

Đánh giá tiềm năng dầu khí Lô A và B, Bể Sông Hồng và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò

• **Bùi Thị Luận**

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 05 tháng 02 năm 2015, nhận đăng ngày 12 tháng 01 năm 2016)

TÓM TẮT

Dựa vào đặc trưng cấu trúc cũng như các điều kiện địa tầng, trầm tích và hệ thống dầu khí, có thể đánh giá triển vọng dầu khí khu vực Bắc Bể Sông Hồng nói chung và Lô A và B nói riêng. Các cấu tạo chứa khí có triển vọng cao như Hồng Hà, Sapa, Bạch Long Bắc. Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng cao như Hậu Giang, Vàm Cỏ Đông. Các cấu tạo chứa khí có triển vọng thấp: Cây Quát, Bến Hải. Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng thấp như Vàm Cỏ Tây, Cấu tạo Chí Linh, Đồ Sơn, Tiên Lãng. Kết quả tính toán cho thấy: tiềm năng dầu các cấu tạo

Từ khóa: Tiềm năng dầu khí, trữ lượng dầu khí, trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi, hệ số thu hồi.

MỞ ĐẦU

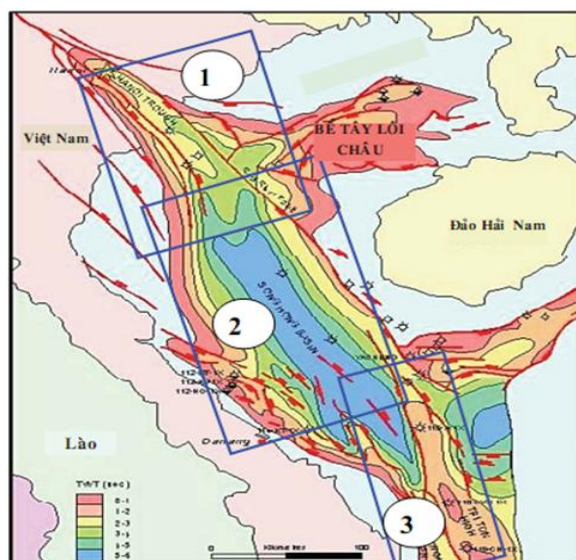
Bể Sông Hồng nằm trong khoảng $105^{\circ} 30' - 110^{\circ} 30'$ kinh độ Đông, $14^{\circ} 30' - 21^{\circ} 00'$ vĩ độ Bắc. Đây là một bể có lớp phủ trầm tích Đệ Tam dày hơn 14 km, có dạng hình thoi kéo dài từ miền vông Hà Nội ra vịnh Bắc Bộ và biển miền Trung. Dọc rìa phía Tây bể trôi lộ các đá móng Paleozoi-

(đối tượng móng trước KZ) gồm: Trữ lượng (Q) tại chỗ là 1722,9 triệu thùng ($273,9$ triệu m^3); trữ lượng (Q) có thể thu hồi là 430,7 triệu thùng ($68,5$ triệu m^3). Tiềm năng khí các cấu tạo (đối tượng Miocene): trữ lượng (Q) tại chỗ là 1620 tỉ bộ khối ($45,8$ tỉ m^3); trữ lượng (Q) có thể thu hồi là 972 tỉ bộ khối ($27,5$ tỉ m^3). Hệ số thành công khá thấp chỉ đạt 0,18-0,31 cho khí và 0,08-0,23 cho dầu. Phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo là tiến hành khảo sát địa chấn 3D cho 1500 km^2 , khoan hai giếng khoan thăm dò.

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].

Trong tổng số diện tích cả bể khoảng 220.000 km², bể Sông Hồng về phía Việt Nam chiếm khoảng 126.000 km², trong đó phần đất liền miền võng Hà Nội (MVHN) và vùng biển nông ven bờ chiếm khoảng hơn 4.000 km², còn lại là diện tích ngoài khơi vịnh Bắc Bộ và một phần ở biển miền Trung Việt Nam.

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



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

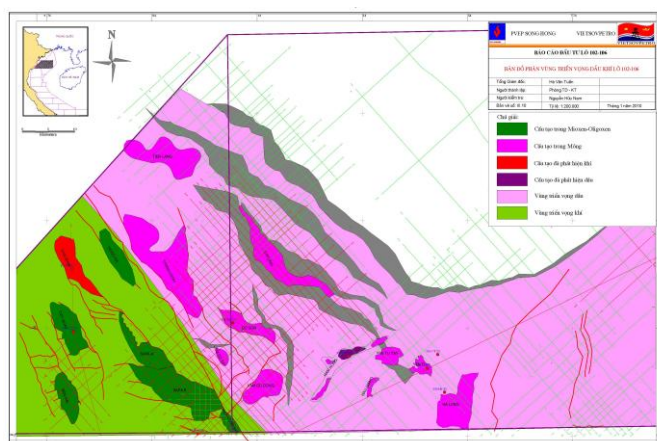
PHƯƠNG PHÁP

Thu thập tài liệu địa chất, địa chấn, địa vật lý, địa hoá đã được phân tích trong vùng nghiên cứu ở các công ty Dầu khí thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Xử lý kết quả phân tích, tổng hợp tài liệu thu thập được. Viết báo cáo.

KẾT QUẢ

Phân vùng triển vọng dầu khí

Kết quả phân tích hệ thống dầu khí (các điều kiện sinh, chứa, chắn, 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 A và B 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 ở Hình 2 [3].



Hình 2. Bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí Lô A và B

Đới nghịch đảo trung tâm: chủ yếu chứa khí trong Miocene - Oligocene

Vùng này, tồn tại nhiều cấu tạo khép kín 4 chiều, 3 chiều - kể các đứt gãy trong trầm tích Miocene - Oligocene như cấu tạo Cây Quất, Huế, Sapa, Bến Hải, Thái Bình, Hồng Hà (Lô A). Những cấu tạo này thường có dạng vòm, bán vòm, thành tạo trong pha nghịch đảo uốn nếp cuối Miocene. Cần lưu ý rằng trong số các cấu tạo nêu trên thì chỉ có cấu tạo Thái Bình, Hồng Hà (Lô A), là được nghiên cứu tỷ mỉ bằng địa chấn 3D, các cấu tạo khác chỉ được minh giải và vẽ bản đồ theo tài liệu 2D. Các phát hiện khí, condensat, khí khô của PCOSB tại cấu tạo Thái Bình (Lô A) là những cấu tạo phân bố tại đới nghịch đảo trung tâm.

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 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 Yên Tử, Hạ Long, Hàm Rồng, Đồ Sơn, Hậu Giang, Chí Linh, Vàm Cỏ, Tiên Lãng, v.v... Trong số đó, đã có các phát hiện dầu thô tại cấu tạo Yên Tử trong cát kết lòng sông, kênh rạch tuổi Miocene Giữa (106-YT-1X, 2004) và tại cấu tạo Hàm Rồng trong móng đá vôi (106-HR-1X, 2008) [3, 5].

Các tham số chủ yếu của bể chứa dầu khí của các cấu tạo thuộc Lô A-B được trình bày ở Bảng 1.

Bảng 1. Các cấu tạo triển vọng và tiềm năng lô A và B bể Sông Hồng

STT	Cấu tạo	Vị trí	Đới tương tham dò	Sản phẩm tham dò	Diện tích (Km ²)			Biên độ cấu tạo (m)			Đánh giá cấu tạo
					Min	TB	Max	Đáy	Đỉnh	Biên độ	
1	Hồng Hà	Lô A	Miocene	Khí - Condensat	6,64	13,96	22,38	1200	850	350	Tiềm năng
					1000	1100	1200				
2	Sapa A	Lô A	Miocene	Khí - Condensat	3,25	11,3	27,25	900	400	500	Tiềm năng
					600	750	900				
3	Sapa B	Lô A	Miocene	Khí - Condensat	11,76	39	83,91	1900	1100	800	Tiềm năng
					1400	1650	1900				
4	Cây Quất	Lô A	Miocene	Khí - Condensat	14,42	28,16	37,15	1350	1020	330	Triển vọng
					1150	1250	1350				
5	Bạch Long Bắc	Lô A&B	Miocene	Khí - Condensat	2,51	6,44	10,36	1800	1500	300	Tiềm năng
					1600	1700	1800				
6	Bến Hải	Lô A	Miocene	Khí - Condensat	9,2	16,4	24,1	950	650	300	Triển vọng
					750	850	850				
7	Hậu Giang	Lô B	Móng	Dầu	0,91	1,92	3,47	4000	3840	160	Tiềm năng
					3900	3950	4000				
8	Đồ Sơn	Lô B	Móng	Dầu	3,65	8,29	13,35	3200	2600	350	Triển vọng
					2800	3000	3200				
9	Vàm Cỏ Đông	Lô B	Móng	Dầu	2,98	10,8	18,97	3650	3420	230	Tiềm năng
					3550	3600	3650				
10	Vàm Cỏ Tây	Lô B	Móng	Dầu	3,97	6,53	9,49	3250	3050	200	Triển vọng
					3150	3200	3250				
11	Chí Linh ĐN	Lô B	Móng	Dầu	6,98	20,98	24,8	1900	1600	300	Triển vọng
					1600	1750	1900				
12	Tiền Lãng	Lô A	Móng	Dầu	22,2	48,09	70,45	700	550	150	Triển vọng
					600	650	700				

Đánh giá, mô tả các cấu tạo

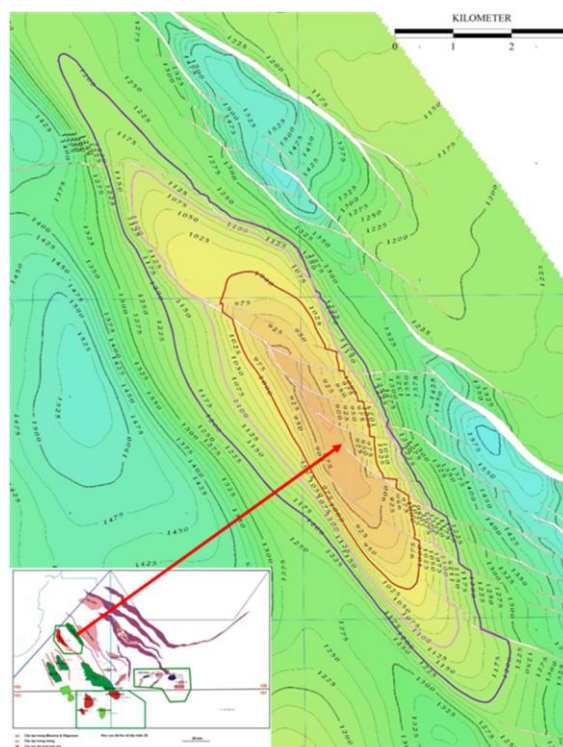
Các cấu tạo chứa khí có triển vọng cao

Cấu tạo Hồng Hà (Hình 3) nằm trong lô A, cách cửa Ba Lạt khoảng 25 km về phía Đông Nam. Cấu tạo Hồng Hà nằm trên dải nâng ngay cạnh phát hiện khí Thái Bình và cách cấu tạo này khoảng 10 km về phía Đông Bắc. Cấu tạo Hồng Hà được hình thành trong pha nghịch đảo và uốn nếp vào Miocene muộn. Trên bản đồ, cấu tạo có hình ôvan kéo dài theo hướng TB - ĐN và phân cách với cấu tạo Thái Bình về phía Tây Nam bởi trũng địa phương (trũng Đông Quan kéo dài) cùng phương có biên độ sụt lún từ 700 – 1200 m và bị phức tạp bởi hệ thống đứt gãy chờm nghịch Hướng TB - ĐN. Cấu tạo Hồng Hà có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo Thái Bình đã phát hiện khí và được xếp vào loại cấu tạo triển vọng khí trong lát cắt Miocene Giữa - Dưới.

Các yếu tố chứa, chắn và hướng di chuyển vào cấu tạo

Các kết quả nghiên cứu cho thấy trầm tích trước pha nghịch đảo kiến tạo tại khu vực này có bề dày lớn, tính chất chứa và các đối tượng chứa trong cấu tạo Hồng Hà có thể tương tự như cấu tạo Thái Bình, khả năng chắn tại khu vực này có thể kém hơn so với cấu tạo Thái Bình do bị một số đứt gãy nhỏ cắt qua theo hướng Tây Bắc - Đông Nam.

Sự di chuyển sản phẩm hydrocarbon (HC) vào khu vực cấu tạo Hồng Hà có thể nói là thuận lợi vì cấu tạo này tiếp xúc trực tiếp với các trũng khu vực ở phía Tây và phía Đông mà có thể trong các trũng này đá mẹ Miocene có khả năng sinh tốt [2, 4].



Hình 3. Bản đồ cấu tạo Hồng Hà (theo tài liệu địa chấn 3D)

Cấu tạo Sapa (Hình 4)

Nằm trong lô A, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km về phía Nam Đông Nam. Do nằm liền kề với mũi nhô Tràng Kênh, ranh giới ngoài cùng của cụm các địa hào Paleogen ở phía Đông Bắc, cấu tạo Sapa có điều kiện trở thành một tập hợp của hai dạng cấu trúc: cấu trúc vát nhọn địa tầng được thành tạo trong thời kỳ cuối của Oligocene muộn - đầu Miocene và cấu trúc vòm nghịch đảo tồn tại trong Miocene muộn. Tương tự như cấu tạo Bạch Long là một cấu trúc trong đó trầm tích Miocene chồm nghịch về phía Đông Bắc, nằm trên đứt gãy, phía Nam của cấu tạo thoái xuống tạo thành lồm ngăn cách cấu tạo này với cấu tạo Hồng Long. Cấu tạo Sapa hình thành trong pha uốn nếp cuối Miocene. Trên bình đồ cấu trúc lát cắt Miocene - Oligocene, cấu tạo nằm ở phần kéo dài và nâng dần theo hướng Đông Nam - Tây Bắc của cụm cấu tạo Hoàng Long, Hắc Long, Hồng

Long và Bạch Long. Cấu tạo bị chia thành các khối bởi hệ thống đứt gãy thuận xiên chéo với biên độ từ 150 – 250 m theo hướng á vĩ tuyến, được khép kín ba chiều theo đường đẳng sâu 1900 m ngoài cùng và được chia làm hai khối: Sapa A ở phía Tây Bắc có diện tích là 27 km², chiều sâu nóc khoảng 500 m và biên độ 500 m và Sapa B có diện tích là 84 km², chiều sâu nóc khoảng 1100 m và biên độ khoảng 800 m. Cấu tạo Sapa trước đây được Total đặt tên là cấu tạo G nằm vắt qua Lô 103 và 102 và đã được thăm dò bằng giếng khoan 103T-G-1X (1990) tại cánh Đông Nam của cấu tạo, giếng có biểu hiện dầu khí nhưng không tiến hành thử vỉa. Tương tự như các cấu tạo Hồng Long, Hắc Long và Bạch Long đã phát hiện khí, cấu tạo Sapa được xếp vào loại cấu tạo triển vọng chứa sản phẩm khí trong lát cắt Miocene Giữa - Dưới.

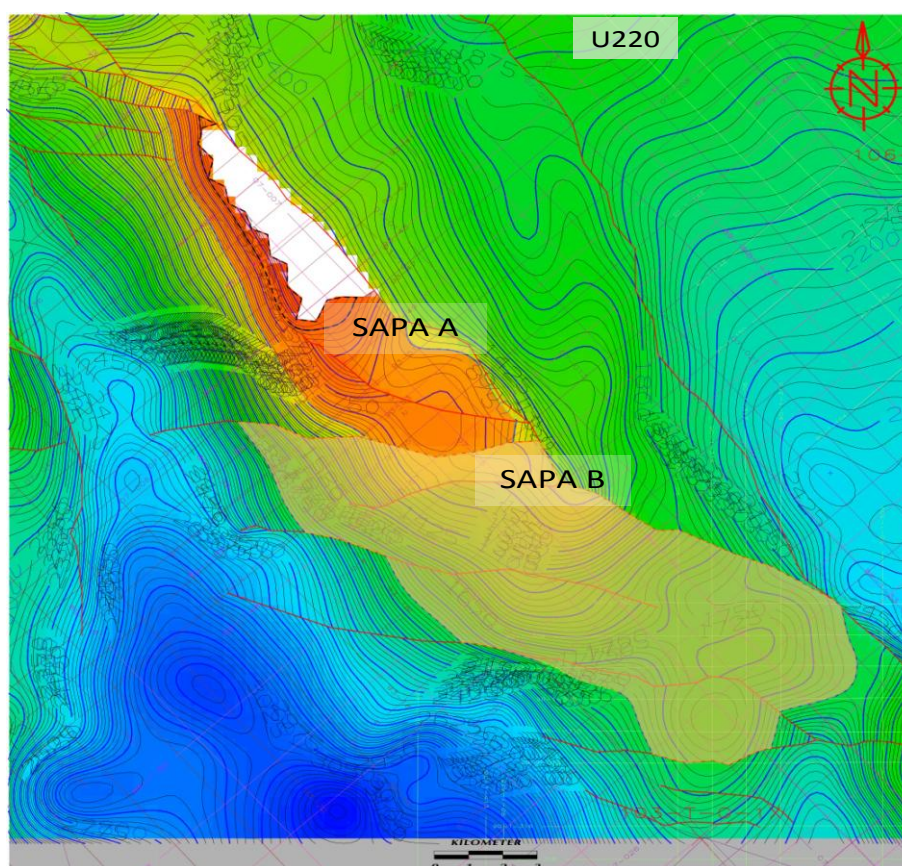
Các yếu tố chứa, chắn và hướng di chuyển nạp vào cấu tạo

Đối tượng chứa chính trong cấu tạo Sapa là các tầng cát kết thuộc trầm tích Miocene và Oligocene. Tại khu vực này trầm tích Miocene có đặc điểm vát nhọn dần theo hướng Đông Bắc và rất có thể tồn tại những nêo cát dày. Trên các mặt cắt địa chấn, đáy Miocene Dưới (U300) biểu hiện là một bất chỉnh hợp bào mòn, như vậy quá trình phong hoá có thể rửa trôi khoáng vật feldspat và khiến cho tính chất chứa của vỉa Oligocene trở nên tốt hơn.

Chắn nóc cho các tầng chứa Miocene là các tập sét xen kẽ vùng rìa ngoài châu thổ và chắn biên là màn chắn thạch học.

Chắn cho các đối tượng Oligocene là các tập sét dày của trầm tích Miocene Dưới. Ngoài ra, các đối tượng còn được chắn bởi các màn chắn địa tầng và chắn thạch học.

Về di chuyển, vị trí của cấu tạo rất thuận lợi để đón hydrocarbon (HC) di chuyển từ các vùng trũng rộng lớn ở phía Nam, Tây Nam. Do nằm áp sát và ở vị trí cao hơn nên cấu tạo này có thể được cung cấp bởi các nguồn HC trong các địa hào Paleogen nằm ở phía Đông Bắc. Với sự đa dạng của bể (cấu tạo, phi cấu tạo), các tầng chứa (Miocene, Oligocene) và thời gian được hình thành sớm (bể phi cấu tạo) nên cấu tạo Sapa có khả năng lưu giữ sản phẩm từ những pha di chuyển rất sớm.



Hình 4. Bản đồ cấu tạo SaPa (SaPa A & SaPa B)

Cấu tạo nằm tại điểm giao nhau giữa các Lô A, B, 103 và 107, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km về phía Đông Nam. Trước đây, cấu tạo Bạch Long Bắc được Total gọi là Cấu tạo F. Do nằm ở ranh giới ngoài cùng của đới địa hào Paleogen Phía Đông Bắc, cấu tạo Bạch Long Bắc có thể tập hợp 2 loại bể: vát nhọn địa tầng được thành tạo trong thời kỳ cuối Oligocene Muộn - đầu Miocene Sớm và vòm nghịch đảo cuối Miocene. Tương tự như cấu tạo Tiền Hải trong đất liền, dải cấu tạo Bạch Long nằm trong trầm tích Miocene, chồm nghịch về phía Đông Bắc qua đứt gãy Vĩnh Ninh, cánh phía Tây của cấu tạo thoải xuống tạo thành lồi ngăn cách cấu tạo này với cấu tạo Sapa ở phía Tây Bắc. Theo tài liệu địa chấn 2D, cấu tạo được khép kín ba chiều theo đường đẳng sâu 1800 m ngoài cùng với diện tích trung bình 10 km², biên độ 300 m. Cấu tạo Bạch Long Bắc phân bố trên dải cùng với cấu tạo Bạch Long Nam (Lô 107) và cùng cụm cấu tạo Hồng Long, Hắc Long (Lô 103) đã phát hiện khí trong các năm trước đây và được xếp vào loại cấu tạo có tiềm năng khí trong lát cắt trầm tích Miocene Giữa - Dưới.

Ngoài ra, cấu tạo Bạch Long còn có những ưu điểm riêng mà những cấu tạo khác trong khu vực không có là:

- Cấu tạo nằm ở vùng rìa ngoài của đới uốn nếp - nghịch đảo Miocene, và là đỉnh khép kín của cấu trúc dạng mũi chìm dần về phía trung tâm bể Sông Hồng (dải nâng Đông Sơn) - vị trí này rất thuận lợi để đón các hydrocarbon di chuyển từ các trũng Paleogen phía Đông Bắc và Neogen phía Tây Nam;

- Ngoài chồm nghịch lên đứt gãy Vĩnh Ninh, cấu tạo Bạch Long còn tựa vào phần đuôi của khối nâng Tràng Kênh - khối nâng của móng

trước Đệ Tam và trầm tích trước Miocene. Điều kiện này cho phép tập hợp các dạng bể hỗn hợp.

- Trầm tích Đệ Tam không bị chôn vùi quá sâu nên tính chất chứa của các trầm tích lục nguyên có thể được cải thiện đáng kể.

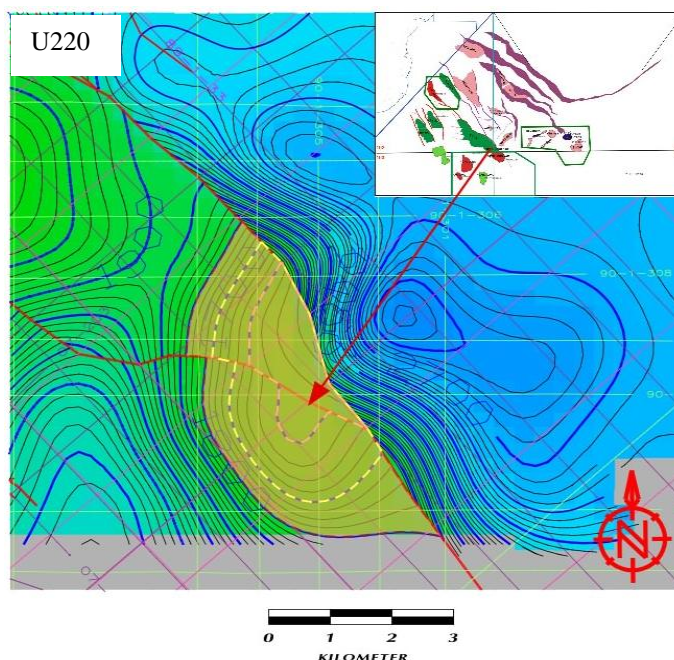
Các yếu tố chứa, chắn và hướng di dịch nạp vào cấu tạo

Dự kiến đối tượng chứa trong cấu tạo Bạch Long Bắc là các tầng cát kết thuộc trầm tích Miocene và Oligocene.

Tại khu vực này, cũng như cấu tạo Sapa, trầm tích Miocene có đặc điểm vát nhọn về phía Đông Bắc, rất có thể tồn tại những tập cát dày. Trên các mặt cắt địa chấn, U300 biểu hiện là một bất chỉnh hợp bào mòn. Như vậy quá trình phong hoá có thể khiến cho tính chất chứa của vỉa trở nên tốt hơn.

Tương tự như cấu tạo Bạch Long Nam, chắn nóc cho các tầng chứa Miocene là các tập sét xen kẽ vùng rìa ngoài châu thổ và chắn biên là màn chắn thạch học. Bên cạnh đó, đứt gãy Vĩnh Ninh và các đứt gãy thuận cắt ngang qua cấu tạo cũng có thể là màn chắn kiến tạo tốt.

Về di chuyển, vị trí của cấu tạo Bạch Long Nam và Bạch Long Bắc rất thuận lợi để đón nhận hydrocarbon di chuyển tới từ các vùng trũng rộng lớn ở phía Nam, Tây Nam. Do nằm áp sát và ở vị trí cao hơn cả khối nhô Tràng Kênh nên cấu tạo này cũng có thể được cung cấp bởi các nguồn hydrocarbon nằm trong các trũng Paleogen ở phía Đông Nam. Với sự đa dạng của bể (cấu tạo, phi cấu tạo), các tầng chứa (Miocene, Oligocene) và thời gian được hình thành sớm (bể phi cấu tạo) nên cấu tạo Bạch Long Bắc cũng có khả năng lưu giữ được sản phẩm từ những pha HC di chuyển rất sớm.



Hình 5. Bản đồ cấu tạo Bạch Long Bắc

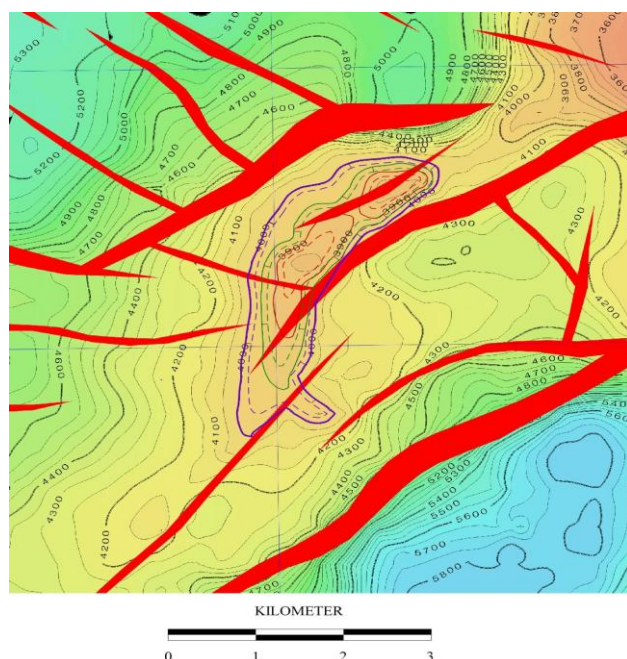
Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng cao

Cấu tạo Hậu Giang (Hình 6) nằm ở khu vực Đông Nam Lô B, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km 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 Hậu Giang nằm ở phía Đông Nam cấu tạo Hàm Rồng 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 B, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene có bề dày đáng kể. Cấu tạo Hậu Giang theo đường khép kín ngoài cùng (4000 m) có diện tích khoảng 3,5 km², biên độ cấu tạo khoảng 160 m.

Các yếu tố chứa, chắn và hướng di chuyển nạp vào cấu tạo

Đối tượng chứa chính trong cấu tạo Hậu Giang là móng đá vôi phong hóa. Cấu tạo có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo Hàm Rồng 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 1000 m) 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 hydrocarbon từ trung 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.



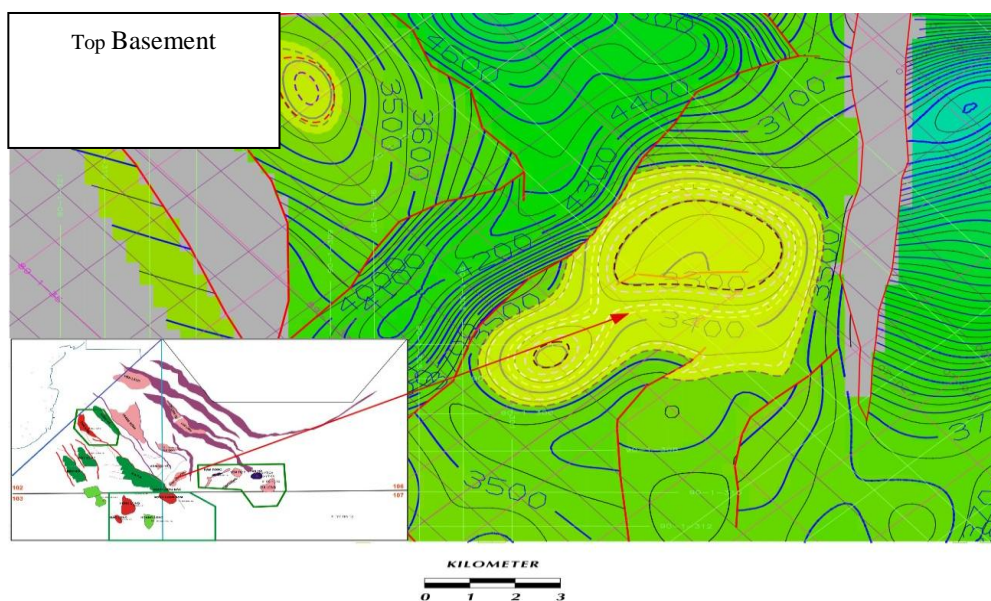
Hình 6. Bản đồ cấu tạo Huet Giang (theo tài liệu địa chấn 3D-Petronas)

Cấu tạo Vàm Cỏ Đông (Hình 7) nằm ở khu vực Đông Nam Lô B, cách Hải Phòng khoảng 80 km về phía Đông Nam. Cấu tạo có dạng móng đá vôi cổ nhô cao nằm tại khu vực đới 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 Vàm Cỏ Đông nằm phía Tây cụm cấu tạo Hàm Rồng - Huet Giang 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 Vàm Cỏ Đông theo đường khép kín ngoài cùng (3650 m) có diện tích khoảng 19 km², biên độ cấu tạo khoảng 250 m. Cấu tạo có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo Hàm Rồng ở phía Đông đã phát hiện dầu thô nên được đánh giá là có triển vọng cho dầu trong đá vôi phong hóa.

Các yếu tố chứa, chắn và hướng di dịch nạp vào cấu tạo

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 Hàm Rồng và cấu tạo Huet Giang 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 300 m 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 hydrocarbon từ trữing Paleogen ở phía Bắc, tương tự như các cấu tạo đã phát hiện, cấu tạo Vàm Cỏ Đông 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.

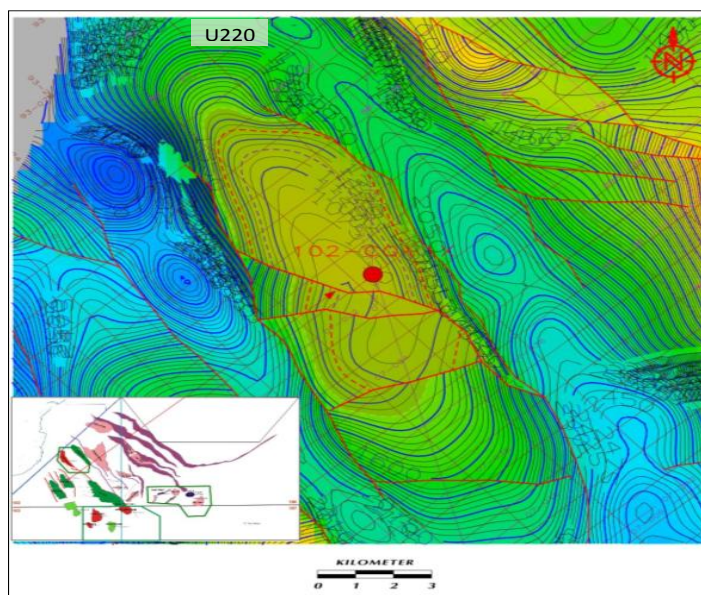


Hình 7. Bản đồ cấu tạo Vàm Cỏ Đông

Cấu tạo chứa khí có triển vọng thấp

Cấu tạo Cây Quất (Hình 8) nằm trong Lô A, cách cửa Ba Lạt khoảng 20 - 25 km về phía Đông Nam. Cấu tạo Cây Quất thành tạo trong pha uốn nếp cuối Miocene. Trên bình đồ cấu trúc, cấu tạo nằm ở phía Tây Nam cụm cấu tạo Thái Bình - Hồng Hà. Cấu tạo bị phức tạp bởi hệ thống đứt gãy chòem nghịch hướng Tây Bắc - Đông Nam, được khép kín bốn chiều theo đường đẳng sâu 1350 m, diện tích khép kín, kề cạnh dải nâng cấu tạo Thái Bình về phía Bắc và ở phía Đông Nam là các cấu tạo Hồng Long, Hắc Long, Bạch Long đã phát hiện khí trong các năm gần đây thì Cây Quất được xếp vào loại cấu tạo có tiềm năng khí nên cần được xem xét lại sau khi có tài liệu địa chấn 3D.

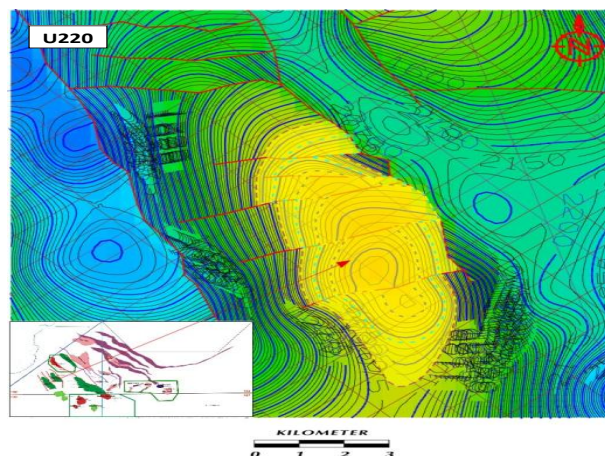
nhưng không được thử vỉa. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng theo tuyến địa chấn 93-20 thì giếng khoan 102-CQ-1X nằm sát ngay đứt gãy thuận có hướng đổ về phía Đông Nam. Nếu xét về hệ thống dầu khí và mức độ bình ổn của cấu tạo, diện tích khép kín, kề cạnh dải nâng cấu tạo Thái Bình về phía Bắc và ở phía Đông Nam là các cấu tạo Hồng Long, Hắc Long, Bạch Long đã phát hiện khí trong các năm gần đây thì Cây Quất được xếp vào loại cấu tạo có tiềm năng khí nên cần được xem xét lại sau khi có tài liệu địa chấn 3D.



Hình 8. Bản đồ cấu tạo Cây Quất

Cấu tạo Bến Hải (Hình 9) nằm phía Tây Nam Lô A, cách cửa Ba Lạt khoảng 30 km về phía Nam Đông Nam. Cấu tạo Bến Hải hình thành trong pha uốn nếp cuối Miocene. Trên bình đồ, cấu tạo là phần kéo dài và nâng cao theo hướng Tây Bắc của dải cấu tạo Hoa Đào. Cấu tạo bị phức tạp bởi hệ thống đứt gãy chòm nghịch hướng Tây Bắc – Đông Nam với biên độ dịch chuyển đạt từ 300 – 800 m, bị chia thành các khối bởi hệ thống đứt gãy thuận xiên chéo với

biên độ tới 350 – 500 m theo hướng á vĩ tuyến. Cấu tạo được khép kín ba chiều theo đường đẳng sâu 950m, diện tích trung bình 16 km², biên độ 300 m (theo tài liệu địa chấn 2D). Cấu tạo Bến Hải còn được gọi là “B2-B3” (Idemitsu năm 1991-1992) hoặc Hoa Mai (PVI năm 2003) có hệ thống dầu khí tương tự như các cấu tạo Hắc Long, Hồng Long ở phía Đông Nam đã phát hiện khí, được xếp vào loại cấu tạo có tiềm năng khí trong lát cắt Miocene Giữa - Dưới.

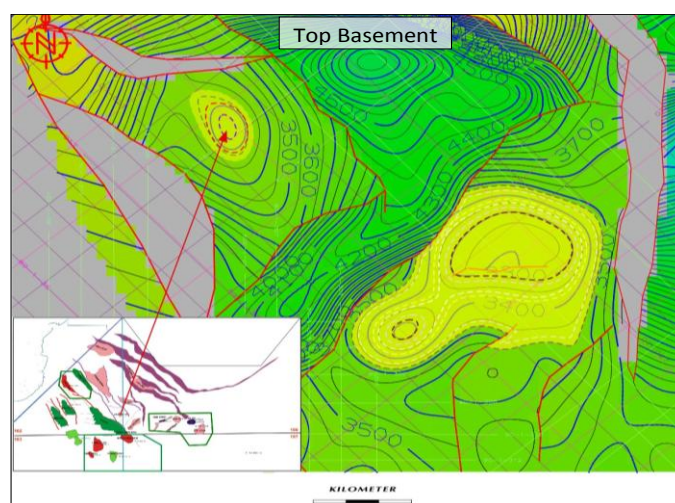


Hình 9. Bản đồ cấu tạo Bến Hải

Các cấu tạo chứa dầu có triển vọng thấp

Cấu tạo Vàm Cỏ Tây (Hình 10) nằm ở khu vực giáp ranh giữa Lô A và B, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km về Phía Đông Nam. Cấu tạo Vàm Cỏ Tây 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 Vàm Cỏ Tây nằm ở phía Tây cụm cấu tạo Hàm Rồng - Hậu Giang thuộc dải móng nâng tương đối về phía trung tâm Lô B,

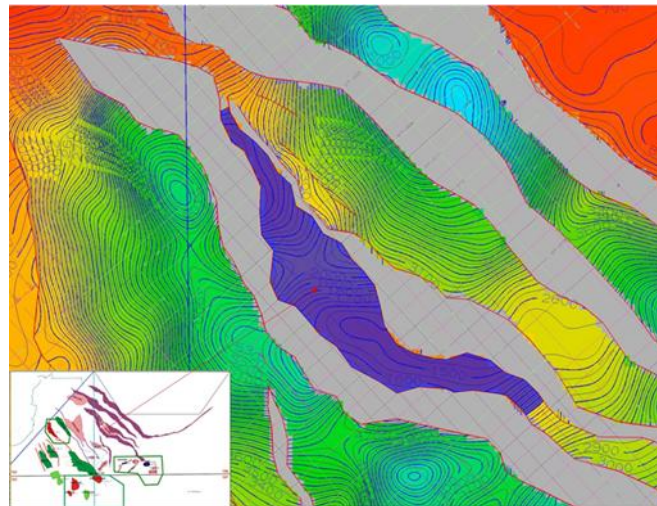
nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene dày đáng kể. Cấu tạo Vàm Cỏ Tây theo đường khép kín 3250 m có diện tích khoảng 9,5 km², biên độ khoảng 200 m. Cấu tạo có hệ thống dầu khí tương tự cấu tạo Hàm Rồng đã phát hiện dầu. Cấu tạo được đánh giá có triển vọng chứa dầu trong đá vôi phong hóa. Tuy nhiên, về cấu trúc cấu tạo này chưa được đánh giá chính xác do mức độ tài liệu còn hạn chế (cần xem xét đánh giá lại).



Hình 10. Bản đồ cấu tạo Vàm Cỏ Tây

Cấu tạo Chí Linh (Hình 11) nằm phía Đông Bắc cấu tạo Đồ Sơn, thuộc Lô B, cách Hải Phòng khoảng 40 - 50 km về Phía Đông Nam. Cấu tạo Chí Linh 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,

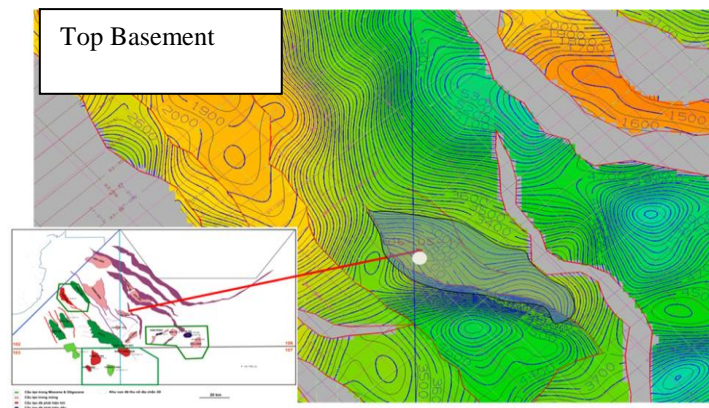
cả hai khối của cấu tạo Chí Linh nằm ở trên phần nâng cao về phía Tây Bắc của dải nâng móng thuộc cụm cấu tạo Yên Tử - Hạ Long. Theo đường khép kín 1900 m, cấu tạo Chí Linh Đông Nam có diện tích khoảng 25 km², biên độ khoảng 300 m. Cấu tạo được đánh giá có tiềm năng dầu trong đá vôi phong hóa.



Hình 11. Bản đồ cấu tạo Chí Linh

Cấu tạo Đồ Sơn (Hình 12) nằm ở ranh giới giữa hai Lô A và B, cách cửa Ba Lạt khoảng 50 km về Đông Nam. Cấu tạo Đồ Sơn 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 Đồ Sơn nằm ở Tây Bắc của dải móng nâng tương đối thuộc cụm cấu tạo Hàm Rồng - Hậu Giang ở phía Đông

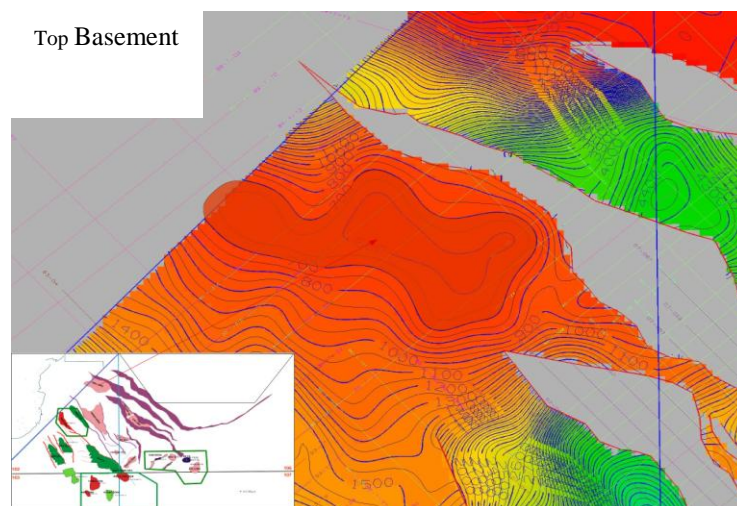
Nam, nơi tồn tại lớp phủ trầm tích Eocene - Oligocene có bề dày đáng kể. Cấu tạo Đồ Sơn theo đường khép kín ngoài cùng (3200 m) có diện tích khoảng 13,5 km², biên độ cấu tạo khoảng 400 – 450 m. Cấu tạo này đã được tiến hành khoan thăm dò bằng giếng khoan 106-DS-1X thử vỉa trong móng carbonate cho kết quả 3500 thùng nước/ngày, tuy vậy tiềm năng dầu khí của cấu tạo này vẫn còn là dấu hỏi do hạn chế về tài liệu nghiên cứu cấu trúc.



Hình 12. Bản đồ cấu tạo Đồ Sơn

Cấu tạo Tiên Lãng (Hình 13) nằm ở phía Tây Bắc cấu tạo Chí Linh, Lô A, cách Hải Phòng khoảng 35 km về phía Đông Nam. Cấu tạo Tiên Lãng có dạng móng đá vôi cổ nhô cao. Trên bình đồ cấu trúc mặt móng, cấu tạo Tiên Lãng nằm ở phần nâng cao của móng về phía Tây Bắc, thuộc cụm cấu tạo B22, B23 tại khu vực biên nông ven bờ (Lô MVHN 02, Nhà thầu Quad Energy), nơi có trầm tích Đệ Tam mỏng (600 – 700 m), gồm

chủ yếu là trầm tích Pliocen - Đệ Tứ và một phần mỏng Miocene Trên phủ trực tiếp lên móng tuổi Carbon - Pecmi (?). Theo đường khép kín 700 m, cấu tạo Tiên Lãng có diện tích khoảng 70 km², biên độ khoảng 150 m và được đánh giá có tiềm năng dầu trong đá vôi phong hóa. Rủi ro chính của cấu tạo này là tầng chắn do khu vực này bị nâng cao và phần lớn lớp phủ trầm tích Oligocene bị bào mòn.



Hình 13. Bản đồ cấu tạo Tiên Lãng

Đánh giá trữ lượng của các cấu tạo

Phương pháp tính

Móng chôn vùi: là đối tượng chứa dầu

Theo kết quả giếng khoan 106-YT-1X, móng đá vôi phong hóa được chia thành 2 đới: đới 1 được tính từ mặt móng trở xuống 50 mét, bên dưới là đới 2 (Hình 14) [3]. Đới 1 có tính chất chứa tốt hơn hẳn so với đới 2. Trữ lượng dầu sẽ được tính riêng cho từng đới.

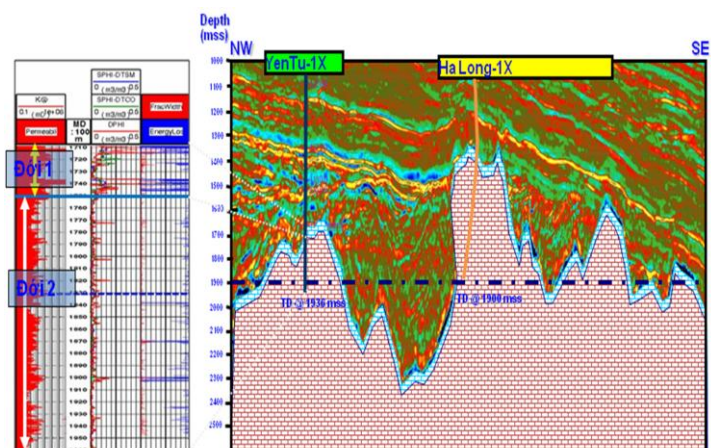
Thể tích đá (GBV) được tính theo 3 mức:

- Max: tính từ đỉnh đến điểm tràn (spill point) của cấu tạo.

- Min: tính từ đỉnh đến 1/3 khoảng từ đỉnh đến điểm tràn.

- Trung bình (most likely): ở giữa điểm max và min.

Các thông số khác như độ bão hòa HC, 1/Boi, hệ số thu hồi (RF): dựa trên nghiên cứu khu vực của VPI, PCOSB và tài liệu các giếng khoan trong khu vực. Các thông số đá chứa: lấy theo kết quả của giếng khoan 106-YT-1. Các thông số tính toán được thống kê ở Bảng 2.



Hình 14. Phân đới chứa dầu khí trong móng carbonate.

Bảng 2. Thông số tính trữ lượng đối với dầu khí trong móng carbonate.

Đới I

Loại độ rỗng	Độ rỗng giữa hạt			Độ rỗng nứt nẻ			Độ rỗng hang hốc		
	Min	ML	Max	Min	ML	Max	Min	ML	Max
Thông số vỉa chứa									
Độ rỗng h. dụng/ chung (%)	2,0	6,0	10,0	100,0	100,0	100,0	16,0	20,0	24,0
Độ rỗng (%)	5,0	11,0	20,0	0,2	0,4	0,6	20,0	40,0	50,0
Độ bão hòa HC (%)	35,0	65,0	85,0	70,0	80,0	90,0	85,0	90,0	95,0
1/B _{oi} (stb/bl)	0,70	0,75	0,80	0,70	0,75	0,80	0,70	0,75	0,80
Hệ số thu hồi	0,20	0,25	0,30	0,20	0,25	0,30	0,20	0,25	0,30

Đới II

Loại độ rỗng	Độ rỗng giữa hạt			Độ rỗng nứt nẻ			Độ rỗng hang hốc		
	Min	ML	Max	Min	ML	Max	Min	ML	Max
Thông số vỉa chứa									
Độ rỗng h. dụng/ chung (%)	2,0	6,0	10,0	100,0	100,0	100,0	0,5	1,0	2,0
Độ rỗng (%)	5,0	11,0	20,0	0,1	0,2	0,4	5,0	10,0	15,0
Độ bão hòa HC (%)	35,0	65,0	85,0	70,0	80,0	90,0	85,0	90,0	95,0
1/B _{oi} (stb/bl)	0,70	0,75	0,80	0,70	0,75	0,80	0,70	0,75	0,80
Hệ số thu hồi	0,20	0,25	0,30	0,20	0,25	0,30	0,20	0,25	0,30

Các cấu tạo vòm: là đối tượng chứa khí

- Thể tích đá (GBV) được tính theo 3 mức:

Max: tính từ đỉnh đến điểm tràn (spill point) của cấu tạo

Min: tính từ đỉnh đến 1/3 khoảng từ đỉnh đến điểm tràn

Trung bình (most likely): ở giữa điểm max và min.

Trong đó: diện tích vòm lấy theo bản đồ cấu tạo; chiều dài hiệu dụng, các thông số đá chứa

lấy theo các giếng khoan có phát hiện khí trong Lô A (102-TB-1X) và lân cận (107-BAL-1X, 103-HL-1X, 103-T-H-1X...)

- Các thông số khác như độ bão hòa HC, hệ số giãn nở khí, hệ số thu hồi: dựa trên nghiên cứu khu vực của VPI, PCOSB và tài liệu các giếng khoan trong khu vực.

Các thông số tính trữ lượng trình bày chi tiết trong Bảng 3.

Bảng 3. Thông số đầu vào tính trữ lượng cho khí

STT	Cấu tạo	Chiều dày (m)	Độ rỗng (%)	Độ bão hòa (%)	G _r	1/Bg	R _r	Ghi chú
1	Hồng Hà	63,0	17,2	57,7	0,75	95,0	0,6	Theo GK A-1X
2	Cây Quất	45,5	17,7	62,5	0,8	110,0	0,6	Tương tự GK B-T-H-1X, độ rỗng lấy theo A-1X
3	Bến Hải	44,5	17,5	61,0	0,75	75,0	0,6	Tương tự GK B-1X
4	Sapa A	43,5	16,4	60,0	0,8	57,5	0,6	Tương tự GK B-1X
5	Spa B	42,2	15,5	60,0	0,85	135,0	0,6	Tương tự GK B-1X
6	Bạch Long	31,6	17,0	65,0	0,8	160,0	0,6	Theo GK C-1X

Kết quả tính

Kết quả tính trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi, hệ số rủi ro cho các cấu tạo khí và dầu còn lại ở Lô A và B được thống kê chi tiết trong Bảng 4 và 5.

Bảng 4. 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		Q tại chỗ		Hệ số thu hồi (%)	Q có thể thu hồi	
				Max	TB	Triệu thùng	Triệu m ³		Triệu thùng	Triệu m ³
1	Chí Linh (Chính)	1500	400	24,8	20,98	398,0	63,3	0,25	99,5	15,8
2	Chí Linh (TB)	1360	540	8,97	7,51	158,2	25,2	0,25	39,6	6,3
3	Đồ Sơn	2580	620	13,35	8,29	175,4	27,9	0,25	43,9	7,0
4	Hậu Giang	3840	160	3,47	1,92	32,0	5,1	0,25	8,0	1,3
5	Tiên Lãng	550	150	70,45	48,09	646,5	102,8	0,25	161,6	25,7
6	Vàm Cỏ Đông	3175	300	31,21	16,70	287,3	45,7	0,25	71,8	11,4
7	Vàm Cỏ Tây	3360	80	3,28	1,69	25,5	4,1	0,25	6,4	1,0

Bảng 5. Tiềm năng khí các cấu tạo (đối tượng Miocene)

ST T	Cấu tạo	Độ sâu nóc đối tượng (m)	Biên độ cấu tạo (m)	Diện tích (km ²)	Chiều dày (m)	Độ rỗng (%)	Độ bão hòa (%)	Gf	1/Bg	Q tại chỗ		Rf	Q có thể thu hồi	
										(Tỷ bộ khối)	Tỷ m ³		(Tỷ bộ khối)	Tỷ m ³
1	Hồng Hà	850	350	13,96	63,0	17,2	57,7	0,8	95	219,6	6,2	1	131,8	3,7
2	Cây Quất	1020	330	28,38	45,5	17,7	62,5	0,8	110	443,9	12,6	1	266,4	7,5
3	Bến Hải	650	300	16,43	44,5	17,5	61	0,8	75	155,0	4,4	1	93,0	2,6
4	Sapa A	400	500	11,28	43,5	16,4	60	0,8	58	78,4	2,2	1	47,1	1,3
5	Spa B	1100	800	39,07	42,2	15,5	60	0,9	135	621,4	17,6	1	372,8	10,6
6	Bạch Long TB	1500	300	6,44	31,6	17,0	65	0,8	160	101,6	2,9	1	61,0	1,7

Xác suất thành công

Khả năng thành công của các cấu tạo được đánh giá dựa trên 5 yếu tố: bẫy, sinh, chứa, chắn, thời gian và di chuyển. Nhìn chung, hệ thống dầu khí ở khu vực các Lô A và B tương đối thuận lợi, thể hiện bằng sự phát hiện khí trong trầm tích Miocene ở Lô A, dầu trong trầm tích Miocene và đá móng carbonate phong hóa ở Lô B, hứa hẹn khả năng sẽ có thêm các phát hiện dầu khí mới.

Bẫy: Ở Lô B các bẫy chính 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; các bẫy địa tầng trong trầm tích Miocene, liên quan với các mặt bào mòn, điển hình là mặt bất chỉnh hợp U210;

Ở Lô A chủ yếu là các bẫy cấu tạo khép kín bốn chiều hoặc khép vào đứt gãy, liên quan với nghịch đảo kiến tạo cuối Miocene. Bẫy được thành tạo vào giai đoạn dịch chuyển muộn của hydrocarbon nên có độ rủi ro cao.

Sinh: Đá sinh có nguồn gốc đầm hồ, biển nông tuổi Miocene Sớm, Oligocene - Eocene, có mặt ở cả hai Lô A và B 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 [4, 6].

Chứa: Đá chứa gồm 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.

Chắn: Đối với các cấu tạo móng cacbonat chôn vùi, vai trò chắn nóc rất quan trọng, thường nơi có lớp phủ trầm tích Oligocene mỏng sẽ có độ rủi ro cao, nhất là đối với dầu (các cấu tạo khu vực phía Bắc và Tây Bắc lô A – cấu tạo Chí Linh, Tiên Lãng). Chắn nóc cho các tầng chứa Miocene là các tập sét xen kẽ vùng rìa ngoài châu thổ và chắn biên là màn chắn thạch học, chắn cho các đối tượng Oligocene là các tập sét dày của trầm tích Miocene Dưới, ngoài ra các đối tượng còn có những khả năng được chắn bởi các màn chắn địa tầng và chắn thạch học (các cấu tạo nằm ở khu vực trung tâm và trung Paleogen). Rủi ro chính của tầng chắn của các đối tượng chứa dầu khí liên quan trực tiếp tới các đứt gãy [3, 5].

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 .

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 6 và 7.

Bảng 6. Hệ số thành công các cấu tạo khí

ST T	Cấu tạo	Độ sâu nóc đối trọng (m)	Biên độ cấu tạo (m)	Diện tích (km ²)	Chiều dày (m)	Độ rỗng (%)	Độ bão hòa (%)	G _r	1/B g	Q tại chỗ		R f	Q có thể thu hồi	
										(Tỷ bộ khối)	Tỷ m ³		(Tỷ bộ khối)	Tỷ m ³
1	Hồng Hà	850	350	13,96	63,0	17,2	57,7	0,8	95	219,6	6,2	1	131,8	3,7
2	Cây Quất	1020	330	28,38	45,5	17,7	62,5	0,8	110	443,9	12,6	1	266,4	7,5
3	Bến Hải	650	300	16,43	44,5	17,5	61	0,8	75	155,0	4,4	1	93,0	2,6
4	Sapa A	400	500	11,28	43,5	16,4	60	0,8	58	78,4	2,2	1	47,1	1,3
5	Spa B	1100	800	39,07	42,2	15,5	60	0,9	135	621,4	17,6	1	372,8	10,6
6	Bach Long TB	1500	300	6,44	31,6	17,0	65	0,8	160	101,6	2,9	1	61,0	1,7

Bảng 7. Hệ số thành công các cấu tạo dầu

STT	Cấu tạo	Sinh	Chứa	Chấn	Bẫy	Thời gian và tích tụ	Hệ số thành công
1	Hậu Giang	0,90	0,80	0,60	0,60	0,90	0,23
2	Vàm Cỏ Đông	0,80	0,80	0,60	0,60	0,90	0,21
3	Đồ Sơn	0,90	0,90	0,50	0,30	0,90	0,11
4	Chí Linh	0,80	0,90	0,50	0,60	0,55	0,12
5	Tiên Lãng	0,80	0,90	0,45	0,60	0,40	0,08

Phương hướng công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo tại khu vực nghiên cứu

Qua nghiên cứu, xử lý lại các tài liệu địa chất, địa chấn 2D, 3D, địa vật lý giếng khoan và trên cơ sở phân tích các yếu tố rủi ro các cấu tạo, trong khu vực nghiên cứu của Lô A và B các cấu tạo dự kiến đưa vào phát triển khai thác gồm:

Cấu tạo khí: Hồng Hà và Sapa.

Cấu tạo dầu: Vàm Cỏ Đông

Đặc tính đá chứa và chất lưu

Via sản phẩm khí là các tập cát kết, chiều sâu via thay đổi từ 850 m đến trên 1750 m, thuộc các thành hệ tuổi Miocene. Kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan cho thấy các via chứa có độ rỗng trung bình 15 – 19 %. Đa số via chứa có độ thấm kém (0,7 - 5,3 mD). Độ bão hoà nước từ 39 – 58 %. Chất lưu từ via là khí và khí ngưng tụ (condensate), tỷ trọng khí khoảng 0,614 - 0,644. Khí có chất lượng trung bình với thành phần Methane từ 74 - 91%, CO₂ từ 0,5 – 6 %. Tỷ lệ

condensate/khí thấp, từ 5,5 lít - 278 lít/1000 m³ (1 - 50 thùng/triệu bộ khối) khí.

Đối với cấu tạo phát hiện dầu: Đối tượng là móng đá vôi phong hóa ở chiều sâu từ 3050 – 3650 m. Chất lưu từ via là dầu thô có tỷ trọng 0,784 g/cm³ (49° API).

Điều kiện kỹ thuật giếng khai thác

Việc nghiên cứu và mô phỏng khai thác của các via sản phẩm dựa trên các thông số địa chất, đặc tính đá chứa, chất lưu ở điều kiện vỉa ban đầu. Mô hình địa chất đơn giản được xây dựng bằng phần mềm Petrel và làm cơ sở để chạy mô hình động bằng phần mềm Eclipse-100. Do sự hạn chế về tài liệu nên đã giả thiết đồng nhất về chiều dày, N/G, độ rỗng, độ thấm cho từng lớp được sử dụng trong mô hình.

Các giếng khai thác được thiết kế là giếng thẳng đứng, khai thác bằng cần khai thác đường

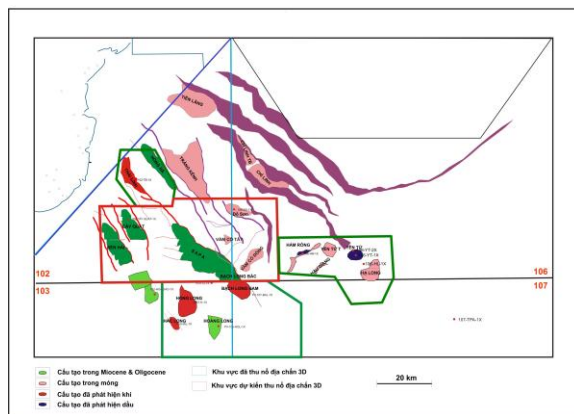
kính 89 mm (31/2 inch). Các vỉa được khai thác độc lập và khai thác gộp. Lưu lượng của các giếng khai thác được xác định dựa theo lưu lượng thử vỉa của các đối tượng lân cận và tối ưu theo chiến lược khai thác.

Hệ số thu hồi

Kết quả tính trữ lượng tại chỗ và phân tích các thông số vỉa cho thấy: các cấu tạo được phát hiện đều là mỏ nhỏ, có chất lượng vỉa trung bình (sau khi đã loại đi những vỉa có độ thấm kém).

Hệ số thu hồi dự kiến tại các phát hiện khí đạt khoảng 60 % và các phát hiện dầu là 25 % [3, 4].

Để làm sáng tỏ mức độ tin cậy của các cấu tạo triển vọng cao, công việc đầu tiên trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác Lô hợp đồng là thu nỏ 1500 km² địa chấn 3D (thực hiện trong năm đầu tiên) phủ lên toàn bộ diện tích các cấu tạo Vàm Cỏ Đông, Vàm Cỏ Tây, Sapa, Cây Quất và Bến Hải (Hình 14).



Hình 14. Sơ đồ dự kiến khu vực thu nỏ 3D

KẾT LUẬN

Kết quả đánh giá tiềm năng của lô A và B cho thấy: bề trầm tích Sông Hồng nói chung và vùng nghiên cứu nói riêng (lô A và B) có triển vọng dầu khí lớn, đặc biệt khí và condensate.

Trong phạm vi vùng nghiên cứu có thể chia thành 2 đới triển vọng khác nhau:

Phần Tây Nam của đứt gãy Sông Lô bao gồm phần lớn diện tích lô A ở Tây Nam có triển vọng khí và condensate vì có liên quan tới loại vật liệu hữu cơ thuộc kiểu kerogen loại III (có ưu thế sinh condensate và khí).

Phần Đông Bắc tới đứt gãy Sông Lô bao gồm lô B và phần nhỏ Đông Bắc lô A có triển vọng dầu và khí vì có liên quan tới loại vật liệu hữu cơ thuộc kiểu kerogen loại II - I và có ít xen kẽ loại III.

Trữ lượng ở hai lô trên là đáng kể, cụ thể tổng trữ lượng địa chất tính được là 45,8 tỷ m³ khí, lượng thu hồi có thể khoảng 27,5 tỷ m³ khí; còn dầu có trữ lượng là 430,7 triệu thùng, có thể thu hồi 68,5 triệu m³. Tuy nhiên, hệ số thành công khá thấp chỉ đạt 0,18 - 0,31 cho khí và 0,08 - 0,23 cho dầu. Cần tiến hành bổ sung công tác địa chấn với mạng lưới dày hơn, đặc biệt với công nghệ 3D đảm bảo rủi ro thấp, nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Lời cảm ơn: Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh (ĐHQG-HCM) trong khuôn khổ đề tài mã số: C2013-18-05. 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.

Evaluation of oil and gas potential of blocks A and B Song Hong basin and suggested exploration plan

• **Bui Thi Luan**

University of Science, VNU-HCM

ABSTRACT

Basing on the structure, stratigraphic, depositional conditions and petroleum system the petroleum prospect, Song Hong northern basin, particularly, blocks A and B was evaluated. Significantly high gas potential areas are Hong Ha, Sapa and Bach Long Bac structural sections. Predominantly oil potential is found in Hau Giang and Vam Co Dong structural areas. Low gas potential is found in Cay Quat and Ben Hai structural sections and low oil potential is found in Vam Co Tay, Chi Linh, Do Son and Tien Lang structural areas. The result of the calculation of a petroleum accumulattion capacity at the local, enhanced recoveral volume, risk parameters for stored gas and oil amount in blocks A and B are the oil potential in

Keywords: *petroleum potential, petroleum reserve, local accumulation volume, recovery capacity, recovery coefficient.*

Kainozoi basement rock (KZ): oil accumulation volume at the local is 1722.9 million barrels (273.9 million cubic meters); oil recovery coefficient is 0.25 %; oil recoverable amount is 430.7 million barrels (68.5 million cubic meters). The gas potential in Miocene structural areas: gas accumulation volume at the local is 1620 BSCF (45.8 billion cubic meters); gas recoverable amount is 972 BSCF (27.5 billion cubic meters). The coefficient of success is quite low at 0.18 - 0.31 for gas and 0.08 – 0.23 for oil. Suggestion for the exploitation and exploration in further steps is to servey the 3D seismic in a 1500 square kilometer area and drill 2 wells for the exploration.

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]. H.Đ. Tiên, Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Thành Phố Hồ Chí Minh (2012).
- [3]. PVEP, Báo cáo đầu tư - Tìm kiếm thăm dò dầu khí phần diện tích hoàn trả lô 102-106, bể Sông Hồng (2010).
- [4]. VPI, Geochemical Report Block 102-106 (2004).
- [5]. PVEP, Sequence Stratigraphic Study of 102-106 (2009).
- [6]. VPI, Geochemical Report of the Ha Long - 1X Well (2006).