

**TRIỂN VỌNG HYDRAT KHÍ GAS (HG)
Ở SƯỜN LỤC ĐỊA TÂY VÀ TÂY NAM BIỂN ĐÔNG**

NGUYỄN BIÊU

Tổng Hội Địa chất Việt Nam

CÙ MINH HOÀNG

Tập đoàn dầu khí Việt Nam

NGUYỄN THẾ TIỆP

Viện Địa chất và Địa Vật lý biển, Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam

VŨ TRƯỜNG SON

Trung tâm Địa chất và Khoáng sản biển, Tổng cục Biển và Hải Đảo, Bộ TN &MT

Tóm tắt: Sườn lục địa Bắc Biển Đông có triển vọng lớn về nguồn tài nguyên năng lượng mới hydrat gas (HG). Kết quả nghiên cứu bước đầu về triển vọng HG ở sườn Tây và Tây Nam thuộc Việt Nam được trình bày trong bài viết này.

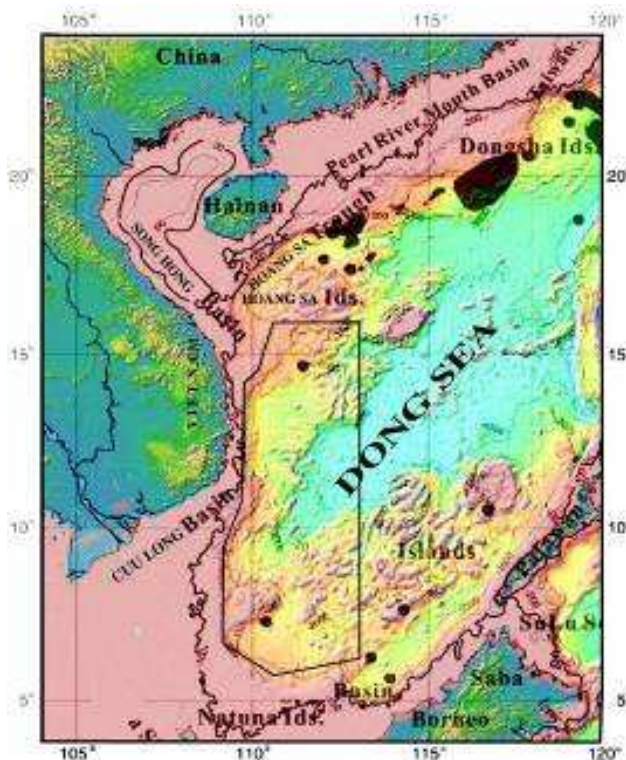
Trong vùng nghiên cứu một số nơi có điều kiện địa chất thuận lợi cho thành tạo và bền vững HG: đới dào nguồn cung cấp khí methan (các trầm tích sinh khí, cấu tạo chứa dầu khí và đới tích tụ khí ở đới sâu vỏ Trái đất), các hệ thống dẫn khí di chuyển (đứt gãy, đứt gãy sâu..), miền tích tụ và bảo tồn tốt HG (điều kiện P-T thuận lợi-nhiệt độ khoảng 10-4°C), địa nhiệt, địa hình-địa mạo (dạng địa mạo kiểu lông chim), cấu trúc địa chất tầng mặt các tầng trầm tích có độ rỗng tốt, có đới xáo trộn sóng địa chấn, mặt phản xạ mô phỏng đáy biển (BSR), tầng phản xạ trắng, dị thường địa hóa CH_4 , H^+ , địa động lực cuối Pleistocen-Holocen khá ổn định,..) đã được phát hiện là những biểu hiện quan trọng cho biết sự có mặt HG.

Nhằm vùng biển triển vọng HG ở sườn giữa và dưới phía Tây và Tây Nam Biển Đông đã được xác định: Nam và Tây Nam đới Tri Tôn, Đông và Đông Nam đới Phú Quý, Bắc cụm bãi Phúc Tân-Phúc Nguyên, Tây Nam bãi Tư Chính và quanh bãi cạn Vũng Mây với diện tích khá lớn có thể làm cơ sở cho công tác nghiên cứu và tìm kiếm khoáng sản này. Đề nghị ưu tiên điều tra HG ở sườn lục địa Đông Quy Nhơn và Phan Rang.

I. MỞ ĐẦU

Thông tin về nguồn năng lượng mới hydrat khí (gas) - HG ở trênT giới phong phú

[4, 6, 14, 15..] và ở Việt Nam đã có một số bài viết về triển vọng HG ở Biển Đông [3, 5, 7, 12, 16, 17, 18, 20, 21]. Trong gần 10 năm qua có khá nhiều tài liệu cho biết phía Bắc Biển Đông tàng trữ khối lượng lớn HG. Khảo sát bước đầu cho thấy tài nguyên HG ở sườn lục địa vùng biển Shenhu, Đông Sha có thể đạt 10 tỷ tấn quy đổi ra dầu. Mẫu lõi khoan lấy từ vùng biển Shenhu ở độ sâu 183 - 201 m dưới đáy biển ở độ sâu 1200 m nước có tỷ lệ HG-20%. Lớp trầm tích dày 18m và hydrat chứa 99,7% methan. Ở vùng thứ hai độ sâu 191-225 m, tỷ lệ HG 20 - 43%, chiều dày lớp chứa 34 m và hydrat chứa 99.8% methan [18, 21]. Ngoài ra Trung Quốc còn tìm thấy HG ở máng Hoàng Sa [7]. Tại đây phát hiện được mặt mô phỏng phản xạ đáy biển (BSR) ở 3 vùng rộng lớn: Shenhu, Đông Sa và máng Hoàng Sa; BSR còn gặp ở một vài nơi khác, trong vùng nghiên cứu: ở Tây Nam đối Tri Tôn và ĐN bãi Tư Chính v.v (hình 1). Đã có nhiều nghiên cứu về địa chất cho biết HG tích tụ ở phần giữa sườn nơi có nhiều đứt gãy trượt như ở ĐB Đông Sha độ sâu 2tw = 1000- 2000ms (hình 2), hoặc ở tâm của máng Hoàng Sa độ sâu 1500 - 2500 m với chiều dày trầm tích chứa HG 82 - 101 m. Tại những nơi này chiều dày tầng chứa GH ít hơn nhiều so với chiều dày tính theo lý thuyết dùng để dự báo khối lượng HG ở Biển Đông [16].



Hình 1: Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu cơ sở địa chất dự báo HG rìa Tây và Tây Nam Biển Đông (khung đen đậm) của bài viết này và các trường, điểm phân bố BSR trên toàn Biển Đông đã phát hiện (tô màu đen) [16]. Địa hình theo bản đồ GTOPO30

Nghiên cứu địa chất hydrat HG trên Thế giới và Biển Đông trở nên cấp thiết trong công cuộc tìm nguồn năng lượng mới của Việt Nam. Hai năm trước chúng tôi đã trình bày những hiểu biết cơ bản về HG và triển vọng của nó ở sườn lục địa Biển Đông Việt Nam và kế cận [3]. Trong bài này trình bày khái niệm địa chất HG tương tự như địa chất than hoặc địa chất dầu khí và theo đó đề dự báo triển vọng HG trong phạm vi sườn lục địa phía Tây và Tây Nam Biển Đông theo các tài liệu thu được trong mấy năm gần đây trong quá trình thực hiện đề tài KC09-18/06-10 nhằm góp phần định hướng nghiên cứu các vùng chi tiết trong thời gian tới trong công cuộc tìm kiếm HG của Việt Nam (hình 1).

II. CƠ SỞ TÀI LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Tài liệu dùng để nghiên cứu là tài liệu tổng hợp về địa chất khu vực, địa vật lý biển, trên 50 tuyến địa chấn sâu rải khá đều trên khu vực khảo sát các năm: 1993, 1998, 2006, 2007, 2008, AW82, WOR93 dạng analog có chất lượng khá tốt và khá nhiều tuyến phân tích theo có format SEG Y, một số tuyến địa chấn nông phân giải cao và bản đồ địa hình GTOPO-30.

Các tuyến địa chấn cho phép phân tích tổng thể toàn mặt cắt cũng như các đoạn cần tìm các dấu hiệu BSR và các đặc điểm địa chất khác.

Phương pháp cơ bản là phân tích chi tiết các dạng địa hình, địa mạo, điều kiện P-T bền vững GH theo độ sâu, giải đoán địa chất HG trên các tuyến địa chấn sâu theo phương pháp so sánh tương tự với văn liệu ở vịnh Mexico, vịnh Nhật Bản (bể Nankai), Sakhalin, cũng như Bắc Biển Đông v.v.

III. ĐỊA CHẤT KHU VỰC SƯỜN TÂY VÀ TÂY NAM BIỂN ĐÔNG

Cột địa tầng trầm tích Meso-Kainozoi ở các cấu trúc không giống nhau, song về cơ bản có 7 phân vị chính và giữa chúng là các bất chỉnh hợp địa tầng khu vực, riêng bất chỉnh hợp Miocen trung còn là bất chỉnh hợp kiến tạo (bất chỉnh hợp góc). Cột địa tầng chia làm 3 nhóm:

A. Trầm tích trước rift: 1. Trầm tích hạt thô màu đỏ, lớp laterit dày Creta muộn là lớp phủ trên nhiều vùng trước rift.

B. Trầm tích và phun trào đồng rift: 2. Lục nguyên hạt thô Eocen thành tạo giữa núi trong các địa hào. Có thể phân chia trầm tích lục nguyên làm 3 mesosequen (MS) (phân tập-sequence bậc IV theo phân tập địa tầng).

3. Lục nguyên thô, trung và mịn giàu vật chất hữu cơ Oligocen tương nón phóng vật, aluvi, đầm hồ ven biển ở đáy các địa hào; phun trào andezit. Phân chia 3 mesosequen lục nguyên theo sự thay đổi mực nước biển và sụt lún đáy bề tích tụ.

4. Lục nguyên hạt trung, nhỏ, các lớp carbonat Miocen hạ tạo ven biển, biển nông ven bờ. Phân chia 3 mesosequen theo thay đổi mực nước biển và kiến tạo. Ngoài ra còn có các núi lửa basalt.

Trầm tích Oligocen, Miocen hạ thường là các tầng sinh và chứa dầu khí.

C. Trầm tích và basalt sau tạo rift: 5. Lục nguyên hạt trung, nhỏ với các lớp carbonat Miocen trung trong các thung lũng giữa núi bị bào mòn mạnh nên có diện tích và chiều dày hạn chế với 3 mesosequen và các khối andezit-basalt, tuft của chúng.

6. Lục nguyên hạt thô-mịn Miocen thượng ở ven bờ biển tạo các nêmlấn biển ở rìa trong thềm lục địa, rìa sườn các đới nâng ngầm; bùn-sét lục nguyên-sinh vật, turbidit và các lớp carbonat ở vùng nước sâu thuộc bề tạo do lún nhiệt (Phú Khánh, Tây Nam Vũng Mây, Đình Trung); bùn-sét-sinh vật, xen carbonat tạo lớp phủ mỏng trên các đới nâng, đá vôi san hô và rất nhiều khối phun trào basalt và tuf của chúng. Trên một số đới nâng ngầm bị bào mòn.

7. Lục nguyên thô-mịn Pliocen-Đệ tứ tạo các nêmlấn, cấu tạo nên 6 mesosequen lục nguyên (3 MS cho Pliocen và 3 cho Pleistocen) ở thềm lục địa; lục nguyên mịn chứa diapiasét, carbonat, đá vôi san hô cùng với Miocen thượng tạo lớp phủ; các khối basalt và tuf của chúng. Đây là đối tượng chứa HG chủ yếu đang được nghiên cứu chi tiết [1, 2, 9,..].

Vùng nghiên cứu được cấu thành từ các khối trầm, tích biển chất và magma Tiền Cambri-Paleozoi: Hoàng Sa, Trường Sa, Kon Tum và đới Mesozoi Đà Lạt giàu đá lục nguyên và phun trào acid; nằm giữa chúng là rift Tây Nam Biển Đông với các đới sườn nâng có móng Paleo-Mesozoi Tây Bắc, Tây Nam, các bể Đình Trung (nằm phía Đông Bắc bể Nam Côn Sơn), Phú Khánh và Tây Nam Vũng Mây. Một số cấu trúc chứa các cấu tạo có triển vọng dầu khí.

Các đứt gãy được phân loại thành 4 cấp tạo trong 4 giai đoạn: cấp I- trước Oligocen, cấp II - cuối Miocen sớm, cấp III - cuối Miocen muộn và cấp IV- Pliocen-Đệ tứ. Trong mỗi cấp đứt gãy có thể có một trong số kiểu sau: chuyển dạng, thuận, nghịch, trượt bằng...

IV. ĐỊA CHẤT HYDRAT METHAN (HG)

Đối với địa chất HG đáy biển cần nghiên cứu: *nguồn cung cấp khí methan và các khí cháy khác (cấu tạo chứa dầu khí và tích tụ khí ở đới sâu), các hệ thống dẫn khí di*

chuyển (đứt gãy sâu, khe nứt,..), *miền tích tụ và bảo tồn HG* (địa hình-địa mạo, cấu trúc địa chất, địa động lực và điều kiện thuận lợi cho tích tụ GH: P-T, các tầng trầm tích tầng nông có độ rỗng thích hợp,..). Một số dấu hiệu quan trọng cho biết sự có mặt HG: địa mạo dạng lông chim, mặt phản xạ mô phỏng đáy biển (BSR), tầng phản xạ trắng, các dị thường địa vật lý khác), dị thường địa hóa CH^4 , H^+ ...

a. Nguồn khí methan (hữu cơ và vô cơ)

Biển Đông được đánh giá là vùng có tiềm năng HG cỡ trung bình của Thế giới sau các vịnh Mehico, Nankai vì có nguồn methan to lớn và đa nguồn gốc [14, ..].

- Nguồn gốc hữu cơ. Các trầm tích Eocen, Oligocen và Miocen hạ ở sườn lục địa thuộc các tướng đầm hồ ven biển, trũng các địa hào, bán địa hào hay biển ven bờ là nơi có chiều dày trên 3 km và chứa nhiều vật chất hữu cơ [9].

- Nguồn vô cơ. Hiện nay có nhiều nhà địa chất cho rằng đa phần dầu khí có nguồn gốc từ trong lòng Trái đất được đưa lên theo các đứt gãy sâu. Lý do được nêu ra là ở nhiều nơi như ở vùng biển Xakhlin, Mehico, Trung Đông..., hay như ở bể Cửu Long lượng vật chất hữu cơ chứa trong các tầng trầm tích không đủ để tạo nên trữ lượng dầu khí to lớn đã biết, có mỏ đã khai thác nhiều năm song trữ lượng hầu như ít thay đổi và trong sản phẩm dầu khí các vùng này có các nguyên tố của manti và lớp dưới của vỏ (hydro, và một số nguyên tố khác). Vậy khí methan vô cơ liên quan trực tiếp với hoạt động của các đứt gãy sâu do đó cần nghiên cứu đặc điểm các đứt gãy sâu có trong vùng [14, ..].

b. Các hệ thống dẫn khí di chuyển

Đứt gãy nhất là đứt gãy sâu có vai trò máng dẫn khí, dầu ở sâu trong lòng đất đi lên vào môi trường gần đáy biển và vào nước biển. Một số đứt gãy sâu ở sườn Tây và Tây Nam Biển Đông quan trọng cho dự báo HG như sau:

- Đứt gãy sườn Đông thềm lục địa Việt Nam (thường gọi đứt gãy kinh tuyến 110^0) là đứt gãy sâu đạt độ sâu 60-80 km, cắm đứng hay thuận. kéo dài từ phía Nam đảo Hải Nam tới đảo Natuna với nhiều đoạn có hướng khác nhau riêng đoạn Quy Nhơn-Phan Rang có hướng kinh tuyến.

- Đứt gãy chạy từ Quy Nhơn hướng ra biển khoảng 40^0 phân chia đới nâng Tri Tôn và bể Phú Khánh ở phía Bắc và cắt đứt gãy kinh tuyến 110^0 ở vùng biển Quy Nhơn- Phú Yên, ở thềm lục địa có một số khối basalt Pliocen-Đệ tứ nằm dọc theo bờ hoặc theo đứt gãy chạy từ Đồng Xuân ra biển. Hoạt động xiết ép dọc theo đứt gãy tạo nên nếp vồng Pliocen ở Đông bán đảo Phước Mai có đường phương Đông Bắc. Đây là đứt gãy sâu hoạt động từ trước rift Kainozoi đến cuối Pliocen.

- Đứt gãy thứ ba là đứt gãy dọc theo đới trượt Tuy Hòa. Đây là ranh giới ở phía Nam bể Phú Khánh với đới nâng Phú Quý, giao cắt đứt gãy kinh tuyến 110⁰ ở biển Phan Rang.

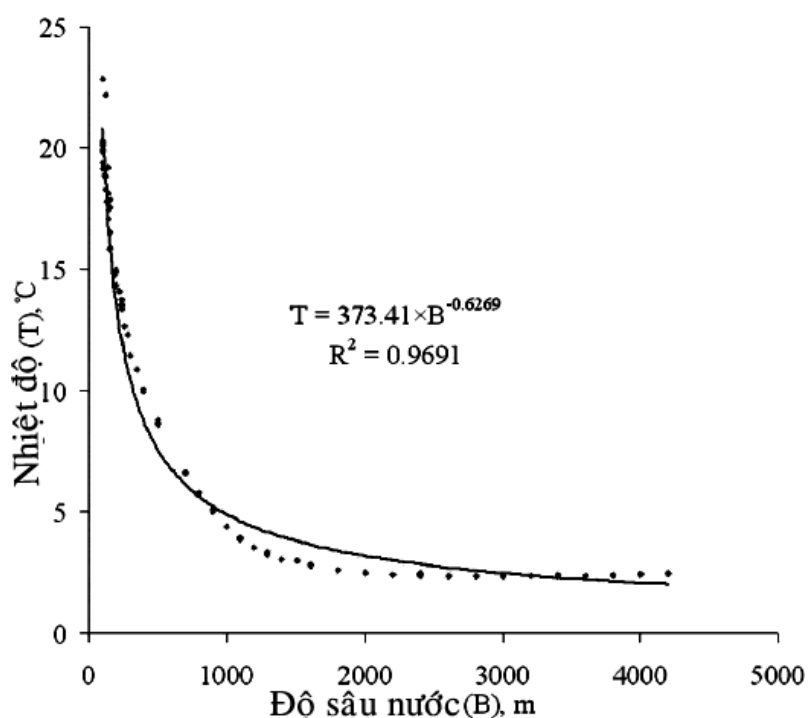
- Đứt gãy thứ tư cắt đứt gãy thứ nhất ở biển Bắc bãi cạn Tư Chính và đứt gãy thứ năm - ranh giới khối nâng Phú Quý và bể Đình Trung (Nguyễn Biểu, nnk, 2010-chưa công bố).

c. Miền tích tụ và bảo tồn HG

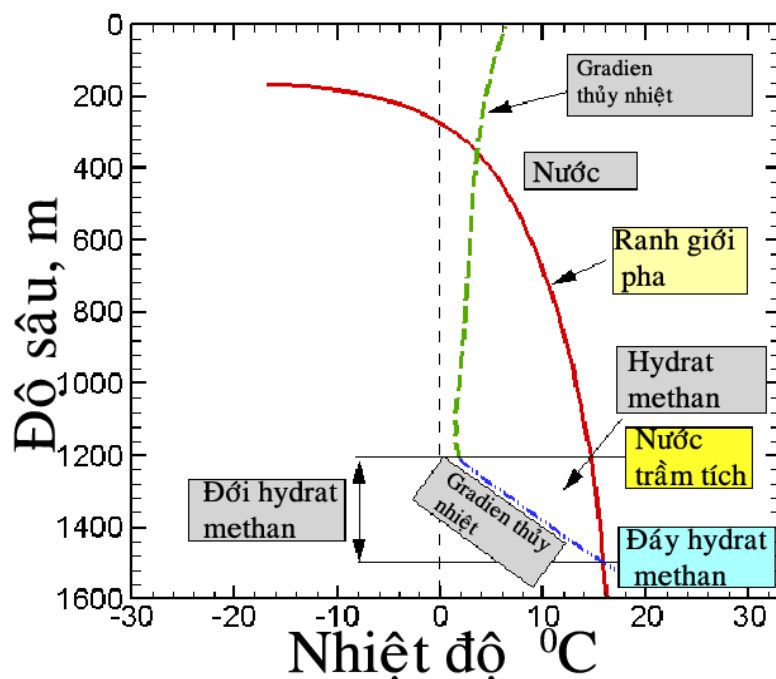
- Địa hình-địa mạo và điều kiện P-T - địa nhiệt bền vững HG

Theo các thông tin trên Thế giới độ sâu có thể tích tụ HG thay đổi khoảng 300 - 3000 m dưới mực nước biển tùy thuộc theo vị trí địa lý. Hình 2, 3 cho biết mối tương quan giữa nhiệt độ và độ sâu đáy ở Biển Đông thay đổi 15 - 20⁰C ở độ sâu 100-200m nước và giảm dần đến 4 - 5⁰ C khi độ sâu đến trên 1000 m. Địa nhiệt ở Biển Đông thay đổi theo chiều cột nước và theo từng nơi song có thể lấy giá trị trung bình khoảng 3,75⁰C/km₁ [16].

Phân tích độ sâu vùng biển nghiên cứu thấy đáy biển thay đổi từ 0 - 4413 m và có thể chia ra thành các bậc địa hình: thềm và phần trên sườn lục địa, phần giữa, phần dưới sườn lục địa và biển thẳm (hình 8).



Hình 2: Mối tương quan giữa nhiệt độ theo độ sâu nước và nhiệt độ nước đáy ở Biển Đông [16]



Hình 3: Sự có mặt đặc trưng của đới bền vững HG ở biển nội lục nước sâu như Biển Đông [3].

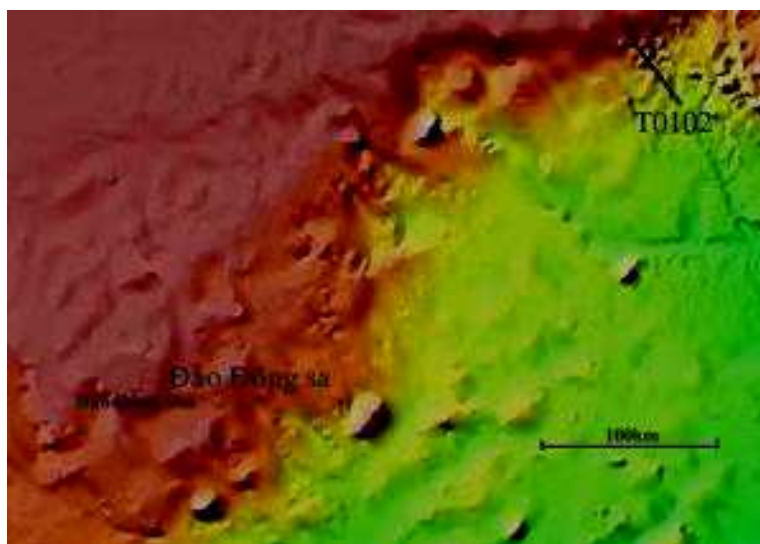
- Thêm và phân trên sườn lục địa có độ sâu 0 - 750 m (tương ứng $2tw = 0 - 1000$ ms) chiếm khoảng 1/5 diện tích vùng biển, có chiều dày trầm tích tạo khí methane khá lớn, có đứt gãy sâu hoạt động song điều kiện P-T cho việc thuận lợi cho HG kém nên khó có tích tụ HG chiều dày và diện tích lớn. Có thể nói đây là đới ít có triển vọng HG.

- Phần giữa sườn lục địa có độ sâu 750 - 2000 m ($2tw = 1000 - 2600$ ms) chiếm khoảng trên 2/5 diện tích, rộng nhất ở vùng Tây Nam (Trường Sa và Tư Chính- Vũng Mây) và Tây Nam sườn Tri Tôn. Đây là vùng biển có nhiều đặc điểm đáng chú ý: ở nhiều nơi có biểu hiện các ổ, túi tạo địa mạo dạng lông chim, trầm tích tạo dầu khí Oligocen dày 3 - 6 km, có các đứt gãy sâu, đới xáo trộn sóng địa chấn gây nên bởi khí di chuyển và dễ tìm BSR trên các tuyến địa chấn sâu nên có triển vọng HG nhất (trừ phần trung tâm bể Tư Chính - Vũng Mây [2]). Ở Tây Nam đới nâng Tri Tôn khoảng một nửa diện tích nằm trên các đới nâng có chiều dày trầm tích Kainozoi < 2 km khó khăn cho tích tụ HG. Vậy diện tích còn lại cũng chỉ khoảng trên 1/5 của toàn vùng (khoảng 100.000 km²) là vùng có triển vọng HG theo độ sâu đáy biển.

- Phần dưới sườn lục địa có độ sâu 2000 - 3500 m ($2t_w = 2600 - 4700$ ms) chiếm phần lớn diện tích bể lún nhiệt Phú Khánh, đới nâng rìa Quy Nhơn, đới nâng rìa Khánh Hòa và Đông bể Đình Trung và chiếm khoảng 1/5 diện tích toàn vùng.

Tại đây có nhiều địa hào, bán địa hào có chiều dày Kainozoi đạt 4 - 7 km, nhiều đứt gãy và cấu trúc địa chất phức tạp... nhất là ở các đới nâng. Tuy nhiên với chiều dày Miocen thượng lớn ($> 2 - 4$ km), ít hệ đứt gãy dẫn khí và dung dịch xuyên qua trầm tích này ở tâm bể Phú Khánh nên khó hình thành HG. HG có thể tồn tại trên các đỉnh ngầm hoặc đáy các đới nâng song chưa thấy biểu hiện BSR trên các tuyến địa chấn.

- Biển thẳm và chân sườn có độ sâu > 3500 m thường có chiều dày trầm tích Kainozoi mỏng (< 2 km) nằm trên vỏ chuyển tiếp hoặc vỏ Đại dương và thông thường có ít hoặc không có HG.

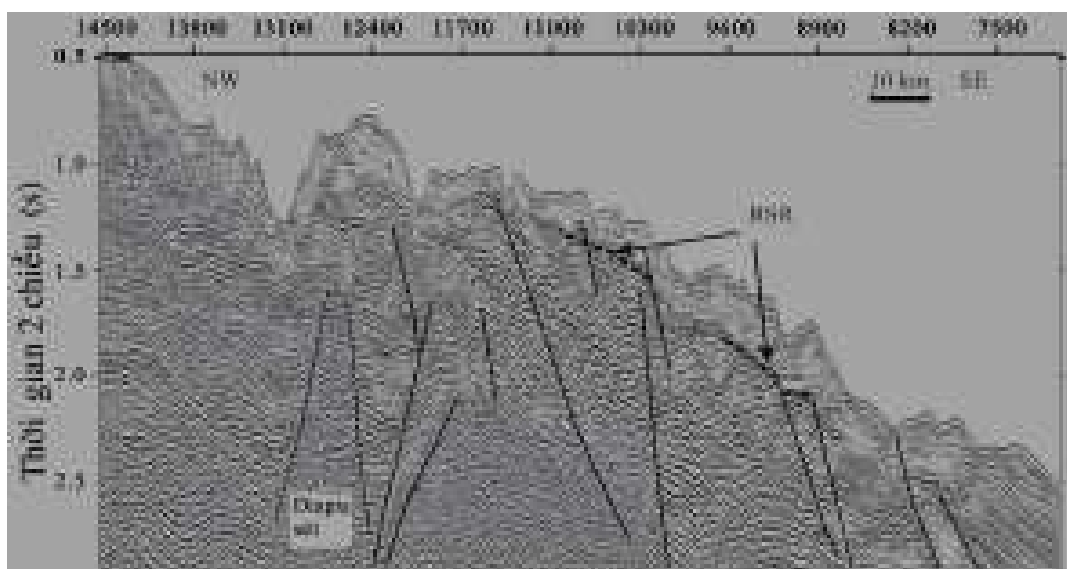


Hình 4: Địa mạo kiểu lông chim ở đáy biển sườn lục địa Đông Sa, Bắc Biển Đông theo ảnh GTOPO-30

Các nghiên cứu trên Thế giới chỉ ra rằng: tại các vùng tồn tại HG khi điều kiện P-T bền vững bị phá vỡ khí thoát lên đáy biển tạo nên các dạng địa mạo khá đặc biệt. Phổ biến nhất hình dáng thoát khí là các rãnh cắt dạng lông chim, dạng ổ, túi và dạng dò ri. Các túi và ổ này có thể liên quan tới sự nở tung, thoát và thấm lọc v.v. của khí. Sự dò ri giới hạn này còn có thể đi kèm các vùng sủi tăm dạng bong bóng từ đáy biển đến sự xâm tán tỷ lệ nhỏ của các vi bọt hoặc hỗn hợp hydrocarbon trong nước biển. Các dạng địa mạo mô tả khá phổ biến ở biển rìa, thường có dạng tròn hình nón 80 - 130 m và sâu 0,75 - 2,5

m; khi bị chôn vùi chỉ còn 20 m và < 1 m tương ứng. Cá biệt một số nơi khí xuyên lên tạo cho địa hình nâng cao từ vài mét đến 70 m so với mặt biển [8, 11].

Ở phía Bắc Biển Đông quanh đảo Đông Sa nơi đã phát hiện nhiều HG các dạng địa mạo như trên tồn tại và khá phổ biến ở đáy biển (hình 4). Tuyến địa chấn cắt qua vùng cho thấy các ổ thường nằm trên các đỉnh đứt gãy (hình 5).



Hình 5: Mặt cắt T0102 (vị trí xem hình 4) cho biết đới HG với BSR ở đáy còn ở dưới có khá nhiều đứt gãy ở phần giữa sườn lục địa Đông Sa, Bắc Biển Đông [17]

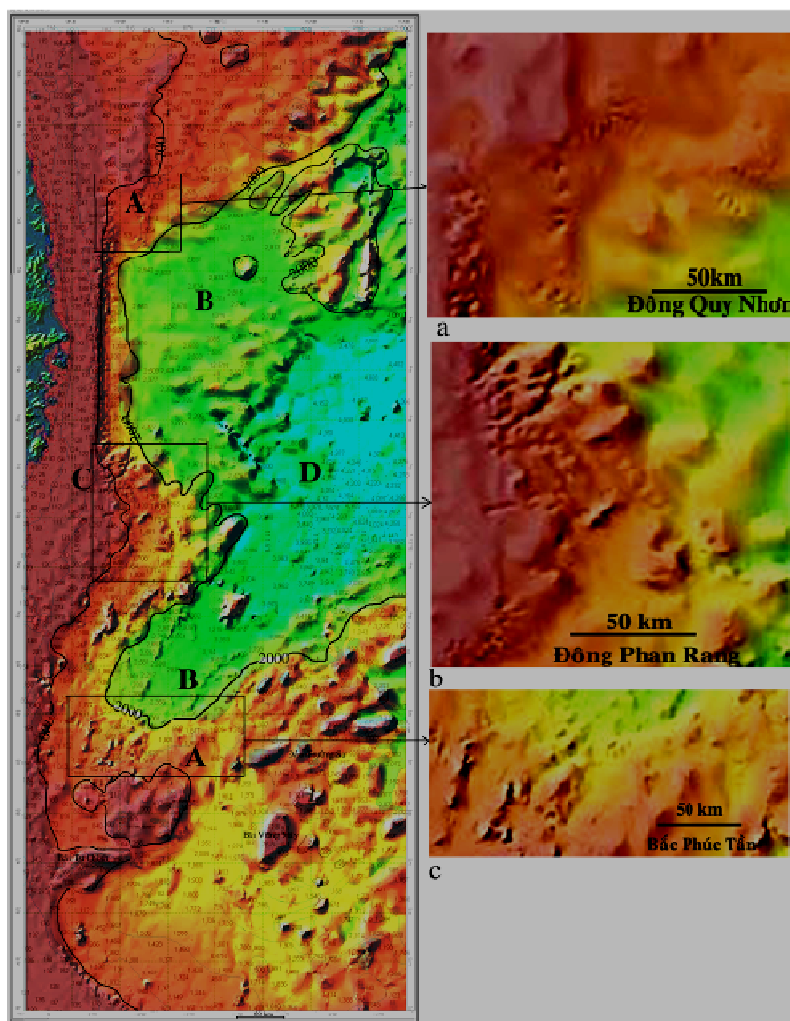
Địa mạo đáy biển có các ổ, túi, rãnh dạng lông chim thể hiện rõ trên bản đồ GTOPO30, qua đó xác định được kích thước theo mặt bằng (hình 6 a, b, c) hoặc trên mặt cắt địa chấn coa dạng cắt chữ “V”. Qua đó có thể biết chiều rộng và sâu của chúng (hình 10, 12). Riêng ở vùng Biển Đông Phan Rang các canhion đổ về bể Phú Khánh theo hướng Đông Bắc (hình 6c).

Các thông tin ở hai hình cho thấy ở sườn Tây và Tây Nam Biển Đông độ sâu đáy biển để tìm HG từ 1000 đến 2000 m là thích hợp nhất và thực tế ở vùng quanh đảo Đông Sa phát hiện HG ở độ sâu 937 - 1875 m, trong khi ở máng Bắc Hoàng Sa độ sâu 750 - 2600 m [7]. Với độ sâu này diện tích cần nghiên cứu tìm HG hạn chế khá nhiều so với các nghiên cứu trước đây [16].

- *Trầm tích tầng nông (Miocen thượng, Pliocen, Đệ tứ)*. Tỷ số cát/bùn của các tập trầm tích ở khoảng 35 - 55% là lý tưởng cho việc hình thành và lưu giữ HG. Tốc độ tích tụ

trầm tích Holocen rất cao tìm thấy ở vùng thềm và sườn lục địa 87 cm/ngàn năm, còn trầm tích Pleistocen từ 15 - 18 cm tới 6 - 45 cm/ ngàn năm [3]. Sườn lục địa Biển Đông là nơi có trầm tích lục nguyên, carbonat Pliocen - Đệ tứ khá dày thuận lợi cho việc hình thành và bền vững HG. Ở vùng biển Đông Sa (Đông Bắc Biển Đông) còn tìm thấy HG trong trầm tích sét giàu foraminifera hạt mịn với độ rỗng 20 - 40%.

d. Một số đặc điểm địa vật lý tầng chứa HG



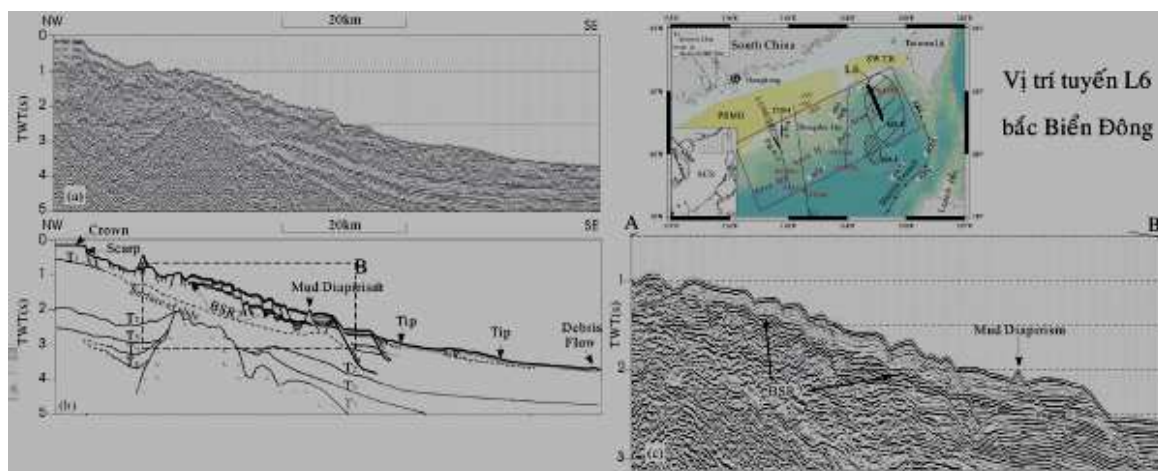
Hình 6 và 6a, 6b, 6c: Sơ đồ địa hình vùng biển Tây và Tây Nam Biển Đông tọa độ 109-113⁰ kinh Đông, 6-16⁰ vĩ độ Bắc trên nền GTOPO30: A- độ sâu 500-2000m, B- 2000-3000m, C- <500m và D- >3000m. a- biển trước Quy Nhơn, b- biển Phan Rang, c- biển Bắc Phúc Tần

- *Đới phản xạ trắng* có ý nghĩa chỉ thị cho tầng cát-bột có xi măng HG. Phản xạ trắng tạo nên do sự biến đổi biên độ của các phản xạ địa chấn khi đi qua lớp xi măng hóa

HG. Sự xuất hiện hiệu quả trắng xảy ra trên toàn bộ đới ximăng HG và theo đó có thể xác định tương đối lượng HG hiện có (hình 5 và 6).

- *Mặt phản xạ mô phỏng đáy biển-BSR*: Sự tương phản vận tốc gây nên ở ranh giới đới xi măng hóa HG ở trên (tốc độ sóng 3.6 km/s) với trầm tích nằm ở dưới bão hòa nước, thường chứa khí (có tốc độ sóng gần 1.5 km/s) tạo ra mặt phản xạ mạnh BSR". Trên những vùng trường địa nhiệt rộng lớn BSR có bị thể bóp méo và thậm chí trường áp suất và hóa học nước lỗ hổng làm thay đổi vận tốc sóng nêu trên nên khó nhận biết BSR, đặc biệt khi HG chứa trong các lớp bùn - sét Pliocen-Đệ tứ có mặt phản xạ song song đáy biển. Sự có mặt BSR tạo nên các trường lớn ở Bắc Biển Đông và nhiều điểm khác (hình 1, 6).

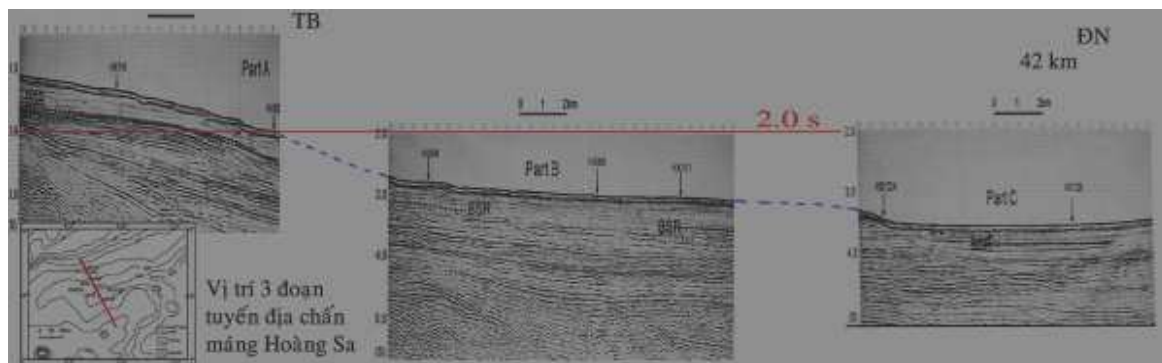
Xác định BSR trên các tuyến địa chấn sâu ở vùng biển nghiên cứu khó khăn hơn các vùng biển khác như ở Đông Sa và Hoàng Sa (hình 7 - 9) bởi đới phản xạ trắng thuộc đới chứa HG bền vững thể hiện kém. Tuy nhiên sau khi xử lý chi tiết các tuyến địa chấn sâu format SEG-Y cho thấy có biểu hiện BSR ở nhiều mặt cắt trong khoảng độ sâu 700 - 2000 m, vài chỗ ở sâu tới 2500 - 3000 m (hình 9, T4 trên hình 10).



Hình 7: BSR xuất hiện ở phần giữa sườn lục địa với nhiều đứt gãy trượt vùng biển giữa Đài Loan và đảo Đông Sa (a)-Tuyến địa chấn nguyên, (b)- mặt cắt địa chất và (c)- trích đoạn A-B theo (b) [16] (có sửa chữa của tác giả bài viết này)

Từ Bắc xuống Nam, trên các tuyến từ T2, T3, T1 ở sườn đới nâng Tri Tôn đến T11-T14 ở bắc đới nâng Phú Quý và T15, T16 quanh cụm bãi Tư Chính-Phúc Tần (vị trí tuyến ở hình 10) đều có thể giải đoán BSR với chiều dày (đo trực tiếp, lấy vận tốc sóng âm $v=3000\text{m/s}$ trong đới chứa HG) thay đổi trong khoảng 100-250m. Ngoài các đặc điểm địa vật lý nêu trên đới chứa HG còn có các tính chất vật lý khác. Các phương pháp địa vật lý

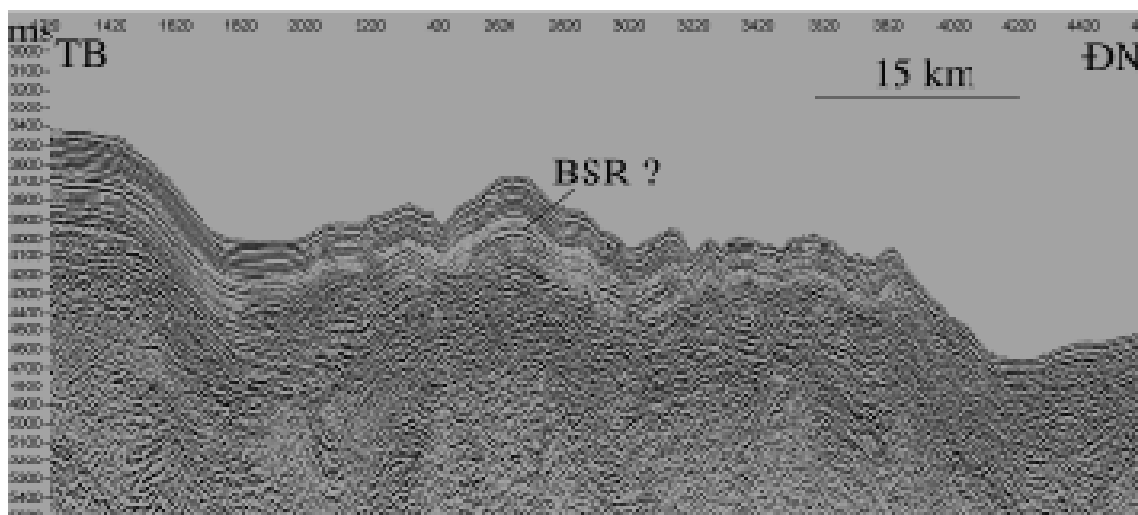
đang được nghiên cứu để phát hiện và đánh giá khối lượng HG trong trầm tích như: vận tốc truyền sóng âm, biên độ, dòng nhiệt do khí tạo nên, độ dẫn điện, điện từ v.v.



Hình 8: Tuyến địa chấn cắt qua máng Hoàng Sa với sự có mặt BSR ở độ sâu 1.0-2.5s ([17] có sửa chữa)

e. Biểu hiện dị thường địa hóa

Ở vùng biển có HG thường tạo nên dị thường methane, clo, hydro, và một số nguyên tố khác dọc đới ngoài thềm lục địa miền Trung [13] cho nên việc nghiên cứu các dị thường này rất cần thiết và cũng qua dị thường các nguyên tố có nguồn gốc sâu mới có thể dự báo nguồn cung cấp khí từ manti.



Hình 9: Tuyến địa chấn sâu cắt qua sườn dưới đới nâng Tri Tôn có mặt BSR

V. CÁC VÙNG BIỂN TRIỂN VỌNG HG Ở TÂY VÀ TÂY NAM BIỂN ĐÔNG VÀ DIỆN PHÂN BỐ CỦA CHÚNG

Các diện tích đáy biển có thể tìm kiếm HG chiếm phần nhỏ vùng nghiên cứu và đó là 4 vùng sườn lục địa như sau: Nam và Đông Nam đới nâng Tri Tôn, Bắc đới nâng Phú Quý, Bắc cụm bãi Tư Chính-Vũng Mây, Nam bãi Tư Chính-Quế Đường và quanh bãi cạn Vũng Mây (hình 10). Dưới đây là đặc điểm các vùng này.

1. Nam và Đông Nam đới nâng Tri Tôn

Vùng có các đặc điểm sau: - có hình dáng bầu dục hướng đông bắc-tây nam, - có nhiều địa hào, bán địa hào có trầm tích sinh khí Oligocen khá dày (> 2 km), - hai hệ đứt gãy sâu hướng đông bắc-tây nam và á kinh tuyến giao nhau ở biển khơi Quy Nhơn, - có mặt các túi và ổ tạo nên dạng địa mạo lông chim ở phần giữa sườn. - dưới các ổ, túi này có đới xáo trộn (chaos) sóng địa chấn (các lớp trầm tích có thể nằm bị phá hủy). - trầm tích Pliocen - Đệ tứ ở độ sâu trên 200 m nước có chiều dày lớn từ 800 đến hơn 1100m. Tốc độ tích tụ trong Pliocen thay đổi tùy theo nơi ở biển Thuận Hải - 32 cm/ngàn năm (ng.n.), còn ở Phú Yên- 37- 250 cm/ng.n., trong Pleistocen - 40 cm/ng.n [Nguyễn Biểu, nnk, 2008]. - có mặt BSR trên đới xáo trộn (tuyến địa chấn sâu, Hình T1-T3). Hai tuyến địa chấn tiếp theo (T2, T3 trên hình 10) cho biết đới có phân xạ xáo trộn và trên đó là BSR thể hiện khá rõ; ở đáy biển có các rãnh đào khoét ở độ sâu 1200 - 1500 ms (900 - 1125 m). Trong vùng biển BSR còn có mặt đến độ sâu 1650 - 2250 m. Chiều dày đới bền vững HG khá lớn trên các địa hào Kainozoi (hình 11, 12 và 13).

2. Đông Bắc và Đông Nam đới nâng Phú Quý

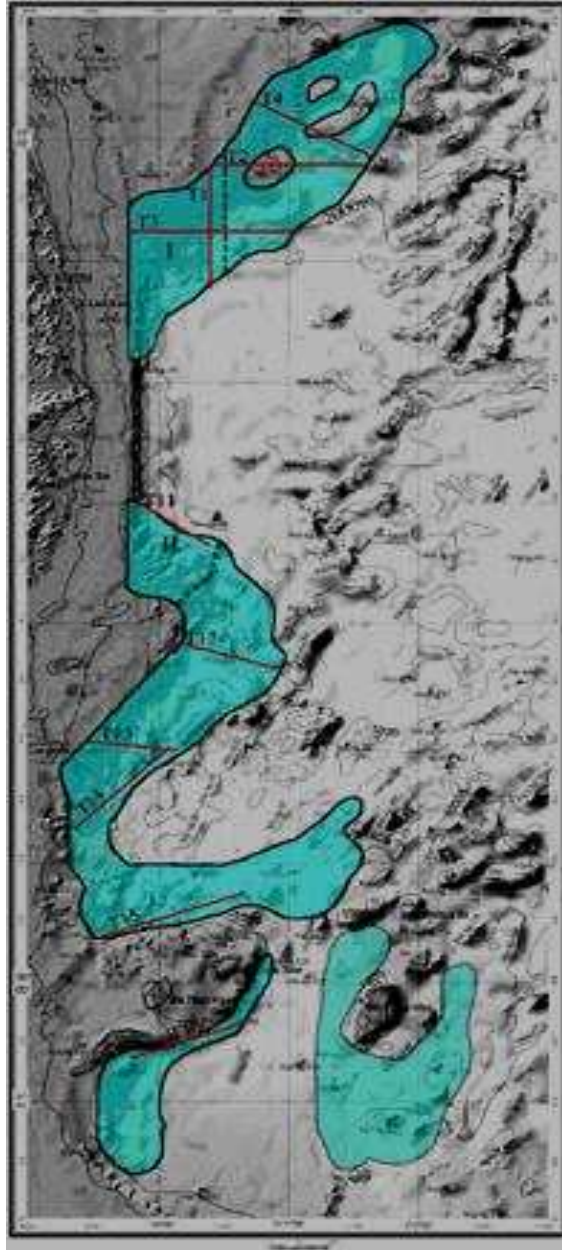
Vùng triển vọng có hình lưỡi liềm bao quanh đới nâng Phú Quý và có các đặc điểm tương tự như ở vùng nêu trên song phát triển các canhion. Các tuyến địa chấn T11-14 trên hình 10 thể hiện điều đó (hình 14, 15 và 16).

3. Bắc cụm bãi Tư Chính-Vũng Mây

Dạng địa mạo kiểu lông chim ít gặp song trên tuyến địa chấn vẫn có hệ thống đáy biển chữ “V” như phần đầu tuyến T15 (hình 17). Trầm tích Oligocen, Miocen hạ khá dày và bị biến dạng bởi xiết ép dọc theo hệ đứt gãy Đông Bắc-Tây Nam và phủ trên chúng là trầm tích Miocen thượng chứa BSR..

Phần Đông bể Nam Côn Sơn vùng biển triển vọng tìm HG có các đặc điểm: - địa hình phức tạp, tồn tại các khối trầm tích trượt lở trên các đứt gãy trẻ; - trầm tích cát, bột sườn lục địa Pliocen-Đệ tứ chiều dày lớn, đạt trên 1000 m; - ở mép thềm lục địa độ sâu >

200 m nước lỗ hổng trầm tích đáy có dị thường CH_4 từ $0,2 \cdot 10^4$ đến $0,8 \cdot 10^4$ ml/l, H^+ – từ $0,1 \cdot 10^4$ đến $0,6 \cdot 10^4$ ml/l, dioxyt cacbon 0,06 - 0,15 ml/l [11].



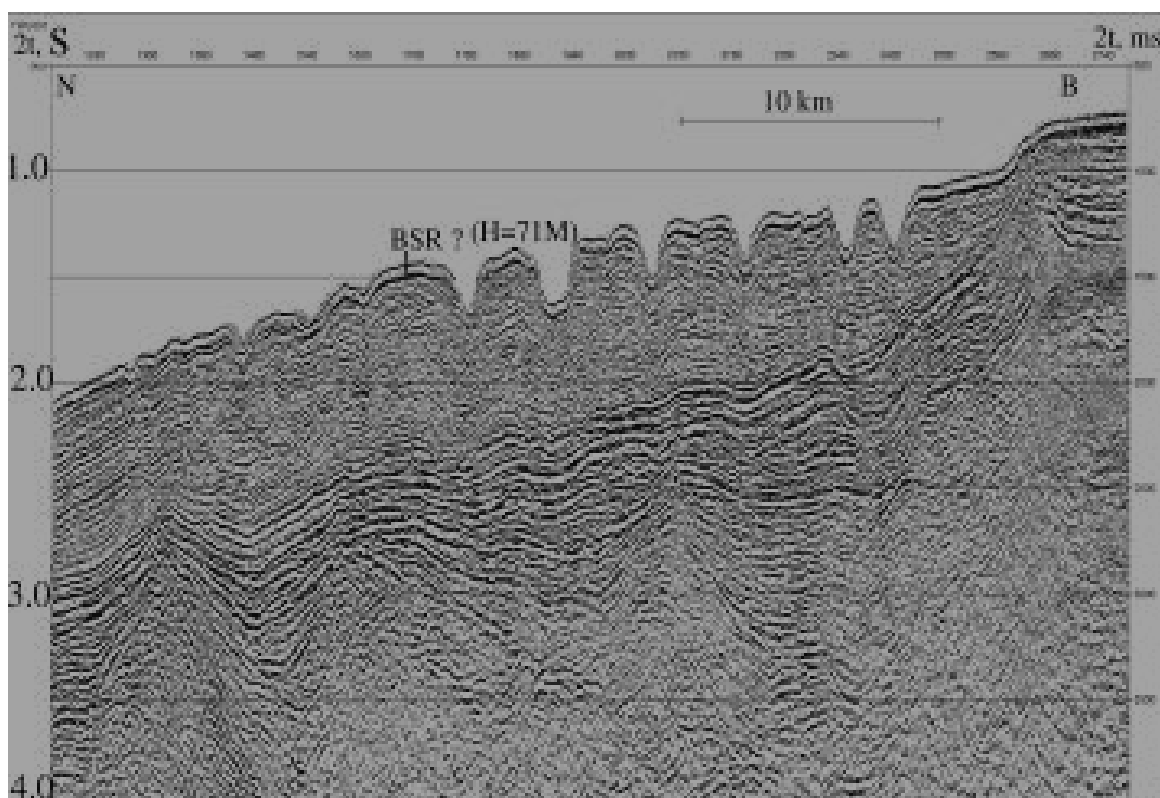
Hình 10: Sơ đồ phân bố các vùng triển vọng hydrat methan rìa Tây và Tây Nam Biển Đông theo các tuyến địa chấn sâu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. I, II- vùng ưu tiên nghiên cứu, khảo sát

4. Nam bãi Tư Chính-Quế Đường

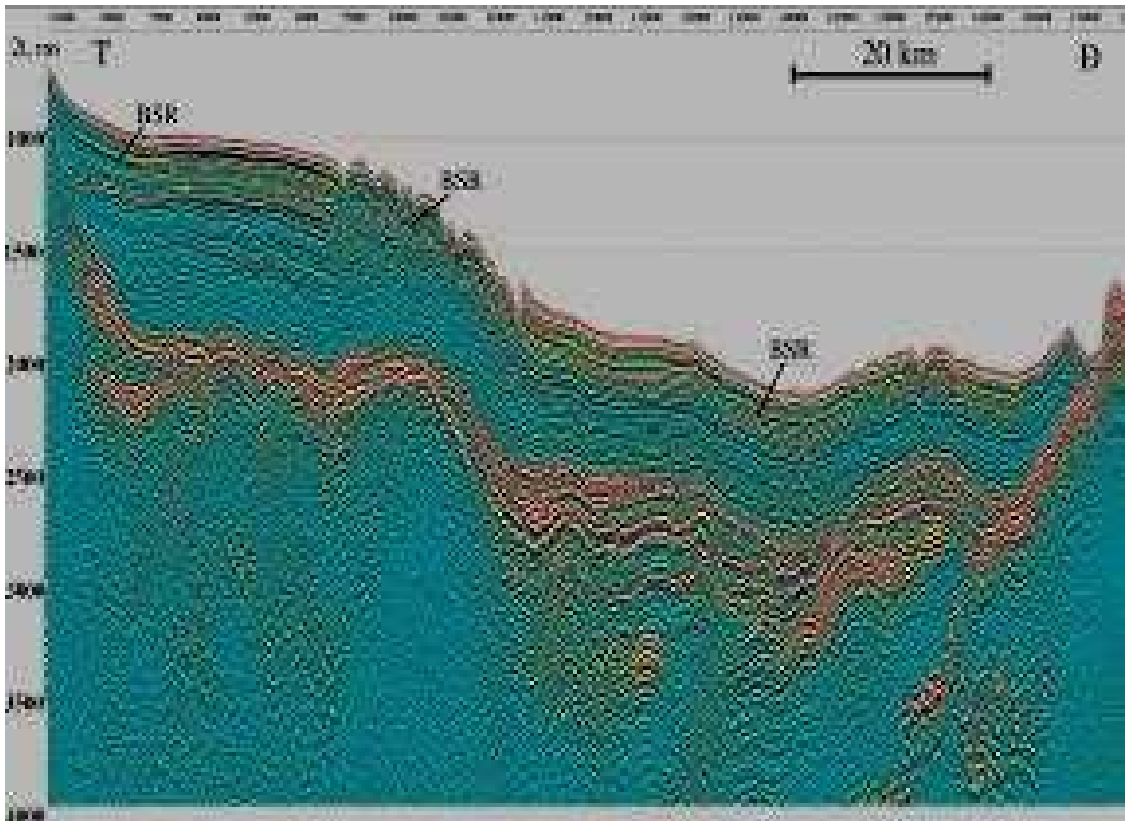
Bao quanh rìa đông nam bãi Tư Chính là vùng biển cũng có các đặc điểm tương tự các vùng trên song diện phân bố hẹp. Trong đó có vùng biểu hiện BSR [16].

5. Nam bãi cạn Vũng Mây có các đặc điểm khác tương tự vùng 4 song diện phân bố rộng hơn (hình 1).

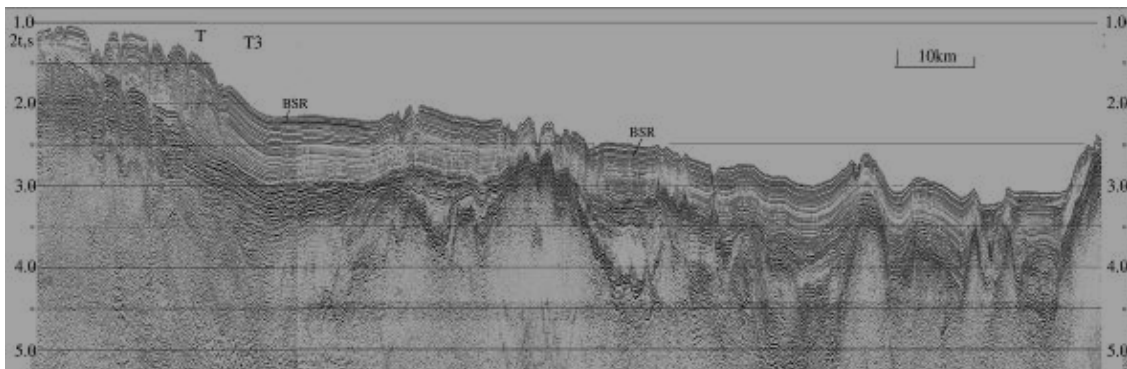
Trong 5 vùng mô tả có hai vị trí I và II trên hình 10 cần ưu tiên nghiên cứu.



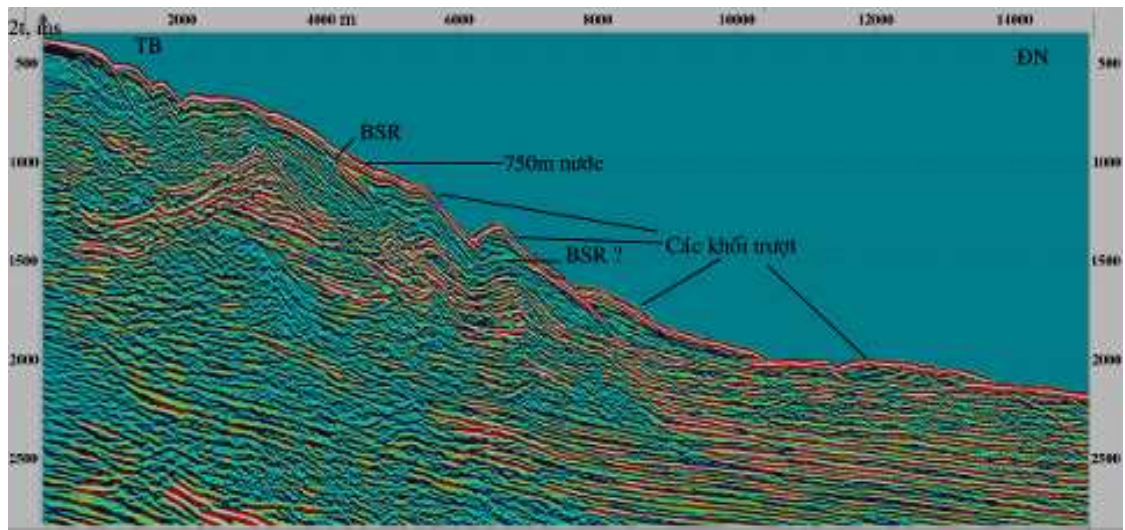
Hình 11: Tuyến địa chấn T1 (hình 10) có hướng N-B cho biết phần đáy là trầm tích Oligocen-Miocen hạ bị biến dạng, lớp phủ Miocen thượng-Pliocen khá dày bị khí di chuyển làm xáo trộn phân lớp với phần trên cùng có các “khe” khá sâu (75 - 130 m) ở độ sâu nước $2t = 1200 - 1500$ ms thể hiện mặt cắt qua các ổ, túi và trên cùng có BSR



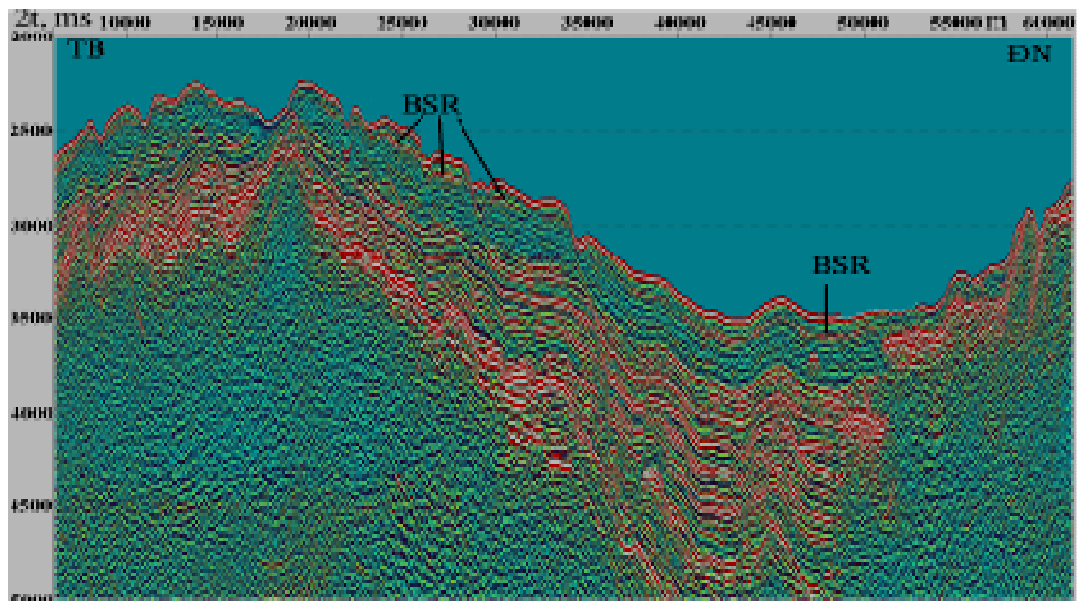
Hình 12: Tuyến địa chấn T2 cắt qua phần giữa sườn lục địa thể hiện rõ cấu tạo địa hào, đới sóng địa chấn bị xáo trộn, BSR thể hiện rõ



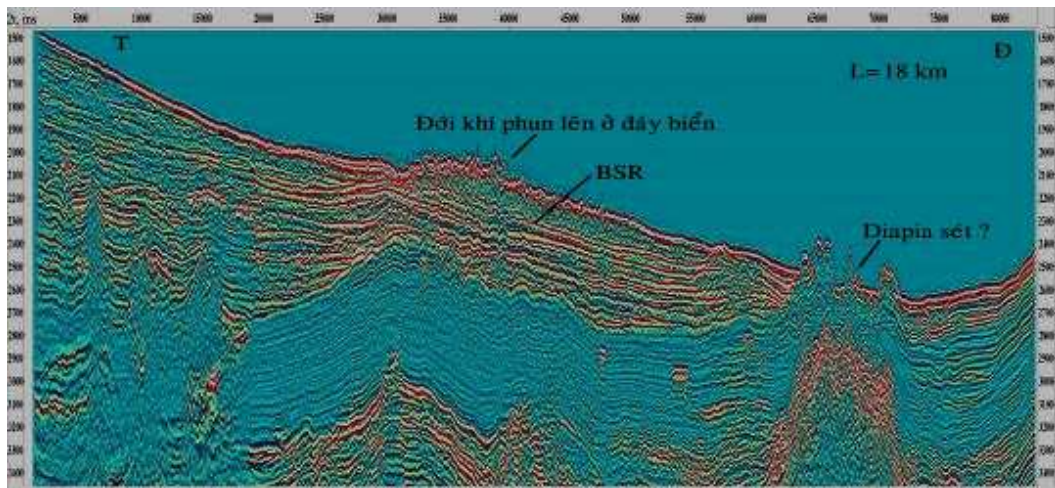
Hình 13: Tuyến địa chấn T3 gần song song và tương tự với tuyến T2 song mặt đáy biển có phần phức tạp hơn



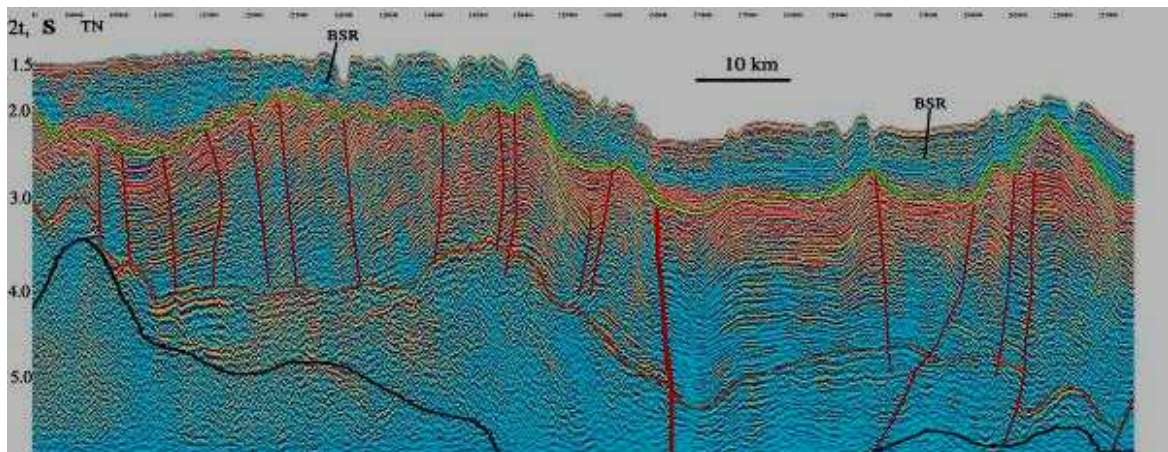
Hình 14: Đoạn tuyến địa chấn T11 nằm rìa Đông đứt gãy kinh tuyến 110⁰



Hình 15: Đoạn tuyến T12 ở hình 10 cho biết BSR bắt gặp trên địa hào Oligocen



Hình 16: Thấu kính HG nằm trong trầm tích hạt trung-nhỏ Pliocen-Đệ tứ và trên đó có dấu hiệu bọt khí, phía trái diapira sét trong Miocen thượng và phía phải hình diapira sét trôi lên đáy biển?



Hình 17: Tuyến địa chấn T15 (xem hình 10) chạy dọc theo sườn lục địa qua các địa hào với trầm tích Oligocen, Miocen hạ khá dày cung cấp khí tạo HG trong trầm tích Miocen thượng

Thảo luận

1. Cũng như địa chất dầu khí hay địa chất than *địa chất HG* có đặc điểm riêng. Bước đầu cho thấy địa chất HG là một nhánh trong địa chất năng lượng nghiên cứu nguồn cung cấp khí methan (trầm tích giàu vật chất hữu cơ, các cấu tạo khí, đứt gãy sâu), phương thức vận chuyển của khí đi vào tầng trầm tích nằm sát đáy biển (đứt gãy, khe nứt), miền tích tụ và bảo tồn HG (địa hình-địa mạo, điều kiện P-T - địa nhiệt) và đặc điểm địa vật lý tầng

chứa HG, dị thường địa hóa CH_4 , H^+ nước đáy và lỗ hổng trầm tích. Ở Biển Đông HG có thể tàng trữ ở độ sâu đáy biển từ 700 m đến 2500 m thuộc phần giữa và dưới của sườn lục địa và kèm theo là các vùng sườn đó nằm trên các cấu trúc có triển vọng dầu khí hoặc liên quan trực tiếp hay gián tiếp với đứt gãy sâu và có địa mạo đáy biển dạng lông chim.

2. HG Biển Đông có thể gặp trong trầm tích Miocen thượng, Pliocen, Pleistocen lục nguyên và carbonat san hô có độ rỗng tốt 15-25% hoặc bùn sét giàu foraminifera (HG chứa trong ruột vi cổ sinh vật này). Do đó việc tìm hiểu các trầm tích chứa HG ở sườn giữa rất cần thiết.

3. Sườn lục địa giữa với độ sâu nước 750-1200m là nơi thích hợp nhất cho HG bền vững trong trầm tích tầng nông vì tại đây có nhiều dấu hiệu gián tiếp như: tồn tại các cấu trúc triển vọng dầu khí. Trên các cấu trúc này phát triển hệ đứt gãy nội tầng Miocen thượng-Pliocen; đới xáo trộn do khí xuyên qua và di chuyển lên trên đi vào trầm tích trẻ Pliocen-Pleistocen gần đáy biển thành tạo đới chứa HG bền vững.

4. Sự có mặt dạng địa mạo hình các vết lõm, ổ dạng lông chim ở độ sâu 500-1200 m nước và gắn liền với chúng là các vùng đã phát hiện HG ở sườn lục địa Bắc Biển Đông có thể gợi cho ta một số ý tưởng về địa chất: a/ Ở đới này vào cuối trong Pliocen và Pleistocen đã thành tạo tầng HG khá dày. b/ Vào cuối Pleistocen-đầu Holocen băng hà làm cho mực nước biển thấp hơn ngày nay khoảng 120-150 m nên xảy ra hiện tượng mất điều kiện bền vững của HG (áp suất cột nước tương đối giảm và tăng nhiệt độ trong nước biển, địa nhiệt). c/ Hoạt động đứt gãy và phun trào basalt cuối Pleistocen xảy ra có thể làm phá hủy các vùng chứa HG. Hiện tượng như vậy đã xảy ra cách ngày nay 8200 và 11000 năm ở sườn lục địa Bắc, vùng biển Storegga Slide của Na Uy [19] và có thể đã xảy ra ở đáy biển vùng nghiên cứu

VI. KẾT LUẬN

Trong bài viết này nêu lên khái niệm: *Địa chất hydrat methan* và chứng minh các vùng biển ở phần giữa và dưới sườn lục địa Biển Đông có triển vọng hydrat methan rất lớn vì có nhiều cơ sở địa chất tốt:

1. Ở sườn giữa Tây và Tây Nam Biển Đông có các đặc điểm địa chất: nguồn cung cấp khí hữu cơ từ trầm tích Oligocen, Miocen hạ và khí vô cơ (từ manti đưa lên dọc theo đứt gãy sâu), có các điều kiện thành tạo và tàng trữ HG, tồn tại dạng địa mạo kiểu lông chim; có mặt BSR ở độ sâu 700-1200m và một số nơi ở 2000-3000m.

2. Bốn vùng triển vọng HG cần nghiên cứu, tìm kiếm và đánh giá theo các tiêu chuẩn địa chất, địa vật lý và địa hóa là các đới sườn giữa: Tây Nam và Nam đới nâng Tri

Tôn, Đông Bắc và Đông Nam đới nâng Phú Quý (Đông Bắc đới Côn Sơn), Bắc cụm bãi Phúc Nguyên-Phúc Tần, Nam bãi Tư Chính và Nam bãi Vũng Mây.

3. Hai vùng nhỏ đề nghị ưu tiên nghiên cứu trong thời gian tới là vùng biển sườn giữa phía Đông Quy Nhơn và Đông Bắc Phú Quý hay Đông Phan Rang.

5. Sự phổ biến rộng rãi kiểu địa mạo dạng lông chim có thể liên quan tới một thời kỳ các tích tụ HG bị phá hủy mạnh không những phá hủy đáy biển tạo nên các hang ổ mà khí methane còn tỏa nước biển gây sóng thần và tỏa vào không gian một lượng lớn methane có thể làm thay đổi khí hậu Đông Nam Á vào cuối Pleistocen và đầu Holocen ? .

Lời cảm ơn. Tập thể cảm ơn Chủ nhiệm chương trình Nghiên cứu Biển và đề tài KC09-18/06-10 và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tạo điều kiện hoàn thành bài báo này.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. **Nguyễn Biểu, Nguyễn Thế Tiệp và nnk, 2007.** Địa chất quần đảo Hoàng Sa và kế cận. TT Các công trình nghiên cứu Địa chất và địa vật lý biển. Viện ĐC&ĐVL biển.T.8, tr.33-48.
2. **Nguyễn Biểu, Nguyễn Thế Tiệp và nnk, 2008.** Địa chất quần đảo Trường Sa và kế cận. TT Địa chất và Khoáng sản. Viện KH ĐC&KS. T.10, tr. 63-79.
3. **Nguyễn Biểu, Vũ Trường Sơn, 2008.** Hydrat methane và triển vọng ở sườn và chân lục địa Biển Đông Việt Nam và kế cận. TT BC HN. Toàn quốc lần I: Địa chất biển Việt Nam & phát triển bền vững, 9-10/10/2008, TP Hạ Long. Tr. 363-372.
4. **Trần Châu Giang, 2008.** Cập nhật thông tin TKTDKT hydrate khí trên Thế giới và dự báo tiềm năng hydrate khí ở Việt Nam. Viện Dầu khí Việt Nam..
5. **Trần Châu Giang, Đào Trung Dũng, Nguyễn Trọng Tín và nnk.** Đặc điểm hydrate khí biển và dự báo khả năng tồn tại ở Việt nam. TT BC KH-CN” Viện Dầu khí Việt Nam; 30 năm phát triển và hội nhập”.
6. **Ginsburg G.D, V.A.Soloviev, 1998.** Submarine gas hydrates. VNII Oceanology. Sant Peterburg. 216 p.
7. **He L., Jiyang Wang, Xing Xu, et al., 2009.** Disparity between measured and BSR heat flow in the Xisha Trough of the South China Sea and its implications for the methane hydrate. Journal of Asian Earth Sciences 34 (2009) 771-780.
8. **Hovland, M. and A.G. Judd, 1988.** Seabed pockmarks and seepages, 293 pp, Graham and Trotman Inc, Sterling House London.

9. **Nguyễn Hiệp, cb, 2007.** Tài nguyên địa chất dầu khí Việt Nam. Tập đoàn Dầu khí.
10. **Huschison C., 2007.** Geological evolution of South-East Asia. Geological sos. of Malayzia.
11. **Karisiddaiah, S.M. and M. Veraya, 2002.** Occurrence of pockmarks and gas seepages along the central western margin of India. *Current Science*, 82(1), 52-57.
12. **Lin, S., W. C. Hsieh, et al., 2006.** Methane migration and its influence on sulfate reduction in the Good Weather Ridge region, South China Sea continental margin sediments. *Terr. Atmos. Ocean. Sci.*, 17, 883-902.
13. **Kulinnit P.G., A.A. Zabolotây namhiov, et al., 1989.** Tiến hóa vỏ trái đất trong Kainozôi và kiến sinh Đông Nam Á. Viện Hàn Lâm Liên Xô. Nauka. 256 tr..Nga văn.
14. **Martina, P. Henrya, et al., 2004.** Erosion and sedimentation as processes controlling the BSR-derived heat flow on the Eastern Nankai margin. *Earth and Planetary Science Letters* 222 (2004) 131-144.
15. **Michael D. Editor.** Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments © 2003 Springer - Verlag.
16. **Wang, S., W. Yen, and H. Song, 2006.** Mapping the thickness of the gas hydrate stability zone in the South China Sea. *Terr. Atmos. Ocean. Sci.*, 17, 815-828.
17. **Wang, X., S. Wu, N. Xu, and G. Zhang, 2006.** Estimation of gas hydrate saturation using constrained sparse spike inversion: case study from the northern South China Sea. *Terr. Atmos. Ocean. Sci.*, 17, 799-813.
18. **Zhang, H., S, Yang, et al., 2007.** Successful and surprising results for China's first gas hydrate drilling expedition, *Fire In The Ice, NETL Methane Hydrates R&D*.
19. **Xu, W, Germanovich, L P.** Submarine Landsliding due to Gas Hydrate Dissociation and Its Potential Consequences Georgia Institute of Technology, School of Civil & Environmental Engineering, Atlanta, GA 30332 United States
20. **Yan, P., H. Deng, and H. Liu, 2006.** The geological structure and prospect of gas hydrate over the Dongsha Slope, South China Sea. *Terr. Atmos. Ocean. Sci.*, 17, 645-658.
21. **Yu X., Z. Zhang, et al., 2004.** Preliminary study on natural gas hydrate formation and distribution in South China Sea. Abstract simposium on gas hydrate - a new potential energy source for the new millennium. Beijing 12/24/2003.

THE PERSPECTIVE OF GAS HYDRATE ON THE WEST AND SOUTH WEST CONTINENTAL SLOPE OF BIEN DONG SEA

NGUYEN BIEU, CU MINH HOANG, NGUYEN THE TIEP, VU TRUONG SON

Summary: Northern continental slope of Bien Dong has high prospective for new natural energy resources- gas hydrate (HG). The primary research results showed good potential HG on the West, South west continental slopes of the Bien Dong Vietnam are introduced in this paper.

In the study region there are some recognized areas have good geological conditions for a formation and an accumulation of HG such as: high supply resources of methane gas (terrigenous sediments produced gas, structure stored and zone accumulated of gas and oil in the deep of Earth crust), migrated gas channel systems (fault systems), an accumulation and stabilization zones for HG (good condition P-T, 10-4°C), geothermal, geomorphology-bathymetry (pockmarks, gas seepages and other geomorphologic types), shallow geostructures (good voids sediments, chaos seismic reflex zones, bottom simulation reflex-BSR, white reflex zone, geochemical anomalies of CH_4 , H^+ , a weakly tectonic active in the end of Pleistocene and Holocene).

On middle and lower parts of the West, South west continental slopes of Bien Dong there are five areas with good potential for HG have been established: the South and Western South of the Tri Ton high zone, the Eastern and South Eastern of Phu Quy high zone, the North of Phuc Tan- Phuc Nguyen High, the Western South Tu Chinh high and the South Vung May high zone. These areas have to pay attention for the research and survey for HG in the future. Two locations requested priority investigations for HG are Eastern Quy Nhon and Phan Rang continental slopes.

Ngày nhận bài: 15 - 6 - 2010

Người nhận xét: TS. Phùng Văn Phách