

ĐẶC ĐIỂM HOẠT ĐỘNG DIAPIR SÉT TRONG KHU VỰC TRUNG TÂM BỂ TRẦM TÍCH SÔNG HỒNG

Nguyễn Tiến Thịnh¹, Bùi Huy Hoàng¹, Trần Thị Thanh Thúy¹, Nguyễn Thanh Lam²
Nguyễn Trọng Tín², Vũ Ngọc Diệp³, Nguyễn Quốc Quân⁴

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Vietgazprom

Email: thinhnt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trầm tích Cenozoic tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng (kéo dài từ Lô 109 đến Lô 115) có bề dày lớn, có thể đạt tới độ sâu hơn 17km. Các phát hiện tại khu vực này (như Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen, Cửa Lò...) cho đến nay đều là khí, condensate và chủ yếu gắn liền với thành tạo diapir sét. Quá trình hình thành diapir sét có vai trò quan trọng đối với hệ thống dầu khí ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng, là một trong những tác nhân hình thành các bẫy chứa và còn có thể là kênh dẫn cho khí dịch chuyển từ dưới sâu đưa lên theo quá trình phát triển của các diapir nạp vào bẫy chứa.

Cơ chế hình thành diapir sét là hệ quả của quá trình giải phóng áp suất vào giai đoạn cuối Miocene, đầu Pliocene kéo dài cho tới hiện tại do sự tồn tại đối áp suất cao ở khu vực sâu của bể trầm tích. Các nguyên nhân chính gây ra dị thường áp suất cao có thể do gradient địa nhiệt cao, tốc độ trầm tích lớn trong Miocene, Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn và có thể một phần từ quá trình sinh và giải phóng hydrocarbon từ các tầng đá sinh tuổi Oligocene - Miocene.

Từ khóa: Diapir sét, bể Sông Hồng, áp suất cao, hydrocarbon, Miocene muộn, Pliocene.

1. Giới thiệu

Khu vực trung tâm bể Sông Hồng thuộc bể trầm tích Cenozoic Sông Hồng kéo dài từ Lô 109 đến Lô 115 có bề dày trầm tích lớn với độ sâu nước biển từ 20 - 90m. Đặc điểm chính của vùng này là các tầng trầm tích nghiêng thoải dần và dày lên về phía trung tâm trũng, nơi dày nhất chưa xác định được chính xác nhưng khoảng trên 17km.

Bể trầm tích Sông Hồng bắt đầu hình thành trong Eocene do ảnh hưởng của hoạt động trượt bằng trái dọc đứt gãy Sông Hồng [1]. Quá trình tách giãn rift diễn ra trong giai đoạn Eocene - Oligocene, hình thành các tập trầm tích lục nguyên môi trường sông ngòi và đầm hồ. Kết thúc giai đoạn này là một pha nén ép mạnh vào cuối Oligocene tạo bất chỉnh hợp góc khu vực. Bắt đầu từ Miocene sớm, hoạt động lún chìm diễn ra trên toàn bể, môi trường trầm tích chuyển dần sang tương ven bờ tới biển nông. Trong khi khu vực phía Bắc chịu ảnh hưởng của hoạt động nén ép nghịch đảo trong Miocene, khu vực trũng trung tâm bể hầu hết các đứt gãy xuất phát từ móng đều dừng hoạt động vào cuối Miocene sớm. Pliocene - Đệ Tứ là giai đoạn tạo thêm, thành tạo các tập trầm tích biển nông tới sâu ở khu vực trung tâm bể [2]. Đây cũng là thời gian hoạt động diapir mạnh xuyên cắt qua các lớp trầm tích (Hình 1) [3].

Tại khu vực trung tâm bể, Vietgazprom đã tiến hành khoan thăm dò tại Lô 113 giếng khoan VGP-113-BV-1X vào năm 2008 cho dòng khí 414 nghìn m³/ngày ở đối tượng chứa Pliocene và giếng khoan VGP-113-BD-2X vào năm 2009 cho dòng khí 495 nghìn m³/ngày. Một loạt các giếng khoan khác tại cấu tạo như Báo Vàng cùng các mỏ khí đã phát hiện và khai thác của Trung Quốc như Dongfang, Ledong cho thấy tiềm năng khí lớn trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene ở khu vực trung tâm bể. Các mỏ khí và phát hiện khí này đều cho thấy sự liên quan tới các thành tạo diapir sét. Diapir sét tại bể Sông Hồng đã được nhiều nhà địa chất Trung Quốc nghiên cứu như B.J.Huang [4], Chao Lei [5], Di Peng [6]. Do vậy, trong bài báo này nhóm tác giả tập trung phân tích đặc điểm địa chất của hoạt động diapir sét và đánh giá ảnh hưởng của chúng đến sự hình thành và tích tụ dầu khí tuổi Miocene trên, Pliocene khu vực trũng trung tâm bể Sông Hồng.

2. Đặc điểm hoạt động diapir trên thế giới

Diapir trong địa chất dầu khí được hiểu là các thể xâm nhập của đá trầm tích, chủ yếu là muối hoặc sét, vào các tầng trầm tích bên trên [7]. Có 2 loại diapir ghi nhận trên thế giới hiện nay là diapir sét và diapir muối. Diapir muối và sét có nhiều điểm tương đồng như hình dạng, biểu

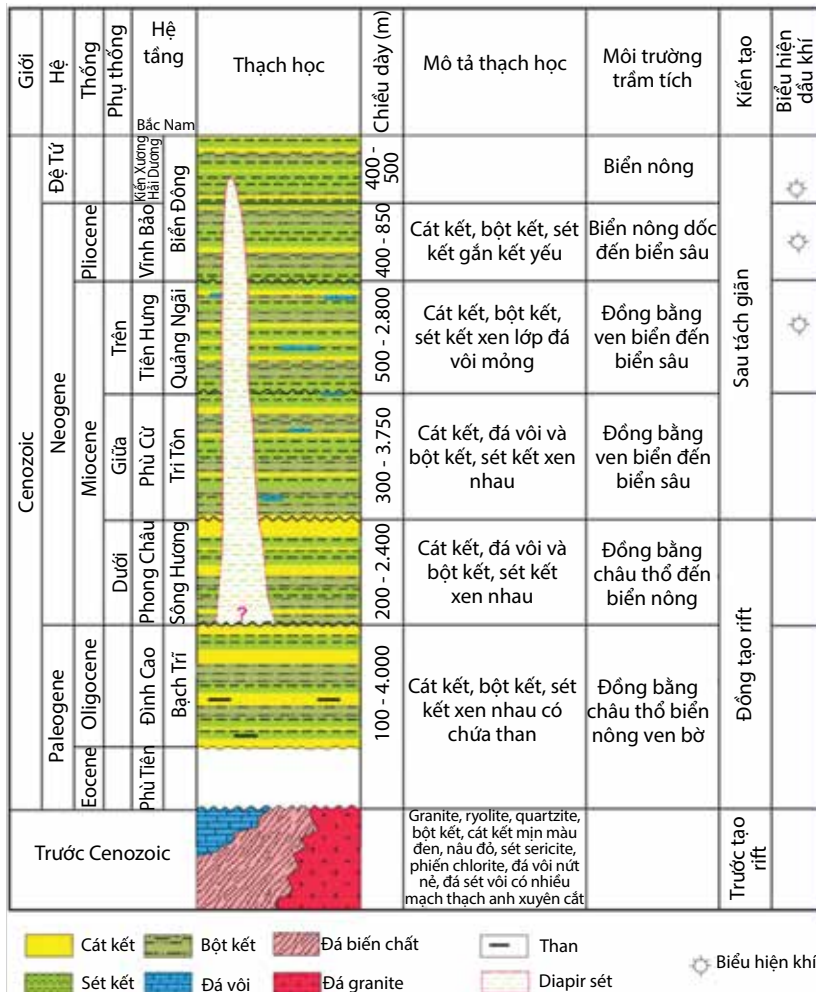
hiện trên mặt cắt địa chấn (các thể phản xạ hỗn độn), cấu trúc mai rùa và đứt gãy sinh kèm bên trên diapir, sự dịch chuyển tạo đứt gãy hoặc uốn nếp đồng trầm tích của diapir và quá trình phát triển qua nhiều giai đoạn (reactive, active và passive) [8, 9]. Cho đến nay đã có nhiều nghiên cứu về cơ chế hình thành diapir sét trên thế giới và các nghiên cứu này chủ yếu đồng quan điểm rằng diapir sét hình thành từ quá trình giải phóng áp suất, đồng thời cũng là giải phóng sét linh động (hỗn hợp sét và chất lưu

như nước, hydrocarbon, CO₂) do tồn tại dị thường áp suất cao ở phần sâu của bể trầm tích [10 - 12] (Hình 2). Diapir có thể gọi là đường giải phóng áp suất, chất lưu và sét. Nguồn gốc gây dị thường áp suất cao và cơ chế kích hoạt sự hình thành và dịch chuyển diapir sét ở từng vùng có sự khác nhau. Gây ra dị thường áp suất cao có thể do nhiều nguyên nhân, trong đó các nguyên nhân chính có thể như sau:

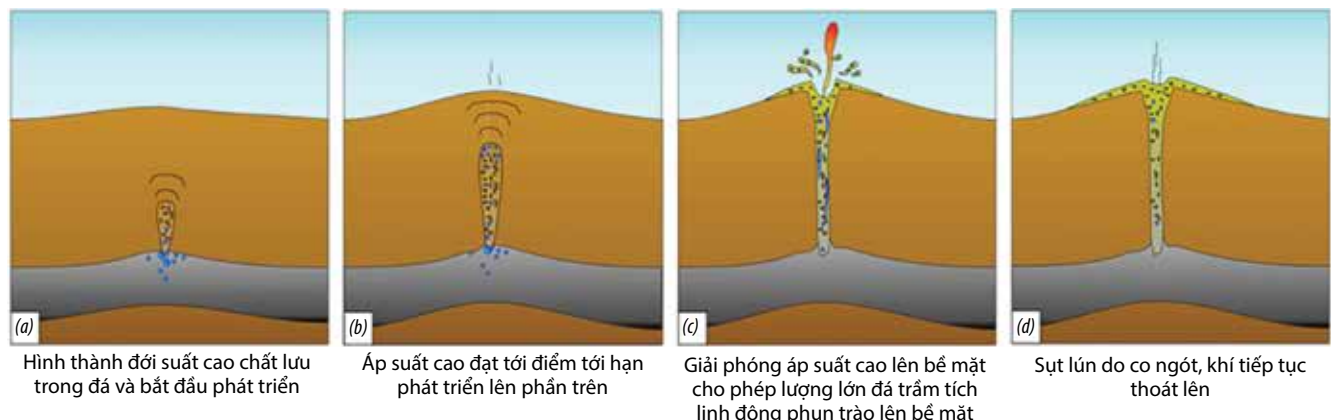
- Tốc độ trầm tích lớn: Thường là trầm tích hạt mịn lắng đọng với tốc độ lớn dẫn đến hiện tượng áp suất chất lưu không kịp giải phóng.
- Nén ép kiến tạo: Hình thành do quá trình nén ép kiến tạo.
- Hoạt động magma: Làm tăng gradient địa nhiệt, do đó tăng áp suất chất lưu gây hiện tượng dị thường áp suất. Ngoài ra hoạt động magma cũng có khả năng giải phóng một lượng lớn khí góp phần gây dị thường áp suất.
- Quá trình sinh hydrocarbon: Quá trình này giải phóng một lượng lớn dầu và khí, nếu không di thoát được sẽ tạo dị thường áp suất.

Ngoài điều kiện tiên quyết là sự tồn tại dị thường áp suất cao, cần có một cơ chế kích hoạt và phát triển diapir. Cơ chế này thay đổi tùy từng khu vực (Hình 3), nhưng có thể chia làm 2 cơ chế chính:

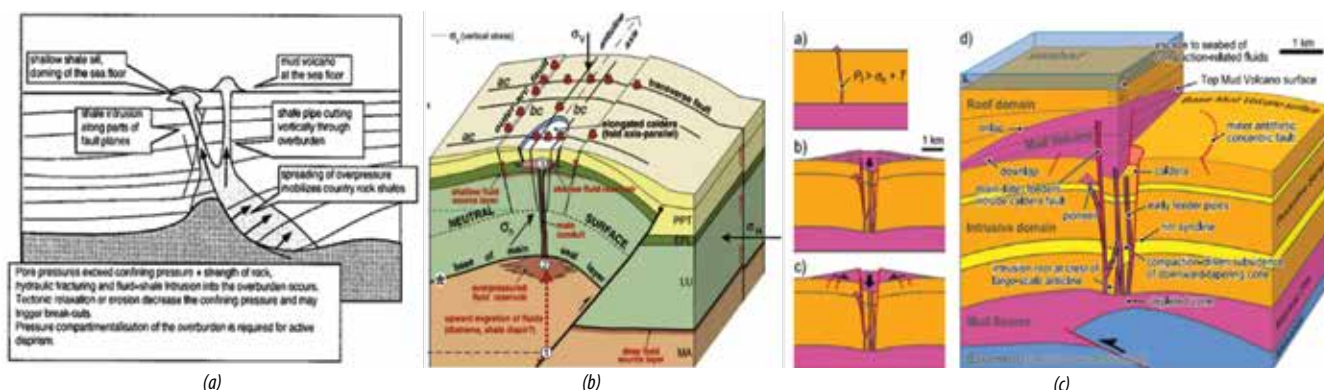
- Dịch chuyển theo khe nứt và đứt gãy kiến tạo



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp khu vực trung tâm bể (theo [3] có chỉnh sửa)



Hình 2. Mô hình quá trình hình thành diapir sét và phun trào bùn giải phóng sét linh động lên bề mặt [11]



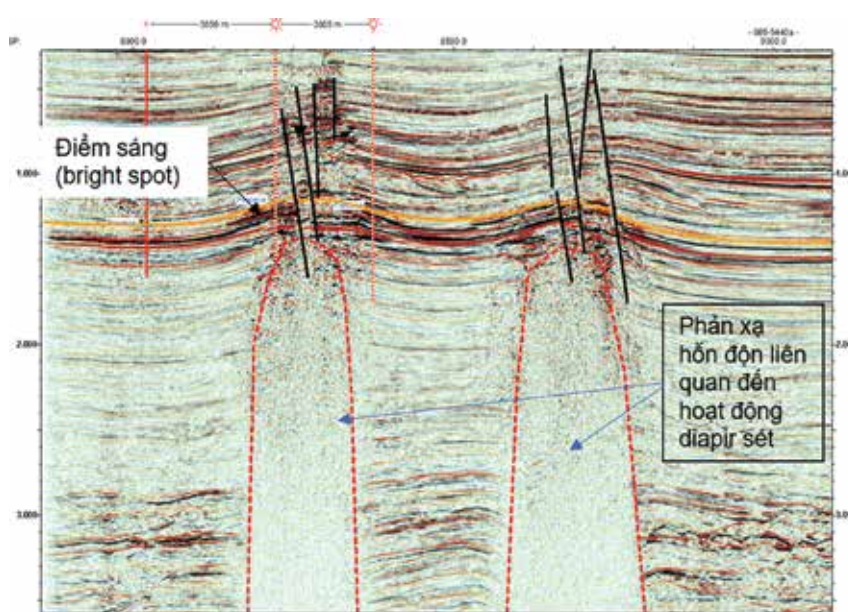
Hình 3. Các cơ chế kích hoạt và dịch chuyển diapir sét. (a) Hoạt động tách giãn tạo diapir sét ở khu vực châu thổ Baram-Brunei. (b) Hoạt động nén ép tạo núi lửa bùn ở Bắc Apennines-Italy. (c) Mô hình núi lửa bùn hoạt động dọc theo khe nứt thủy lực do dị thường áp suất cao ở bể Nam Caspian

Cơ chế dịch chuyển theo khe nứt và đứt gãy kiến tạo gắn liền với các hoạt động kiến tạo như tách giãn, nén ép hoặc trượt bằng. Với cơ chế này, các đứt gãy kiến tạo và khe nứt sinh kèm là nơi xung yếu tạo đường dẫn cho diapir sét dịch chuyển lên phía trên. Một số khu vực có diapir sét hoạt động theo cơ chế này là khu vực châu thổ Baram-Brunei với cơ chế tách giãn [13], khu vực núi phun trào bùn ở Bắc Apennines - Italy với cơ chế nén ép [14] và khu vực núi phun trào bùn Lusi ở Indonesia với cơ chế đứt gãy trượt bằng [11, 12].

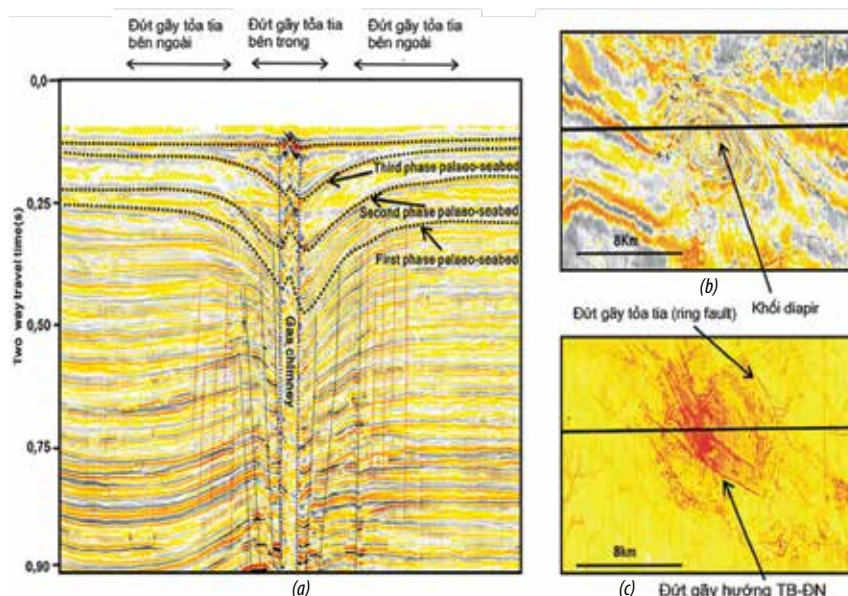
- Dị thường áp suất cao tạo khe nứt thủy lực

Thay vì tác nhân ngoại lực như hoạt động kiến tạo, khi dị thường áp suất đủ lớn thì áp suất chất lưu trong lỗ rỗng có khả năng tự tạo khe nứt thủy lực, hình thành đường dẫn cho diapir sét dịch chuyển. Mô hình này được áp dụng cho núi phun trào bùn khu vực bể Nam Caspian [15].

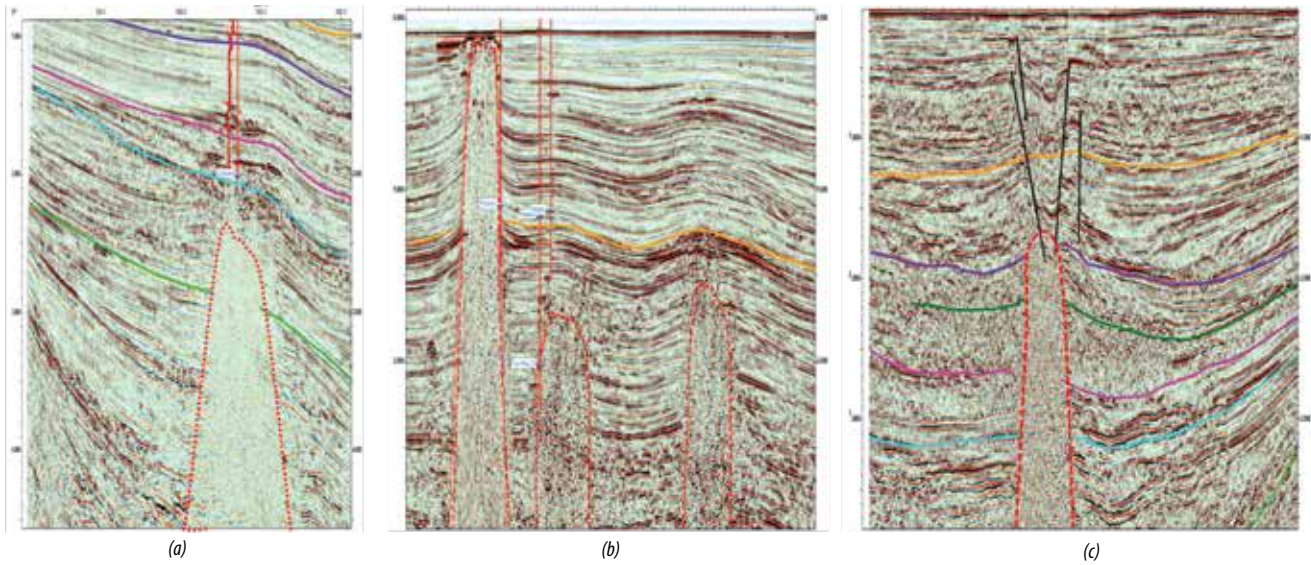
Đối với khu vực trung tâm bể Sông Hồng, quan sát trên các tài liệu địa chất - địa vật lý hiện có, với phần lớn thành phần là các trầm tích hạt mịn nên cơ chế dị thường áp suất tạo ra khe nứt thủy lực khả năng cao là do hoạt động tự tạo khe nứt thủy lực (Hình 3c).



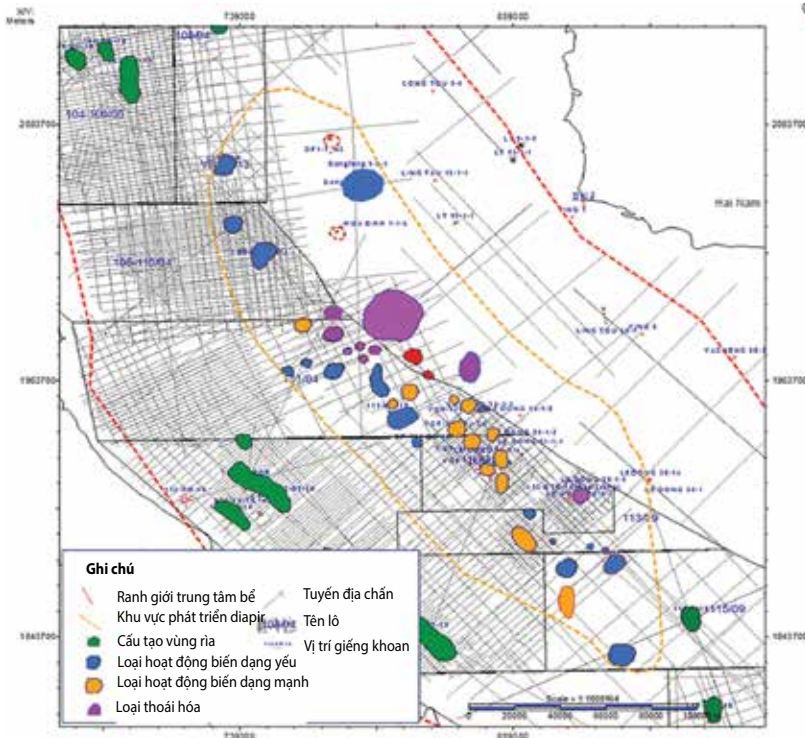
Hình 4. Phân xạ hỗn độn do ảnh hưởng của diapir sét trên tài liệu địa chấn qua khu vực Bão Đen. Các điểm sáng có thể liên quan đến các tích tụ khí



Hình 5. Hình ảnh thoái hóa, sụt lún và các đứt gãy dạng tỏa tia quanh diapir ở mỏ Ledong [5]



Hình 6. Phân loại các dạng diapir ở trung tâm bể Sông Hồng: Loại hoạt động biến dạng yếu (a), Loại hoạt động biến dạng mạnh (b), Loại thoái hóa (c)



Hình 7. Phân bố diapir sét và các loại diapir sét theo tài liệu địa chấn tại bể Sông Hồng

3. Nhận dạng và phân loại diapir sét

3.1. Nhận dạng diapir sét

Hoạt động diapir sét ở khu vực nghiên cứu được nhận dạng trên mặt cắt địa chấn bởi dạng cột xuyên cắt có phản xạ hỗn độn hoặc phản xạ trắng. Đây là đới nhiễu sóng do hoạt động diapir sét gây ra, sự tồn tại diapir sét có thể chỉ phần nông của mặt cắt. Phía trên các diapir thường có thể có các biểu hiện khí ở các tầng trầm tích bên trên và thường kèm theo các điểm sáng (bright spots) (Hình 4).

Xung quanh và phía trên diapir thường có các đứt gãy sinh kèm, có độ dốc lớn, tập trung nhiều nhất ở phía trên đỉnh của diapir. Các

đứt gãy này có thể chia làm 2 loại: định hướng và không định hướng (ring fault). Đứt gãy không định hướng có dạng vòng tròn hoặc tỏa tia từ tâm của diapir (Hình 5), trong khi đứt gãy định hướng chỉ phát triển theo hướng nhất định tại khu vực đỉnh diapir. Đứt gãy loại này có dạng kéo dài cắt qua khối diapir và tắt dần về 2 phía do mức độ ảnh hưởng của diapir giảm đi - đây là dạng đứt gãy có vai trò quan trọng, thường là đường dịch chuyển của khí.

3.2. Phân loại diapir sét

Xét về hình thái diapir có thể phân thành 2 loại diapir: loại hoạt động và loại thoái hóa (bùn thoát ra làm trầm tích sụt lún). Loại hoạt động là loại xuyên cắt qua các tầng có trước và có thể còn đang tiếp tục hoạt động. Loại thoái hóa là loại đã trải qua quá trình xuyên cắt, hiện tại không còn hoạt động xuyên cắt giải phóng năng lượng nữa mà bị sụt lún do quá trình sụt trầm tích do bùn thoát ra. Đối với loại hoạt động dựa vào mức độ biến dạng và xuyên cắt của trầm tích xung quanh, có thể chia diapir sét ở khu vực nghiên cứu thành loại hoạt động biến dạng yếu và loại hoạt động biến dạng mạnh (Hình 6).

Loại hoạt động xuyên cắt yếu phần lớn quan sát thấy không có sự xuyên cắt mạnh lên trên và đới nhiễu sóng gây ra do diapir quan sát thấy ở trầm tích tuổi

Miocene và già hơn, phần trên Pliocene có quan sát thấy biến dạng tuy nhiên không quan sát thấy ảnh hưởng xuyên cắt mạnh đến tầng trầm tích này mặc dù vẫn có thể hoạt động trong thời kỳ này (điển hình như cấu tạo Cửa Lò). Loại diapir này có thể hiện tại đã ngừng hoạt động hoàn toàn, phân bố chủ yếu ở rìa bể.

Loại hoạt động xuyên cắt mạnh và làm biến dạng trầm tích xung quanh, điển hình nhất là ở khu vực Dongfang, Ledong hoặc Báo Đen. Đối nhiều sóng do diapir thường có dạng trụ kéo dài các phần xạ hỗn độn này hình thành do ảnh hưởng thâm nhập của diapir sét. Trầm tích phía trên diapir bị biến dạng mạnh tạo uốn nếp vòm như mai rùa và thường bị phân cắt mạnh bởi hệ đứt gãy hoặc hướng vào tâm, hoặc hướng ra phía sườn của diapir. Diapir loại này xuyên cắt tới phần trầm tích rất nông, một số diapir xuyên tới gần mặt đáy biển. Loại diapir này vẫn còn hoạt động hoặc kết thúc hoạt động rất gần đây, phân bố chủ yếu ở phần trung tâm bể, nơi có bể dày trầm tích lớn trong giai đoạn Miocene muộn, Pliocene.

Loại thoái hóa cũng có các biểu hiện xuyên cắt và biến dạng mạnh nhưng hiện đã bị sụt lún co ngót. Trong

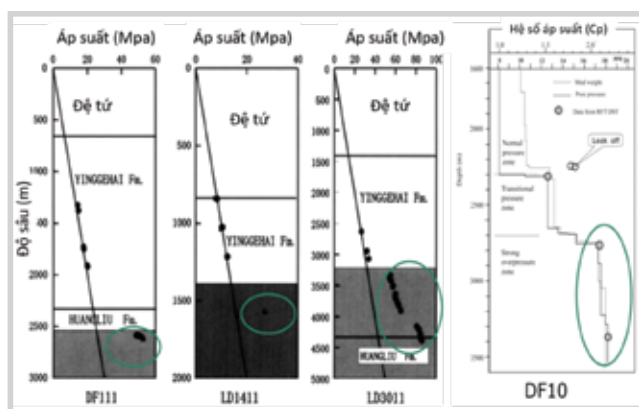
quá khứ, loại này có thể hoạt động mạnh, nhưng hiện nay diapir loại này chỉ còn là các di chỉ bị chôn vùi dưới tầng trầm tích bên trên và phân bố chủ yếu ở trung tâm bể. Dựa vào bản đồ phân bố loại diapir (Hình 7), có thể thấy diapir hầu hết phân bố phần trung tâm của bể theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, trong đó các diapir có mức độ biến dạng mạnh như tập trung ở khu vực trung tâm nhất giai đoạn Miocene muộn, Pliocene (Lô 111/04-113). Trong khi đó, các diapir biến dạng yếu phân bố chủ yếu ở ngoài rìa.

4. Sự hình thành diapir sét khu vực trung tâm bể Sông Hồng

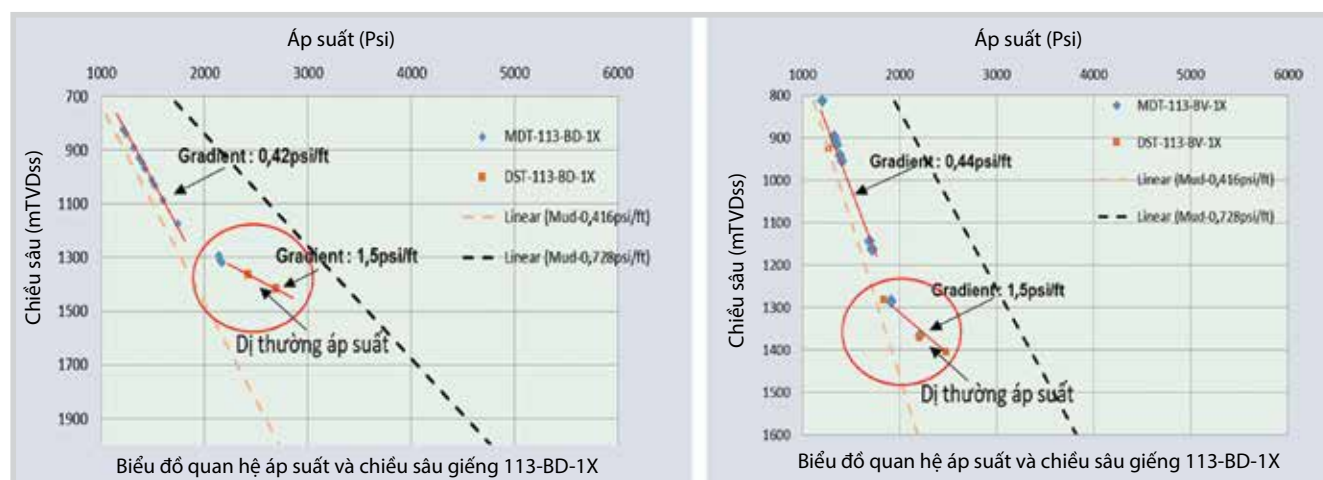
4.1. Sự hình thành dị thường áp suất cao

Ở trung tâm bể Sông Hồng đã ghi nhận hiện tượng dị thường áp suất cao, vốn liên quan mật thiết tới sự hình thành diapir sét. Nghiên cứu dị thường áp suất trên tài liệu vận tốc địa chấn và tài liệu giếng khoan, các nhà nghiên cứu cho rằng nóc dị thường áp suất ở khoảng 3.200m ở khu vực không có diapir, trong khi ở phía trên các đỉnh diapir sét độ sâu chỉ đạt khoảng 1.500 - 2.500m [4, 16] (Hình 8). Ở Việt Nam, tại khu vực trung tâm bể Sông Hồng đã ghi nhận hiện tượng dị thường áp suất cao tại các giếng khoan khu vực Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen ở vào khoảng độ sâu 1.300 - 1.500m (Hình 9).

Sự hình thành dị thường áp suất cao như đã nói ở trên phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng, các nguyên nhân có thể bao gồm gradient địa nhiệt cao, tốc độ trầm tích lớn từ Miocene đến Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn và cũng có thể một phần từ hoạt động sinh và giải phóng hydrocarbon từ các tầng sét mẹ trong Oligocene - Miocene.



Hình 8. Hiện tượng dị thường áp suất cao ở mỏ Ledong và Dongfang [4, 16]



Hình 9. Hiện tượng dị thường áp suất cao tại mỏ Báo Đen và Báo Vàng

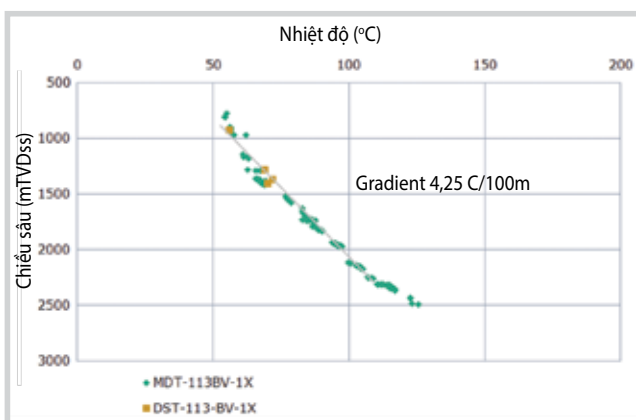
4.2. Giá trị dòng nhiệt và gradient địa nhiệt ở bể Sông Hồng

Giá trị dòng nhiệt và gradient địa nhiệt ở bể Sông Hồng được ghi nhận cao, có thể do hoạt động magma sâu cận đáy vỏ (?). Ở trung tâm tại các mỏ Dongfang và Ledong, gradient địa nhiệt đo được cao, có thể lên tới 43°C/km, với giá trị dòng nhiệt trung bình $79 \pm 7 \text{ mW/m}^2$ [17] cao hơn so với Qiongdongnan ($71,3 \pm 13,5 \text{ mW/m}^2$) và bể Cửa Sông Châu ($72,9 \pm 14,2 \text{ mW/m}^2$) [18]. Khu vực trung tâm phần phía Việt Nam cũng ghi nhận gradient địa nhiệt cao tại giếng khoan VGP-113-1X ($4,25^\circ\text{C}/100\text{m}$) (Hình 10).

Gradient địa nhiệt cao là hệ quả do sự hoạt động magma trẻ (Pliocene - Đệ Tứ), đã được ghi nhận ở khu vực đảo Hải Nam [19] và ở một số khu vực quanh rìa bể Sông Hồng, cả trên bờ cũng như ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam như phun trào bazan đảo Cổn Cỏ, đảo Lý Sơn. Bể Cửa Sông Châu (pearl river Mouth basin) đã ghi nhận hoạt động magma trong thời kỳ Miocene muộn - Pliocene dựa trên tài liệu khoan và địa chấn [17]. Do vậy, dựa trên các tài liệu giếng khoan và văn liệu hiện có, dòng nhiệt cao ở bể Sông Hồng có thể bắt nguồn từ hoạt động magma trong giai đoạn Miocene muộn - Đệ Tứ.

4.3. Tốc độ trầm tích lớn

Tốc độ trầm tích lớn ở khu vực trung tâm bể Sông Hồng từ giai đoạn Miocene đến Pliocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn hình thành trong môi trường biển [2] là một trong những nguyên nhân dẫn đến dị thường áp suất cao. Dựa trên phân tích tốc độ trầm tích, đã được tác giả tính đến yếu tố nén ép thẳng đứng do khối lượng trầm tích (overburden), có thể thấy tốc độ trầm tích lớn trong Pliocene ở cả phía Bắc, trung tâm, phía Nam cũng như trong toàn mặt cắt dọc qua bể Sông Hồng vào khoảng 720 - 870m/triệu năm [3]. Ngoài ra, thành phần



Hình 10. Gradient địa nhiệt cao tại giếng khoan khu vực mỏ Báo Vàng

trầm tích chủ yếu là hạt mịn còn đóng vai trò là tầng chắn khu vực hạn chế sự dịch chuyển của chất lưu trong quá trình chôn vùi nén ép, đó cũng là nguyên nhân quan trọng tạo dị thường áp suất cao.

4.4. Quá trình sinh hydrocarbon

Quá trình sinh hydrocarbon cũng có thể góp phần vào sự hình thành dị thường áp suất cao. Tài liệu các giếng khoan trong và xung quanh khu vực trung tâm bể Sông Hồng cho thấy các tầng trầm tích Oligocene - Miocene tại khu vực trung tâm chứa các tập sét giàu vật chất hữu cơ thành tạo trong môi trường hồ, ven biển cho tới biển nông, có khả năng giải phóng một lượng lớn hydrocarbon. Hydrocarbon được sinh ra và di thoát không hiệu quả cũng là yếu tố có thể hình thành dị thường áp suất cao. Tuy nhiên, cho tới nay mức độ nghiên cứu đá mẹ tại trung tâm bể còn hạn chế do các giếng khoan mới chỉ dừng lại ở phần lát cắt nông của trung tâm bể.

5. Đánh giá vai trò diapir đến sự hình thành tích tụ dầu khí

Dựa trên lịch sử phát triển của diapir và các dấu hiệu trên các tài liệu địa chất - địa vật lý của các tích tụ đã phát hiện, diapir sét có vai trò quan trọng, ảnh hưởng đến sự hình thành tích tụ và phá hủy các tích tụ khí:

- Vai trò tạo bẫy và kênh dẫn hydrocarbon, CO₂ có thể xảy ra trong suốt quá trình phát triển của diapir bao gồm 2 ảnh hưởng chính là tạo bẫy chứa cho tầng trầm tích Miocene muộn cho tới hiện tại và tạo kênh dẫn dịch chuyển hydrocarbon từ các tầng đá mẹ phía dưới đi lên.

- Ảnh hưởng tạo bẫy: Đây là ảnh hưởng tích cực nhất và là điều kiện tiên quyết cho sự hình thành các tích tụ. Quá trình phát triển diapir từ dưới lên đóng vai trò chính hình thành bẫy cấu tạo. Các dạng bẫy chủ yếu là cấu tạo vòm khép kín 4 chiều hoặc có thể là dạng kế áp vào các thể diapir - đây là dạng bẫy chính tại khu vực trung tâm bể điển hình như các cấu tạo Ledong, Dongfang, Báo Vàng, Báo Trắng, Báo Đen... Ngoài ra, cũng có thể tạo ra các dạng bẫy địa tầng dạng kế áp, phủ chờm lên các khối nhô đã được hình thành trước đó bởi hoạt động diapir điển hình như khu vực Cửa Lò, Lotus.

- Vai trò tạo kênh dẫn hydrocarbon, CO₂: Đây là yếu tố không kém phần quan trọng đối với việc hình thành các tích tụ dầu khí. Theo nghiên cứu của B.J.Huang [4], Di Peng [6] và Xinong Xie [20], thân diapir và các đứt gãy sinh kèm đóng vai trò rất quan trọng trong việc tạo đường dẫn cho hydrocarbon tiếp tục di thoát các trầm tích nông,

thậm chí xuất lộ lên đáy biển. Trong khu vực trung tâm bể Sông Hồng, trầm tích chủ yếu được hình thành trong môi trường biển, xa nguồn, thành phần trầm tích chủ yếu là trầm tích hạt mịn, sét chiếm tỷ lệ lớn và đóng vai trò đá sinh, chắn. Do đó hoạt động diapir có thể tạo kênh dịch chuyển cho hydrocarbon di thoát từ các tầng đá sinh đi lên và đồng hành với thể sét linh động nạp vào các bẫy cùng hình thành trong quá trình hoạt động diapir.

- Vai trò phá hủy tích tụ có thể xảy ra trong giai đoạn đã hình thành các tích tụ, quá trình phát triển diapir tiếp tục tái hoạt động, tạo mới các hệ đứt gãy sinh kèm phát triển lên trên thậm chí lên đáy biển. Hoạt động diapir giai đoạn này có thể phá vỡ và làm di thoát các tích tụ khí đã có, khiến các tích tụ tiếp tục dịch chuyển lên trên hoặc thậm chí di thoát lên mặt đáy biển - điều này có thể quan sát dựa trên các dấu hiệu trên tài liệu địa chấn như đã đề cập ở phía trên.

6. Kết luận

Diapir sét ở bể trầm tích Sông Hồng được khoanh định phân bố tại khu vực trung tâm dọc theo trục Tây Bắc - Đông Nam của trũng. Hoạt động giải phóng áp suất cao ở các trũng sâu tạo thành diapir sét có thể được hình thành với cơ chế tự tạo khe nứt thủy lực hình thành trong giai đoạn từ Miocene muộn đến hiện tại.

Một trong những nguyên nhân chính gây ra đới di thường áp suất tạo thành diapir là tốc độ trầm tích lớn ở khu vực trung tâm từ giai đoạn Miocene với thành phần chủ yếu là trầm tích hạt mịn ngoài ra còn có thể có thêm tác động của hoạt động của magma sâu và quá trình giải phóng hydrocarbon từ đá sinh Oligocene - Miocene. Diapir sét bể Sông Hồng có 2 loại chính là loại hoạt động và loại thoái hóa. Hoạt động diapir sét vừa có vai trò tạo bẫy vừa là kênh dẫn cho hydrocarbon và CO₂ di thoát từ đá mẹ Oligocene - Miocene và tích tụ vào các bẫy tiềm năng bên trên. Ảnh hưởng của quá trình phát triển diapir sét có thể đóng vai trò tích cực đến quá trình tích tụ khí nhưng cũng có thể là nguyên nhân phá hủy gây di thoát khí từ các tích tụ đã có. Do sự hạn chế về mẫu đá mẹ trong Miocene, Oligocene tại trung tâm bể Sông Hồng do vậy nguồn gốc sét giải phóng để phát triển diapir từ tầng trầm tích đá mẹ nào cần có thêm các nghiên cứu chi tiết và định lượng hơn trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

1. C.K.Morley. *A tectonic model for the Tertiary evolution of strike-slip faults and rift basins in SE Asia*. Tectonophysics. 2002; 347 (4): p. 189 - 215.

2. Nguyễn Thị Dịu và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

3. Nguyễn Tiến Thịnh và nnk. *Nghiên cứu sự hình thành tích tụ dầu khí trong trầm tích Miocen muộn - Pliocen khu vực trung tâm bể Sông Hồng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2017: 152 trang.

4. B.J.Huang, X.M.Xiao, W.L.Dong. *Multiphase natural gas migration and accumulation and its relationship to diapir structures in the DF1-1 gas field, South China Sea*. Marine and Petroleum Geology. 2002; 19(7): p. 861 - 872.

5. Chao Lei, Jianye Ren, Peter D.Clift, Zhenfeng Wang, Xusheng Li, Chuanxin Tong. *The structure and formation of diapirs in the Yinggehai - Song Hong basin*. Marine and Petroleum Geology. 2011; 28 (5): p. 980 - 991.

6. Di Peng, Huang Hua, Huang Bao, He Jia, Chen Duo. *Seabed pockmark formation associated with mud diapir development and fluid activities in the Yinggehai basin*. Journal of Tropical Oceanography. 2012; 31(5): p. 26 - 36.

7. R.E.Chapman. *Chapter 15: Diapirs, diapirism and growth structures*. Developments in Petroleum Science. 1983; 16: p. 325 - 348.

8. Christopher K.Morley, G.Guerin. *Comparison of gravity-driven deformation styles and behavior associated with mobile shales and salt*. Tectonics. 1996; 15(6): p.1154 - 1170.

9. B.C.Vendeville, M.P.A.Jackson. *The rise of diapirs during thin-skinned extension*. Marine and Petroleum Geology. 1992; 9(4): p. 331 - 354.

10. Lyobomir I.Dimitrov. *Mud volcanoes-the most important pathway for degassing deeply buried sediments*. Earth-Science Reviews. 2002; 59(1 - 4): p. 49 - 76.

11. A.Mazzini. *Mud volcanism: Processes and implications*. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(9): p.1677 - 1680.

12. A.Mazzini, A.Nermoen, M.Krotkiewski, Y.Podladchikov, S.Planke, H.Svensen. *Strike-slip faulting as a trigger mechanism for overpressure release through piercement structures*. Implications for the Lusi Mud Volcano, Indonesia. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(9): p. 1751 - 1765.

13. P.Van Rensbergen, C.K.Morley, D.W.Ang, T.Q.Hoan, N.T.Lam. *Structural evolution of shale diapirs from reactive rise to mud volcanism: 3D seismic data from the baram delta, offshore Brunei Darussalam*. Journal of the Geological Society. 1999; 156: p. 633 - 650.

14. Marco Bonini. *Mud volcanoes: Indicators of stress orientation and tectonic controls*. Earth-Science Reviews. 2012; 115(3): p. 121 - 152.
15. Siman A.Stewart, Richard J.Davies. *Structure and emplacement of mud volcano systems in the South Caspian basin*. AAPG Bulletin. 2006; 90(5): p. 771 - 786.
16. Xinong, Xie, Li Sitian, Dong Weiliang, Zhang Qiming. *Overpressure development and hydrofracturing in the Yinggehai basin*. Journal of Petroleum Geology. 1999; 22(4): p. 437 - 454.
17. Lijuan He, Liangping Xiong, Jiyang Wang. *Heat flow and thermal modeling of the Yinggehai basin*. Tectonophysics. 2002; 351(3): p. 245 - 253.
18. Yusong Yuan, Weilin Zhu, Lijun Mi, Gongcheng Zhang, Shengbiao Hu, Lijuan He. *Uniform geothermal gradient" and heat flow in the Qiongdongnan and Pearl river Mouth basins*. Marine and Petroleum Geology. 2009; 26(7): p. 1152 - 1162.
19. Xuan-Ce Wang, Zheng-Xiang Li, Xian-Hu Li, Jie Li, Yung Liu, Wen-Guo Long, Jln-Bo Zhou, Fei Wang. *Temperature, pressure, and composition of the mantle source region of late Cenozoic basalts in Hainan island, SE Asia: A consequence of a young thermal mantle plume close to subduction zones?* Journal of Petrology. 2012; 53(1): p. 177 - 233.
20. Xinong Xie, Li Sitian, Dong Weiliang, Zhang Qiming. *Overpressure development and hydrofracturing in the Yinggehai basin*. Journal of Petroleum Geology. 1999; 22(4): p. 437 - 454.

EVOLUTION CHARACTERISTICS OF SHALE DIAPIR IN THE CENTRE OF SONG HONG BASIN

Nguyen Tien Thinh¹, Bui Huy Hoang¹, Tran Thi Thanh Thuy¹, Nguyen Thanh Lam²
Nguyen Trong Tin², Vu Ngoc Diep³, Nguyen Quoc Quan⁴

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Petroleum Association

³Vietnam Oil and Gas Group

⁴Vietgazprom

Email: thinhnt@vpi.pvn.vn

Summary

Cenozoic deposits in the centre of Song Hong basin (spreading from block 109 to block 115) have a great thickness, which can reach the depth of over 17km. The gas discoveries in this area (such as Bao Vang, Bao Trang, Bao Den, and Cua Lo) are all gas and condensate, and mainly related to the shale diapir formation. The diapirism has taken a very important role in the petroleum system of the centre of Song Hong basin. It is one of the factors to form traps and create migration pathway for gas to move upward to shallow sections along the development process of diapirs.

The cause of diapirism is the releasing of high pressure which existed in the deep area of the basin in late Miocene, early Pliocene and continues to recent time. The high pressure in Song Hong basin may be caused by some reasons including high geothermal gradient, high sedimentation rate in Miocene, Pliocene with mainly fine grain sediment and mudstone and the expulsion of hydrocarbon from Oligocene, Miocene source rocks.

Key words: Shale diapir, Song Hong basin, high pressure, hydrocarbon, late Miocene, Pliocene.