

# ĐÁNH GIÁ RỦI RO TRONG TÌM KIẾM THẨM DÒ DẦU KHÍ TẠI BỂ SÔNG HỒNG

ĐỖ VĂN HẬU, PHẠM NĂNG VŨ,  
LÊ THỊ LAM GIANG

## I. MỞ ĐẦU

Với hoạt động tìm kiếm thăm dò (TKTD) tích cực mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng như các nhà thầu dầu khí nước ngoài đã tiến hành ở các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam từ những năm 60, đặc biệt từ năm 1981 đến nay, một khối lượng thông tin, tài liệu lớn đã trở thành tài sản giá trị. Kết quả công tác TKTD cho thấy việc phân tích, đánh giá rủi ro trên cơ sở các tài liệu hiện có để qua đó đề xuất các biện pháp nghiên cứu nâng cao hiệu quả công tác này là hướng đi thích hợp và rất cần thiết trong giai đoạn hiện nay.

Như đã biết, bể Sông Hồng có diện tích lớn nhất trong các bể trầm tích có tiềm năng dầu khí tại Việt Nam. Tuy nhiên kết quả công tác TKTD cho thấy bể có cấu trúc địa chất phức tạp và có mức độ rủi ro cao. Việc đi sâu phân tích các yếu tố rủi ro địa chất và áp dụng các phương pháp tối ưu hoá dự báo rủi ro trong dự án TKTD dầu khí tại bể Sông Hồng cho phép gia tăng hiệu quả đầu tư tại đây.

Tại bể Sông Hồng đã phát hiện ra khoảng trên 100 cấu tạo có triển vọng, kể cả Miền vống Hà Nội (MVHN). Kết hợp việc phân vùng triển vọng cũng như phân bố và đặc điểm các loại cấu tạo có thể đề xuất những đối tượng thăm dò chủ yếu sau đây (hình 1):

- Ở khu vực từ MVHN ra vùng nước nông ven bờ bao gồm các lô 103-106-107 đối tượng thăm dò chính là các khối móng vùi lấp, các vòm trong Oligocen và vòm nghịch đảo Miocen. Ngoài ra có thể kết hợp xem xét các bẫy thạch học và địa tầng các loại.

- Tại khu vực các lô 111, 112, 113, 114, 116 đối tượng TKTD chủ yếu là các bẫy vòm khép kín Oligocen-Miocen, các khối móng carbonat vùi lấp, vòm và bẫy địa tầng liên quan đến Diapire, fan cát và các bẫy địa tầng khác.

- Tại khu vực từ nam lô 115/116 đến lô 121, đối tượng TKTD là các cấu tạo khối xây carbonat trên địa lũy Tri Tôn, các bẫy địa tầng mà chủ yếu là các fan cát trong địa hào Quảng Ngãi, các cấu tạo hình hoa hoặc khối xoay đứt gãy trong địa hào Lý Sơn.

- Tại MVHN có ít nhất hơn chục giếng khoan thăm dò đã có biểu hiện dầu khí từ tốt đến rất tốt. Tại thềm lục địa Bể Sông Hồng, trong tổng số 23 giếng TKTD đã khoan, có 12 giếng cho biểu hiện dầu khí, trong đó các giếng khoan có phát hiện dầu khí (chưa thương mại) chiếm tới 26 %. Sau đây là tóm tắt một số phát hiện chính phần đất liền và ngoài khơi Bể Sông Hồng.

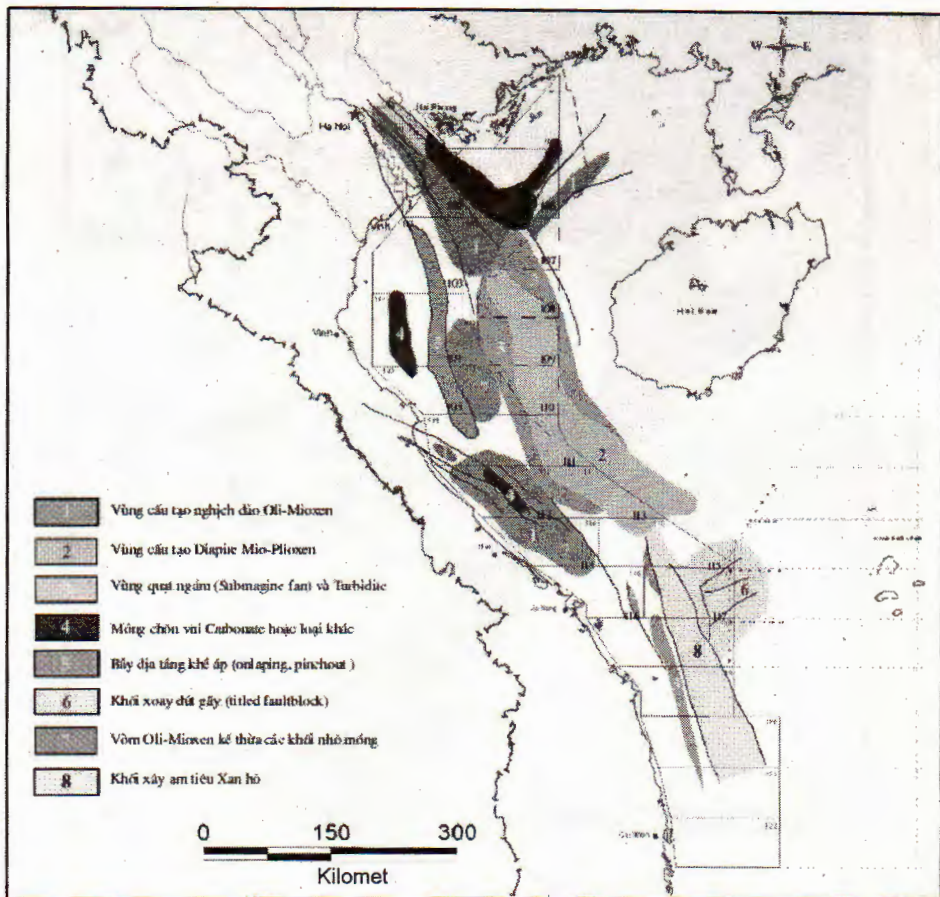
- Mỏ khí Tiên Hải C phát hiện vào năm 1975 với trữ lượng khí tại chỗ khoảng hơn 1 tỷ m<sup>3</sup>.

- Mỏ khí D14 - Sông Trà Lý (STL) do công ty Anzoil (Úc) phát hiện năm 1996 với trữ lượng khí tại chỗ dao động từ 0,8 đến xấp xỉ 48,5 tỷ m<sup>3</sup>, trung bình là 3,7 tỷ m<sup>3</sup>. Hiện nay mỏ đang được thử vỉa dài hạn để đánh giá tính thương mại và lập kế hoạch khai thác.

- Cũng năm 1996, công ty Anzoil phát hiện dầu trên cấu tạo Sông Thái Bình (B10-STB) là địa hình vùi lấp (Burried Hill) carbonat đầu tiên có chứa dầu được phát hiện ở MVHN. Do trữ lượng nhỏ cùng với tính chất thấm chứa kém của vỉa, nên phát hiện B10 chưa được xem là thương mại. Tuy nhiên, phát hiện này mở ra một hướng đi mới cho việc tìm dầu ở vùng tây bắc bể Sông Hồng trong những năm sau đó.

- Năm 1990, Công ty Total đã phát hiện khí tại giếng khoan 103-TH-IX. Trữ lượng khí tại chỗ được tính sơ bộ vào khoảng 7 tỷ m<sup>3</sup>.

- Năm 1991, tại lô 115, công ty IPL khoan giếng 115-A-IX và đã phát hiện khí khổng lồ với



Hình 1. Các đới triển vọng dầu khí bể sông Hồng

trữ lượng khoảng khoảng 80 tỷ m<sup>3</sup> nhưng thành phần khí CO<sub>2</sub> chiếm tới 80%. Sau đó, trong những năm 1993-1996 Công ty BP cũng đã phát hiện khí trong các đới tương carbonat tại các giếng khoan 117-STB-1X (57 tỷ m<sup>3</sup>), 118-CH-1X (2,6 tỷ m<sup>3</sup>) và 118-CVX-1X (74 tỷ m<sup>3</sup>). Tuy nhiên, tại các đới tương này thành phần khí CO<sub>2</sub> chiếm 50-85% nên các phát hiện chưa được coi là thương mại.

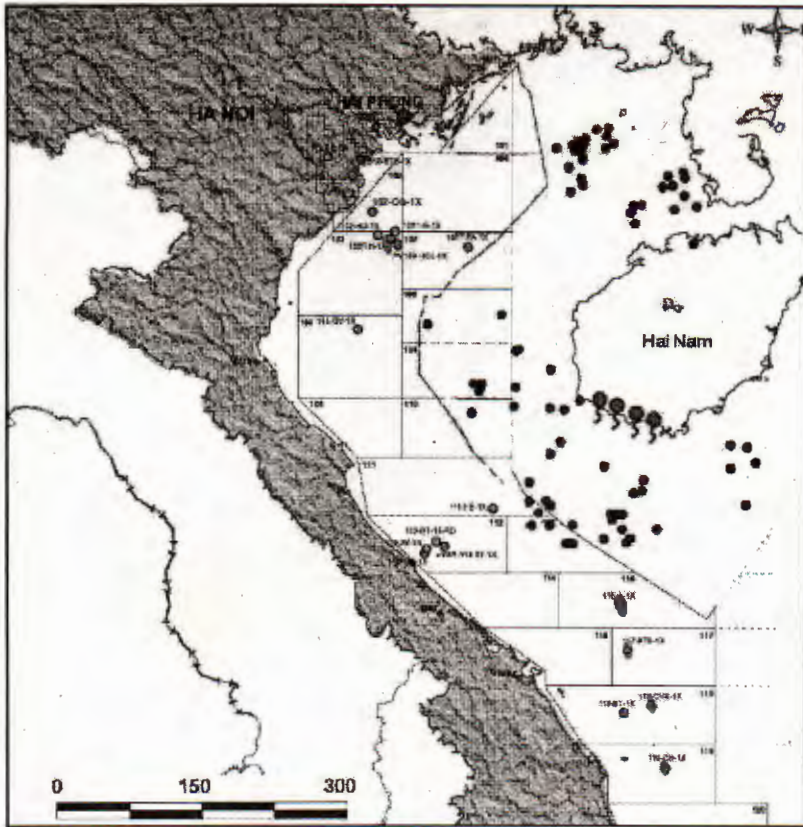
Vị trí các mỏ phát hiện và vị trí các giếng khoan trong bể Sông Hồng được thể hiện trong hình 2.

## II. KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ RỦI RO ĐỊA CHẤT TRƯỚC VÀ SAU KHOAN THẨM DÒ TẠI MỘT SỐ CẤU TẠO THUỘC BỂ SÔNG HỒNG GIAI ĐOẠN 1981 - 1989

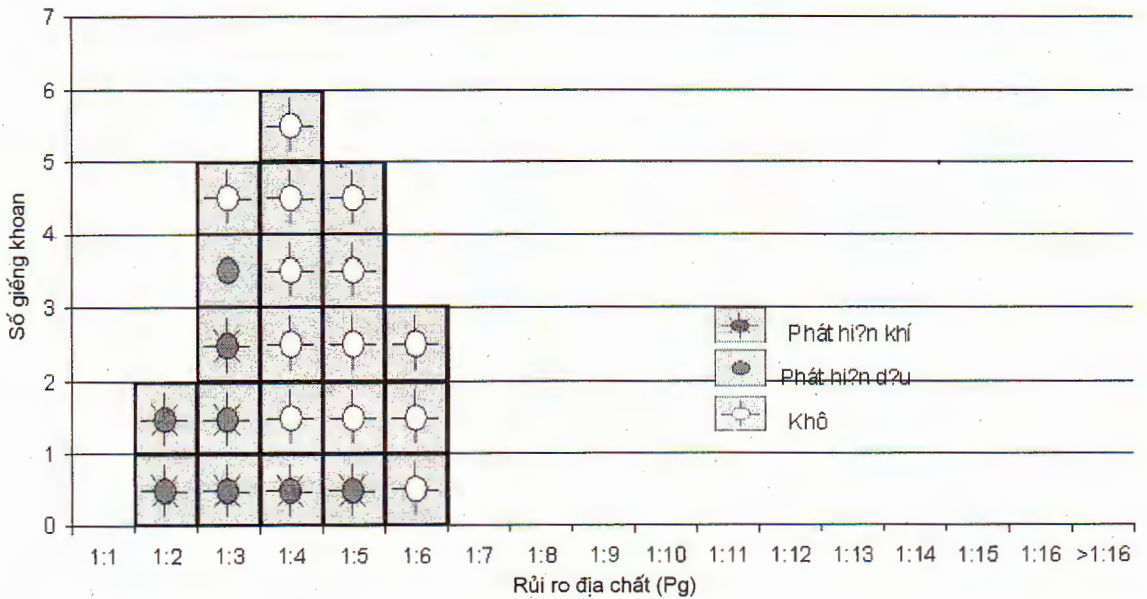
Đã có rất nhiều công trình nghiên cứu và công bố về các phương pháp phân tích để giảm thiểu rủi ro trong TKTD dầu khí của các tác giả phương Tây và Mỹ, nhưng việc áp dụng và sử dụng chúng trong

các đề án hay tình huống cụ thể luôn gặp phải khó khăn và thiếu tính thuyết phục. Trong nghiên cứu của mình, một nhóm tác giả của các nhà thầu ở Việt Nam đã áp dụng phương pháp đánh giá và giảm thiểu các yếu tố rủi ro trong TKTD do Robert M. Otis và Nahum Schneidermann đề xuất [9].

Phương pháp nghiên cứu như trên sử dụng biểu đồ phân bố rủi ro đơn giản dạng cột biểu diễn kết quả thực tế các giếng khoan và rủi ro địa chất được biểu diễn bằng phân số xác suất dự báo thành công. Thông số đầu vào là các dấu hiệu địa chất, địa vật lý liên quan đến các cấu tạo chứa dầu khí thường gặp trên thế giới. Hình 3 là biểu đồ phản ánh kết quả tính phân bố rủi ro địa chất giai đoạn khoan từ 1981-1999. Đồ thị cho thấy tỷ lệ các thành công địa chất của các cấu tạo đã đánh giá trước khi khoan nằm trong khoảng từ 1:3 đến 1:5 (30%-20%). Từ biểu đồ phân bố rủi ro cho thấy tỷ lệ thành công thực tế của các giếng mẫu thuận với độ rủi ro dự báo trước khi khoan. Đối với các giếng có đánh giá rủi ro là 1:2



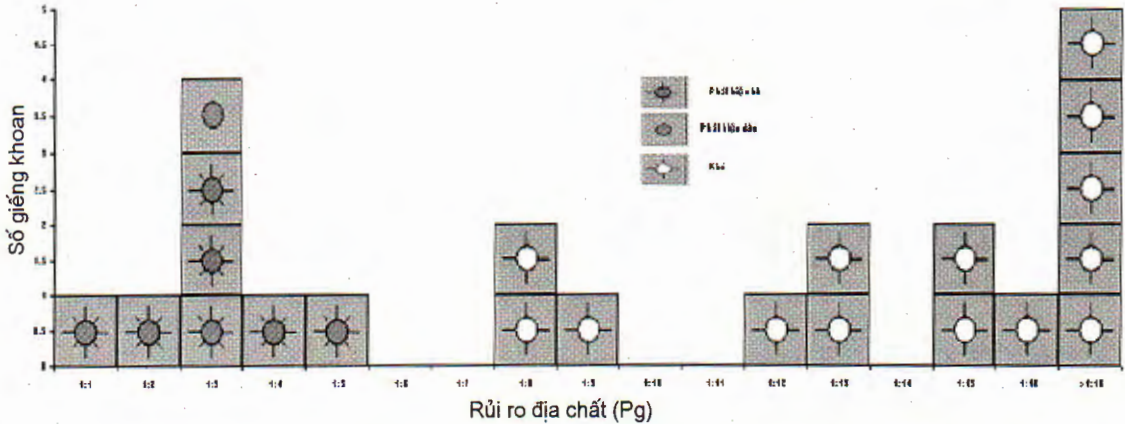
Hình 2. Các phát hiện dầu khí bể Sông Hồng



Hình 3. Biểu đồ phân bố rủi ro địa chất Bể Sông Hồng đánh giá trước khi khoan (1981-1999)

(50 %), thực tế các giếng khoan thành công đến 100 %. Đối với các giếng có đánh giá rủi ro là 1:3 (33 %), thì 80 % các giếng cho kết quả thành công. Kết quả phân tích trên cho thấy công tác dự báo rủi ro trong giai đoạn này có độ tin cậy thấp, tỷ lệ thành công trong thực tế trung bình của các giếng khoan đạt khoảng 38% (tính gộp tất cả các đối tượng thăm dò) trong khi xác suất dự báo lại chỉ đạt 20-25 %. Như vậy là kết quả đánh giá rủi ro mà các nhà thầu đã dự báo không phù hợp với kết quả thực tế sau khi khoan.

Trong những năm qua tập thể tác giả của bài báo này đã tập trung phân tích lại các dấu hiệu liên quan đến các cấu tạo có khả năng chứa dầu khí và đối sánh chi tiết với các kết quả khoan thăm dò trong bể Sông Hồng trên cơ sở đó đã tiến hành hoàn thiện thêm quy trình đánh giá bằng cách hiệu chỉnh lại mối quan hệ giữa độ rủi ro với các dấu hiệu địa chất, địa vật lý truyền thống biểu hiện chứa dầu khí. Công việc làm như trên đã cho kết quả đánh giá lại độ rủi ro địa chất sau khi khoan trong giai đoạn 1981-1999 có giá trị gần với thực tế hơn (hình 4).



Hình 4. Biểu đồ phân bố rủi ro địa chất bể Sông Hồng đánh giá lại sau khi khoan (1981-1999)

### III. KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ DỰ BÁO RỦI RO ĐỊA CHẤT TRONG TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ Ở BỂ SÔNG HỒNG TỪ NĂM 2000 ĐẾN NAY

Trên cơ sở những kết quả đánh giá lại rủi ro tại các cấu tạo đã khoan thăm dò giai đoạn 1981-1999,

từ năm 2000, các tác giả đã tiến hành phân tích tiếp các yếu tố rủi ro địa chất trong TKTD dầu khí tại bể Sông Hồng và đã phân chia rủi ro thành 5 cấp khác nhau (bảng 1) để đánh giá và dự báo giúp cho việc ra quyết định khoan thăm dò đạt hiệu quả cao hơn, đó là :

Bảng 1. Các cấp rủi ro địa chất trong TKTD dầu khí tại bể Sông Hồng

Thẩm lượng	Cấu tạo có triển vọng			Play	Bể trầm tích mới
Rất thấp	Thấp	Trung bình		Cao	Rất cao
Khoảng xác suất 1:2	1:4	1:8		1:16	
Trung bình	Trung bình	Trung bình	Trung bình	Trung bình	Trung bình
Pg = 0,75	Pg = 0,375	Pg = 0,183	Pg = 0,092	Pg = 0,005	

1) Rủi ro địa chất rất thấp (Pg nằm giữa 0,5 và 0,99 lớn hơn 1:2). Tất cả các yếu tố rủi ro là rất nhỏ và thành công là rất hứa hẹn. Loại này áp dụng cho các đối tượng chứa dầu khí đã được minh chứng bằng giếng khoan và cấu tạo nằm trong khoảng cách 5 km so với mỏ đang khai thác.

2) Rủi ro địa chất thấp (Pg nằm trong khoảng 0,25 và 0,5, hay 1:4 và 1:2). Tất cả các yếu tố rủi ro là nhỏ và triển vọng từ tích cực đến hứa hẹn.

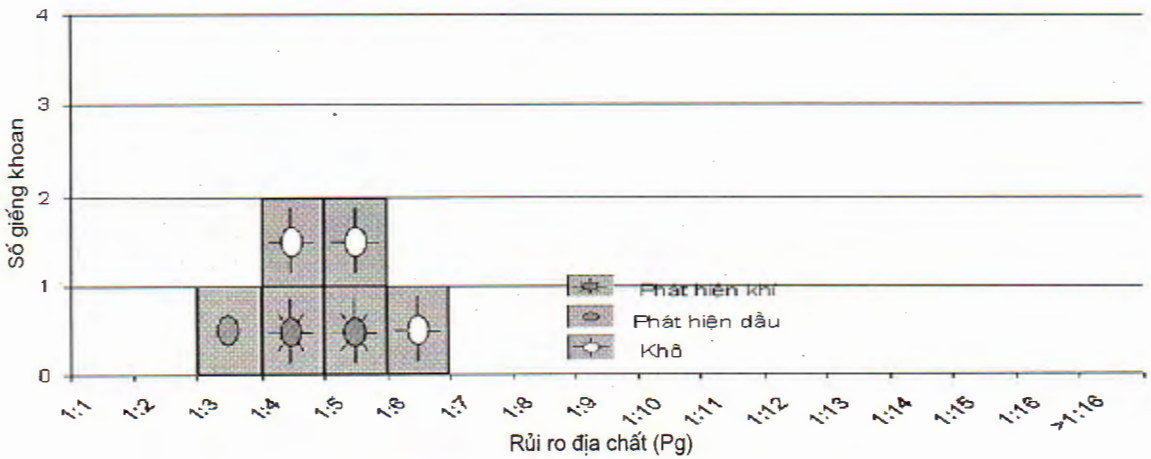
Loại này áp dụng cho các đối tượng chứa dầu khí đã được khẳng định bằng giếng khoan và cấu tạo nằm cách 5-10 km so với mỏ đang khai thác.

3) Rủi ro địa chất trung bình (Pg nằm trong 0,125 và 0,25, giữa 1:8 và 1:4) Có 2 hoặc 3 yếu tố địa chất tích cực hay hứa hẹn, 1 hoặc 2 yếu tố là khá hay trung bình. Loại này áp dụng cho các đối tượng chứa dầu khí đã được minh chứng bằng giếng khoan và cấu tạo nằm xa hơn 10 km so với mỏ đang khai thác.

4) Rủi ro địa chất cao (Pg nằm trong khoảng 0,063-0,125, hay 1:16 và 1:8). 1 hoặc 2 yếu tố rủi ro là từ tích cực, 2 đến 3 yếu tố là trung bình hoặc khá đến trung bình. Loại này áp dụng cho các đối tượng chứa dầu khí nằm cách khu vực đang khai thác hơn 20 km hoặc tập đá chứa dầu đã được chứng minh nằm trong diện tích chưa được kiểm chứng.

5) Rủi ro địa chất rất cao (Pg nằm trong 0,01-0,063, nhỏ hơn 1:16) 2 hoặc 3 nhân tố rủi ro không tốt hơn trung bình, với 1 hoặc 2 nhân tố là đáng nghi ngờ và không có triển vọng. Mức độ rủi ro này áp dụng cho các giếng với các tập đá chứa dầu chưa được chứng minh nằm cách khu vực đang khai thác lớn hơn 50 km.

Trên cơ sở phân tích tài liệu địa chất - địa vật lý và phân loại rủi ro như trên, các tác giả đã đưa ra các dự báo rủi ro cho các cấu tạo được khoan trong giai đoạn từ năm 2000. Các dự báo rủi ro giai đoạn này đã có sự phù hợp với kết quả thực tế TKTD hơn (hình 5).



Hình 5. Biểu đồ phân bố rủi ro địa chất giai đoạn 2000-2004

### KẾT LUẬN

- Việc phân tích lại và đối sánh khá chi tiết các dấu hiệu truyền thống liên quan đến triển vọng dầu khí với kết quả khoan thăm dò tại một số cấu tạo ở bể Sông Hồng trong giai đoạn 1981 - 1989, tập thể tác giả đã thiết lập được mối liên hệ chặt chẽ giữa các thông số địa chất, địa vật lý với các cấu tạo có khả năng chứa dầu khí. Đây chính là kết quả có ý nghĩa thực tiễn giúp cho việc ra quyết định khoan thăm dò, giảm bớt các rủi ro địa chất trong tìm kiếm dầu khí. Quy trình dự báo như trên có thể áp dụng cho các vùng khác đang tiến hành tìm kiếm thăm dò dầu khí.

- Mặc dù tập thể tác giả đã cố gắng để đạt được một kết quả dự báo chính xác hơn song đây cũng mới là kết quả bước đầu. Để giảm bớt hơn nữa rủi ro địa chất trong tìm kiếm dầu khí, công tác dự báo cần được tiến hành thường xuyên và phải cập nhật

các thông tin sau khi khoan TKTD để hiệu chỉnh và hoàn thiện từng bước quy trình công nghệ dự báo rủi ro địa chất, nâng cao hiệu quả công tác thăm dò dầu khí ở bể trầm tích Sông Hồng và ở Việt Nam nói chung.

### TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] J.M. BOURDAIRE, R.J. BYRAMJEE and R. PATTINSON, 1985 : Reserve Assessment under uncertainty - a new approach: Oil & Gas Journal, June 10, V. 83, 23, 135-140.

[2] NGUYỄN VĂN ĐẮC và nnk, 1985 : Kết quả công tác thăm dò địa chất dầu khí ở miền vông Hà Nội giai đoạn 1980-1985, Lưu trữ Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam.

[3] ĐỖ VĂN HẬU, NGUYỄN XUÂN ĐỊNH, 1999 : Nghiên cứu xác định các điều kiện kinh tế kỹ thuật

tới hạn của các phát hiện có quy mô nhỏ ở thêm lục địa Việt Nam (bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn), Báo cáo nhiệm vụ nghiên cứu cấp ngành, Viện Dầu khí.

[4] HỒ ĐẮC HOÀI và nnk, 1993 : Đánh giá tổng hợp cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí bể trầm tích Sông Hồng, Lưu trữ Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam.

[5] VŨ VĂN KÍNH, NGUYỄN VĂN ĐẮC, 2002 : Tổng hợp đánh giá kết quả tìm kiếm - thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 1988-2000 và phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo, Viện Dầu khí, Hà Nội.

[6] R.E. MEGILL, 1984 : An introduction to risk analysis, Tulsa, Oklahoma, PennWellBooks.

[7] NEWENDORP PAUL & JOHN SCHUELER, 2000 : Decision Analysis for Petroleum Exploration, 2<sup>nd</sup> Edition, Planning Press, Aurora, Colorado, USA.

[8] P.R. ROSE, 2002 : Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA.

[9] M.O. ROBERT and N. SCHNEIDERMAN, 1997 : A Process for Evaluating Exploration Prospects, AAPG Bulletin, V. 81, 7, 1087-1109.

[10] P.R. ROSE, 1987 : Dealing with risk and uncertainty exploration: how can we improve?, AAPG Bulletin, V. 77, 3, 485-490.

[11] LÊ VĂN TRƯƠNG, 1995 : Chính xác hóa cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí bể Sông Hồng, Lưu trữ Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam.

[12] D.A. WHITE, 1993 : Geologic risking guide for prospects and plays, AAPG Bulletin, V. 77, 2048-2061.

## SUMMARY

### Risk assesment in the oil and gas exploration in the area of the Red River Basin

Since 1960 of the last Century upto now a lot of geological – geophysical data was collected by the oil exploration in Vietnam. In the area of the Red River Basin more than 100 structures expected for oil and gas potential were observed. Hence the Basin is complicated in geological structure, that can be the reason of high level of risk in determination of drilling location.

During the time period 1981 – 1989 some foreign exploration companies carried out the geological risk assesment before drilling decision. However the drilling results indicated a big difference in comparison with the estimation.

By making the correlation between the mentioned above drilling results and geological – geophysical data, the procedure for risk assesment is more improved. In fact the reestimation of the probability carried out by the authors of this paper indicated a good consistency between the drilling results with oil and gas potential in the area. This technique was applied for the risk assesment before drilling in numerous locations of the Red River Basin for the last 4 years. The results showed a good agreement between the drilling data and oil with gas potential.

*Ngày nhận bài : 20-8-2004*

*Công ty Đầu tư - Phát triển Dầu khí  
Trường ĐH Mở - Địa chất*