

PHÂN TÍCH XÁC SUẤT THÀNH CÔNG, XẾP HẠNG VÀ ĐỀ XUẤT KẾ HOẠCH TIẾP THEO CHO CÁC CẤU TẠO TRIỂN VỌNG THĂM DÒ CÒN LẠI TẠI KHU VỰC NGHIÊN CỨU, BỂ NAM CÔN SƠN

Hoàng Minh Hải¹, Ngô Anh Quân¹, Vũ Đình Thi¹, Nguyễn Quán Phòng¹, Lương Sỹ Hải¹, Trần Ngọc Thế Hùng¹, Vũ Đức Hòa¹, Tolstikin Pavel², Koltsov Sergey², Kurianova Mariia²

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Gazprom

Email: thivd@biendongpoc.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.01-02>

Tóm tắt

Đánh giá rủi ro hay phân tích xác suất thành công (probability of success, POS) rất quan trọng trong quá trình đánh giá cấu tạo triển vọng dầu khí, đặc biệt là đối với những cấu tạo triển vọng trong các khu vực có đặc điểm địa chất phức tạp và chi phí giếng khoan cao. Bài báo phân tích xác suất thành công về mặt địa chất của các cấu tạo thông qua kết quả minh giải địa chấn, tài liệu giếng khoan, các thông số địa chất quan trọng,... kết hợp với giá trị dầu khí tại chỗ ban đầu (HIIP) để xếp hạng tiềm năng từ cao xuống thấp cho các cấu tạo triển vọng còn lại tại khu vực nghiên cứu, bể Nam Côn Sơn.

Kết quả đánh giá kinh tế cho thấy có 3 cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất có hiệu quả dương (với đánh giá hiện tại), đang được cân nhắc là đối tượng cho chiến lược khoan thăm dò mở rộng tiếp theo trong khu vực nghiên cứu. Trong điều kiện các cấu tạo nằm trong khu vực có đặc điểm địa chất phức tạp, chi phí giếng khoan cao, các rủi ro do tài liệu địa chấn 3D hiện có được thu nhỏ và xử lý từ lâu..., nhóm tác giả đã đề xuất kế hoạch tiếp theo đối với các cấu tạo triển vọng trên.

Từ khóa: Cấu tạo triển vọng, xác suất thành công, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu thuộc bể Nam Côn Sơn, ngoài khơi Việt Nam có đặc điểm địa chất phức tạp, tài liệu địa chấn hiện có gây nhiều khó khăn trong minh giải cấu trúc địa chất, đặc điểm địa tầng, tương thạch học và môi trường trầm tích và quan trọng hơn là dự báo phân bố vỉa chứa hoặc vỉa chứa dầu khí... dẫn đến nhiều sai số trong kết quả đánh giá hoặc dự báo trữ lượng dầu khí tại chỗ, trữ lượng dầu khí thu hồi... tại các mỏ đang khai thác và các cấu tạo triển vọng trong khu vực nghiên cứu.

Sau hơn 10 năm khai thác, sản lượng hàng năm của mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đang trong giai đoạn sụt giảm. Ở thời điểm hiện tại, việc tìm kiếm các cấu tạo triển vọng mới cũng như tiến hành khoan các khu vực tiềm năng/cấu tạo triển vọng là cần thiết để bù đắp cho sản lượng đang suy giảm. Tuy nhiên, do đặc điểm địa chất phức tạp và các chi phí giếng khoan cao, việc tìm kiếm và đánh giá

các cấu tạo triển vọng còn lại ở khu vực nghiên cứu cần được nghiên cứu cẩn thận và có hệ thống hơn.

Nghiên cứu xếp hạng các triển vọng thăm dò còn lại đã được thực hiện năm 2021 [1] và rất nhiều cấu tạo triển vọng còn lại đã được tìm thấy trong khu vực phát triển chung (JDA). Nội dung nghiên cứu gồm phân tích xác suất thành công (POS), đánh giá kinh tế và xếp hạng các cấu tạo triển vọng đã được xác định để lựa chọn các khu vực tiềm năng nhất. Các khu vực này sẽ là mục tiêu cho các chiến dịch khoan thăm dò tiếp theo.

2. Phương pháp nghiên cứu và quy trình thực hiện

2.1. Phương pháp nghiên cứu

Phương pháp nghiên cứu sử dụng cho xếp hạng các cấu tạo triển vọng thăm dò còn lại tại khu vực nghiên cứu bể Nam Côn Sơn là sự kết hợp việc đánh giá rủi ro hay phân tích POS của các thông số địa chất (vỉa chứa hiệu dụng, bão hiệu dụng, nạp dầu khí hiệu dụng, bảo tồn bão sau tích tụ) và giá trị dầu khí tại chỗ ban đầu HIIP dự tính cho các cấu tạo triển vọng.



Ngày nhận bài: 14/8/2023. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 4 - 19/1/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 19/1/2024.

2.2. Quy trình thực hiện

Công tác xác định cấu tạo triển vọng, đánh giá khả năng thành công, xếp hạng cấu tạo, đánh giá kinh tế cho từng cấu tạo triển vọng được thực hiện theo các bước sau:

- Xác định các cấu tạo triển vọng còn lại: Các cấu tạo triển vọng còn lại được xác định dựa trên việc minh giải địa chấn 3 chiều (3D) và xây dựng các bản đồ cấu trúc và đẳng dày theo từng tầng. Minh giải địa chấn cấu trúc được thực hiện trên khối số liệu cộng toàn phần (full stack) miền thời gian của bộ số liệu địa chấn 3D được thu nổ năm 2001 và tái xử lý dịch chuyển độ sâu trước cộng bất đẳng hướng (anisotropy pre-stack depth migration, APSDM) lần gần nhất vào năm 2014 (tài liệu APSDM 2014). Kết quả trên miền thời gian được chuyển đổi sang miền độ sâu bằng cách sử dụng mô hình vận tốc được xây dựng dựa trên khối số liệu vận tốc địa chấn (APSDM 2014) kết hợp với dữ liệu giếng khoan (địa chấn giếng khoan/VSP/checkshot, ranh giới địa tầng xác định tại giếng khoan/well markers) và các ranh giới địa tầng được minh giải từ địa chấn miền thời gian (horizons/surfaces);

- Đánh giá rủi ro hay phân tích POS: Phân tích POS theo các hướng dẫn CCOP được đánh giá là có nhiều ưu điểm hơn so với trước đây khi áp dụng cho từng thân cát riêng lẻ (vía chứa được nhắm tới) tương ứng với các vỉa chứa đã gặp tại các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu bể Nam Côn Sơn;

- Xếp hạng các cấu tạo triển vọng còn lại: Các cấu tạo triển vọng còn lại đã được xác định sẽ được xếp hạng dựa trên sự kết hợp giữa giá trị HIIP (dầu khí tại chỗ ban đầu) và POS, các giá trị này được tính toán và phân tích từ các bước trước đó. Những cấu tạo triển vọng có tiềm năng nhất (POS cao và/hoặc HIIP lớn) sẽ được chọn cho bước tiếp theo là đánh giá kinh tế;

- Đánh giá kinh tế: Được thực hiện cho những cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất mà có giá trị "risky HIIP" cao nhất ("risky HIIP" là dầu khí tại chỗ ban đầu đã tính đến rủi ro/ xác suất thành công POS; để giảm thiểu rủi ro thì dầu khí tại chỗ ban đầu HIIP (hay còn gọi là "unrisky HIIP") được nhân với POS), theo thứ tự từ các cấu tạo triển vọng có POS cao hơn và/hoặc HIIP lớn hơn đến các cấu tạo triển vọng có POS thấp hơn và/hoặc HIIP nhỏ hơn. POS, HIIP được phân tích/tính toán từ các bước trước đó, giá khí/condensate/dầu (được định chuẩn tại một thời điểm cụ thể), số lượng giếng sẽ được khoan trong mỗi cấu tạo triển vọng/cụm cấu tạo triển vọng (các cấu tạo triển vọng gần nhau), chiến lược phát triển (phát triển cấu tạo triển vọng đơn lẻ/phát triển chung cho cụm cấu tạo

triển vọng có cấu trúc tương đồng) và chi phí giếng khoan (được định chuẩn tại một thời điểm cụ thể) sẽ là đầu vào cho đánh giá kinh tế. Các cấu tạo triển vọng/cụm cấu tạo triển vọng có giá trị kỳ vọng (EMV) dương sẽ là mục tiêu ưu tiên hàng đầu cho chiến dịch thăm dò tiếp theo;

- Đề xuất phương án tiếp theo cho các cấu tạo triển vọng còn lại: Do đặc điểm địa chất tại khu vực nghiên cứu rất phức tạp, chi phí giếng khoan cao hơn nhiều so với các khu vực khác, dữ liệu địa chấn 3D tại các lô này thu nổ đã lâu (năm 2001), để có được POS tin cậy hơn đồng thời giảm thiểu rủi ro cho các cấu tạo triển vọng còn lại đã được xác định thì việc thu nổ địa chấn 3D mới với kỹ thuật băng thông rộng đang được lên phương án để tiến hành cho toàn bộ khu vực phát triển chung (JDA).

3. Phân tích xác suất thành công

3.1. Phân tích POS địa chất áp dụng trước kia cho việc đánh giá các cấu tạo triển vọng dầu khí

Phân tích POS/hay cơ hội thành công (chance of success - COS) đối với việc đánh giá các cấu tạo triển vọng/tiềm năng dầu khí có thể được áp dụng khác nhau. Tuy nhiên, 5 yếu tố/thông số trong hệ thống dầu khí có ảnh hưởng nhất tới tiềm năng của các vỉa chứa thường được đánh giá, bao gồm:

- Cơ chế bẫy (bẫy): Các vỉa chứa tồn tại ở dạng bẫy cấu trúc khép kín hoặc bẫy địa tầng;

- Các đặc tính vỉa (vía chứa): Về thạch học, tương quan độ sâu và chất lượng vỉa chứa;

- Khả năng chắn (chắn): Liệu dầu khí có thể di chuyển xuyên qua lớp đất đá đè phủ bên trên (tập sét, carbonate...) hay di chuyển dọc theo các bề mặt đứt gãy;

- Đá sinh (sinh): Xác suất đá sinh khu vực nghiên cứu;

- Sự di chuyển (di chuyển): Khả năng di chuyển của dầu khí từ đá sinh đến các cấu tạo triển vọng (bẫy). POS là tích số của các thông số rủi ro, được tính toán bằng phương trình (1):

$$POS = \text{Bẫy} \times \text{vía chứa} \times \text{chắn} \times \text{sinh} \times \text{di chuyển}$$

3.2. Phân tích POS địa chất hiện nay được áp dụng cho các cấu tạo triển vọng dựa trên hướng dẫn của CCOP

Các cấu tạo triển vọng dầu khí trong khu vực nghiên cứu đều có rủi ro riêng dựa trên POS được ước tính cho từng vỉa chứa trong các cấu tạo triển vọng. Để đảm bảo quá trình đánh giá có hệ thống, các thông số cho từng vỉa chứa được đánh giá dựa trên tiêu chuẩn hướng dẫn của

Bảng 1. Bảng mô tả các thông số địa chất liên quan đến phân tích POS

Xác suất đá chứa hiệu dụng (P1)	Xác suất bẫy hiệu dụng (P2)	Xác suất nạp dầu khí hiệu dụng (P3)	Xác suất bảo tồn sau khi tích tụ (P4)
P1 = P1a × P1b	P2 = P2a × P2b	P3 = P3a × P3b	P4
P1a: Xác suất hiện diện tương đá chứa với chiều dày thực và tỷ lệ chiều dày thực/chiều dày tổng tối thiểu được áp dụng trong đánh giá tài nguyên.	P2a: Xác suất hiện diện cấu tạo được xác định với thể tích đá tối thiểu như đã được dự báo trong tính toán thể tích.	P3a: Xác suất đá sinh hiệu dụng xét về mặt tồn tại đủ khối lượng đá chứa sinh trưởng thành có chất lượng phù hợp nằm trong khu vực lưu dẫn của cấu tạo được xác định.	P4: Xác suất bảo tồn sau khi tích tụ.
P1b: Xác suất hiệu dụng đá chứa liên quan đến độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa dầu khí tối thiểu.	P2b: Xác suất cơ chế chắn hiệu dụng cho cấu tạo được xác định.	P3b: Xác suất di chuyển hiệu dụng của dầu khí từ đá sinh đến cấu tạo đã xác định.	

CCOP (Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia) [2]. Hướng dẫn của CCOP thường được sử dụng để đánh giá và xếp hạng các cấu tạo triển vọng dầu khí trong giai đoạn thăm dò. Các yếu tố/thông số địa chất liên quan đến phân tích POS gồm:

- Xác suất (probability) vỉa chứa hiệu dụng (P1): P1 là tích của 2 thông số thành phần P1a và P1b;
- Xác suất bẫy hiệu dụng (P2): P2 là tích của 2 thông số thành phần P2a và P2b;
- Xác suất nạp dầu khí hiệu dụng (P3): P3 là tích của 2 thông số thành phần P3a và P3b;
- Xác suất bảo tồn sau tích tụ (P4).

Các thông số được mô tả trong Bảng 1.

Phương trình (2) được sử dụng để tính toán POS của các cấu tạo triển vọng dầu khí (các thân cát) bằng cách nhân các thông số rủi ro (cũng chính là các thông số xác suất - probability factors) địa chất riêng lẻ của từng thân cát:

$$POS = (P1a \times P1b) \times (P2a \times P2b) \times (P3a \times P3b) \times P4 \quad (2)$$

Các thông số ở phương trình (2) được phân tích/giải thích như dưới đây.

3.2.1. Phân tích thông số P1 (xác suất vỉa chứa hiệu dụng/probability of effective reservoir)

P1 gồm 2 thông số thành phần P1a và P1b, và P1 là tích của 2 thông số này.

- Thông số P1a (xác suất hiện diện vỉa chứa/reservoir presence)

Xác suất tồn tại tương vỉa chứa với tỷ số "chiều dày thực"/"chiều dày tổng" tối thiểu được áp dụng trong tính toán tài nguyên. Các yếu tố quan trọng để xem xét sự hiện diện vỉa chứa là mô hình môi trường trầm tích tại vị trí cấu tạo triển vọng và độ tin cậy của tài liệu. Các trầm

tích gần hoặc xa hơn được tính là khoảng cách từ cấu tạo triển vọng đến nguồn lắng đọng trầm tích (không phải từ cấu tạo triển vọng đến giếng đã được khoan, nơi bắt gặp vỉa chứa tương ứng được dự báo tại khu vực cấu tạo triển vọng). Dữ liệu trực tiếp có nghĩa là các mô hình địa chất được hỗ trợ bởi dữ liệu từ các giếng đã khoan gần đó hoặc các điểm dữ liệu liên quan khác. Dữ liệu gián tiếp thường là các mô hình lý thuyết hoặc mô hình tương tự được lấy từ các khu vực khác. Nhìn chung biển nông, dạng phổ biến/"blanket" và dữ liệu trực tiếp, các trầm tích gần nguồn sẽ có cơ hội tìm thấy các khoảng vỉa chứa tiềm năng cao hơn so với môi trường lục địa.

- Thông số P1b (xác suất chất lượng vỉa chứa/reservoir quality)

Xác suất hiệu dụng của vỉa chứa (chất lượng vỉa chứa), liên quan đến độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa dầu khí tối thiểu. Xác suất chất lượng vỉa phụ thuộc vào độ sâu chôn vùi và sự liên kết giữa các thân cát tương tự nhau đã gặp tại các giếng đã khoan lân cận. Các thông số khu vực khác, chẳng hạn như tương vỉa chứa và quá trình thành tạo đá, được xem xét cho từng thân cát vì chúng ảnh hưởng đến các giá trị độ rỗng.

CCOP đưa ra các hướng dẫn liên quan đến khoảng giá trị của các thông số P1a và P1b, các thông số này phụ thuộc vào môi trường trầm tích, độ sâu vỉa dự báo tại cấu tạo triển vọng, độ tin cậy của dữ liệu, như trong Bảng 2 (P1a - Bảng 2a; P1b - Bảng 2b).

Phân tích P1a và P1b trong khu vực nghiên cứu

- Thông số P1a

Mặc dù mô hình trầm tích chung trong Miocene giữa là biển nông, và turbidite biển sâu trong Miocene trên cho một phần khu vực [3], môi trường trầm tích trong khu vực nghiên cứu được cho là thành tạo trong điều kiện biển nông, hoặc ven biển, châu thổ, thủy triều, hoặc quạt biển sâu dựa trên việc liên hệ, đối sánh với tài liệu ở các giếng xung quanh trong khu vực nghiên cứu/hoặc khu vực gần

Bảng 2a. Độ tin cậy của môi trường trầm tích

Độ tin cậy dữ liệu		Dữ liệu trực tiếp, lắng đọng gần nguồn	Dữ liệu trực tiếp, lắng đọng xa nguồn hơn	Dữ liệu bị giới hạn, lắng đọng gián đoạn	Dữ liệu gián tiếp, phân tích phân tập địa chấn
Môi trường biển	Biển nông, “blanket”	0,9 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Ven biển, đồng bằng, thủy triều	0,8 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Quạt biển sâu	0,7 - 0,8	0,5 - 0,6	0,3 - 0,5	0,1 - 0,3
	Đá vôi	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,5 - 0,7	0,3 - 0,5
Lục địa	Đồng bằng sông hồ	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Quạt bồi tích, dòng chảy rối, uốn khúc	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Trầm tích gió	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,6	0,4 - 0,6
Khác	Đá móng nứt nẻ	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3
	Dung nham nứt nẻ, có độ rỗng	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3

Bảng 2b. Độ tin cậy của chất lượng vỉa chứa tương ứng với độ sâu

Độ tin cậy dữ liệu		Dữ liệu trực tiếp, lắng đọng gần nguồn	Dữ liệu trực tiếp nhưng ít dữ liệu, lắng đọng xa nguồn hơn	Dữ liệu bị giới hạn, liên kết rủi ro	Dữ liệu gián tiếp
1 - 3 km	Vỉa đồng nhất, sạch	0,9 - 1,0	0,8 - 0,9	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7
	Vỉa hỗn hợp, không sạch	0,8 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
3 - 4 km	Vỉa đồng nhất, sạch	0,8 - 0,9	0,7 - 0,8	0,5 - 0,7	0,4 - 0,5
	Vỉa hỗn hợp, không sạch	0,7 - 0,9	0,6 - 0,7	0,5 - 0,6	0,3 - 0,5
> 4 km	Vỉa đồng nhất, sạch	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Vỉa hỗn hợp, không sạch	0,6 - 0,9	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3

đó. Cơ hội tìm thấy tướng vỉa chứa khá cao, do đó độ tin cậy của dữ liệu được đề xuất là “dữ liệu trực tiếp, lắng đọng gần nguồn”. Dựa trên hướng dẫn CCOP (Bảng 2a), P1a được đánh giá trong khoảng giá trị 0,8 - 1 (tùy thuộc vào từng thân cát).

- Thông số P1b

Độ sâu của các thân cát tại các cấu tạo triển vọng đã xác định trong phạm vi khu vực nghiên cứu có độ sâu chôn vùi từ < 3 km đến > 4 km (tùy thuộc từng thân cát); dựa trên các điểm dữ liệu ở khu vực xung quanh, các thân cát có thể là vỉa chứa sạch đồng nhất hoặc vỉa chứa hỗn hợp, không sạch. Độ tin cậy của dữ liệu đối với các cấu tạo triển vọng tiềm năng được đề xuất chủ yếu là “dữ liệu trực tiếp, trầm tích gần nguồn”. P1b được đánh giá trong khoảng giá trị 0,5 - 0,1 (tùy thuộc vào từng thân cát).

3.2.2. Phân tích thông số P2 (xác suất bẫy hiệu dụng - probability of effective trap)

P2 gồm 2 thông số thành phần P2a và P2b, và P2 là tích của 2 thông số này.

- Thông số P2a (xác suất hiện diện bẫy, probability of trap presence)

Xác suất hiện diện bẫy được phân tích bằng cách đánh giá mật độ minh giải địa chấn, việc thiết lập bản đồ

nóc - đáy vỉa chứa và việc chuyển đổi độ sâu, cùng với việc xác định chính xác vị trí bẫy.

- Thông số P2b (xác suất chắn hiệu dụng, probability of effective seal - top seal & fault seal)

Xác suất của cơ chế chắn hiệu dụng cho cấu tạo tiềm năng đã vẽ được. Yếu tố rủi ro này phụ thuộc vào xác suất của chắn nóc và chắn đứt gãy hiệu dụng. Xét về khả năng chắn nóc, mức độ chắc chắn của chắn phụ thuộc vào thạch học dọc theo các bề mặt bao quanh vỉa chứa. Yếu tố này được đánh giá bằng chất lượng tập sét tương tự từ các giếng gần đó.

CCOP đưa ra các hướng dẫn liên quan đến khoảng giá trị của các thông số P2a và P2b, các thông số này phụ thuộc vào liên kết địa chấn, vẽ bản đồ; độ tin cậy dữ liệu; cơ chế chắn; chất lượng chắn đối với cấu tạo triển vọng như trong Bảng 3 (P2a - Bảng 3a; P2b - Bảng 3b).

Phân tích P2a và P2b trong khu vực nghiên cứu

- Thông số P2a

Khu vực nghiên cứu được phủ bởi tài liệu địa chấn 3D với minh giải địa chấn chi tiết và dày đặc cho từng vỉa chứa. Liên kết địa chấn phụ thuộc vào mức độ phức tạp của cấu trúc từ các giếng đã khoan đến vị trí cấu tạo triển vọng. Được cho là liên kết tốt khi minh giải qua khu vực

Bảng 3a. Bảng hướng dẫn tính xác suất hiện diện của bẫy

Liên kết địa chấn, vẽ bản đồ		Độ tin cậy dữ liệu	Địa chấn 3D	Địa chấn 2D		
				Kích thước mạng lưới dày	Kích thước mạng lưới thưa	Kích thước mạng lưới rất thưa
Liên kết tốt, gần giếng	Độ phức tạp cấu trúc thấp		0,9 - 1,0	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9
	Độ phức tạp cấu trúc cao		0,7 - 1,0	0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7
	Cấu trúc thoải, rủi ro chuyển đổi độ sâu		0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6
Liên kết có sai số, xa giếng	Độ phức tạp cấu trúc thấp		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9	0,5 - 0,8
	Độ phức tạp cấu trúc cao		0,7 - 0,9	0,6 - 0,9	0,4 - 0,8	0,3 - 0,7
	Cấu trúc thoải, rủi ro chuyển đổi độ sâu		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5
Liên kết sai số, mô hình lân cận	Độ phức tạp cấu trúc thấp		0,9 - 1,0	0,7 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,7
	Độ phức tạp cấu trúc cao		0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,1 - 0,4
	Cấu trúc thoải, rủi ro chuyển đổi độ sâu		0,3 - 0,7	0,2 - 0,6	0,1 - 0,5	0,1 - 0,4

Bảng 3b. Chất lượng vỉa chứa tương ứng với độ sâu

Cơ chế chắn	Chất lượng chắn			Rất tốt	Tốt	Chấp nhận được	Kém
	Mặt trên	Đáy, biên	Kiểu cấu trúc				
Kiểu chắn đơn giản	Chỉnh hợp	N/A	Nếp lồi, đới nâng bị chôn vùi...	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,6
	Bất chỉnh hợp	N/A	Cấu tạo do đứt gãy	0,8 - 0,9	0,7 - 0,8	0,5 - 0,7	0,3 - 0,5
Kiểu chắn kết hợp	Chỉnh hợp	Bất chỉnh hợp	Kế áp, nằm lẫn	0,5 - 0,7	0,4 - 0,5	0,3 - 0,4	0,1 - 0,3
	Chỉnh hợp	Đứt gãy	Cấu tạo đứt gãy lún chìm	0,6 - 0,8	0,5 - 0,6	0,3 - 0,5	0,1 - 0,3
	Chỉnh hợp	Dịch chuyển tương	Chuyển sang sét nén	0,6 - 0,8	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,1 - 0,3
	Bất chỉnh hợp	Chỉnh hợp	Cấu trúc điểm lộ chôn vùi	0,4 - 0,5	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3

không có nhiều đứt gãy và ngược lại là liên kết không tốt khi minh giải qua khu vực nhiều đứt gãy và cấu trúc có mức độ phức tạp cao, do đó P2a được đề xuất chủ yếu trong khoảng 0,7 - 1 (tùy thuộc độ phức tạp về cấu trúc của từng vỉa chứa).

- Thông số P2b

Với xác suất của cơ chế chắn hiệu dụng; để thấy rõ hơn ảnh hưởng của các nóc (đá chắn) và các đứt gãy vào cơ chế chắn, nghiên cứu xếp hạng lại triển vọng thăm dò dầu khí còn lại đã chia P2b thành 2 thành tố là chắn nóc (top seal) và chắn đứt gãy (fault seal), và P2b là tích số của hai thành tố này (P2b = Chắn nóc × chắn đứt gãy). Mô hình trầm tích của Miocene giữa, Miocene trên và kết quả khoan cho thấy tập sét biển (tầng chắn nóc) với chất lượng tốt phủ rộng rãi khu vực nghiên cứu trong suốt thời gian hình thành, có nghĩa là không có rủi ro về chắn nóc, do đó xác suất = 1. Khả năng chắn của các đứt gãy bao các khối/màng cấu trúc địa chất nội lò (đứt gãy phân chia địa hình lò X và Y thành các khối/màng địa chất nhỏ hơn) được đánh giá bằng cách tham khảo kết quả nghiên cứu chắn đứt gãy định lượng của Badley Geoscience Limited cho khu vực nghiên cứu [4], các đứt gãy chưa có trong nghiên cứu chắn đứt gãy thì được gán thông số rủi ro là 0,5 (xác suất = 0,5). Túc P2b được đề xuất trong khoảng giá trị 0,5 - 1.

3.2.3. Phân tích thông số P3 (xác suất nạp dầu khí hiệu dụng - probability of effective petroleum charge)

P3 gồm 2 thông số thành phần P3a và P3b, và P3 là tích của 2 thông số này.

- Thông số P3a (xác suất đá sinh hiệu dụng - probability of effective source rock)

Xác suất đá sinh trưởng thành có chất lượng yêu cầu hiện diện trong khu vực nạp của cấu trúc xác định. Vỉa chứa có nhiều khả năng được nạp khi nằm trực tiếp trên đá sinh trưởng thành đến quá trưởng thành.

- Thông số P3b (xác suất di chuyển hiệu dụng và thời gian tạo bẫy - probability of effective migration and timing)

Xác suất di chuyển hiệu dụng của dầu khí từ đá sinh đến cấu tạo triển vọng xác định.

CCOP đưa ra các hướng dẫn để cập đến khoảng giá trị của các thông số P3a và P3b được thể hiện trong Bảng 4 (P3a - Bảng 4a; P3b - Bảng 4b).

Phân tích P3a và P3b trong khu vực nghiên cứu

- Thông số P3a

Được đánh giá dựa trên báo cáo nghiên cứu mô hình bể do Schlumberger thực hiện [5] đã chứng minh là đá sinh có tuổi Oligocene và Miocene dưới (than paralic trong tầng T20 và T30 với TOC 22 - 54%, các đá sinh khác

Bảng 4a. Bảng hướng dẫn tính xác suất đá sinh hiệu dụng

Độ tin cậy tài liệu		Môi trường lắng đọng	Môi trường biển giới hạn hoặc đầm hồ với vật chất hữu cơ phù hợp	Môi trường biển hỗn hợp hoặc đầm hồ với vật chất hữu cơ phân tán	Môi trường đồng bằng với vật chất hữu cơ mùn (trên cạn, khí chủ yếu)
Đá sinh đã được xác minh	Khối lượng đủ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,8 - 1,0
	Khối lượng cận biên		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Độ trưởng thành		0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
Đá sinh bị giảm chất lượng	Khối lượng đủ		0,7 - 0,9	0,6 - 0,8	0,6 - 0,8
	Khối lượng cận biên		0,4 - 0,6	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Độ trưởng thành		0,2 - 0,5	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá sinh theo giả thiết	Khối lượng đủ		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Khối lượng cận biên		0,3 - 0,7	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Độ trưởng thành		0,1 - 0,4	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá sinh suy đoán	Khối lượng đủ		0,4 - 0,7	0,3 - 0,7	0,3 - 0,7
	Khối lượng cận biên		0,2 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
	Độ trưởng thành		0,1 - 0,4	0,1 - 0,3	0,1 - 0,3

Bảng 4b. Xác suất di chuyển hiệu dụng và thời gian thành tạo bẫy

Thời gian	Bẫy hình thành trước khi hydrocarbon nạp vào	Thời gian hình thành bẫy và di chuyển là cùng nhau	Bẫy được hình thành khi đá sinh được cho là quá trưởng thành
Di chuyển			
Di chuyển cục bộ	0,9 - 1,0	0,4 - 0,8	0,1 - 0,4
Di chuyển ngang không bị chặn	0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Di chuyển ngang bị chặn	0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,3
Di chuyển thẳng đứng không chặn	0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
Di chuyển thẳng đứng chặn	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Di chuyển tràn khoảng cách xa	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Bẫy không xác định kiểu di chuyển	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3	0,1

Bảng 5. Bảng hướng dẫn tính các xác suất bảo tồn bẫy hiệu dụng

Các quá trình địa chất sau khi tích tụ		Kiểm soát dữ liệu	Dữ liệu rõ ràng tin cậy (địa chấn, giếng khoan...)	Kiểm soát dữ liệu và minh giải kém đến khá	Dữ liệu kém tin cậy (địa chấn, giếng khoan...)
Không có hoạt động muộn	Không có hoạt động kiến tạo sau tích tụ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 1,0
	Các bẫy nông, có thể phá hủy sinh học		0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Bào mòn	Bẫy kết nối với đá sinh		0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
	Bẫy không kết nối với đá sinh		0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,2
Nâng lên và đổ nghiêng	Hình dạng, thể tích, đỉnh không bị thay đổi		0,7 - 0,9	0,4 - 0,7	0,2 - 0,4
	Hình dạng, thể tích, đỉnh bị thay đổi		0,5 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,2
Các đứt gãy tái hoạt động	Nén ép và/hoặc chuyển tiếp		0,5 - 0,7	0,4 - 0,5	0,3 - 0,4
	Tách giãn		0,4 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,3

với TOC 0,4 - 2,7% loại II), khối lượng đủ, môi trường biển giới hạn và đầm hồ; P3a được ước định chủ yếu là 1 cho toàn bộ khu vực.

- Thông số P3b

Các tích tụ dầu khí đã được tìm thấy hoặc đang khai thác trong khu vực nghiên cứu/hoặc khu vực lân cận từ các tầng Miocene trên xuống đến Miocene dưới. Do đó, di chuyển hiệu dụng và thời gian tạo bẫy được đánh giá cao; các vỉa chứa tầng Miocene dưới lắng đọng ngay trên nóc của tầng đá sinh sẽ có P3b = 0,9; trong khi các vỉa Miocene trên và Miocene giữa cần khoảng cách di chuyển dầu khí

xa hơn, và thời gian tạo bẫy muộn hơn một chút, thì có giá trị P3b = 0,8.

3.2.4. Phân tích thông số P4 (xác suất bảo tồn sau tích tụ - probability of retention after accumulation)

P4 là xác suất bảo tồn hiệu dụng của dầu khí trong cấu tạo triển vọng sau khi tích tụ (đến ngày nay).

Các hướng dẫn liên quan đến khoảng giá trị của thông số P4 được thể hiện trong Bảng 5.

- Phân tích P4 trong khu vực nghiên cứu

Trong khu vực nghiên cứu, các đứt gãy đóng vai trò như là các ranh giới hình thành và giới hạn (bao) các cấu tạo triển vọng còn lại đối với các cấu tạo xung quanh. Xác suất bảo tồn sau khi tích tụ được đánh giá bằng cách phân tích sự tái hoạt động đứt gãy tiềm ẩn trong Miocene trên, sự nâng lên khu vực, và sự bào mòn bề mặt MMU (bất chỉnh hợp Miocene giữa) bên trong cấu tạo triển vọng cụ thể. Trong khu vực nghiên cứu, quan sát thấy nhiều đứt gãy bao các khối cấu trúc nội lô có dấu hiệu tái hoạt động (yếu) trong tầng Miocene trên. Tuy nhiên, trong khu vực nghiên cứu/hoặc khu vực lân cận, các tích tụ dầu khí đã

được tìm thấy/hoặc đang khai thác trong các bể tương tự như các cấu tạo triển vọng còn lại trong khu vực nghiên cứu (về loại bể và tuổi tạo bể). Do đó, trong các cấu tạo triển vọng đã xác định, tuy có sự tái hoạt động yếu ở Miocene trên, nhưng P4 được đề xuất có giá trị là 0,9; trong khi các cấu tạo triển vọng không có sự tái hoạt động đứt gãy thì P4 được đề xuất có giá trị là 1.

Dựa vào các tiêu chí trên cho từng thông số, đối với thân cát riêng lẻ, giá trị POS (đơn vị %) được tính bằng cách áp dụng phương trình (2). Giá trị POS sẽ được sử

Bảng 6. Các thông số rủi ro địa chất, HIMP và POS của các cấu tạo triển vọng còn lại

Cấu tạo triển vọng	Vía chứa	Vía chứa hiệu dụng		Bẫy hiệu dụng			Nạp dầu khí hiệu dụng		Bảo tồn sau khi tích tụ	POS trung bình	Dầu khí tại chỗ ban đầu đã tính rủi ro (P50)	Dầu khí tại chỗ ban đầu chưa tính rủi ro (P50)
		Sự hiện diện via chứa	Chất lượng via chứa	Sự hiện diện bẫy	Chấn nóc	Chấn đứt gãy	Đá sinh hiệu dụng	Thời gian và di chuyển hiệu dụng			MMBOE	MMBOE
M1-1	Thân cát 1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
	Thân cát 2	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
	Thân cát 3	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
	Thân cát 4	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
	Thân cát 5	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
	Thân cát 6	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M1-1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M1-2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M1-3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M2_1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M2_2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
M2_3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H1_1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H1_2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H1_3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H1_4	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H2_1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
H2_2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
A	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
B	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
C	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
D	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
E	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
N	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K1_1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K1_2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K1_3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K1_4	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
K3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
B1	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
B2	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính
B3	Các thân cát	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	0<giá trị≤1	Đã được tính	Đã được tính

dụng cho tính toán dầu khí tại chỗ ban đầu đã tính rủi ro (“risked HIIP”) theo phương trình (3) như sau:

$$Risked\ HIIP = Unrisked\ HIIP(P_{mean}) \times POS \quad (3)$$

Trong đó: Risked HIIP là dầu khí tại chỗ ban đầu đã tính rủi ro, Unrisked HIIP(P_{mean}) là dầu khí tại chỗ ban đầu (cũng là HIIP) cho trường hợp trung bình (P50) chưa tính rủi ro.

Bảng 6 mô phỏng kết quả phân tích, tính toán của từng vỉa chứa trong cấu tạo triển vọng nghiên cứu. Các hàng màu trắng mô phỏng giá trị tính được cho từng thân cát riêng lẻ trong một cấu tạo triển vọng (ví dụ ở đây là M1-1). Mỗi thân cát trong từng cấu tạo triển vọng sẽ được tính tương tự như các thân cát trong M1-1. Các hàng màu xanh mô phỏng giá trị chung (giá trị đại diện cho tất cả các thân cát) tính được cho từng cấu tạo triển vọng còn lại được xác định trong khu vực nghiên cứu.

- Các ưu điểm của phân tích CCOP POS so với việc áp dụng trước đây

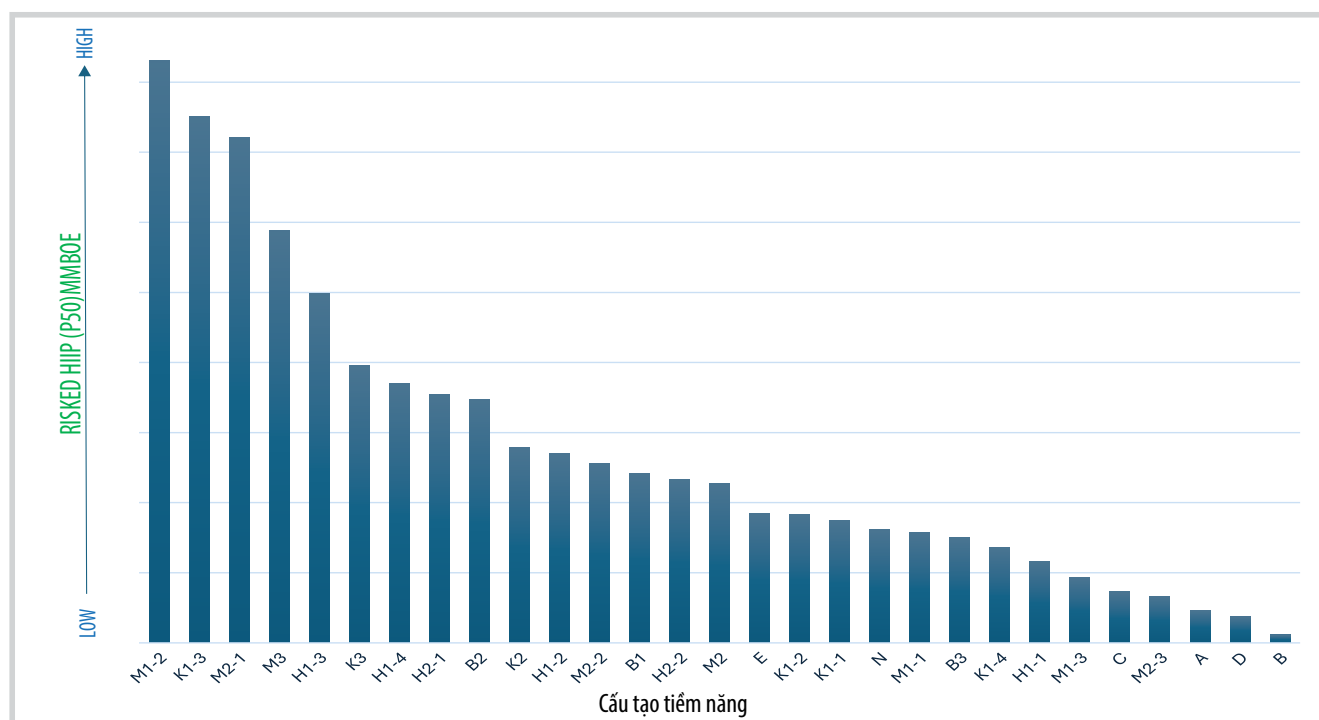
Trên thực tế, bản chất của các thông số chính (bẫy/P2a, vỉa chứa/P1, chắn/P2b, sinh/P3a, di chuyển/P3b) liên quan đến phân tích POS giữa hướng dẫn CCOP (phương trình (2)) và một số áp dụng trước đây (phương trình (1)) nhìn tổng thể là tương tự nhau. Tuy nhiên, khác biệt giữa các phân tích POS cho thấy những ưu điểm sau của phân tích POS theo hướng dẫn của CCOP (CCOP POS) so với trước đây:

+ Hướng dẫn CCOP đã tách thông số vỉa (P1) thành 2 thông số phụ P1a và P1b ($P1 = P1a \times P1b$), và một thông số nữa là P4 cũng được đưa vào phân tích POS. Việc phân tách và đưa thêm vào dẫn tới việc phân tích POS sẽ chi tiết và thận trọng hơn, hạn chế bớt sai số trong việc đánh giá các cấu tạo triển vọng dầu khí hiện tại;

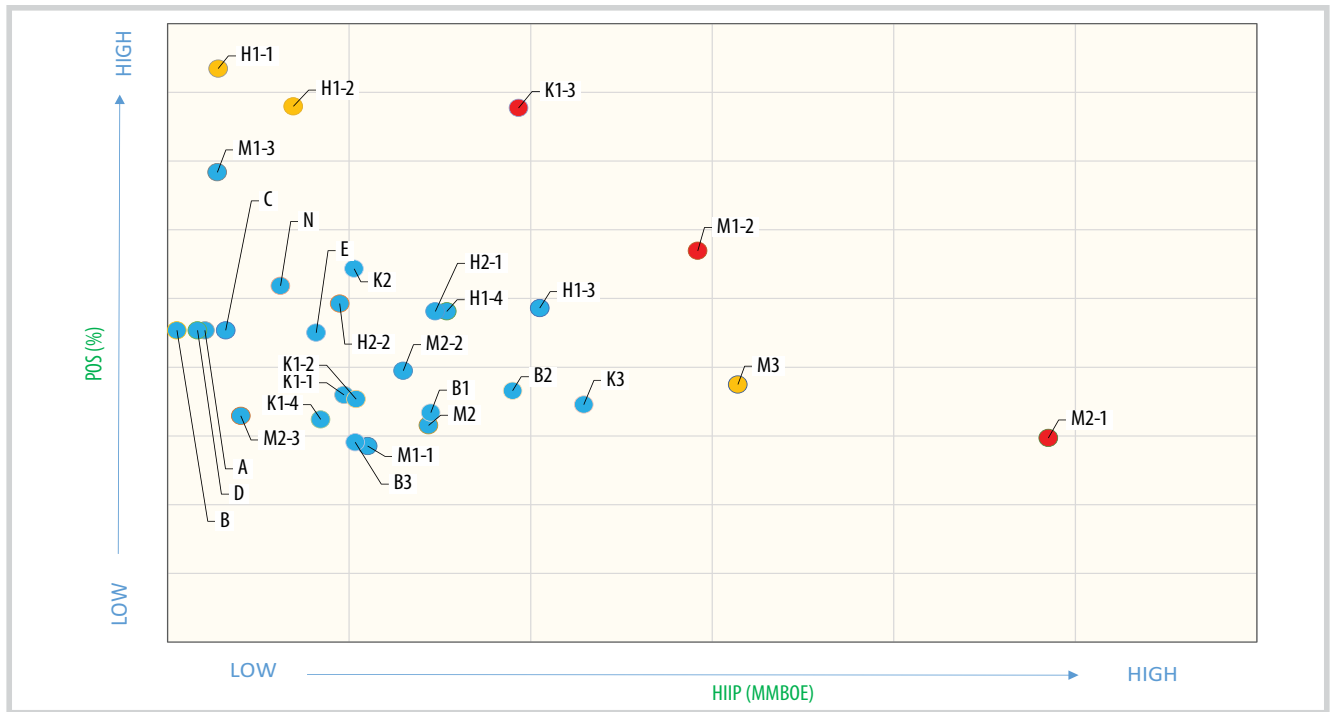
+ Hướng dẫn CCOP đã đưa ra các bảng hướng dẫn chi tiết (Bảng 2 - 5) được sử dụng để xác định khoảng giá trị cho từng thông số. Mỗi khoảng được xác định bởi sự kết hợp (sự giao nhau) của 2 thông số, một thông số chiếu theo cột và thông số còn lại chiếu theo hàng (Bảng 2 - 5). Dựa theo các bảng hướng dẫn, các thông số POS được xác định dễ dàng hơn nhưng lại thận trọng và hợp lý hơn, giúp cho việc phân tích POS cho các cấu tạo triển vọng dầu khí cũng như các thân cát/vỉa chứa tiềm năng thuyết phục hơn.

4. Xếp hạng các cấu tạo triển vọng còn lại

Kết quả minh giải cấu trúc địa chất đã xác định được các cấu tạo triển vọng có thể có tại khu vực nghiên cứu, bể Nam Côn Sơn (Hình 1). Việc xếp hạng được thực hiện dựa trên các kết quả tính toán xác suất thành công POS và dầu khí tại chỗ ban đầu trung bình P(50)/hay P_{mean} (Unrisked HIIP (P50)): dầu khí tại chỗ ban đầu trung bình chưa đánh giá rủi ro và Risked HIIP (P_{mean}): dầu khí tại chỗ ban đầu trung bình đã đánh giá rủi ro từ các bước trước đó cho từng cấu tạo triển vọng. Giá trị POS và HIIP (Unrisked HIIP (P50)) của tất cả các triển vọng được biểu diễn trên biểu đồ “HIIP versus POS” (Hình 2).



Hình 1. Biểu đồ xếp hạng các cấu tạo triển vọng theo Risked HIIP (P_{mean}).



Hình 2. Biểu đồ HIIP so với POS cho xếp hạng các cấu tạo triển vọng dầu khí còn lại [1].

Hình 1 và 2 thể hiện sự xếp hạng các cấu tạo triển vọng dựa trên giá trị Risked HIIP (Pmean) của các cấu tạo triển vọng đã được đánh giá rủi ro. Dựa trên phương pháp xếp hạng này, các cấu tạo triển vọng còn lại tiềm năng nhất đã được xác định theo thứ tự là: M1_2, M2_1 và K1_3. Sau đó, những cấu tạo triển vọng này được chọn để tính toán giá trị kinh tế (EMV) và sản lượng khai thác trong các phần tiếp theo.

- Cấu tạo triển vọng M1_2 có giá trị kinh tế tốt nhất với dầu khí tại chỗ ban đầu (HIIP) được xác định (đã tính được) và khả năng thành công cao (POS xấp xỉ 28%). Do đó, cấu tạo triển vọng này được đánh giá là ứng cử viên số một trong chiến dịch thăm dò mở rộng;

- Cấu tạo triển vọng tiếp theo là M2_1, cũng tương tự như cấu tạo triển vọng M1_2, M2_1 có giá trị Risked HIIP (50) rất cao, tuy nhiên khả năng thành công ở mức thấp (POS xấp xỉ 15%). Giá trị kinh tế đối với cấu tạo triển vọng này vẫn cho giá trị dương. Do đó, cấu tạo triển vọng này được đánh giá là ứng cử viên số hai trong chiến dịch thăm dò mở rộng;

- Sau đó là cấu tạo triển vọng K1_3, là một trong những cấu tạo triển vọng có POS (xấp xỉ 39%) cao nhất trong các cấu tạo triển vọng lô X và Y, đây là một cấu tạo triển vọng thăm dò độc lập với tiềm năng tài nguyên cao (đã tính được). Nghiên cứu gần đây nhất xác nhận dầu trong cấu tạo K1 (cấu tạo triển vọng K1_3 thì ngay cạnh K1 và cách giếng đã phát hiện dầu K1-1X khoảng 4,5 km). Giá

trị kinh tế được tính cho cấu tạo triển vọng này vẫn cho giá trị dương trong một vài kịch bản. Do đó, K1_3 được đánh giá là đối tượng thăm dò thứ 3 trong chiến dịch thăm dò mở rộng.

5. Đánh giá kinh tế

Đối với mục đích đánh giá kinh tế, 3 cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất (M1_2, M2_1 và K1_3) được xác định từ bước xếp hạng trước đó sẽ được xem xét để đưa ra quyết định cuối cùng cho hoạt động thăm dò tiếp theo.

Sử dụng mô hình bảng tính được phát triển dựa trên cơ chế đầu tư và thu hồi chi phí, mô hình kinh tế sẽ xác định giá trị hiện tại thuần (NPV) và giá trị kỳ vọng (EMV). Phân tích kinh tế đã được sử dụng để đánh giá các trường hợp khác nhau (về giá dầu khí, số lượng giếng khoan trong một cấu tạo triển vọng/cụm cấu tạo triển vọng, kịch bản phát triển cấu tạo triển vọng đơn lẻ/hay cụm cấu tạo triển vọng...) và đưa ra đánh giá về tính khả thi của dự án. Việc đánh giá kinh tế được thực hiện với 3 cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất trong một số trường hợp điển hình như sau:

Cấu tạo triển vọng M1

Trường hợp phát triển đơn lẻ tốt nhất là cấu tạo triển vọng M1_2.

Phân tích kết quả kinh tế cho thấy với kịch bản trữ lượng được đưa vào tính toán, việc phát triển cấu tạo triển

vọng M1_2 mang lại hiệu quả kinh tế cao, NPV với chiết khấu 12,5% là dương với mọi kịch bản giá dầu đưa vào tính toán.

Trong đó, phương án khoan 6 giếng trong cấu tạo triển vọng này (1 giếng thăm dò sau đó chuyển thành giếng khai thác, 5 giếng khai thác bổ sung) là phương án phát triển đơn lẻ mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất, với NPV chiết khấu 12,5%.

- 1 giếng thăm dò/thẩm lượng (khoan bằng giàn nửa nổi nửa chìm (semi-sub rig), kết nối và chuyển đổi thành giếng khai thác);

- 5 giếng khai thác bổ sung (khoan bằng giàn TAD khoan từ WHP).

Cấu tạo triển vọng M2

Tương tự như cấu tạo triển vọng M1, cho trường hợp phát triển đơn lẻ tốt nhất (với số giếng được khoan trong cấu tạo triển vọng này là 6).

Cấu tạo triển vọng K1

Khái niệm phát triển của cấu tạo triển vọng K1_3 là thiên về mỏ dầu khác với các cấu tạo triển vọng M1_2 và M2_1 là mỏ khí.

Kế hoạch phát triển mỏ bằng việc xây dựng 1 giàn đầu giếng tại khu vực K1 và vận chuyển toàn bộ khí/condensate (thông qua đường ống ngầm dài hơn 10 km) đến giàn xử lý trung tâm (PQP) để xử lý. Kế hoạch phát triển đơn lẻ cho cấu tạo triển vọng K1_3 bao gồm 4 giếng:

- 1 giếng thăm dò/thẩm lượng (khoan bằng giàn nửa nổi nửa chìm (semi-sub rig), kết nối và chuyển đổi thành giếng khai thác);

- 2 giếng khai thác bổ sung (khoan bằng giàn TAD từ WHP);

- 1 giếng bơm ép bổ sung (khoan bằng giàn TAD từ WHP).

Hiệu quả kinh tế của cấu tạo triển vọng K1_3 (phương án khoan 4 giếng, trong đó 3 giếng khoan khai thác và 1 giếng bơm ép) với NPV chiết khấu 12,5% là dương với mọi kịch bản giá dầu đưa vào tính toán.

6. Đề xuất kế hoạch tiếp theo

Các cấu tạo triển vọng còn lại đã được xác định trong khu vực nghiên cứu với khả năng thành công của những cấu tạo triển vọng này đã được tính toán chi tiết. Những cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất với giá trị tiền tệ kỳ

vọng (EMV) dương sẽ được chọn làm đối tượng khoan trong chiến dịch thăm dò và phát triển tiếp theo để bù đắp sản lượng đang suy giảm của các mỏ đang khai thác. Tuy nhiên, do đặc điểm địa chất phức tạp và chi phí giếng khoan cao, tài liệu khảo sát địa chấn 3D được thu nổ đã lâu (năm 2001) với công nghệ thu nổ truyền thống cùng với cấu hình và thông số thu nổ chưa phải tối ưu, công nghệ vào thời xử lý tài liệu chưa có những thuật toán tiên tiến đủ mạnh để giải quyết bài toán đặc thù ở khu vực mỏ A và B như: địa chất phức tạp, vỉa chứa mỏng, điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao... Việc sử dụng tài liệu này làm thông số đầu vào cho các nghiên cứu địa chất, địa vật lý cũng gặp phải những rủi ro đáng kể trong việc đánh giá POS cũng như đánh giá kinh tế, đặc biệt với các khoảng địa chất nằm sâu/cấu trúc phức tạp, những vỉa chứa mỏng.

Tài liệu địa chấn 3 chiều băng thông rộng (3D broadband seismic) đã được thu nổ cho các lô lân cận, cho thấy có sự cải thiện đáng kể về chất lượng tài liệu cũng như phân giải địa chấn. Với tài liệu mới địa chấn 3D băng thông rộng (nếu được thực hiện cho các lô trong khu vực nghiên cứu), thì độ tin cậy của kết quả minh giải cấu trúc, đứt gãy, dự báo sự phân bố vỉa chứa, phân tích/đánh giá POS... cho các đối tượng thăm dò hứa hẹn sẽ được tăng lên đáng kể. Không những vậy, khảo sát địa chấn 3D băng thông rộng mới còn hứa hẹn giảm thiểu một số rủi ro cho quá trình phát triển các mỏ trong khu vực nghiên cứu, bao gồm làm rõ cấu trúc địa chất của các đối tượng phát triển, khoanh vùng trữ lượng còn lại, tối ưu hóa giếng khoan đơn dày...

Kế hoạch cụ thể như sau:

- Tiến hành thu nổ và xử lý tài liệu địa chấn băng thông rộng mới bao phủ toàn bộ khu vực phát triển (JDA) trong khu vực nghiên cứu;

- Tiến hành minh giải lại cấu trúc và thực hiện các nghiên cứu địa chấn đặc biệt dựa trên tài liệu địa chấn mới.

Khu vực tìm kiếm thăm dò:

- Xem xét và đánh giá lại (bao gồm áp dụng Hướng dẫn CCOP để phân tích POS) các cấu tạo triển vọng còn lại dựa trên tài liệu khảo sát địa chấn 3D băng thông rộng mới;

- Khoan các giếng thăm dò ở những cấu tạo triển vọng tiềm năng nhất với kết quả EMV dương (đánh giá dựa trên tài liệu khảo sát địa chấn 3D băng thông rộng mới);

- Khoan các giếng phát triển tại các phát hiện mới nhằm bù đắp sản lượng khai thác đang suy giảm. Khu vực mở trong khu vực nghiên cứu đang khai thác:
- Tối ưu hóa vị trí, quỹ đạo giếng khoan đơn dày đã được đề cập trong Kế hoạch phát triển mỏ (RFDP);
- Thực hiện các nghiên cứu về phân bố trữ lượng còn lại của các đối tượng phát triển.

Tài liệu tham khảo

[1] Vietnam Oil and Gas Group, Vietnam Petroleum Institute, “Remaining exploration potential re-ranking study, Blocks 05-2 & 05-3”, 2022.

[2] Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia CCOP, “The CCOP guideline for risk assessment of petroleum prospect”, 7/2020. [Online]. Available: http://www.ccop.or.th/assets/publication_digital/2912004_4_pdf.pdf.

[3] Eastsea Star, “Phase 3B, seismic data re-interpretation, Hai Thach and Moc Tinh fields”, 2020.

[4] Badley Geoscience Limited, “The quantitative fault seal study for Blocks 05-2 & 05-3”, 2020.

[5] Schlumberger, “Basin modeling study for Blocks 05-2 & 05-3”, 2020.

ANALYZING THE PROBABILITY OF SUCCESS, RANKING THE POTENTIAL OF THE REMAINING EXPLORATION PROSPECTS IN STUDY AREA, NAM CON SON BASIN, AND PROPOSING FURTHER PLANS

Hoang Minh Hai¹, Ngo Anh Quan¹, Vu Dinh Thi¹, Nguyen Quan Phong¹, Luong Sy Hai¹, Tran Ngoc The Hung¹, Vu Duc Hoa¹ Tolstikin Pavel², Koltsov Sergey², Kurianova Mariia²

¹Bien Dong Petroleum Operating Company (Bien Dong POC)

²Gazprom International Limited

Email: thivd@biendongpoc.vn

Summary

Risk assessment or analysis of probability of success (POS) is very important in evaluating a petroleum prospect, especially for those in areas with unique characteristics, complex geology, and high drilling cost. In the article, the probabilities of geological success of the structures are analyzed based on the results of seismic interpretation, well logs, important geological parameters, etc., then combined with the hydrocarbon initial in place (HIIP) to rank, from high to low potential, the remaining prospects of the study area in the Nam Con Son basin.

The economic assessment shows that there are 3 most potential prospects with positive EMV, which are being considered targets for the next expanded exploration campaign in the study area. Given that they are located in the area with complex geological characteristics, high drilling costs, and unforeseen risks since the existing 3D seismic data were acquired and processed many years ago, etc., the authors have proposed some further exploration steps for the selected prospects.

Key words: Prospect, probability of success, Nam Con Son basin.