

Đánh giá biểu hiện chứa dầu khí trong Mioene giữa tại lô 02 – bồn trũng Cửu Long dựa trên tài liệu một số giếng khoan

• **Bùi Thị Luận**

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 20 tháng 03 năm 2013, nhận đăng ngày 13 tháng 1 năm 2014)

TÓM TẮT

Từ trước tới nay, hệ thống đá chứa trong bồn trũng Cửu Long được biết đến gồm đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam, cát kết Oligocene dưới (độ rỗng 12-16%, độ thấm 1-250 mD), cát kết Oligocene trên (độ rỗng 12-21%, độ thấm 2-26 mD), cát kết Miocene dưới (độ rỗng 14-28%, độ thấm 1-1300 mD). Tuy nhiên khi phân tích tài liệu ở một số giếng khoan tại lô 02 cho kết quả biểu hiện dầu khí tiềm năng tại Miocene giữa, dầu ở đây có tỷ số khí dầu từ trung bình tới cao, phần lớn thuộc nhóm dầu nhẹ và chưa bị biến đổi nhiều về mặt hóa học.

Kết quả phân tích tài liệu mẫu lõi và địa vật lý giếng khoan cho biết cát kết ở Miocene giữa có độ rỗng thay đổi từ <10-31% và độ thấm 100-3066 mD. Dựa trên cấu trúc địa chất, kết hợp với tài liệu địa chấn,

thạch học, địa tầng và địa hóa đá mẹ cho thấy dầu ở Miocene giữa có nguồn gốc từ 2 tầng đá sinh Oligocene dưới và Oligocene trên. Đây là các tập sét chứa hàm lượng vật liệu hữu cơ cao với tiềm năng sinh dầu rất tốt. Dầu sau khi sinh đã di chuyển lên và tích tụ trong các bẫy chứa dạng nếp lồi trong Miocene dưới và Miocene giữa.

Tính trữ lượng tại chỗ cho kết quả trữ lượng cấp chứng minh 1P (P50) của hai tập chứa BII.2.20 và BII.1.10 là 70.7 MMbbl và cấp trữ lượng có thể 2P (P50) của hai tập chứa BII.2.20 và BII.2.30 là: 73.11 MMbbl.

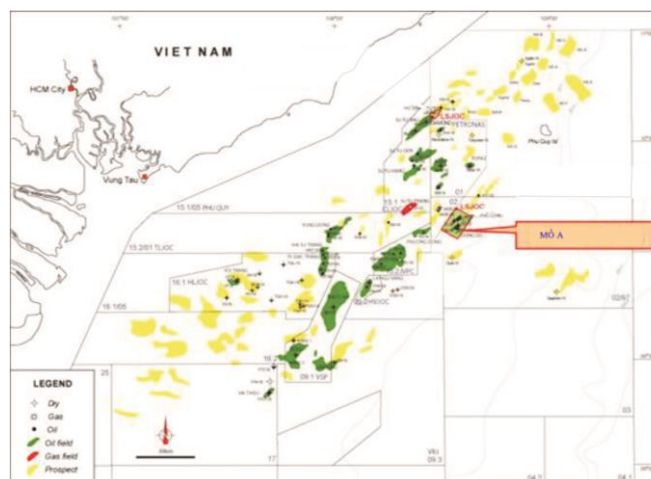
Việc phát hiện dầu trong Miocene giữa tại lô 02 đã mở ra một hướng tìm kiếm dầu khí mới về sự tồn tại những đới chứa dầu tiềm năng trong Miocene giữa ở những đới ven rìa bồn trũng Cửu Long.

Từ khóa: Bồn trũng Cửu Long, độ rỗng, độ thấm, địa vật lý giếng khoan, ...

GIỚI THIỆU

Khu vực nghiên cứu gồm ba giếng khoan nằm trong mỏ A thuộc phía Tây Bắc của lô 02 và Đông Bắc của bể Cửu Long, khoảng 160km phía Đông của Vũng Tàu và 26km phía Nam của mỏ dầu Ruby (Hình 1). Độ sâu mực nước biển

khoảng 60-70m. Dầu khí được phát hiện trong tầng Miocene giữa là các tập trầm tích cát (BII.1.10, BII.2.30 BII.2.20) thuộc hệ tầng Côn Sơn.



Hình 1. Bản đồ vị trí vùng nghiên cứu

LỊCH SỬ PHÁT TRIỂN CỦA HỆ TẦNG MIOCENE BỒN TRẦM TÍCH CỬU LONG

Thời kỳ Miocene được bắt đầu bằng giai đoạn sau tách giãn tách đáy đại dương. Trong thời kỳ Miocene sớm, toàn bồn Cửu Long có cổ địa lý kiểu đồng bằng bồi tích sông với môi trường có năng lượng lắng đọng cao được đánh dấu bằng thành tạo trầm tích của phụ hệ tầng Bạch Hồ dưới trong điều kiện khí hậu khô hạn làm thảm thực vật kém phát triển khiến hàm lượng vật chất hữu cơ trong trầm tích nghèo. Thành phần của trầm tích chủ yếu là cát kết hạt thô đa khoáng (ít bột kết, sét kết) có cấu tạo phân lớp ngang, phân lớp gợn sóng, phân lớp xiên có màu loang lổ. Tuy nhiên, trong mặt cắt ở một số giếng khoan có một số tập sét có màu xám sẫm chứa nhiều vật chất hữu cơ và phức hệ bào tử phần hoa phản ánh điều kiện lắng đọng môi trường đầm lầy ven sông và phân bố cục bộ trong bồn [4], [6-7].

Cuối thời kỳ Miocene sớm, bắt đầu giai đoạn biển tiến đã đẩy lùi trầm tích lục địa về phía Nam được đánh dấu bằng thành tạo các trầm tích của phụ hệ tầng Bạch Hồ trên, được lắng đọng trong môi trường chuyển tiếp lên biển kín, biển mở và bồn trầm tích Cửu Long chỉ thông với biển qua eo biển phía Đông Bắc. Thành phần trầm tích chủ

yếu là sét kết, bột kết màu xám xanh phản ánh điều kiện lắng đọng tương đối ổn định. Các lô 01, 09, 15 nằm ở vị trí nước sâu, với thành phần trầm tích hạt mịn tăng cao ở khu vực này. Điều kiện khí hậu trong thời kỳ này trở nên ôn hòa biểu hiện bằng kết quả phân tích tổng hàm lượng cacbon hữu cơ (TOC%) và phức hệ bào tử phần hoa rất phong phú chứa trong tầng trầm tích. Trong thời kỳ thành tạo trầm tích hệ tầng Bạch Hồ, hoạt động kiến tạo nội sinh cũng diễn ra với bằng chứng là khu vực lô 16 có nhiều lớp tuff và đá phun trào andesite. Cuối thời kỳ Miocene sớm đến đầu Miocene giữa, pha hoạt động kiến tạo xảy ra làm toàn bồn trầm tích Cửu Long bị nâng lên tạo ra bề mặt bóc mòn ở vùng ven rìa bề bở Cửu Long tạo nên bất chỉnh hợp [5].

Vào thời kỳ Miocene giữa là thời kỳ lún chìm của toàn bồn trầm tích Cửu Long và đới nâng Côn Sơn. Do đó, bồn trầm tích Cửu Long không còn là cấu trúc địa chất riêng biệt mà nó hòa chung với cấu trúc của toàn thềm lục địa Việt Nam. Đáy biển Đông bắt đầu sụp lún đồng thời toàn Đông Dương được nâng cao cùng các hoạt động núi lửa basalt kiềm [1-2]. Ở lô 17 có các lớp bột kết, cát kết, sét kết và than phân lớp lượn sóng. Vào thời kỳ này vật liệu trầm tích được cung cấp dồi dào nên độ hạt biến đổi từ mịn đến

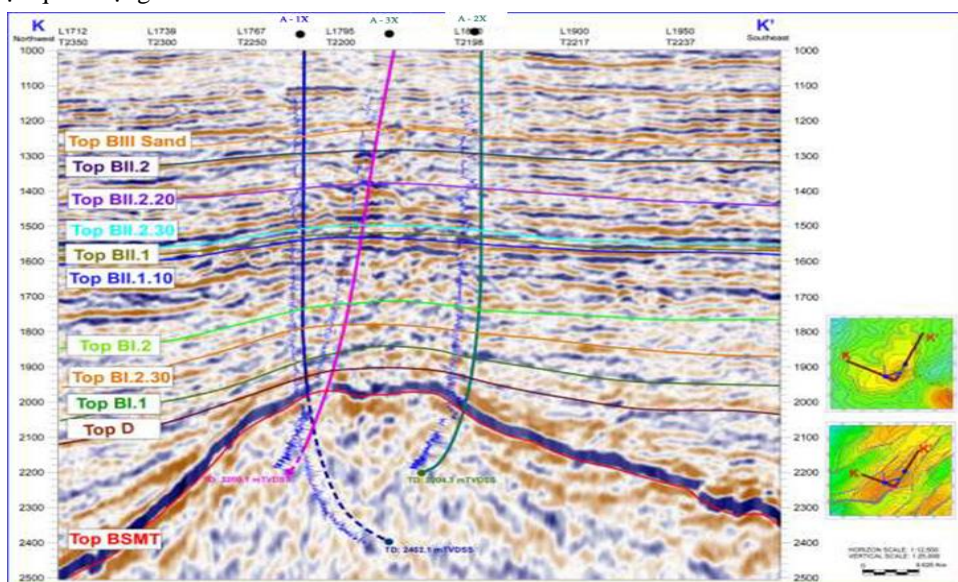
thô, đặc trưng cho môi trường biển với phong phú khoáng vật glauconite. Ở lô 15 đặc trưng là cát kết hạt thô đến sạn kết, bột kết và sét kết chứa nhiều khoáng vật glauconite và pyrite. Vào thời kỳ Miocene muộn là thời kỳ biển tràn ngập toàn bồn trũng tích Cửu Long. Dải hẹp ven bờ và một phần lô 17 thành tạo các lớp cát dày xen một ít bột kết và sét kết với khoáng vật đặc trưng là glauconite, nhiều mảnh vỡ của sinh vật biển. Phần phía Đông Nam bồn là phần biển sâu chủ yếu là sét kết, bột kết và một ít cát kết hạt mịn.

Trước đây, ý nghĩa hệ thống dầu khí trong các thành tạo trầm tích Miocene hầu như ít có giá trị tiềm năng dầu khí nên ít được quan tâm và nghiên cứu về các vấn đề địa chất. Nhưng gần đây, sau khi có nhiều phát hiện dầu khí mới ở lô 01, 09, 15.1 và 15.2, tiềm năng dầu khí thuộc Miocene được nghiên cứu kỹ và đã có những phát hiện quan trọng.

ĐẶC ĐIỂM CẤU TRÚC MỎ A

Cấu tạo mỏ A là một phần của đới nâng Đông Đô – Thăng Long – Hồ Tây có hướng ĐB-TN. Móng liên quan cấu trúc lõi dọc rìa Đ-B của bể Cửu Long về phía Tây của đới nâng Côn Sơn. Các trầm tích Oligocene và Miocene dưới phủ kê áp trên khối nhô cao móng.

Đặc điểm cấu trúc ưu thế là khối nâng theo hướng ĐB-TN. Hầu hết các hệ thống đứt gãy hoạt động trong suốt thời kỳ trước Đệ Tam, chỉ vài đứt gãy hoạt động trong thời kỳ Miocene giữa. Các đứt gãy chính thì theo hướng ĐB-TN và những đứt gãy này được minh giải là những đứt gãy trượt ngang dựa trên mặt trượt được quan sát theo mặt đứt gãy. Ngoài ra, còn hiện diện một vài đứt gãy với khoảng cách dịch chuyển nhỏ theo hướng Đ-T và hướng TB-ĐN [1].



Hình 2. Mặt cắt địa chấn qua các giếng khoan A-1X, A-2X và A-3X

Hầu hết những đứt gãy này không còn hoạt động trong Miocene dưới. Tuy nhiên, vẫn có một số đứt gãy còn hoạt động mở rộng cắt qua hệ tầng sét kết Bạch Hồ và phát triển đến giai đoạn trầm tích Miocene giữa. Mặt địa chấn KK' qua các giếng khoan nghiên cứu (Hình 2).

Bẫy chứa có dạng cấu trúc nghiêng bốn chiều đơn giản và nghiêng khép kín bốn chiều bởi đứt gãy hoàn toàn trong khoảng độ sâu 1200-1800 mSS với bề dày là 60-90 m. Ranh giới dầu nước được xác định trên đường log và bằng áp suất theo MDT/RCI chỉ ra các bẫy không được

lấp đầy tràn, tuy nhiên bề dày chứa hydrocarbon được tính toán có thể đến 57 m.

ĐẶC ĐIỂM ĐÁ CHỨA TẦNG MIOCENE GIỮA - MỎ A

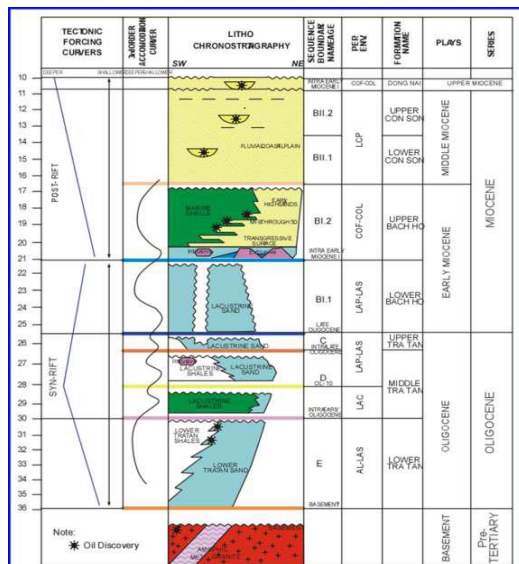
Các vỉa chứa của tầng Miocene giữa thuộc mỏ A bao gồm các tập cát có nguồn gốc trầm tích phức tạp thuộc hệ tầng Côn Sơn tuổi Miocene giữa, chúng được chia thành các vỉa tích tụ dầu khí (vỉa BII.1.10, BII.2.30 và BII.2.20) (Hình 3).

Hệ tầng Côn Sơn bao gồm các tập cát kết BII.1 và BII.2 được tích tụ trong môi trường sông ngòi, đầm hồ, đầm lầy nước lợ. Các thân cát có bề dày lớn và đặc trưng là cát tích tụ ở lòng sông với khuynh hướng hạt mịn dần lên trên. Có ba vỉa chính được tìm thấy trong Miocene giữa là BII.1.10, BII.2.30 và BII.2.20, bề dày của mỗi

vỉa khoảng 40-50 m và được chắn bởi 10-30 m sét bột kết.

Theo kết quả phân tích mẫu lõi tập BII.1.10 tại giếng khoan A-2X, cát kết được thành tạo trong môi trường sông chẻ nhánh và các đồng bồi của sông. Những tập cát kết này thường gắn kết yếu và có thành phần là lithic arkose, feldspathic litharenite và feldspathic greywacke. Xi măng và các khoáng vật thứ sinh hiện diện với số lượng lớn, thành phần chính là khoáng vật cacbonat, thạch anh dạng tăng trưởng, kaolinit và các khoáng vật sét khác với hàm lượng ít. Quá trình biến đổi sau trầm tích của đá cát kết yếu, được đặc trưng bởi quá trình xi măng hóa và nén yếu, chỉ ở giai đoạn tạo đá sớm.

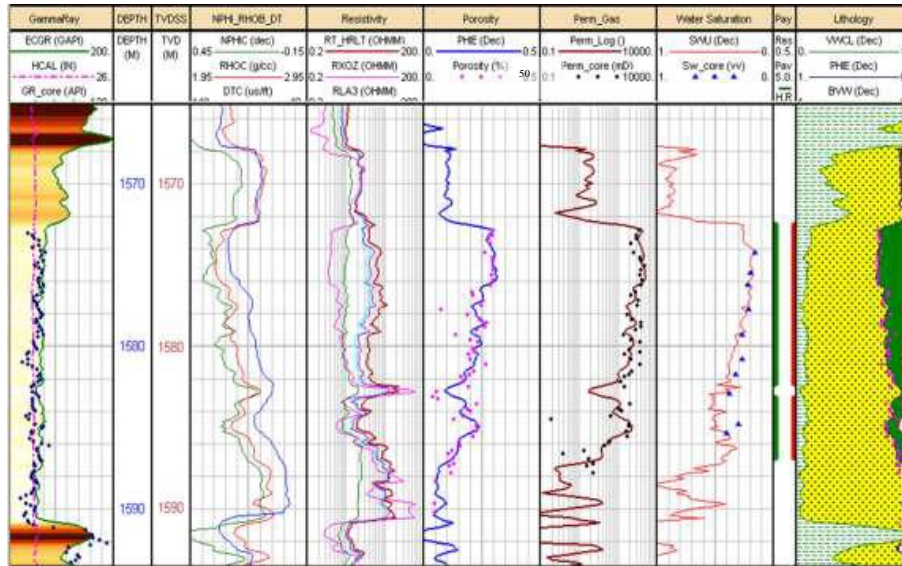
Kết quả phân tích mẫu lõi và tài liệu địa vật lý giếng khoan A-2X (Hình 4).



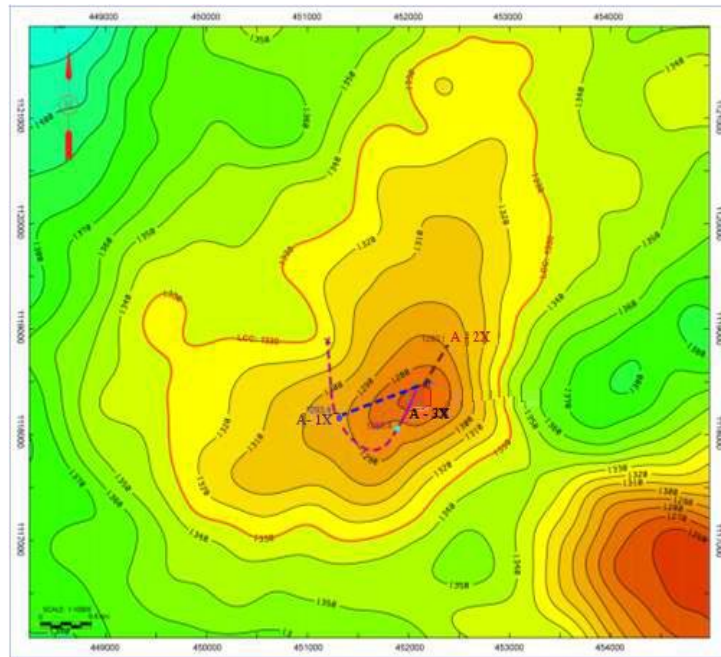
Hình 3. Cột địa tầng tổng hợp Mỏ A bồn trũng Cửu Long

Quan sát từ nóc tập cát chứa Côn Sơn trên (nóc tập BII.2) cấu trúc có dạng nghiêng khép kín 4 chiều. Đỉnh khép kín của cấu tạo có độ sâu 1270 mSS, đường khép kín thấp nhất có độ sâu

1330 mSS, bề dày thẳng đứng là 60 m. Tại đường đẳng sâu khép kín thấp nhất xác định diện tích của vỉa là 10,5 km² (Hình 5).



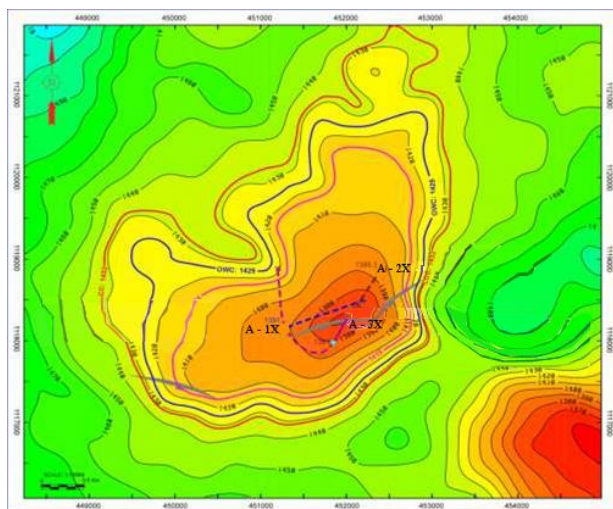
Hình 4. So sánh kết quả tài liệu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi tại giếng A-2X



Hình 5. Bản đồ cấu trúc nóc tập BII.2

Quan sát từ nóc tập BII.2.20 cấu trúc có dạng nghiêng khép kín 4 chiều. Đỉnh khép kín của cấu tạo có độ sâu 1368 mSS, đường khép kín thấp nhất có độ sâu 1432 mSS, bề dày thẳng đứng là 64 m. Tại đường đẳng sâu kín khép thấp nhất xác định diện tích của vỉa là 11,8 km². Ranh giới dầu nước được xác định ở độ sâu 1425 mSS với bề dày chứa hydrocacbon là 57 m, diện tích chứa hydrocacbon là 8,2 km² (Hình 6).

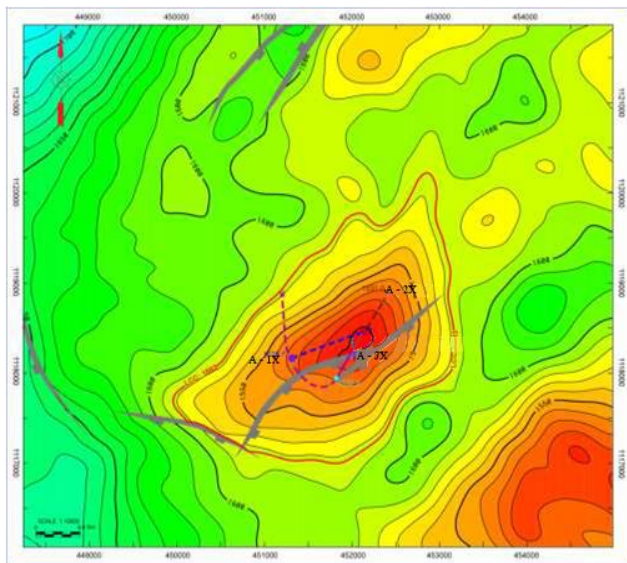
Quan sát từ nóc tập BII.2.30 cấu trúc có dạng nghiêng khép kín 4 chiều. Đỉnh khép kín của cấu tạo có độ sâu 1475 mSS, đường khép kín thấp nhất có độ sâu 1560 mSS, bề dày thẳng đứng 85 m. Tại đường đẳng sâu kín khép thấp nhất xác định diện tích của vỉa là 5,6 km². Ranh giới dầu nước được xác định ở độ sâu 1524 mSS với bề dày chứa hydrocacbon là 29 m, diện tích chứa hydrocacbon là 1,9 km² (Hình 7).



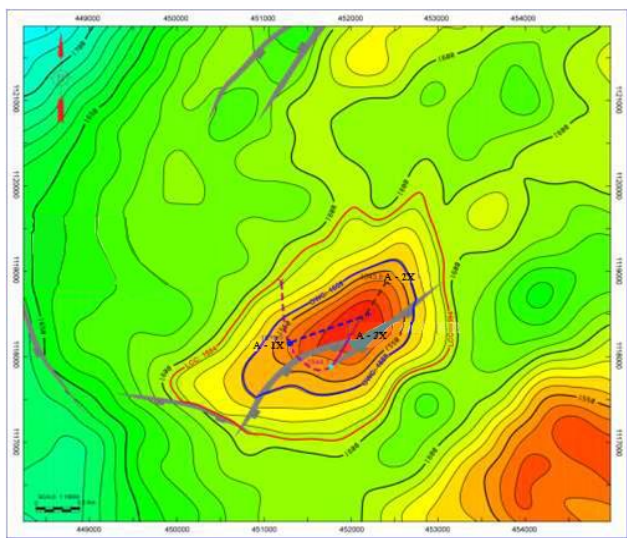
Quan sát từ nóc tập cát chứa Côn Sơn dưới (nóc tập BII.1) cấu trúc có dạng nghiêng khép kín 4 chiều. Đỉnh khép kín của cấu tạo có độ sâu 1500 mSS, đường khép kín thấp nhất có độ sâu 1583 mSS, bề dày thẳng đứng là 83 m. Tại đường đẳng sâu khép kín thấp nhất xác định diện tích của vỉa là 5,6 km² (Hình 8).

Quan sát từ nóc tập BII.1.10 cấu trúc có dạng nghiêng khép kín 4 chiều. Đỉnh khép kín của cấu

tạo có độ sâu 1511 mSS, đường khép kín thấp nhất có độ sâu 1594 mSS, bề dày thẳng đứng là 83 m. Tại đường đẳng sâu khép kín thấp nhất xác định diện tích của vỉa là 5,4 km². Ranh giới dầu nước xác định ở độ sâu 1559 mSS với bề dày chứa hydrocarbon là 48 m, diện tích chứa hydrocarbon là 1,8 km² (Hình 9).



Hình 8. Bản đồ cấu trúc nóc tập BII.1



Hình 9. Bản đồ cấu trúc nóc tập BII.1.10

KẾT QUẢ MINH GIẢI ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN CỦA TRÀM TÍCH MẢNH VỤN

Nguyên tắc cơ bản để liên kết tài liệu địa vật lý giếng khoan là dựa trên những đặc điểm đặc trưng của các đường log và liên kết với các giếng khoan ở khu vực nghiên cứu đã xác định được các tầng trầm tích.

Các giá trị cut – off của các thông số từ đường cong địa vật lý giếng khoan: Vsh Cut-off: 30%, Porosity Cut-off: 12%; Sw Cut-off: 65%. Những thông số này là kết quả minh giải tài liệu các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu. Sử dụng phần mềm BestFit để chạy hàm phân bố.

Sau đó sử dụng giá trị Most Likely để tính trữ lượng.

Hệ tầng Miocene giữa và trên có độ rỗng và độ thấm tốt, trung bình đối với rỗng là 26% và cao nhất là 31% và đối với độ thấm từ 100 mD đến 3066 mD [9]. Hình 4 cho thấy sự tương đồng về kết quả minh giải log và kết quả mẫu lõi về độ rỗng và độ bão hòa nước của vỉa BII.1.10.

Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan của ba giếng A-1X, A-2X và A-3X, xác định được ba vỉa chứa thuộc tầng Miocene giữa (vỉa BII.1.10, BII.2.30 và BII.2.20) (Bảng 1, 2 và 3).

Bảng 1. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý tập BII giếng A-1X

Reservoir	Depth (mMD)					Depth (mTVDSS)							Remarks
	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	N/G (%)	Net Pay Vsh (%)	
BII.2.20	1423.2	1519.9	96.7	92.0	29.0	1391.0	1487.7	96.7	92.0	29.0	95	14	DST#3 add-on (1441-1447 mMD/1409-1415 mTVDSS)
BII.2.30	1539.0	1560.6	21.6	19.7	14.3	1506.8	1528.4	21.6	19.7	14.3	91	11	DST#3 add-on (1540-1546 mMD/1508-1514 mTVDSS)
BII.1.10	1570.4	1640.7	70.3	60.1	19.4	1538.2	1608.5	70.3	60.1	19.4	85	8	DST#3 (1574-1580 mMD/1542-1548 mTVDSS)
Reservoir	Depth (mMD)					Depth (mTVDSS)							Remarks
	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	N/G (%)	Net Pay Vsh (%)	
BII.2.20	1423.2	1519.9	96.7	92.0	29.0	1391.0	1487.7	96.7	92.0	29.0	95	14	DST#3 add-on (1441-1447 mMD/1409-1415 mTVDSS)
BII.2.30	1539.0	1560.6	21.6	19.7	14.3	1506.8	1528.4	21.6	19.7	14.3	91	11	DST#3 add-on (1540-1546 mMD/1508-1514 mTVDSS)
BII.1.10	1570.4	1640.7	70.3	60.1	19.4	1538.2	1608.5	70.3	60.1	19.4	85	8	DST#3 (1574-1580 mMD/1542-1548 mTVDSS)

Bảng 2. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý tập BII giếng A-2X

Reservoir	Depth (mMD)					Depth (mTVDSS)							Remarks
	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	N/G (%)	Net Pay Vsh (%)	
BII.2.20	1424.1	1528.1	104.0	86.0	25.1	1395.3	1499.3	104.0	86.0	25.1	83	15	DST#3 (1427-1450.5 mMD/ 1398.2-1421.7 mTVDSS)
BII.2.30	1541.2	1559.8	18.6	12.2	11.8	1512.4	1531.0	18.6	11.5	11.3	62	16	DST#2 (1540.5-1545.5 mMD/ 1511.7-1516.7 mTVDSS)
BII.1.10	1572.6	1646.3	73.7	38.3	13.9	1543.8	1617.4	73.6	38.3	13.9	52	9	

Bảng 3. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý tập BII giếng A-3X

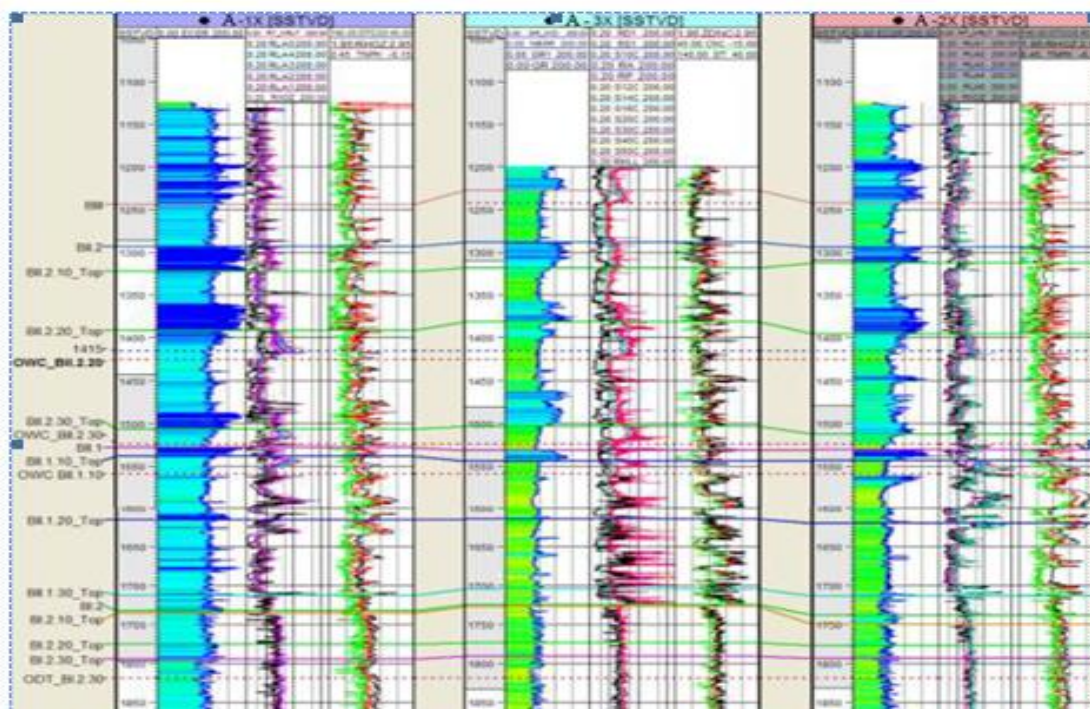
Reservoir	Depth (mMD)					Depth (mTVDSS)							Remarks
	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	N/G (%)	Net Pay Vsh (%)	
BII.2.20	1548.9	1677.8	128.9	87.1	41.8	1381.0	1481.7	100.7	67.7	31.0	67	6	DST#2 (1554-1560, 1572-1588 mMD/1384.8-1389.4, 1398.6-1410.9 mTVDSS)
BII.2.30	1704.9	1739.4	34.5	32.9	22.3	1503.8	1532.2	28.4	27.1	18.2	95	5	
BII.1.10	1753.8	1835.2	81.4	62.6	16.4	1544.1	1611.7	67.6	51.8	13.5	77	8	

Tổng hợp kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan tập BII của các giếng A-1X, A-2X và A-3X (Bảng 04)

Bảng 4: Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan tập BII của giếng A-1X, A-2X và A-3X

Reservoir	Well	Depth (mMD)					Depth (mTVDSS)						
		Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	Top	Bottom	Gross	Net Res.	Net Pay	N/G (%)	Net Pay Vsh (%)
BII.2.20	A-1X	1423.2	1519.9	96.7	92.0	29.0	1391.0	1487.7	96.7	92.0	29.0	95	14
	A-2X	1424.1	1528.1	104.0	86.0	25.1	1395.3	1499.3	104.0	86.0	25.1	83	15
	A-3X	1548.9	1677.8	128.9	87.1	41.8	1381.0	1481.7	100.7	67.7	31.0	67	6
BII.2.30	A-1X	1539.0	1560.6	21.6	19.7	14.3	1506.8	1528.4	21.6	19.7	14.3	91	11
	A-2X	1541.2	1559.8	18.6	12.2	11.8	1512.4	1531.0	18.6	11.5	11.3	62	16
	A-3X	1704.9	1739.4	34.5	32.9	22.3	1503.8	1532.2	28.4	27.1	18.2	95	5
BII.1.10	A-1X	1570.4	1640.7	70.3	60.1	19.4	1538.2	1608.5	70.3	60.1	19.4	85	8
	A-2X	1572.6	1646.3	73.7	38.3	13.9	1543.8	1617.4	73.6	38.3	13.9	52	9
	A-3X	1753.8	1835.2	81.4	62.6	16.4	1544.1	1611.7	67.6	51.8	13.5	77	8

Liên kết địa tầng trong khu vực nghiên cứu trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan của giếng A-1X, A-2X và A-3X (hình 10, bảng 05).



Hình 10. Liên kết giếng A-1X, A-2X và A-3X dựa trên tài liệu địa vật lý giếng khoan

Bảng 5. Liên kết địa tầng các giếng khoan A-1X, A-2X và A-3X

Formation/ Reservoir	A-1X				A-2X				A-3X			
	Depth (mMD)		Depth (mTVDS)		Depth (mMD)		Depth (mTVDS)		Depth (mMD)		Depth (mTVDS)	
	Top	Base	Top	Base	Top	Base	Top	Base	Top	Base	Top	Base
BII.2	1325.6	1560.6	1293.4	1528.4	1425.8	1739.4	1288.4	1532.2	1322.3	1559.8	1293.5	1531.0
BII.2.10	1354.5	1392.2	1322.3	1360.0	1465.9	1519.0	1318.4	1538.3	1340.8	1392.8	1312.0	1364.0
BII.2.20	1423.2	1519.9	1391.0	1487.7	1548.9	1677.8	1381.0	1481.7	1424.1	1528.1	1395.3	1499.3
BII.2.30	1539.0	1560.6	1506.8	1528.4	1704.9	1739.4	1503.8	1532.2	1541.2	1559.8	1512.4	1531.0
BII.1	1560.6	1764.9	1528.4	1732.7	1739.4	1971.0	1532.2	1724.4	1559.8	1768.9	1531.0	1738.4
BII.1.10	1570.4	1640.7	1538.2	1608.5	1753.8	1835.2	1544.1	1611.7	1572.6	1646.3	1543.8	1617.4
BII.1.20	1648.0	1743.2	1615.8	1710.9	1838.4	1941.9	1614.3	1700.4	1649.4	1741.2	1620.5	1711.3
BII.1.30	1744.7	1764.9	1712.4	1732.7	1946.5	1970.9	1704.2	1724.4	1743.4	1768.9	1713.5	1738.4

TÍNH TOÁN TRỮ LƯỢNG TẠI CHỖ

Thể tích dầu tại chỗ ban đầu đã được tính toán bằng phương pháp thể tích và căn cứ theo hệ thống phân cấp trữ lượng dầu khí của Việt Nam.

Đá chứa thuộc tầng trầm tích Miocene giữa tại mỏ A được thành tạo với một hệ thống địa chất phức tạp của các vỉa cát xếp chồng lên nhau, tạo thành những vỉa chứa riêng lẻ theo phương

thẳng đứng. Sự biệt lập theo phương thẳng đứng của các vỉa chứa này được chứng minh rất rõ theo dữ liệu áp suất MDT/RCI thu thập từ dữ liệu của tất cả các giếng khoan.

Một trong những khó khăn thách thức chính về mặt kỹ thuật trong việc đánh giá trữ lượng tại chỗ của mỏ A là xác định ranh giới dầu – nước

và điểm dầu xuống tới cho mỗi vỉa chứa. Nơi mà dữ liệu MDT/RCI có chất lượng tốt thì rất giá trị và việc minh giải dựa vào tài liệu địa chất và địa vật lý, lúc đó ranh giới dầu – nước được xác định một cách tin cậy. Tuy nhiên, ở những nơi mà tài liệu không xác định hoặc không có độ tin cậy cao thì điểm dầu xuống tới (*điểm Oil Down To*) được dùng để đánh giá trữ lượng [8 - 9].

Xác định ranh giới dầu nước và điểm dầu xuống tới (*điểm Oil Down To*)

Việc minh giải ranh giới dầu – nước và điểm dầu xuống tới dựa vào dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI, kết quả thử vỉa DST cùng với các tài liệu vụn khoan, tài liệu địa vật lý giếng khoan.

- Tập BII.2.20 hệ tầng Côn Sơn trên

Tập chứa BII.2.20 được xác định tại giếng khoan A-1X (1423.2 - 1519.9 mMD/1391.0 - 1487.7 mSS), A-3X (1548.9 - 1677.8 mMD/1381.0 - 1481.7 mSS) và A-2X (1424.1 - 1528.1 mMD/1395.3 - 1499.3 mSS) và không có dữ liệu áp suất thử vỉa MDT ở giếng khoan A-1X. Ranh giới dầu-nước được xác định ở độ sâu 1425 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan ở các giếng khoan mỏ A và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan A-2X và giếng khoan A-3X. Bề dày chứa hydrocacbon có thể đến 57m.

- Tập BII.2.30 hệ tầng Côn Sơn giữa

Tập chứa BII.2.30 được các định tại giếng khoan A-1X (1539.0 - 1560.6 mMD/1506.8 - 1528.4 mSS), A-3X (1704.9 - 1739.4 mMD/1503.8 - 1532.2 mSS) và A-2X (1541.2 - 1559.8 mMD/1512.4 - 1531.0 mSS) và không có dữ liệu áp suất thử vỉa MDT ở giếng khoan A-1X. Điểm dầu xuống tới được xác định ở độ sâu 1523.5 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-2X. Ranh giới dầu –nước được xác định ở độ sâu 1524 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan A-2X và A-3X. Bề dày chứa hydrocacbon là 49 m.

- Tập BII.1.10 hệ tầng Côn Sơn dưới

Tập chứa BII.1.10 được xác định tại giếng khoan A-1X (1570.4 - 1640.7 mMD/1538.2 - 1608.5 mSS), A-3X (1753.8 - 1835.2 mMD/1544.1 - 1611.7 mSS) và A-2X (1572.6 - 1646.3 mMD/1543.8 - 1617.4 mSS). Điểm dầu xuống tới được xác định ở độ sâu 1558 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-2X. Ranh giới dầu –nước được xác định ở độ sâu 1559 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-1X, A-3X và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan mỏ A. Bề dày chứa hydrocacbon là 48 m.

Trữ lượng dầu tại chỗ và phân cấp đánh giá trữ lượng

Trữ lượng dầu tại chỗ của các tập chứa riêng lẻ được phân loại theo hai cấp: Cấp chứng minh 1P (P50) và cấp có thể 2P (P50). Việc xác định các cấp độ này theo phân cấp trữ lượng Việt Nam [8 - 9] và được mô tả như sau:

Tập chứa BII.2.20 được phân loại như dầu nặng và cấp trữ lượng 1P (P50) từ nóc tập ở độ sâu 1368 mSS đến 1415 mSS (dựa vào thử vỉa DST#3 giếng khoan A-1X), cấp 2P (P50) từ độ sâu 1415mSS đến ranh giới dầu – nước 1425 mSS bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan và dữ liệu thử vỉa MDT/RCI, DST. DST#3 (A-1X) xác định cho dòng khoáng 10% tổng dòng theo dữ liệu PLT. Lượng dầu thu hồi trên bề mặt là 60 bbbls dầu 15°API theo DST#3 (A-2X). DST#2 (A-3X) cho dòng 540 bopđ (22°API) với đường kính choke 24/64 inch (giai đoạn cho dòng chính).

Tập chứa BII.2.30 được phân loại như dầu nặng và cấp trữ lượng 2P (P50) từ nóc tập ở độ sâu 1475 mSS đến ranh giới dầu – nước 1524 mSS xác định bởi tài liệu địa vật lý giếng khoan và dữ liệu thử vỉa MDT/RCI, DST. Lượng dầu thu hồi trên bề mặt là 214bbbls dầu 26°API theo DST#2 (A-2X). RCI (A-3X) độ thu hồi dầu 620 cc dầu 21,4°API.

Tập chứa BII.1.10 được phân loại như dầu bình thường và cấp trữ lượng P1 từ nóc tập ở độ sâu 1511 mSS đến ranh giới dầu - nước 1559 mSS xác định bởi tài liệu địa vật lý giếng khoan

và dữ liệu thử vỉa DST. DST#3 (A-1X) cho dòng 2.060 bopd (29°API) với đường kính choke 24/64 inch (giai đoạn cho dòng chính). Độ thu hồi dầu RCI (A-3X) 500 cc dầu 29.5°API.

Trên cơ sở kết quả tài liệu địa chất và minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan, tính được trữ lượng dầu tại chỗ của ba tập chứa BII.2.20, BII.2.30 và BII.1.10 (Bảng 6) như sau:

Bảng 6. Trữ lượng dầu tại chỗ của tập chứa BII.2.20, BII.2.30 và BII.1.10

Reservoir	1P (P50) (MMbbl)	2P (P50) (MMbbl)
BII.2.20	51.7	49.2
BII.2.30		23.9
BII.1.10	19.0	
Tổng cộng	70.7	73.11

KẾT LUẬN

Kết quả phân tích, xử lý, tổng hợp và nghiên cứu các tài liệu liên quan bằng tổ hợp các phương pháp đánh giá biểu hiện chứa dầu khí trong tầng Miocene giữa tại lô 02 ở bể Cửu Long có thể kết luận như sau:

1. Các vỉa chứa của tầng Miocene giữa thuộc mỏ A bao gồm các tập cát có nguồn gốc trầm tích phức tạp thuộc hệ tầng Côn Sơn tuổi Miocene giữa, chúng được chia thành các vỉa tích tụ dầu khí (vỉa BII.1.10, BII.2.30 và BII.2.20). Trầm tích thuộc hệ tầng Côn Sơn bao gồm các tập cát kết BII.1 và BII.2 được tích tụ trong môi trường sông ngòi, đầm hồ, đầm lầy nước lợ. Có ba vỉa chứa được xác định trong Miocene giữa là BII.1.10, BII.2.30 và BII.2.20, bề dày của mỗi vỉa khoảng 40-50 m và được chắn bởi 10-30 m sét bột kết.

2. Trữ lượng tại chỗ được xác định: Thể tích dầu tại chỗ ban đầu đã được tính toán bằng phương pháp thể tích và căn cứ theo hệ thống phân cấp trữ lượng dầu khí của Việt Nam.

Xác định ranh giới dầu nước và điểm dầu xuống tới:

Việc minh giải ranh giới dầu – nước và điểm dầu xuống tới dựa vào dữ liệu áp suất thử vỉa

MDT/RCI, kết quả thử vỉa DST cùng với các tài liệu vận khoan, tài liệu địa vật lý giếng khoan:

- Tập BII.2.20 hệ tầng Côn Sơn trên: Ranh giới dầu-nước được xác định ở độ sâu 1425 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan ở các giếng khoan mỏ A và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan A-2X và giếng khoan A-3X. Bề dày chứa hydrocacbon có thể đến 57 m.

- Tập BII.2.30 hệ tầng Côn Sơn giữa: Điểm dầu xuống tới được xác định ở độ sâu 1523.5 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-2X. Ranh giới dầu –nước được xác định ở độ sâu 1524 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan A-2X và A-3X. Bề dày chứa hydrocacbon là 49m.

- Tập BII.1.10 hệ tầng Côn Sơn dưới: Điểm dầu xuống tới được xác định ở độ sâu 1558 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-2X. Ranh giới dầu –nước được xác định ở độ sâu 1559 mSS theo tài liệu địa vật lý giếng khoan A-1X , A-3X và dữ liệu áp suất thử vỉa MDT/RCI ở giếng khoan mỏ A. Bề dày chứa hydrocacbon là 48 m.

Trữ lượng dầu tại chỗ và phân cấp đánh giá trữ lượng:

Trữ lượng dầu tại chỗ của các tập chứa riêng lẻ được phân loại theo hai cấp: Cấp trữ lượng chứng minh 1P(P50) của hai tập chứa BII.2.20 và BII.1.10 là 70.7 MMbbl và cấp trữ lượng có thể 2P(P50) của hai tập chứa BII.2.20 và BII.2.30 là: 73.11 MMbbl.

Trữ lượng dầu tại chỗ trong từng tập chứa như sau:

Tập chứa BII.2.20: Lượng dầu thu hồi trên bề mặt là 60 bbls dầu 15°API theo DST#3 (A-2X). DST#2 (A-3X) cho dòng 540 bopd (22°API) với đường kính choke 24/64 inch (giai đoạn cho dòng chính). Kết quả tính trữ lượng cấp 1P (P50) là: 51.7 MMbbl, cấp 2P (P50) là: 49.2 MMbbl.

Tập chứa BII.2.30: Lượng dầu thu hồi trên bề mặt là 214 bbbls dầu 26^oAPI theo DST#2 (A-2X). RCI (A-3X) độ thu hồi dầu 620 cc dầu 21,4^oAPI. Kết quả tính trữ lượng cấp 2P(P50): 23.9 MMbbl.

Tập chứa BII.1.10: Độ thu hồi dầu RCI (A-3X) 500 cc dầu 29.5^oAPI. Kết quả tính trữ lượng cấp 1P (P50) là: 19.0 MMbbl.

Evaluation of oil shows in Middle-Miocene at block 02 of cuu long basin based on some of well data

• Bùi Thị Luận

University of Science, VNU-HCM

ABSTRACT

Up to now, reservoir system in Cuu Long basin have been known including Pre-Tertiary fracture basement, sandstone of lower-Oligocene formation (Porosity from 12 to 16%, permeability from 1 to 250 mD), sandstone of upper-Oligocene formation (Porosity from 12 to 21%, permeability from 2 to 26 mD), sandstone of lower-Miocene formation (Porosity from 14 to 28%, permeability from 1 to 1300 mD). However, the result of evaluation of analysis of data at block 02 is very good oil shows in sandstone of middle-Miocene formation, the gas oil ratios of this oil is from medium to high, predominantly light oil and hydrocarbon have not changed yet.

The result of analysis of core samples and petrophysics data of sandstone of middle-Miocene is that porosity is from <10 to 31% and permeability is from 100 to 3066

Key words: *Cuu Long basin, porosity, permeability, petrophysics data, seismic data,...*

Following geology structure and combining data of seismic, petrology, stratigraphic and geochemical source rock indicated oil of middle-Miocene was relative with lower-Oligocene and upper-Oligocene. These rocks contain abundant of organic matters that could produce hydrocarbon well. Then, hydrocarbon migrated and accumulated into fold traps in lower and middle-Miocene.

Proven reserves 1P (P50) of two reservoir sets BII .2.20 và BII .1.10 is 70.7 MMbbl and proven plus probable reserves 2P(P50) of two reservoirs BII .2.20 và BII .2.30 is 73.11 MMbbl.

Discovering oil and gas in middle-Miocene at block 02 opens up new target in exploration of oil and gas field in margin zones of Cuu Long basin.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Phan Trung Điền, Ngô Thường San, Phạm Văn Tiềm, Một số biến cố địa chất Mesozoi muộn – Kainozoi và hệ thống dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam, *Tuyển tập báo cáo hội khoa học công nghệ 2000, ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21*, PetroVietnam, 1, NXB Thanh niên, Hà Nội, 131 -150 (2000).
- [2]. Nguyễn Hiệp, *Địa Chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*, NXB Khoa Học Kỹ Thuật, 141-181 (2007).
- [3]. Nguyễn Quốc Quân, Vũ Ngọc An, Nguyễn Quang Bô, Trần Huyền, Xác định công thức đánh giá hàm lượng sét ($V_{sét}$) trong vỉa cát kết ở bồn trũng Cửu Long và Nam Côn Sơn, *Tuyển tập báo cáo hội khoa học công nghệ 2000, ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21*, PetroVietnam, 1, NXB Thanh niên, Hà Nội, 454 – 459 (2000),
- [4]. Chu Đức Quang, Môi trường lắng đọng, tướng trầm tích và tướng hữu cơ trong thời kỳ Miocene sớm - Oligocene muộn trên mỏ Sư Tử Đen, lô 15.1, bể Cửu Long, *Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ: 30 năm Dầu khí Việt Nam: cơ hội mới, thách thức mới*, 1, NXB Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội (2005).
- [5]. Nguyễn Tiến Long, Địa tầng phân tậ trầm tích Kainozoi phần Đới trũng Cửu Long Bắc, Luận án tiến sĩ địa chất, ĐH Mỏ – Địa chất, Hà Nội (2004).
- [6]. Bùi Thị Luận, Các tầng đá mẹ bể Cửu Long thuộc thềm lục địa Việt Nam, *Tạp chí phát triển KH & Công nghệ*, 4, 28-39 (2008).
- [7]. Tổng công ty dầu khí Việt Nam, Đặc điểm thạch học, tướng đá, môi trường thành tạo và quy luật phân bố các tầng chứa Miocene sớm – Oligocene bồn Cửu Long (1999).
- [8]. Công Ty Lam Sơn, Block 01/97&02/97, Thang Long Field- Reserves Assessment Report (2008).
- [9]. Công Ty Lam Sơn, Blocks 01/97&02/97, Dong Do Field- Update Reserves Assessment Report (2010).