnh hưởng của môi trường lục địa, sông hồ (aluvial - lacustrine). Sự xâm nhập của môi trường biển bắt đầu xảy ra vào thời kỳ giữa của Miocene sớm ở khu vực trung tâm bể, trong khi rìa bể vẫn chịu chi phối bởi môi trường sông đến đồng bằng châu thổ (fluvial - deltaic). Ảnh hưởng của môi trường biển trong phạm vi toàn bể xảy ra vào cuối Miocene sớm và biểu hiện rõ nét hơn vào thời kỳ Miocene giữa, kéo dài sang Miocene muộn cho đến hiện tại [3].

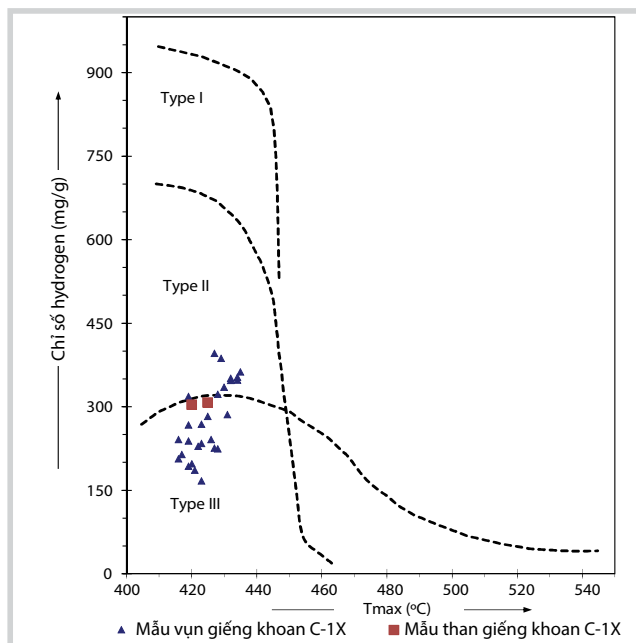
Sự tồn tại của đá mẹ nguồn gốc đầm hồ (lacustrine) tuổi Oligocene và đá mẹ nguồn gốc than tuổi Miocene đã được khẳng định thông qua nhiều giếng khoan trong bể. Đã chứa được xác định là các tập cát kết tuổi Oligocene - Miocene. Các play dầu khí liên quan chủ yếu đến dạng bẫy cấu tạo và bẫy địa tầng. Một số phát hiện quan trọng về khí condensate và dầu trong các play đã được ghi nhận như: CN-1X, KM-1X, DD-1X và NH-1X... Play móng được đánh giá có tiềm năng tương đối kém, tuy nhiên cần tiếp tục nghiên cứu để làm rõ trong thời gian tiếp theo.



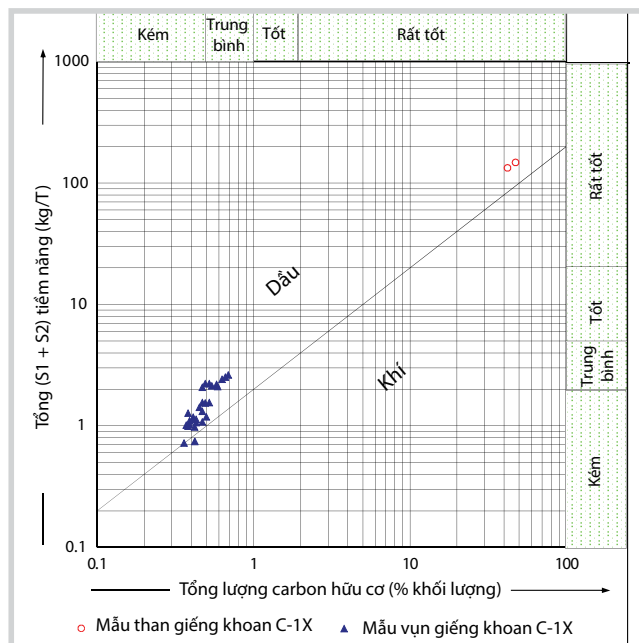
Hình 3. Sơ đồ môi trường trầm tích khu vực nghiên cứu theo tài liệu cập nhật giếng khoan C-1X [2]



(a)



(b)



(c)

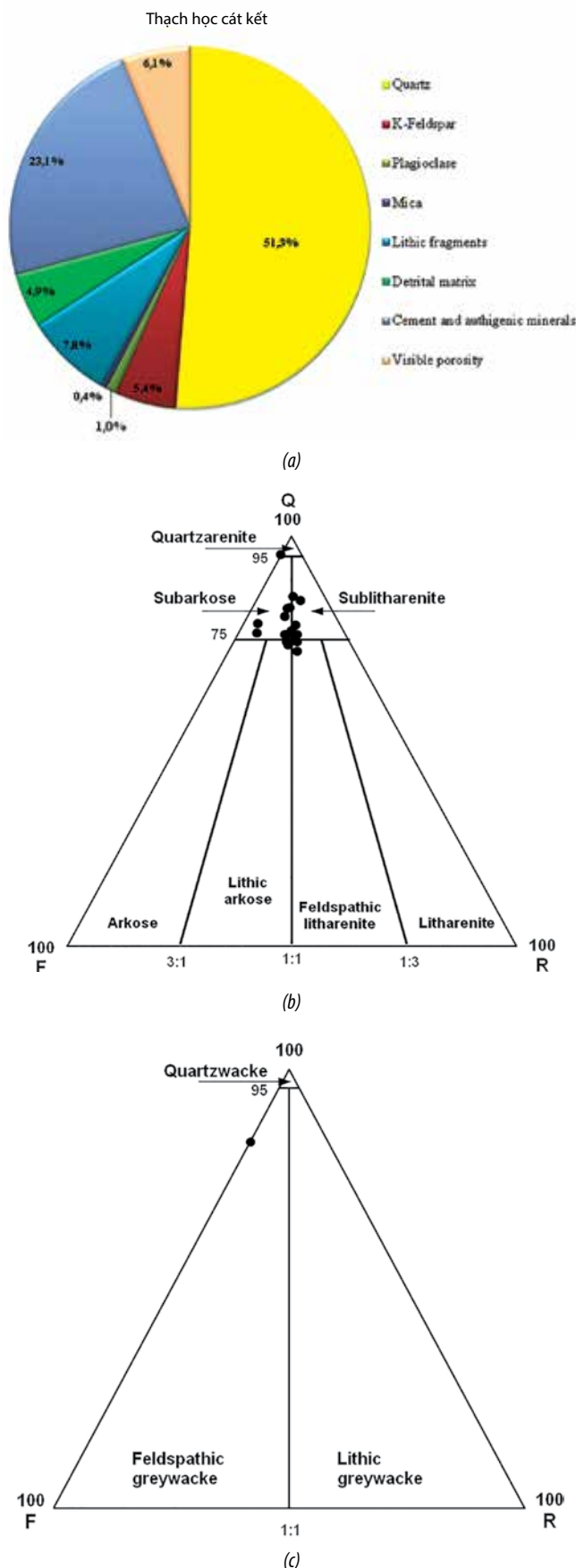
Hình 4. Biểu đồ quan hệ chỉ số đá mẹ và chiều sâu (giếng khoan C-1X) (a); Biểu đồ quan hệ HI/Tmax (giếng khoan C-1X) (b); Biểu đồ quan hệ độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon (giếng khoan C-1X) (c) [6]

Môi trường trầm tích Đệ Tam khu vực giếng khoan C-1X tương đồng với môi trường trầm tích Đệ Tam của bể Malay - Thổ Chu (Hình 3). Ranh giới giữa các môi trường đầm hồ, đồng bằng châu thổ - ven biển và đồng bằng ngập lụt phân chia các hệ tầng sinh, chứa, chắn được xác định bởi tài liệu địa chấn kết hợp với tài liệu phân tích mẫu thạch học, cổ sinh - địa tầng và minh giải log tại giếng khoan [2].

3. Hệ thống dầu khí

3.1. Đặc điểm tầng sinh

Nghiên cứu tầng sinh khu vực giếng khoan C-1X được thực hiện trên 30 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 965 - 1.560 m (phân tích TOC, Rock-eval), 10 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 600 - 1.505 m (phân tích độ phản xạ vitrin-



Hình 5. Kết quả phân tích thạch học cát kết độ sâu 1.200 - 1.045 m, giếng khoan C-1X [7] (a); Biểu đồ phân loại cát kết giếng khoan C-1X: (< 15% matrix (b), > 15% matrix (c)) [7, 8]

ite) và 5 mẫu vụn trong khoảng độ sâu 1.230 - 1.535 m (phân tích GCMS) [6]. Kết quả phân tích được tổng hợp như Hình 4).

3.1.1. Độ giàu vật chất hữu cơ và phân loại kerogen

- Độ sâu 965 - 1.560 m (Miocene dưới - Oligocene): Sét kết/sét - bột kết có độ giàu vật chất hữu cơ thấp tới trung bình (TOC = 0,36 - 0,59%), tiềm năng sinh hydrocarbon thấp (S₂ = 0,67 - 1,90 kg/T), biểu đồ quan hệ chỉ số hydrogen/Tmax cho thấy đặc trưng đá mẹ là kerogen loại II/III (HI = 167 - 335 mg/HC/gTOC), cho khả năng sinh dầu và khí.

2 mẫu than ở độ sâu 965 - 970 m và 1.400 - 1.405 m rất giàu hàm lượng vật chất hữu cơ và có tiềm năng sinh dầu khí rất tốt.

- Độ sâu 1.460 - 1.560 m (Oligocene): Sét kết/sét - bột kết có độ giàu vật chất hữu cơ trung bình (TOC = 0,52 - 0,69%), tiềm năng sinh hydrocarbon trung bình (S₂ = 2,01 - 2,40 kg/T), biểu đồ quan hệ chỉ số Hydrogen/Tmax cho thấy đặc trưng đá mẹ là kerogen loại II/III (HI = 348 - 387 mg/HC/gTOC), cho khả năng sinh dầu và khí.

3.1.2. Mức độ trưởng thành nhiệt

Độ phân xạ vitrinite của các mẫu trong khoảng độ sâu 600 - 620 m và 1.500 - 1.505 m cho giá trị R₀ = 0,35 - 0,43% có nghĩa là đá mẹ ở đây chưa đạt ngưỡng trưởng thành. Giá trị Tmax < 435 °C tương ứng cũng khẳng định mức độ chưa trưởng thành nhiệt của đá mẹ ở khu vực nghiên cứu.

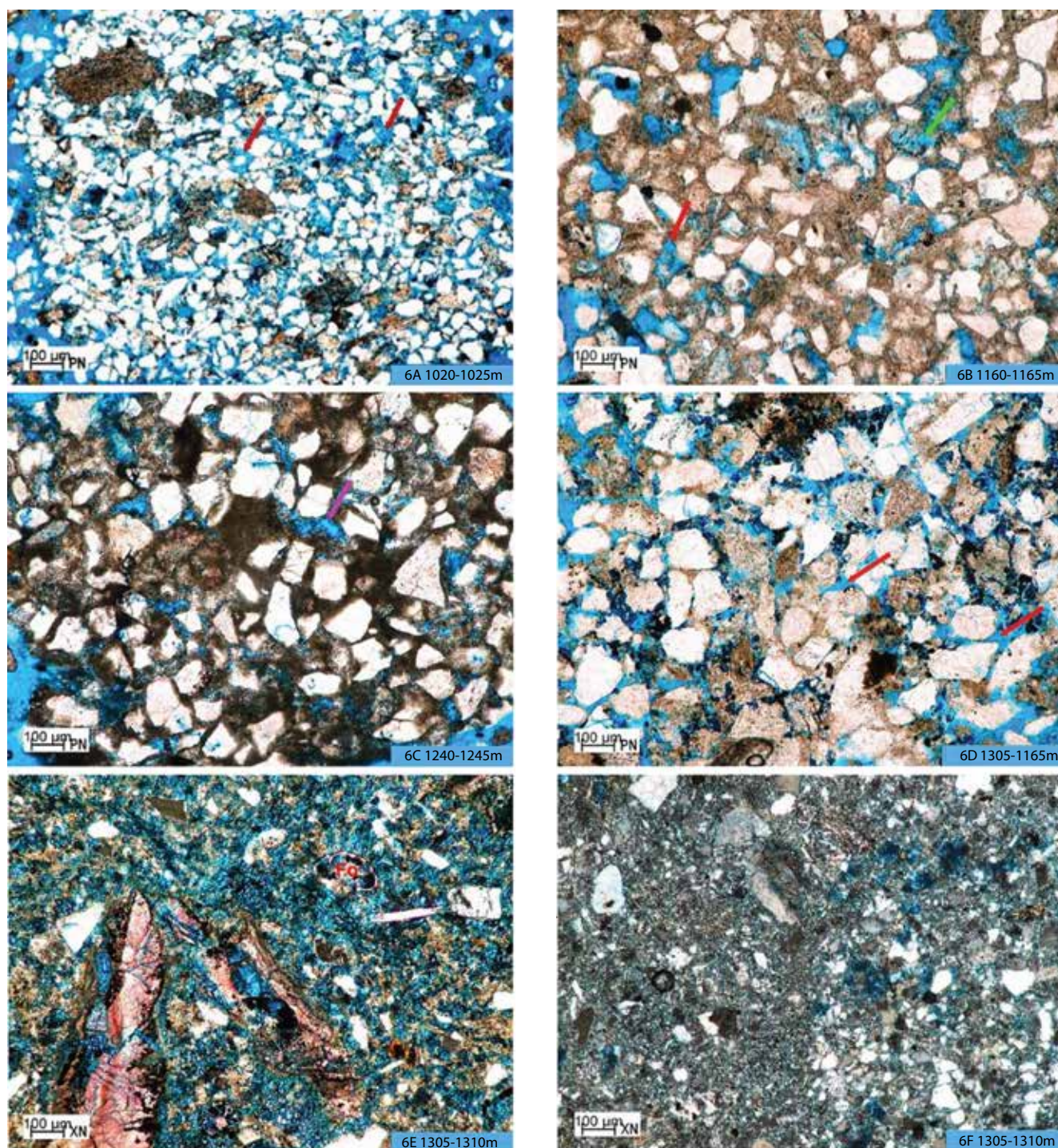
3.2. Đặc điểm đá chứa

Nghiên cứu đá chứa khu vực giếng khoan C-1X được thực hiện trên 22 mẫu vụn, với các chỉ tiêu phân tích thạch học lát mỏng (thin-section) và nhiễu xạ Rơnghen (XRD) trong khoảng độ sâu 965 - 1.560 m cùng 5 mẫu phân tích hiển vi điện tử quét (SEM) trong khoảng độ sâu 1.130 - 1.250 m [7]. Kết quả phân tích được tổng hợp như sau:

3.2.1. Phân tích thạch học

Trong khoảng độ sâu phân tích tồn tại các loại đá khác nhau như: sét kết, bột kết, cát kết và đá vôi. Kết quả phân tích thạch học lát mỏng đá cát kết - đối tượng chứa chính được tổng kết ở Hình 5a.

Cát kết có thành phần độ hạt thay đổi rất khác nhau (từ rất mịn cho đến thô), chủ yếu là loại sub-litharenite và sub-arkose, một vài mẫu là lithic arkose, feldspathic

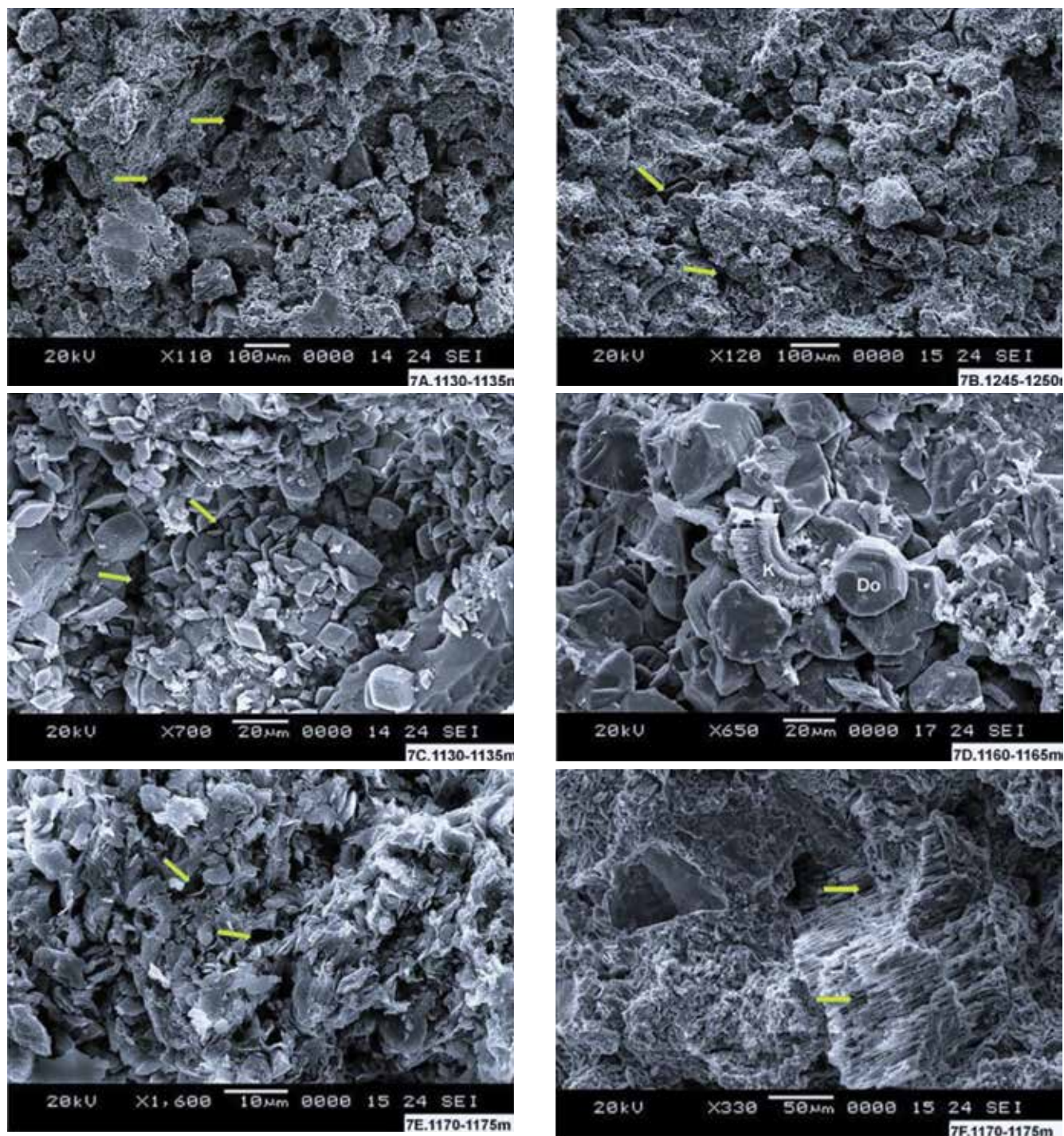


Hình 6. Ảnh phân tích thạch học lát mỏng giếng khoan C-1X [7]

litharenite đến lithic greywacke (Hình 5b và c); độ mài tròn từ bán góc cạnh đến bán tròn cạnh và tròn cạnh; độ chọn lọc trung bình đến tốt [8].

Thành phần thạch học chủ yếu là thạch anh, với hàm lượng trung bình 40 - 50%; feldspar có hàm lượng thấp (2,4 - 8,6%); các mảnh đá: vụn núi lửa (2 - 7,4%), mảnh granite (0,6 - 3,2%), mảnh đá phiến (0,4 - 3,6%), mảnh quartzite (0,2 - 1,8%). Vật liệu nền (matrix) trung bình 2

- 7%. Khoáng vật nặng gồm zircon và apatite. Xi măng và khoáng vật thứ sinh có mặt trong tất cả các mẫu cát kết, với hàm lượng từ trung bình đến cao. Xi măng carbonate có mặt ở trong tất cả các mẫu, gồm dolomite (3,2 - 20,2%), calcite (1 - 8,4%), siderite trung bình 8%... Khoáng vật sét thứ sinh gồm chlorite (0,6 - 2,4%) và sét khác (1,2 - 4,6%). Ngoài ra còn có sự hiện diện của khoáng vật không thấu quang như pyrite với hàm lượng 0,6 - 1,6%.

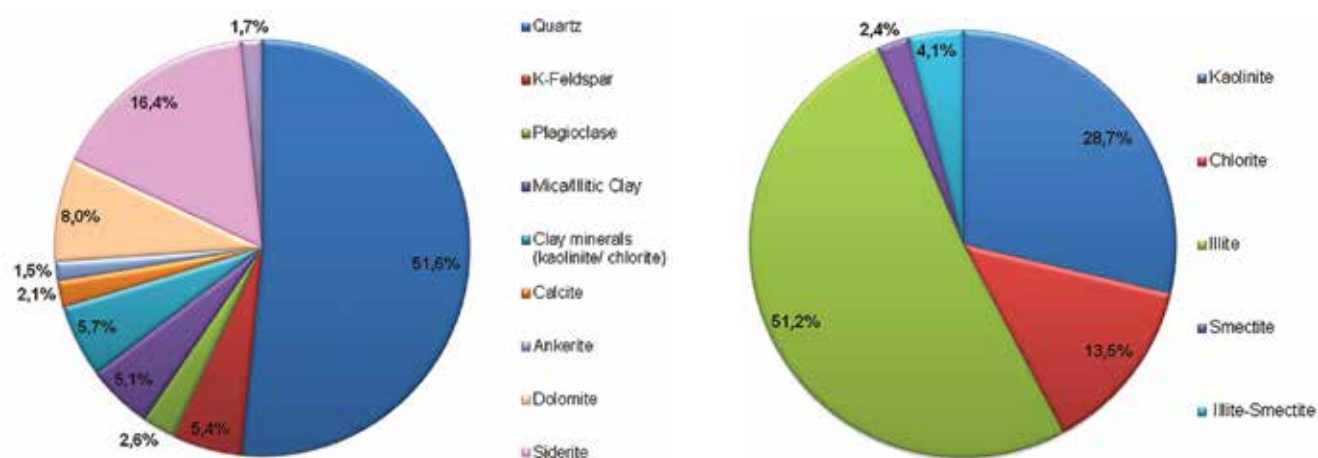


Hình 7. Ảnh phân tích mẫu SEM, giếng khoan C-1X [7]

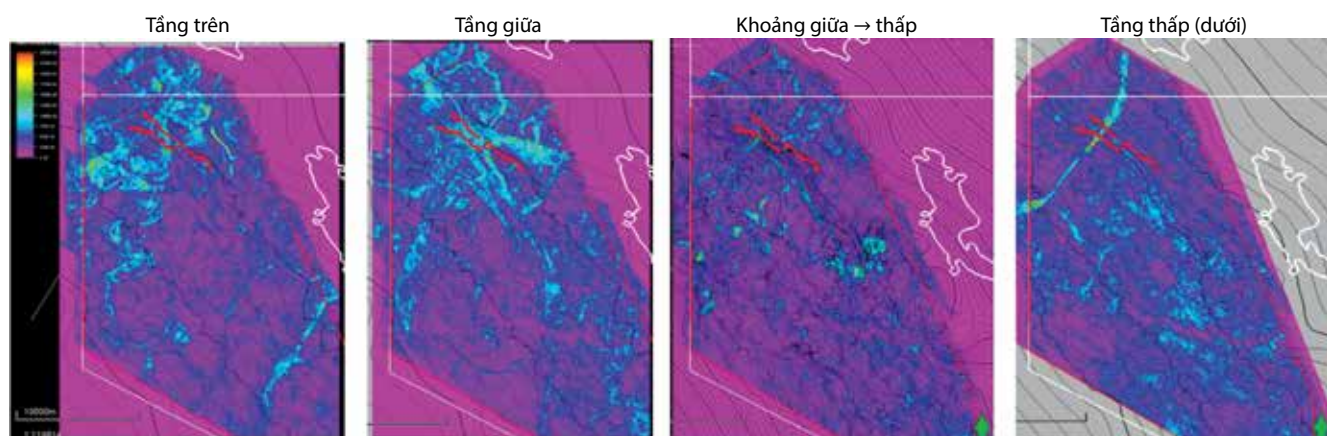
Độ rỗng nhìn thấy (visible porosity) quan sát trên lát mỏng thạch học được bảo tồn khá tốt (Hình 6a - d), gồm: độ rỗng liên thông giữa hạt (mũi tên màu đỏ) < 13,2%, độ rỗng giữa các tinh thể hình thành do quá trình dolomite hóa (mũi tên màu hồng) < 6,4% và độ rỗng thứ sinh do hòa tan các hạt feldspar (mũi tên màu xanh) < 1,2%. Độ rỗng của đá chịu sự chi phối mạnh mẽ bởi sự có mặt của các khoáng vật thứ sinh (dolomite, siderite, khoáng vật sét) và vật liệu nền (matrix). Các mẫu gắn kết bởi xi măng

carbonate (Hình 6e) và hàm lượng vật liệu nền cao (Hình 6f) có độ rỗng tương đối kém [7, 9].

Theo kết quả phân tích 5 mẫu hiển vi điện tử quét (SEM), độ rỗng có thể quan sát rõ trên ảnh, gồm: độ rỗng liên thông giữa hạt (Hình 7a và b), độ rỗng hình thành từ các hạt kết tinh (Hình 7c) và vi lỗ rỗng nằm trong các hòng sét (Hình 7e). Các khoáng vật thứ sinh chủ yếu gồm dolomite, siderite, calcite, pyrite và khoáng vật sét (Hình 7d). Sự có mặt và phát triển của khoáng vật thứ sinh trong đá



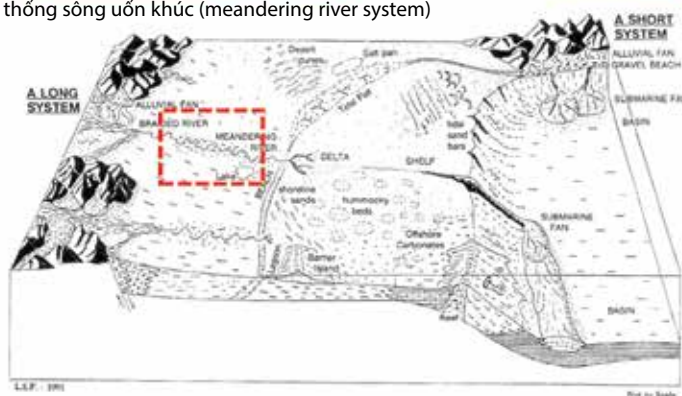
Hình 8. Kết quả phân tích thành phần sét giếng khoan C-1X [7]



Các thân cát khu vực C-1X hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (meandering river system)



Hệ thống sông uốn khúc



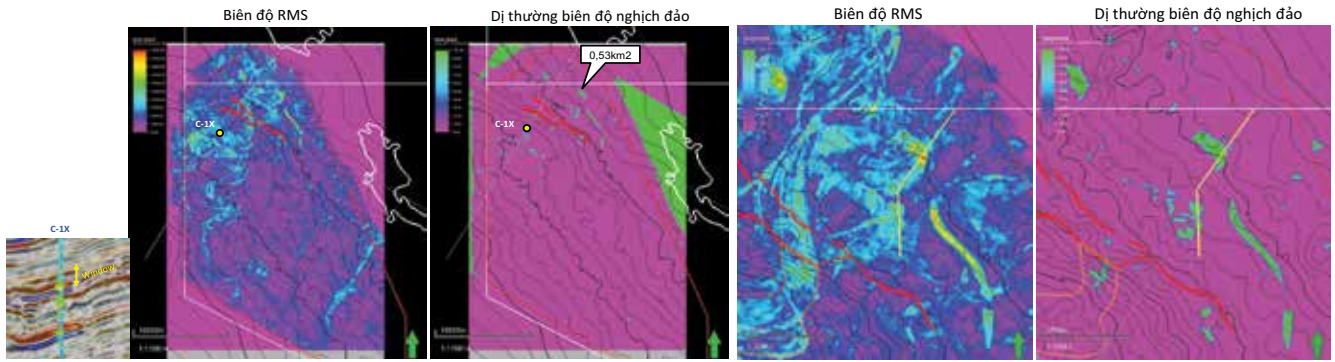
Hình 9. Mô hình thành tạo các thân cát tầng chứa khu vực nghiên cứu [2, 11]

làm giảm độ rỗng và độ thấm, tức giảm mức độ lưu thông của chất lưu, ảnh hưởng xấu đến chất lượng đá chứa. Chỉ có một quá trình biến đổi thứ sinh làm tăng độ rỗng, đó là quá trình hòa tan khoáng vật kém bền vững trong đá (feldspar), hình thành nên độ rỗng thứ sinh và cải thiện chất lượng đá chứa (Hình 7f) [7, 9, 10].

Để đánh giá chi tiết về thành phần khoáng vật tạo đá và thành phần sét đi kèm, 22 mẫu vụn đã được phân tích bằng phương pháp nhiễu xạ Rơnghen (XRD) [7, 8].

Kết quả phân tích tổng hàm lượng đá cho thấy,

khoáng vật tạo đá chủ yếu gồm thạch anh (51,6%), tiếp theo là lượng nhỏ hơn K-feldspar, plagioclase, mica, calcite, dolomite... Đặc biệt siderite hiện diện khá nhiều trong khoảng độ sâu này (16,4%). Kết quả phân tích thành phần sét cho thấy illite chiếm ưu thế, ít hơn là kaolinite và chlorite cùng một lượng nhỏ sét hỗn hợp lớp illite-smectite (Hình 8). Smectite chỉ xuất hiện ở độ sâu nhỏ hơn 1.505 m (hàm lượng 14,9 - 19%) cho thấy được thành tạo từ sét trương nở nguồn gốc núi lửa (volcanic montmorillonite), khó chuyển hóa thành illite trong môi trường biển.



Hình 10. Phân bố các vỉa cát khu vực nghiên cứu [2, 11]

Tổng hợp kết quả nghiên cứu (thạch học lát mỏng, SEM và XRD) cho thấy cát kết khu vực nghiên cứu có chất lượng chứa từ trung bình tới khá, đôi chỗ chất lượng chứa được cải thiện tốt hơn (vỉa chứa phát hiện dầu khí tại giếng C-1X ở độ sâu 1.230 - 1.350 m) do độ rỗng của đá được bảo tồn, ít chịu ảnh hưởng của quá trình xi măng hóa và lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh.

3.2.2. Phân bố của các vỉa chứa

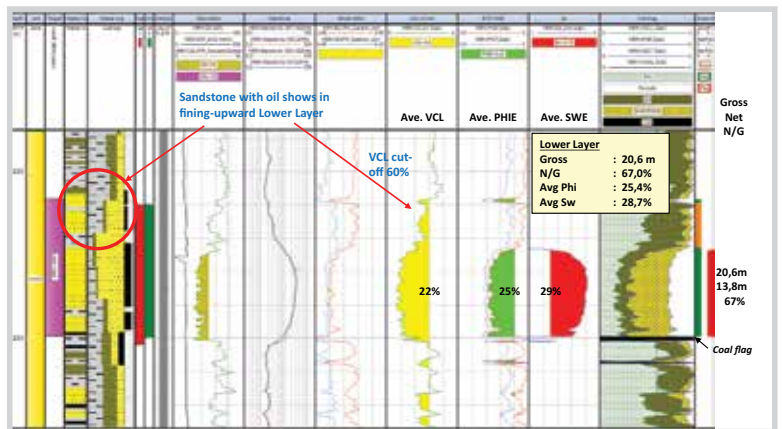
Theo kết quả phân tích dị thường biên độ nghịch đảo địa chấn, khu vực nghiên cứu tồn tại một số vỉa chứa cát kết hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (Hình 9). Tuy nhiên, các vỉa chứa phát triển không liên tục và phân bố trong phạm vi hẹp < 1 km² (Hình 10). Một số vỉa có thể liên thông với nhau, do vậy tương đối khó xác định độ sâu ranh giới khép kín của bẫy/tầng chắn [2].

Tại giếng khoan C-1X, đã phát hiện hydrocarbon tại tập đá chứa Miocene dưới ở độ sâu 1.230 - 1.250 m. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan (LWD) cho thấy đây là vỉa sản phẩm chứa dầu (Hình 11).

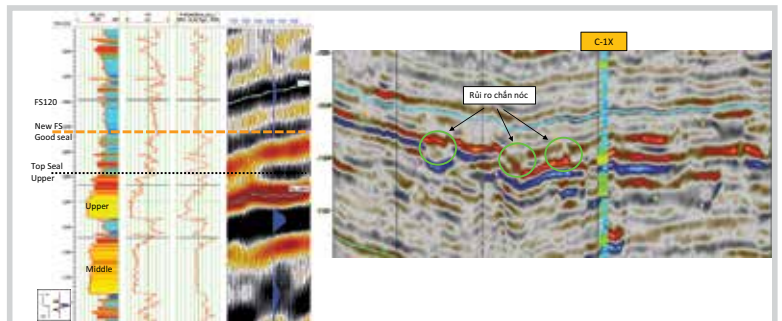
Sơ bộ tính toán cho thấy trữ lượng tại chỗ khu vực giếng khoan C-1X không lớn, nhưng đã khẳng định hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí tại rìa Tây Nam khu vực nghiên cứu, gợi mở cho công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tiếp theo.

3.3. Đặc điểm tầng chắn

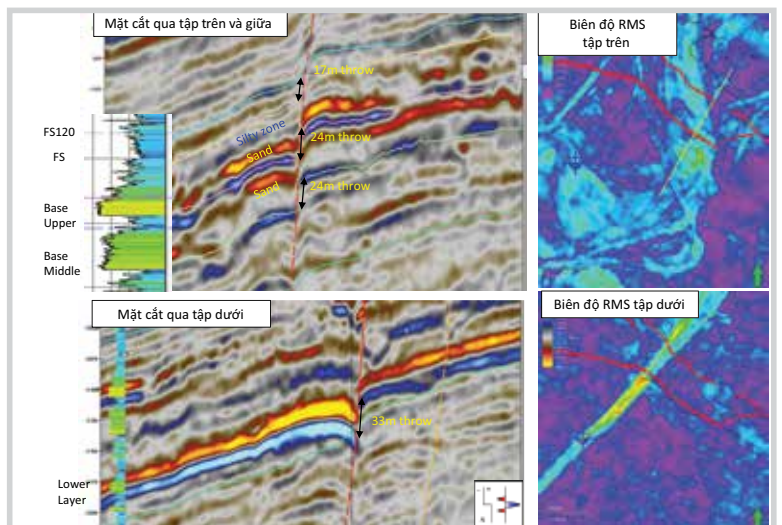
Kết quả khoan giếng C-1X đã xác định được tầng chắn nóc là các tập sét nằm phía trên tầng đá chứa Miocene dưới, tương ứng



Hình 11. Vỉa chứa dầu trong Miocene dưới (giếng C-1X, độ sâu 1.230 - 1.250 m) [2]



Hình 12. Mặt cắt địa chấn minh họa tầng chắn nóc cho các vỉa chứa Miocene [2]



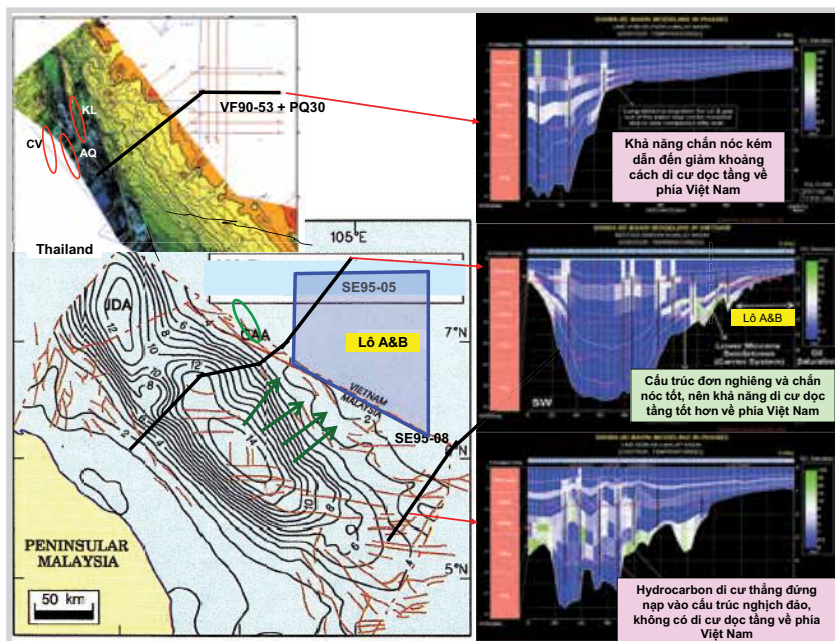
Hình 13. Mặt cắt địa chấn minh họa khả năng chắn biên của đứt gãy [2]

với bề mặt ngập lụt FS, FS120 trên mặt cắt địa chấn (Hình 12).

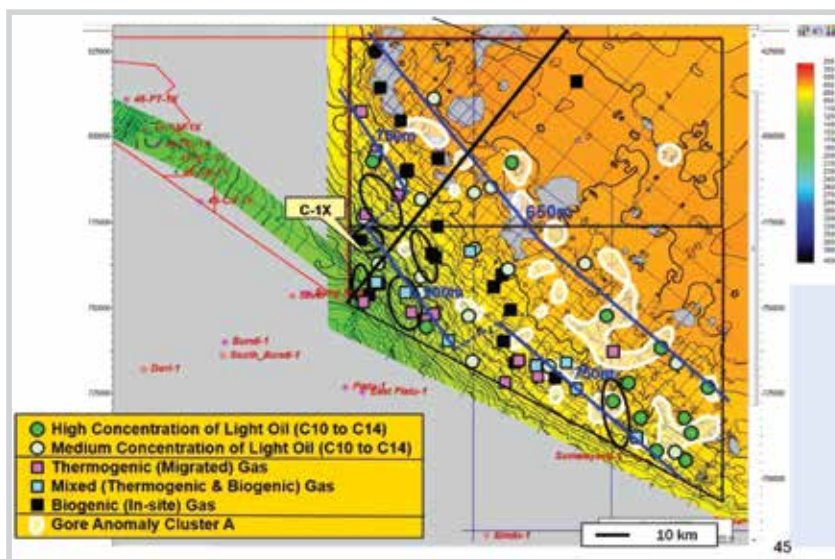
Các đứt gãy đóng vai trò chắn biên tại giếng C-1X được xác định như Hình 13. Tuy nhiên, khả năng chắn biên của đứt gãy phụ thuộc vào giá trị SGR (Shale Gouge Ratio), tức tỷ phần sét tại các vỉa nằm 2 bên cánh đứt gãy. Các vỉa trong phần giữa và trên (Upper & Middle Layer) có giá trị SGR thấp (< 0,3), tức tỷ phần sét thấp, đồng thời có sự tiếp xúc một phần giữa các vỉa hàm lượng cát cao hơn bên cánh sụt với cánh nâng, do vậy đứt gãy gần như không chắn. Các vỉa trong phần dưới (Lower Layer) có giá trị SGR lớn hơn (0,3 < SGR < 0,6), tức tỷ phần sét cao hơn, đồng thời vỉa cát bên cánh nâng tiếp xúc với vỉa sét bên cánh sụt, do vậy đứt gãy có khả năng chắn tốt [2, 11].

3.4. Dịch chuyển dầu khí và tạo bẫy

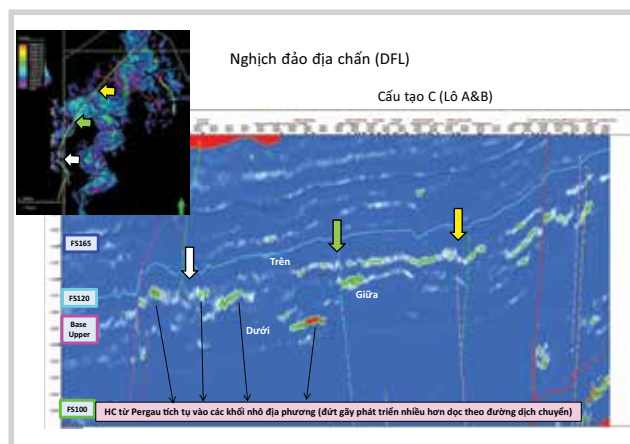
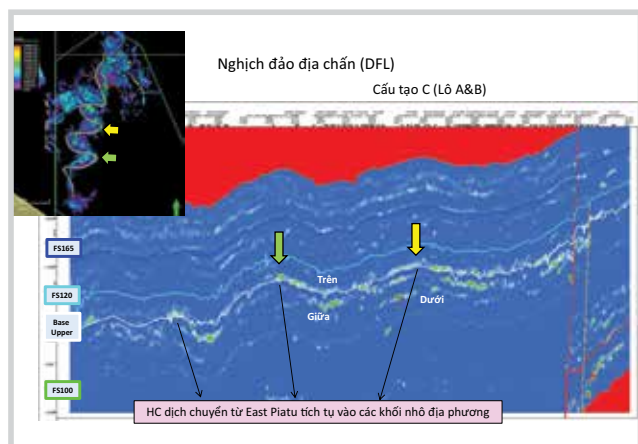
Kết quả nghiên cứu mô hình địa hóa khu vực thực hiện bởi JOGMEC và VPI [12] cho thấy, đá mẹ khu vực bể Malay - Thổ Chu được hình thành từ các tầng sinh đầm hồ (lacustrine) tuổi Oligocene - Miocene dưới và tầng sinh châu thổ - sông (fluvial - deltaic) tuổi Miocene giữa - trên có nguồn gốc từ than, được di cư với khoảng cách khá lớn (> 100 km) từ trung tâm bể Malay đến khu vực nghiên cứu (Hình 14) [12, 13].



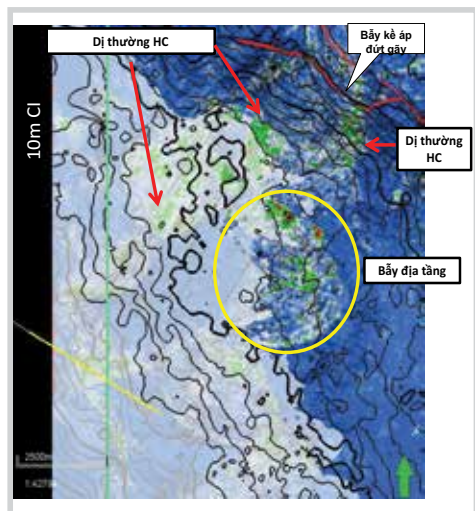
Hình 14. Mô hình dịch chuyển đá mẹ khu vực nghiên cứu [12]



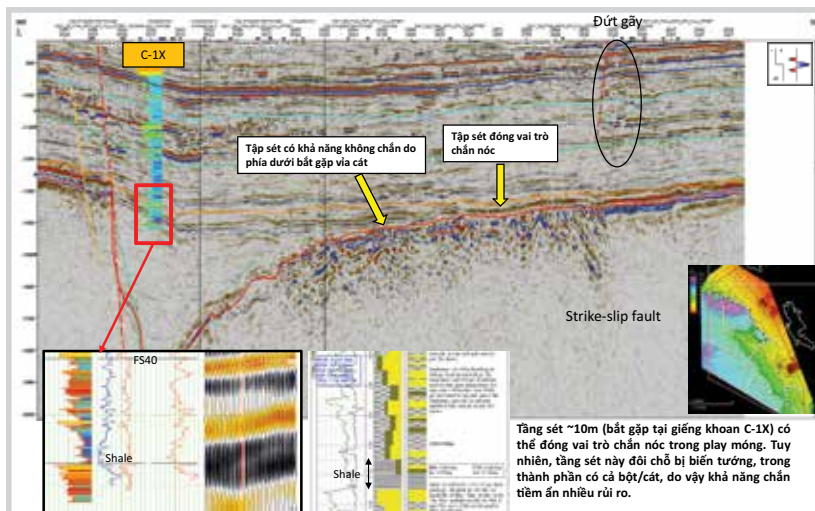
Hình 15. Kết quả phân tích mẫu địa hóa bề mặt khu vực nghiên cứu [12]



Hình 16. Cơ chế dịch chuyển hydrocarbon vào bẫy chứa [2]



Hình 17. Bẫy chứa dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng khu vực nghiên cứu [2]



Hình 18. Mặt cắt địa chấn phương Tây Bắc - Đông Nam qua khu vực nghiên cứu [2]

Khảo sát địa hóa bề mặt thực hiện bởi Idemitsu [13] cho thấy mật độ cao đến trung bình của dầu nhẹ ($C_{10} - C_{14}$) tập trung ở phần Tây Nam của lô, nơi có giếng khoan C-1X. Điều đó cho thấy dầu khí đã được di cư đến từ trung tâm của bể Malay. Dầu và khí cùng di cư, nhưng khí di thoát sớm hơn do có mật độ và độ nhớt thấp hơn (Hình 15).

Tại khu vực nghiên cứu, dầu khí được nạp vào bẫy theo cơ chế dịch chuyển ngang từ tầng sinh tới các tầng chứa và dịch chuyển thẳng đứng thông qua kênh dẫn là các đứt gãy (Hình 16). Dịch chuyển thẳng đứng thường mang tính địa phương trong khu vực phát triển nhiều đứt gãy, trong khi đó dịch chuyển ngang có phạm vi ảnh hưởng lớn hơn [13]. Tuy nhiên, khoảng cách dầu khí có thể dịch chuyển ngang từ tầng sinh tới các tầng chứa, đặc biệt là khu vực rìa bể vẫn cần phải tiếp tục nghiên cứu, làm rõ.

Kết quả phân tích nghịch đảo địa chấn (simultaneous inversion) [2, 11] cho thấy, khu vực nghiên cứu tồn tại các loại bẫy: kê áp đứt gãy (ít gặp đứt gãy lớn trong khu vực), bẫy nếp lồi (thường có diện tích khép kín cấu tạo khá nhỏ), bẫy kê áp móng (gặp nhiều rủi ro liên quan đến tầng chắn) và bẫy địa tầng/hỗn hợp cấu trúc - địa tầng (thường có quy mô nhỏ).

Trong khu vực Lô A & B, bẫy địa tầng tồn tại ở phía Nam, nhưng dị thường hydrocarbon lại nằm trên cánh nâng của đứt gãy phía Bắc và phía Tây của Lô A & B, độ sâu dưới 1.090 m. Do vậy, bẫy chứa ở đây được xác định là bẫy dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng (Hình 17).

3.5. Play móng

Trong bể Malay - Thổ Chu, hiện có giếng khoan 46-KM-1X khoan đến đối tượng móng và đã xác định được thành phần đá móng chủ yếu là đá biến chất (metamorphic) [3].

Rủi ro chính đối với play móng là khả năng chắn nóc và chất lượng tầng chứa liên quan đến thành phần thạch học đá móng (có thể là đá biến chất, tương tự khu vực giếng khoan 46-KM-1X). Giếng khoan C-1X đã khoan vào tầng sét độ dày 10 m (xác định bởi giá trị GR cao ở dưới ranh giới FS40) cho thấy đây có thể là tầng chắn nóc (một phần) cho play móng. Tuy nhiên, do lớp sét này khá mỏng và thay đổi thành phần theo chiều ngang (đã bắt gặp nhiều lớp cát kết/bột kết ở trên và dưới tập sét này tại giếng khoan C-1X) nên khả năng chắn nóc tiềm ẩn rủi ro lớn (Hình 18).

Với các thông tin có được đến thời điểm hiện tại, có thể thấy play móng khu vực nghiên cứu còn tồn tại nhiều rủi ro địa chất. Tuy nhiên, do thông tin về đối tượng móng còn hạn chế nên việc nghiên cứu, đánh giá chi tiết tiềm năng dầu khí play móng cần tiếp tục được tiến hành khi triển khai công tác tìm kiếm thăm dò tại khu vực.

4. Trao đổi và thảo luận

Kết quả phân tích nhiệt phân Rock-eval [6] tại khu vực giếng khoan C-1X (độ sâu 1.230 - 1.235 m, 1.235 - 1.240 m, 1.240 - 1.245 m, 1.245 - 1.250 m và 1.530 - 1.535 m) cho thấy đá mẹ có nguồn gốc đầm hồ (lacustrine), với lượng nhỏ vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Có 2 mẫu than ở độ sâu 965 - 970 m và 1.400 - 1.405 m rất giàu hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC tương ứng 47,52% và 42,38%) và có tiềm năng sinh dầu khí rất tốt (S2 tương ứng 144,23 kg/T và 130,22 kg/T).

Đá mẹ tại giếng khoan C-1X có độ phản xạ vitrinite $R_0 = 0,35 - 0,43\%$, $T_{max} < 435$ °C cho thấy đá mẹ chưa đạt ngưỡng trưởng thành, nên hydrocarbon không được sinh tại chỗ mà di cư từ nơi khác đến. Một số mẫu (độ sâu 1.230

- 1.235 m và 1.235 - 1.240 m) có tính chất tương tự với mẫu dầu/condensate có mặt ở khu vực khác trong bể Malay - Thổ Chu. Như vậy, nhóm tác giả cho rằng đá mẹ khu vực nghiên cứu được di cư đến từ trung tâm bể Malay (có nét tương đồng với đá mẹ ở mỏ Pergau và East Piatu phía Malaysia). Nhận định này cũng phù hợp với các kết quả nghiên cứu về mô hình địa hóa tiến hành bởi Idemitsu và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) năm 2013 [13].

Kết quả phân tích tổng hợp về thạch học cho thấy các khoáng vật tạo đá và khoáng vật sét đi kèm tại khu vực nghiên cứu ít chịu ảnh hưởng của quá trình chôn vùi (burial). Chúng được vận chuyển đến từ một khoảng cách khá xa so với nguồn cung vật liệu, có thể chuyển tiếp từ môi trường sông cho đến đồng bằng ven biển (chịu ảnh hưởng của điều kiện sóng đến thủy triều). Chất lượng đá chứa chịu sự chi phối lớn của thành phần các khoáng vật thứ sinh trong các vỉa chứa. Theo đó, cùng với sự tồn tại của xi măng gắn kết carbonate, sự có mặt phong phú của các loại sét có tính trương nở (smectite, illite-smectite) có ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng bảo tồn độ rỗng cũng như khả năng lưu thông của các chất lưu, tức làm giảm độ thấm và độ thấm của đá chứa [7].

Phát hiện dầu khí trong 20 m vỉa chứa cát kết Miocene dưới cho thấy tập sét nằm phía trên đóng vai trò tầng chắn nóc. Rủi ro chắn biên của đứt gãy liên quan tới tỷ phần sét và tiếp xúc giữa các vỉa hàm lượng sét thấp ở 2 bên cánh đứt gãy [2].

Mặc dù cả dầu và khí cùng di cư từ phía Malaysia đến phía Việt Nam, nhưng khí bị di thoát trước do có mật độ và độ nhớt thấp hơn. Với khoảng cách khá lớn (> 100 km) từ trung tâm bể, dự báo chủ yếu dầu nhẹ (hàm lượng $C_{10} - C_{14}$) di cư được đến phần rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu [2, 13].

Theo đánh giá của nhà thầu tuy phát hiện không đem tính thương mại, nhưng việc tìm ra dầu ở giếng khoan C-1X nằm tương đối xa các khu vực đã có phát hiện và các mỏ đang khai thác (cách mỏ Sông Đốc gần nhất khoảng 50 km về phía Tây Bắc), cho thấy tiềm năng dầu khí ở khu vực này vẫn là ẩn số hấp dẫn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tới.

5. Kết luận

Kết quả khoan giếng C-1X với phát hiện dầu trong tầng chứa Miocene dưới đã khẳng định hoạt động tích cực của hệ thống dầu khí tại khu vực rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu, là cơ sở để tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò trong khu vực này.

Đá mẹ khu vực nghiên cứu là các tầng sinh thành tạo trong môi trường đầm hồ (lacustrine) và tầng sinh châu thổ - sông (fluvial - deltaic) tuổi Miocene giữa - trên có nguồn gốc từ than, hàm lượng vật chất hữu cơ thay đổi từ trung bình đến tốt, chủ yếu sinh dầu và khí (kerogen loại II và III). Dầu khí được di cư từ trung tâm bể Malay (phía Malaysia) đến khu vực rìa Tây Nam bể Malay - Thổ Chu và nạp vào bể chứa dạng hỗn hợp cấu trúc - địa tầng, với sự chiếm ưu thế của dầu nhẹ.

Đá chứa là các vỉa cát hình thành bởi hệ thống sông uốn khúc (meandering channel) trong môi trường sông (fluvial) đến đồng bằng ven biển (coastal plain), phân bố trong phạm vi hẹp và bề dày không lớn. Phân loại đá chứa chủ yếu là loại sub-litharenite và sub-arkose, với chất lượng chứa thay đổi từ kém tới trung bình, đôi chỗ được cải thiện tốt hơn, tùy thuộc hàm lượng xi măng và mức độ biến đổi của khoáng vật thứ sinh trong đá.

Đá chắn là các tập sét xen kẹp các vỉa than hình thành trong môi trường đầm lầy ngập lụt (mangrove swamp), có bề dày không lớn trong khu vực rìa Tây Nam của bể.

Hệ thống dầu khí trầm tích Đệ Tam khu vực nghiên cứu được dự báo tồn tại các cụm bể chứa tiềm năng, tuy nhiên ít có khả năng bắt gặp ở quy mô lớn. Đối với tầng móng, tồn tại nhiều rủi ro liên quan đến khả năng chắn nóc, cũng như bản chất thạch học (thành phần biến chất) của đá móng, cần được tiếp tục nghiên cứu và làm rõ.

Tài liệu tham khảo

- [1] Simon P.Todd, M.E.Dunn and A.J.G.Bawise, "Characterizing petroleum systems in the tertiary of SE Asia", *Petroleum geology of Southeast Asia*, Geological Society London Special Publications, Vol. 126, No. 1, pp. 25 - 47, 1997. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.126.01.04.
- [2] Idemitsu, "The geological and geophysical evaluation report for Blocks 39 & 40/02, offshore Vietnam", Final report, 2018.
- [3] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật (tái bản, sửa chữa và bổ sung), 2019, tr. 443 - 491.
- [4] Andrew D. Miall, *Principles of sedimentary basin analysis* (3rd updated and enlarge edition). Springer, 2000.
- [5] Thomas Hantschel and Armin I.Kauerauf, *Fundamental of basins and petroleum systems modeling*. Springer, 2009.
- [6] VPI, "Geochemical evaluation for cutting samples of 40/02-CS-1X well" (final report), 2018.

- [7] VPI, "Petrography, SEM and XRD analyses of 40/02-CS-1X well", (final report), 2018.
- [8] Robert L.Fork, *Petrology of sedimentary rocks*. Austin, Tex: Hemphill's Book Store, 1980.
- [9] Joan E.Welton, *SEM petrology atlas*. American Association of Petroleum Geologists, 1984, Vol. 4.
- [10] F.J.Pettijohn, *Sedimentary rocks* (second edition). New York: Harper & Brothers, 1957.
- [11] Idemitsu, "The geological and geophysical evaluation report for drilling proposal of an exploration well in the C-South prospect, Blocks 39 & 40/02, Offshore Vietnam" (final report), 2017.
- [12] VPI and Idemitsu, "Characterization of petroleum system in Vietnam by State-of-the-art geochemical technology"; *Phase 3 Malay - Tho Chu basin*, Final report for collaborative study, 2009.
- [13] JOGMEC and Idemitsu, "Joint study in the Blocks 39 and 40/02, offshore Vietnam" (final report), 2013.
- [14] Petronas, *The petroleum geology and resources of Malaysia*, 1999, pp. 665.
- [15] A.Sutoto, "The use of LWD and its impact on petrophysical evaluation in the Belida field, Block 'B', south Natuna Sea", *Indonesian Petroleum Association, 23rd Annual Convention, 1994*.

CHARACTERISATION OF PETROLEUM SYSTEMS IN THE SOUTHWESTERN MARGIN OF MALAY - THO CHU BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Hoang Anh Tuan¹, Trinh Xuan Cuong¹, Nguyen Thu Huyen²

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Institute

Email: tuanha03@pvn.vn

Summary

Results of recent explorations found hydrocarbon accumulation in Lower Miocene reservoir at the C-1X well, approx. 50km northwest of Song Doc productive field, and have confirmed the active petroleum systems in the southwestern margin of the Malay - Tho Chu basin in Vietnam.

The paper presents research results on the characteristics of the petroleum systems in the investigated area, including source rocks, reservoirs, seals, hydrocarbon migration and traps on the basis of integrated cutting sample analyses from the C-1X well in combination with regional geological and geophysical data. The obtained results contribute to a better understanding of the petroleum systems in the southwestern margin of Malay-Tho Chu basin, and encourage further exploration activities in this area in the future.

Key words: Petroleum system, source rock, reservoir, seal, southwestern margin, Malay - Tho Chu basin.