

PHÂN TÍCH RỦI RO TRONG ĐÁNH GIÁ HỆ THỐNG DẦU KHÍ

Tóm tắt

Thuật ngữ “hệ thống dầu khí” lần đầu tiên được nhà địa chất Wallace G. Dow giới thiệu vào những năm đầu thập kỷ 70 của thế kỷ XX và hiện nay được các nhà địa chất thăm dò dầu khí sử dụng rộng rãi. Để nghiên cứu, đánh giá một hệ thống dầu khí cần phân tích các yếu tố cơ bản cấu thành nên hệ thống này đó là: đá mẹ, đá chứa, đá chắn, cùng với ba quá trình kết hợp các yếu tố trên là: sự thành tạo của bẫy chứa dầu khí, sự sinh thành hydrocarbon → di cư → tích tụ và khả năng bảo tồn dầu khí của các bẫy [1 - 4].

Việc xác định khả năng có được một phát hiện dầu khí thực chất là việc phân tích rủi ro trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí (như rủi ro về địa chất, thương mại, kỹ thuật, tài chính, chính trị, thiên tai, thời tiết...) [1,3]. Trong bài viết này, tác giả chỉ đề cập đến rủi ro địa chất.

Rất nhiều biến thể đã được ghi nhận bởi các công ty dầu khí khác nhau khi tiến hành phân tích rủi ro cho cùng một đối tượng triển vọng. Bài viết này giới thiệu phương pháp phân tích rủi ro cho các đối tượng triển vọng trên cơ sở tài liệu hướng dẫn của Ủy ban điều phối các chương trình khoa học địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) [1], với mong muốn xây dựng một quy trình thống nhất trong phân tích hệ thống dầu khí ở Việt Nam.

1. Các quy tắc xác suất trong phân tích rủi ro

Phân tích rủi ro địa chất tức là phỏng đoán mức độ chắc chắn của các tham số địa chất quyết định đến việc phát hiện một đối tượng triển vọng ngoài thực địa và được thể hiện trên bản đồ. Quá trình phân tích này liên quan đến các yếu tố: đá mẹ, đá chứa, nạp dầu khí, bẫy, tầng chắn, thời gian di cư dầu khí từ đá mẹ và thời gian

hoàn thiện bẫy, bảo tồn. Các tham số này là các biến số riêng biệt và không có tham số địa chất nào quan trọng hơn tham số kia. Nếu một trong các tham số này có giá trị bằng 0 thì cấu tạo triển vọng sẽ là khô.

Độ chắc chắn được thể hiện bằng tỷ lệ xác suất thay đổi từ 0 đến 1; P = 1 tức là 100% chắc chắn và P = 0 tức 0% chắc chắn. Đối lập với xác suất thành công là rủi ro được mô tả trong Hình 1.

Lý thuyết xác suất đưa ra 4 nguyên tắc cơ bản có thể xem xét khi chúng ta tiến hành phân tích đối tượng triển vọng và phân tích rủi ro cho 1 play:

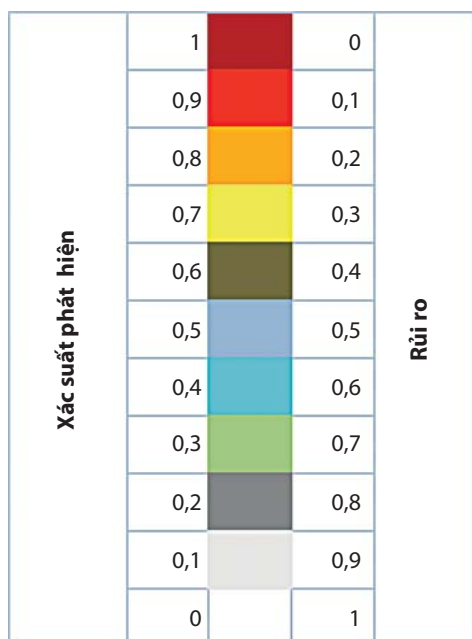
Nguyên tắc 1: Xác suất của một xuất hiện hay sự kiện bằng với 1 trừ đi rủi ro cho sự kiện này không xảy ra:

$$P_{\text{prob}} = 1 - P_{\text{risk}}$$

Nguyên tắc 2: Xác suất đồng thời xảy ra của vài sự kiện độc lập liên quan với nhau là tích của các xác suất độc lập (quy tắc nhân)

$$P = P_a \times P_b \times P_c \times P_d$$

Nguyên tắc này được sử dụng khi chúng ta tính xác suất phát hiện cho một đối tượng triển vọng. Tổ chức CCOP dùng 4 tham số địa chất chính (đá chứa, bẫy, dầu khí đã được nạp và khả năng bảo tồn) tất cả các tham số này chắc chắn phải xảy ra đồng thời để tạo nên một phát hiện.



Hình 1. Xác suất phát hiện và rủi ro

Nguyên tắc 3: Khuynh hướng xuất hiện của các sự kiện chọn lọc mà có sự tương tác lẫn nhau thì xác suất của sự xuất hiện của ít nhất một sự kiện là tương đương với tổng xác suất của từng sự kiện độc lập

$$P = P_a + P_b$$

Nguyên tắc 3 được sử dụng khi xem xét kết quả thay thế nhau của một vài sự kiện như là câu hỏi liệu dầu hay khí sẽ là pha chính trong đối tượng triển vọng được phân tích. Nguyên tắc này cũng được sử dụng khi tiến hành xây dựng cây quyết định “decision trees” mà ở đó tổng của tất cả các kết quả có thể xảy ra là tương đương với 1.

Nguyên tắc 4: Xác suất của 1 hoặc cả 2 sự kiện độc lập có thể được xác định bằng việc tính rủi ro mà không sự kiện này thì là sự kiện kia sẽ xuất hiện (Quy tắc kết hợp)

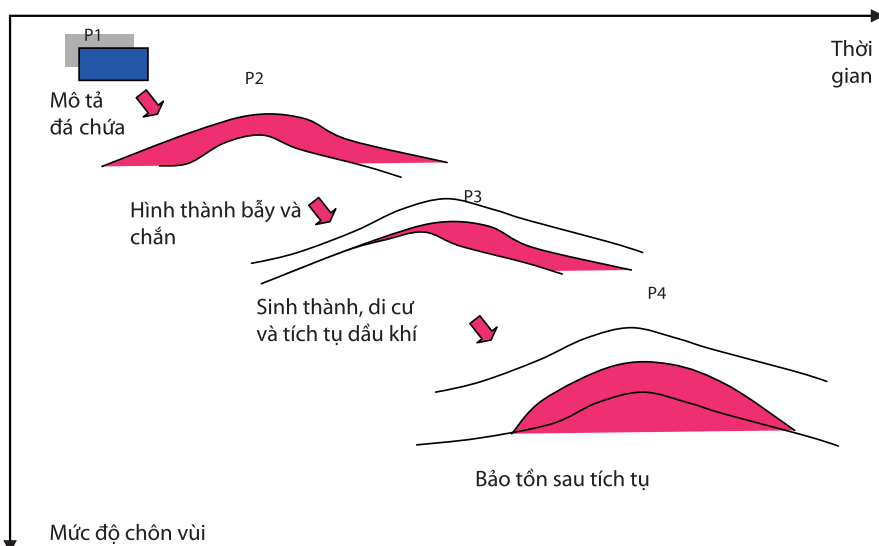
$$1 - P = (1 - P_a) \times (1 - P_b)$$

Nguyên tắc này được áp dụng khi phân tích rủi ro của một khu vực mới với 2 mức địa tầng tiềm năng được dự báo có thể là đối tượng thăm dò nhưng chỉ có 1 đá mẹ thực sự có khả năng nạp dầu khí cho đối tượng triển vọng đang xem xét.

Trong toán xác suất cũng cần phân biệt [1, 3]:

Xác suất ngẫu nhiên: được thể hiện bởi tỷ lệ giữa số lần xuất hiện của một sự kiện với tổng số lần thử. Ví dụ như tỷ lệ thành công của một số giếng khoan trong một vùng. Một điều hết sức quan trọng cần phải ghi nhớ đó là xác suất ngẫu nhiên yêu cầu phải có nền tảng thống kê và có thể không ứng dụng được trực tiếp khi cơ sở dữ liệu bị hạn chế.

Xác suất khách quan: liên quan tới mức độ các chứng



Hình 2. Sơ đồ mô tả đánh giá rủi ro theo thời gian địa chất

cứ có sẵn hoặc mức độ ủng hộ đối với một giả thuyết đưa ra. Các dữ liệu thực nghiệm, thông tin diễn tiến, và các dữ liệu tương tự được sử dụng trong quá trình này.

Xác suất chủ quan: thể hiện tổng mức độ hiểu biết độc lập về các xác suất của một sự kiện của một hiện tượng cho trước (mức độ tin tưởng).

Nhiệm vụ của nhà địa chất thăm dò là xác định và phân tích các sự kiện mà đóng góp cho việc tính toán một xác suất khách quan.

2. Các xác suất của một đối tượng triển vọng [1]

Xác suất của một đối tượng triển vọng được xác định là tích các xác suất thành phần của các tham số địa chất, các tham số này là độc lập với nhau. Theo CCOP tham số địa chất gồm 4 tham số chính: Đá chứa (P1), bẫy chứa (P2), hệ thống nạp bẫy (P3) và khả năng bảo tồn sau khi đã tích tụ (P4). Xác suất của các tham số này được tính cùng với việc xem xét liên quan đến thực tế và hiệu quả của các quá trình địa chất liên quan tới chúng.

Việc tính xác suất phát hiện được dựa trên nguyên tắc “đánh giá rủi ro thời gian địa chất” (Hình 2). Đánh giá rủi ro thời gian địa chất tức là đánh giá các quá trình địa chất liên quan và các sự kiện theo một trình tự thời gian logic. Quá trình địa chất bắt đầu với sự lắng đọng của đá chứa, sự tiếp nối với việc hình thành một bẫy được chắn kín. Chúng ta hẳn phải xem xét sự trưởng thành của đá mẹ, sự di cư của hydrocarbon từ đá mẹ trưởng thành vào đá chứa, sự tích tụ các hydrocarbon này vào bẫy và cuối cùng diễn tiến sau tích tụ của bẫy và các hydrocarbon chứa trong nó. Một nhóm các đối tượng triển vọng có thể có chung các tham số địa chất như tướng đá, mức độ trưởng thành của đá mẹ, cơ chế chắn... Các tham số chung này rất quan trọng khi

định giá các nhóm các đối tượng triển vọng liên quan với nhau.

2.1. Xác suất (= độ tin cậy) về sự hiện diện của đá chứa có đủ độ rỗng, thấm, có chiều dày tối thiểu nhất định đủ để cho dòng sản phẩm có khả năng khai thác. Thực chất là sự tin tưởng của nhà địa chất vào sự tồn tại của ít nhất một tầng chứa tối thiểu về chiều dày, độ rỗng và độ thấm hiệu dụng.

Xác suất của một vỉa chứa hiệu dụng:

$$P1 = P1a \times P1b$$

Bảng 1. Bảng mô tả mức xác suất theo tướng đá chứa [1]

Mức độ tin tưởng của dữ liệu		Trầm tích gần nguồn lắng đọng	Trầm tích xa nguồn lắng đọng	Giới hạn về tài liệu, môi trường lắng đọng không liên tục	Dữ liệu gián tiếp, phân tích địa tầng phân tập
Biển	Biển nông, phân lớp nằm ngang	0,9 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Ven bờ, châu thổ, thủy triều	0,8 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Quạt cát ngầm dưới biển	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	Hồ, châu thổ	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Các doi cát lòng sông tương dòng bên, dòng sông uốn lượn, kênh (braided, meandering, channel)	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Eolian (các đụn cát được vận chuyển, hình thành, bào mòn, lắng đọng nhờ gió)	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,6	0,4 - 0,6
Khác	Móng nứt nẻ	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3
	Nứt nẻ, lỗ rỗng do nguội lạnh các khối magma	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3

Trong đó:

P1a: Là xác suất tồn tại của một đá chứa với giá trị độ dày hiệu dụng và tỷ số Net/Gross (chiều dày hiệu dụng/tổng chiều dày) tối thiểu được áp dụng trong tính toán trữ lượng;

P1b: Là xác suất của một đá chứa hiệu dụng trong mối liên quan với độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa tối thiểu.

Một mô hình phân bố các đặc tính đá chứa theo chiều dọc và chiều ngang cần được xây dựng nhằm xác định các giá trị tới hạn đối với các giá trị độ rỗng và độ thấm hiệu dụng trong suốt quá trình phân tích một đối tượng triển vọng. Trong quá trình đánh giá rủi ro các giá trị xác suất của độ rỗng, độ thấm phải lớn hơn giá trị tới hạn.

Các tham số sử dụng trong biện luận và tính toán gồm:

- Tài liệu giếng khoan;
- Chiều sâu đá chứa và mức độ biến đổi thứ sinh của quá trình hình thành đá (diagenesis);
- Sơ đồ quan hệ giữa độ rỗng và thấm theo diện, chiều sâu;
- Xu hướng biến đổi của tướng đá theo phân bố độ rỗng;
- Vận tốc sóng địa chấn.

Đồng thời trong suốt quá trình phân tích tướng đá vữa chứa và mức độ hiệu quả điều quan trọng là phải nắm

được rõ giới hạn của mô hình địa chất đã được xác định hay là mô hình lý thuyết/tương tự.

Các tham số quy định hiệu quả của đá chứa:

- Mức độ thành đá, xi măng calcite và các quá trình khác đều có thể là nguyên nhân làm giảm chất lượng tầng chứa;
- Độ rỗng thứ sinh;
- Nứt nẻ và tác động của nó đến chất lượng của đá chứa;
- Các điều kiện áp suất ảnh hưởng đến sự bảo tồn điều kiện lỗ rỗng/thấm của vỉa. Áp suất cao có thể làm giảm độ rỗng của vỉa.

Phân tích rủi ro cho giá trị độ rỗng có liên quan gần gũi tới việc minh giải và lựa chọn giá trị độ rỗng là tham số trong tính toán thể tích. Nhìn chung, các tài liệu giếng khoan sẵn có được dùng để xây dựng quan hệ độ rỗng theo chiều sâu cho vùng và dựa trên xu hướng phân bố của các điểm mẫu để tính các giá trị nhỏ nhất, lớn nhất và giá trị trung bình theo chiều sâu trong một khoảng xác định.

Trong hầu hết các trường hợp khi chúng ta xem xét cả mức độ không chắc chắn về giá trị độ rỗng thì giá trị độ rỗng nhỏ nhất được sử dụng để tính toán thể tích. Tuy nhiên, xác suất của độ rỗng hiệu dụng có thể là tham số tới hạn khi chúng ta đang phân tích các đối tượng triển vọng tại độ sâu lớn hơn, hay chúng ta đang đối diện với

Bảng 2. Dự kiến mức độ xác suất xuất hiện của cấu trúc khép kín hiệu quả [1]

Mức độ tin tưởng của dữ liệu		Địa chấn 3D	Địa chấn 2D		
			Kích thước mạng địa chấn chi tiết	Kích thước mạng địa chấn trung bình	Kích thước mạng địa chấn rất thưa/lớn
Chiều sâu liên kết địa chấn và bản đồ					
Liên kết tốt, gần các giếng khoan	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9
	Cấu trúc phức tạp	0,7 - 1,0	0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6
Liên kết kém, xa các giếng khoan	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9	0,5 - 0,8
	Cấu trúc rất phức tạp	0,7 - 0,9	0,6 - 0,9	0,4 - 0,8	0,3 - 0,7
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5
Liên kết không chắc chắn, áp dụng trên cơ sở mô hình tương tự	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,7 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,7
	Cấu trúc rất phức tạp	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,1 - 0,4
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,3 - 0,7	0,2 - 0,6	0,1 - 0,5	0,1 - 0,4

Bảng 3. Xác suất của đá mẹ hiệu quả với lượng thể tích và mức độ trưởng thành [1]

Mức độ tin tưởng của số liệu		Môi trường lắng đọng trầm tích	Giới hạn cho môi trường biển hoặc đầm hồ với loại vật chất hữu cơ sapropelic tập trung	Hỗn hợp giữa môi trường biển và đầm hồ với lượng vật chất hữu cơ sapropelic phân tán	Môi trường châu thổ với hầu hết vật chất hữu cơ humic (terrestrial chủ yếu là khí)
Đá mẹ đã chứng minh	Thể tích đủ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,8 - 1,0
	Thể tích tối thiểu		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Trưởng thành tối thiểu		0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
Đá mẹ chất lượng thấp	Thể tích đủ		0,7 - 0,9	0,6 - 0,8	0,6 - 0,8
	Thể tích tối thiểu		0,4 - 0,6	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Trưởng thành tối thiểu		0,2 - 0,5	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá mẹ lý thuyết	Thể tích đủ		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Thể tích tối thiểu		0,3 - 0,7	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Trưởng thành tối thiểu		0,1 - 0,4	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá mẹ dự báo tương tự	Thể tích đủ		0,4 - 0,7	0,3 - 0,7	0,3 - 0,7
	Thể tích tối thiểu		0,2 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
	Trưởng thành tối thiểu		0,1 - 0,4	0,1 - 0,3	0,1 - 0,3

một vùng đặc biệt với giá trị độ rỗng chung nhỏ (thậm chí nhỏ hơn độ rỗng mao dẫn). Khi phân tích đối tượng triển vọng nằm ở độ sâu lớn hơn, chúng ta nên xác định độ rỗng nhỏ nhất có thể cho dòng sản phẩm. Đây là giá trị nhỏ nhất của độ rỗng trong xác định trữ lượng.

2.2. Xác suất (= độ tin cậy) về sự hiện diện của một bể/cấu tạo địa chất của đối tượng chứa trong thực tế có thực

sự như được thể hiện trên bản đồ và mặt cắt địa chấn? Điều phải chú ý ở đây là chúng ta không cần phải có một “cấu tạo” như là một cấu tạo vòm hay một cấu tạo khép kín kể đứt gãy, mà cần các “bình đồ và mặt cắt” thể hiện chính xác hình dạng của cấu trúc.

Việc vẽ bản đồ đối tượng triển vọng gồm 3 quá trình chính [1, 2]: Minh giải các tuyến địa chấn; Xây dựng bản

đồ thời gian (của nóc và đáy) các tầng phản xạ; Chuyển đổi từ thời gian sang chiều sâu. Xác suất của việc phác họa chính xác thể tích đá tối thiểu bằng bản đồ nóc và đáy vỉa, tính toán diện tích khu vực cấu tạo khép kín và chuyển đổi sang độ sâu... cùng với vị trí của bẫy tại vị trí xác định. Đánh giá xác suất của sự tồn tại của các thể địa chất được xem xét là một bẫy dầu khí cần phân tích các điểm sau:

- Chất lượng tài liệu địa chấn;
- Sự đảm bảo của tài liệu địa chấn;
- Minh giải địa chấn;
- Xác định các bề mặt nóc/đáy đá chứa;
- Mức độ tin tưởng của bẫy đã xác định;
- Chuyển đổi độ sâu.

2.3. Xác suất (= độ tin cậy) về một hệ thống nạp bẫy gồm sự hiện diện của đá mẹ sinh dầu khí có thể nạp một lượng hydrocarbon nào đó cho một cấu tạo triển vọng như thế nào. Yếu tố cơ hội địa chất này liên quan đến các vấn đề như có đá mẹ hiệu quả (trong phạm vi gồm chất lượng đá mẹ, thể tích và mức độ trưởng thành) và cơ chế di cư dầu khí từ các đá mẹ đến bẫy được đóng kín.

Tham số xác suất của một hệ thống nạp bẫy này ký hiệu là P3, là tích của xác suất đá mẹ hiệu quả, P3a và xác suất của quá trình di cư hiệu quả, P3b. Từng hợp phần của hệ thống nạp dầu khí, P3a và P3b phải được đánh giá một cách độc lập. Để đánh giá tham số này yêu cầu phải phân tích tiềm năng của đá mẹ trước khi chúng ta tiến hành tính toán thể tích của đối tượng triển vọng. Để phân tích cần theo các bước sau:

Tính toán thể tích một lượng nạp dầu khí cho một đối tượng triển vọng có thể áp dụng công thức:

$$HCIF = A \times h \times TOC \times \tau \times \alpha \times \beta$$

Trong đó:

HCIF: Lượng dầu khí nạp bẫy;

A: Diện tích vùng hút dầu;

h: Chiều dày trung bình;

TOC: Tổng khối lượng vật chất hữu cơ;

τ : Hệ số vận chuyển;

α : Hệ số nhả dầu của đá mẹ: pha di cư nguyên sinh;

β : Hệ số di cư thứ sinh.

Xác suất của việc nạp dầu khí hiệu quả được xác định là:

$$P3 = P3a \times P3b$$

Trong đó: P3a: Xác suất của đá mẹ hiệu quả trong phạm vi ở đó phải tồn tại một lượng thể tích đủ của đá mẹ trưởng thành có chất lượng và nằm trong vùng hút dầu thể hiện trên bản đồ cấu trúc;

P3b: Xác suất di cư hiệu quả của lượng hydrocarbon từ đá mẹ đến các cấu tạo.

Các tham số phải phân tích gồm:

- Chất lượng và mức độ trưởng thành của các đá mẹ tiềm năng.
- Loại hydrocarbon nào được sinh ra.
- Thể tích của đá mẹ trưởng thành trong phạm vi vùng hút dầu.

Bảng 4. Xác suất kết hợp của thời di cư và thời tạo bẫy [1]

Di cư \ Thời gian	Bẫy được thành tạo trước thời điểm khởi phát sự di cư của hydrocarbon	Thời tạo bẫy và thời di cư trùng nhau	Bẫy đã được hình thành khi đá mẹ được giả thiết là đã quá chín "overcooked"
Di cư ngắn/địa phương	0,9 - 1,0	0,4 - 0,8	0,1 - 0,4
Di cư theo chiều ngang mà không có các lớp chắn	0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều ngang và có các lớp chắn	0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều thẳng đứng mà không có các lớp chắn	0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều thẳng đứng có các lớp chắn	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Khoảng cách di cư lớn	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Bẫy được hình thành trong quá trình di cư của hydrocarbon	0,2 - 0,4	1,0 - 0,3	0,1

Bảng 5. Xác suất của yếu tố bảo tồn bẫy hiệu quả [1]

Các quá trình địa chất xảy ra sau khi hình thành các tích tụ		Dữ liệu khống chế	Tốt, rõ ràng (địa chấn, giếng khoan...)	Các dữ liệu khống chế và minh giải có chất lượng từ kém đến trung bình	Không rõ ràng, xấu (địa chấn, giếng khoan...)
Không diễn ra các hoạt động nào	Không có các hoạt động kiến tạo xảy ra sau khi dầu khí đã tích tụ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 1,0
	Các bẫy ở phần nông, có thể bị phá hủy do quá trình biến đổi sinh học		0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Bào mòn	Bẫy kết nối với các đá mẹ đang sinh hydrocarbon		0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
	Bẫy không kết nối với các đá mẹ đang sinh hydrocarbon		0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,2
Chuyển động nâng và nghiêng	Hình dáng, thể tích, và điểm đỉnh cấu tạo không thay đổi		0,7 - 0,9	0,4 - 0,7	0,2 - 0,4
	Hình dáng, thể tích và điểm đỉnh cấu tạo thay đổi		0,5 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,2
Tái hoạt động các đứt gãy	Nén ép		0,5 - 0,7	0,4 - 0,5	0,3 - 0,4
	Căng giãn		0,4 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,3

- Các mốc thời gian cho sự kiện bắt đầu và kết thúc của một pha di cư.
- Bản đồ khu vực hút dầu và các đường di cư của hydrocarbon.
- Vẽ bản đồ của các điểm nạp - tràn tương ứng

Đối với các khu vực còn thiếu thông tin, cách tiếp cận cơ bản nhất phải xây dựng mô hình địa hóa cho vùng dự đoán.

Một tham số quan trọng cần phải xem xét đó là thời gian dầu khí bắt đầu di cư và thời gian hoàn thiện bẫy. Ở đây, chúng ta phải phân tích xác suất bẫy được hình thành cùng với thời điểm hydrocarbon bắt đầu di cư và cho phép thành tạo các tích tụ. Chúng ta phải giả thiết rằng bẫy là hiệu quả trong phạm vi các đặc tính chắn của nó (gồm cả đứt gãy và đất đá phủ trên). Chắc chắn phải giả thiết rằng bẫy đã tồn tại liên tục từ thời kỳ nó được hoàn thiện (tức là xác suất tồn tại một vỉa chứa hiệu dụng $P1 = 1$ và $P2b$ xác suất cơ chế hình thành hiệu quả của đá chắn với cấu tạo vẽ được bản đồ $P2b = 1$). Nếu một mình tài liệu địa chấn không đủ cho phép xác định thời gian bẫy hoàn thiện chúng ta phải quay trở lại tiếp cận từ đầu với các nguồn tài liệu khác.

Một điều quan trọng cần lưu ý trong phân tích hệ thống nạp dầu khí đó là quá trình này kết thúc tại thời điểm dầu khí đã được tích tụ trong các bẫy dầu khí và bẫy đó được chắn. Việc khẳng định này để chúng ta loại bỏ

nghi ngờ về rủi ro của tham số xác suất liên quan đến yếu tố bảo tồn ($P4$) sau khi các dầu khí đã được tích tụ.

Khi phân tích các cơ chế di cư tiềm năng, chúng ta phải xét đến mức độ phức tạp của cấu trúc địa chất, độ nghiêng/dốc của các hệ tầng đóng vai trò dẫn, đặc điểm thạch học của chúng và tính chắn nguyên vẹn tại mặt bên của các đá dẫn dọc theo suốt trục đường di cư. Nhìn chung đối với khí đặc điểm di cư theo chiều thẳng đứng thể hiện rõ hơn so với dầu trong xu hướng chọn con đường di cư theo chiều thẳng đứng.

2.4. Xác suất (= độ tin cậy) về sự tồn tại một bẫy được chắn kín với hình dạng cấu trúc như đã mô tả và xác suất về sự hình thành của bẫy trước khi dầu khí di cư vào diện tích của cấu tạo triển vọng như thế nào?

Chúng ta cần đề cập tới 3 vấn đề. Đầu tiên là khả năng chắn giữa các tầng chứa và chắn nóc, đáy và ngang (gồm cả các bẫy cấu tạo khép kín, kể đứt gãy hay các bẫy địa tầng). Các yếu tố cần quan tâm nữa như độ nhớt của chất lỏng, chiều dày tầng chứa, độ thấm tương đối hay lịch sử phát triển đứt gãy đều ảnh hưởng đến vấn đề chắn. Thứ hai là vấn đề thời điểm như đã nói ở mục trên. Nếu bẫy được thành tạo sau khi đã xảy ra di cư dầu khí, thì khó có khả năng bẫy đó có chứa dầu khí. Thứ ba liên quan đến bảo tồn dầu khí đã nạp vào tầng chứa không bị nước đẩy đi hay bị phá hủy. Thuật ngữ “bẫy” ở đây không bao hàm ý nghĩa về hình học hay hình dạng mà ngụ ý về sự chứa và

chấn. Một vấn đề khó khăn trong thang điểm này là vấn đề lượng sản phẩm có trong tầng chứa. Đối với các mỏ để phát triển, tất cả yêu cầu về bẫy được chấn kín phải đều thỏa mãn.

Xác suất của sự bảo tồn hydrocarbon hiệu quả trong một đối tượng triển vọng sau khi đã được tích tụ, P4 chúng ta sẽ phải kiểm tra quá trình của các sự kiện từ thời điểm hydrocarbon tích tụ đến ngày nay. Các hướng dẫn được trình bày trong bảng 5.

Hệ số thành công của một đối tượng triển vọng theo nguyên lý toán xác suất là tích của 4 tham số/4 yếu tố cơ hội địa chất (đá chứa; bẫy chứa; hệ thống nạp bẫy; khả năng bảo tồn sau khi đã tích tụ) [1]. Xác suất gặp một phát hiện là một giá trị mà có thể dùng cho cả việc tính toán giá trị kinh tế dự án và còn là một tham số quan trọng trong việc đánh giá nguồn tài nguyên chưa được phát hiện trong quá trình phân tích play ở một khu vực xác định.

Xác suất của một phát hiện là một xác suất chủ quan mà một phần là dựa vào kiến thức chủ quan và dữ liệu lịch sử thống kê, một phần dựa trên phán đoán chủ quan và ngoại suy trên cơ sở các tham số địa chất vùng. Xác suất của một phát hiện cũng là giá trị không thể đo trực tiếp được với thực tế là sau khi có kết quả khoan sẽ chỉ có 2 trường hợp xảy ra: hoặc là có phát hiện hoặc là giếng khô.

Do vậy việc đánh giá sau khi khoan phải được thực hiện một cách đồng bộ với các giếng khoan thăm dò và các kết quả được phân tích thống kê với mục tiêu để hiệu chỉnh. Các nghiên cứu này sẽ rất hữu ích đối với việc hiệu chỉnh kiến thức về lịch sử địa chất và tiềm năng trong một vùng xác định. Sự hiệu chỉnh các tham số rủi ro trong một vùng nên được thực hiện khi có thêm thông tin mới. Điều này sẽ hiệu chỉnh phù hợp với các mô hình địa chất dầu khí, mà ngược lại sẽ tác động đến xác suất phát hiện của các đối tượng còn lại.

ThS. Trần Châu Giang (gởi thiệp)

Tài liệu tham khảo

1. CCOP. *The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects*. 2000.
2. Robertson Petroleum Training Centre Course. *Prospect Evaluation*. 1992.
3. James A Mackay. *Kinh tế Tìm kiếm thăm dò và Đánh giá rủi ro*. 1995.
4. JOCMEC/TRC Training Program Exploration Geology Course. *Petroleum Geochemistry - Petroleum System Analysis*. 2004.

Risk assessment in petroleum system analysis

Tran Chau Giang

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

The concept of “petroleum system” was first introduced in early 1970’s by Wallace G. Dow and today it is widely used by exploration geologists. To study and evaluate a petroleum system, we have to analyse the basic elements that make up this system such as source rocks, reservoirs, seals, along with three processes that combine all the above factors: the formation of oil and gas traps, the hydrocarbon generation → the hydrocarbon accumulation and the traps’ ability to preserve oil and gas [1 - 4]. The estimation of the probability of a hydrocarbon discovery is essentially risk assessment in petroleum exploration. The major risks may include: geological risks, commercial risks, technical risks, financial risks, political risks, natural disasters, and climate change [1, 3]. In the context of this article, however, we are only referring to the geological risks. Large variations have been documented when various oil and gas companies assessed the same prospects. This paper introduces risk assessment methodology based on CCOP’s guidelines for risk assessment of petroleum prospects with the desire to build a unified procedure for petroleum system analysis in Viet Nam.