

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG CHẮN CỦA ĐỨT GỖY TẠI CẤU TẠO A, TẦNG OLIGOCENE, KHU VỰC ĐÔNG BẮC BỂ TRẦM TÍCH CỬU LONG

Phùng Văn Phong, Bùi Quang Huy, Phí Ngọc Đông, Hồ Thị Thành, Nguyễn Trung Hiếu

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Phân tích khả năng
chắn của đứt gãy, mô
hình tam giác 1D, kế áp
thạch học, tỷ lệ mùn
sét, dịch chuyển địa
tầng, ngưỡng.

TÓM TẮT

Dữ liệu thống kê cho thấy hơn 85% các cấu trúc bẫy chứa dầu khí phân bố kế áp và/hoặc phụ thuộc trực tiếp vào cơ chế chắn của hệ thống đứt gãy. Vì vậy, minh giải và định lượng khả năng chắn của đứt gãy tại các cấu tạo triển vọng là nhiệm vụ quan trọng trong các nghiên cứu địa chất dầu khí. Hiện nay, khả năng chắn của đứt gãy thường được đánh giá theo 2 phương pháp chính: trực tiếp và gián tiếp. Phương pháp trực tiếp xác định khả năng chắn dựa trên kết quả đo áp suất mao dẫn của mẫu lõi thu thập trực tiếp từ đới hủy hoại hoặc đới đập vỡ của đứt gãy. Phương pháp gián tiếp dự báo khả năng chắn trên cơ sở đối sánh với đặc tính chắn của các cấu tạo đã phát hiện trong khu vực lân cận, thông qua việc thiết lập mối tương quan giữa các thuộc tính định lượng trên bề mặt đứt gãy, đặc biệt là tỷ lệ mùn sét (shale gouge ratio - SGR), với áp suất chênh lệch giữa 2 cánh đứt gãy. Các ngưỡng giới hạn được xác lập từ dữ liệu thực tế là cơ sở để đánh giá tiềm năng chắn của các cấu tạo chưa khoan. Kết quả định lượng cơ chế chắn đứt gãy không chỉ góp phần hiệu chỉnh xác suất thành công địa chất mà còn cung cấp cơ sở khoa học để dự báo chiều cao cột dầu khí có thể được giữ lại trong các cấu tạo triển vọng.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở phía Đông Bắc bể trầm tích Cửu Long, lân cận các mỏ dầu khí đang được khai thác. Các phát hiện dầu khí trong các tầng chứa tuổi Oligocene tại khu vực lân cận cho thấy các bẫy chứa chịu ảnh hưởng đáng kể bởi cơ chế chắn của hệ thống đứt gãy. Do đó, việc luận giải và định lượng khả năng chắn của hệ thống đứt gãy là yếu tố quan trọng nhằm giảm thiểu rủi ro địa chất trong công tác đánh giá tiềm năng dầu khí. Theo tài liệu giếng khoan, thành tạo Oligocene trong khu vực nghiên cứu đặc trưng bởi sự xen kẽ giữa các tập cát kết và sét/bột kết. Vị trí không gian của cấu tạo A cùng các phát hiện dầu khí lân cận được thể hiện tại Hình 1. Kết quả tích hợp và minh giải các tài liệu mẫu lõi, cổ sinh địa tầng, địa vật lý giếng khoan và địa chấn phản xạ, kết hợp với các nghiên cứu địa tầng - trầm tích khu vực bể Cửu Long cho thấy các thành tạo trầm tích tuổi Oligocene được hình thành trong môi trường chuyển

tiếp từ hệ thống sông ngòi/kênh rạch đến môi trường hồ. Các tập cát kết chứa hoặc có tiềm năng chứa hydrocarbon có chiều dày biến đổi đáng kể, từ vài mét đến vài chục mét, được phân tách bởi các tập sét/bột kết hình thành trong các giai đoạn suy giảm năng lượng dòng chảy. Kết quả phân tích mẫu lõi trong phòng thí nghiệm kết hợp với minh giải địa vật lý giếng khoan cho thấy, các tầng chứa cát kết Oligocene tại khu vực nghiên cứu có độ rỗng hiệu dụng dao động trong khoảng 15 - 22%. Trong nghiên cứu này, các tài liệu giếng khoan, địa chấn và mô hình địa chất 3D của các cấu tạo đã được phát hiện trong khu vực lân cận được tổng hợp và phân tích để xác lập các ngưỡng chắn tới hạn của hệ thống đứt gãy. Các ngưỡng này được sử dụng làm cơ sở tham chiếu để đánh giá khả năng chắn của đứt gãy tại cấu tạo triển vọng A trước khi triển khai khoan thăm dò. Đồng thời, nghiên cứu xây dựng các kịch bản ranh giới chất lưu giả định tương ứng với các mức độ chắn khác nhau của đứt gãy, giúp nhận diện và giảm thiểu rủi ro liên quan đến khả năng chắn đứt gãy khi đánh

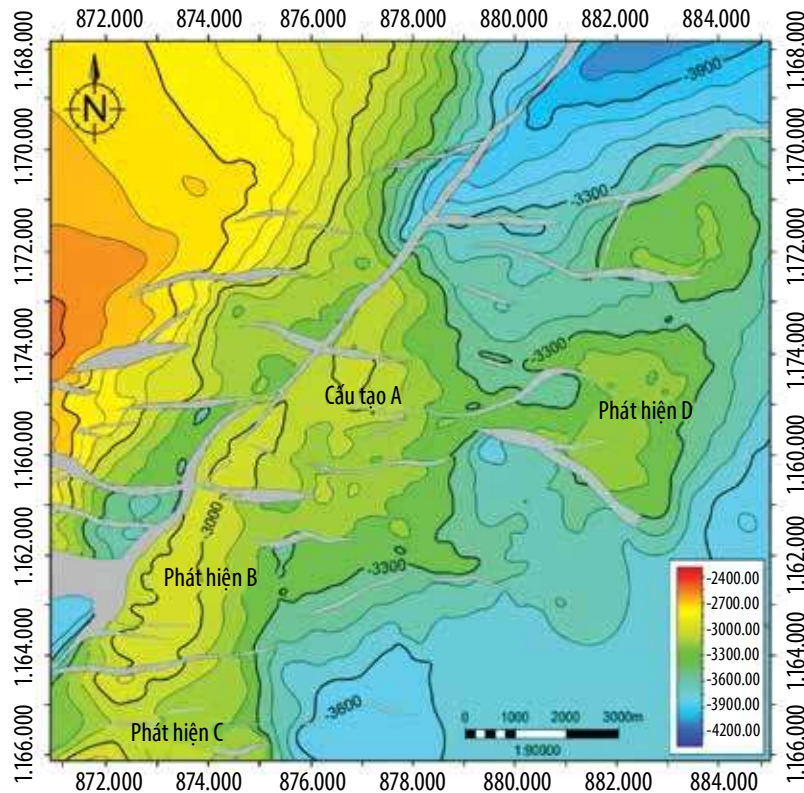
Tác giả liên hệ: Email: phongpv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 28/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 29/1 - 18/2/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

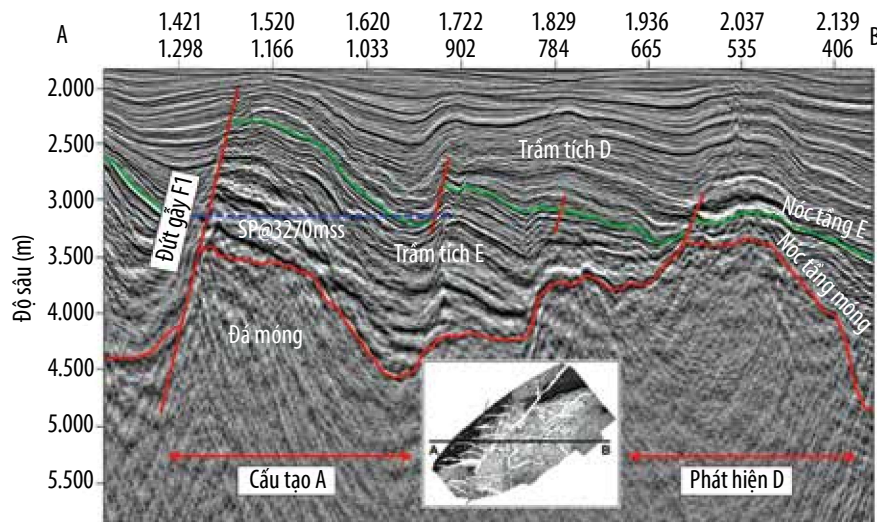
Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Bản đồ cấu trúc nóc tầng D miền độ sâu thể hiện vị trí cấu tạo A với các phát hiện dầu khí lân cận, bể Cửu Long. Khoảng cách các đường đồng mức là 100 m.



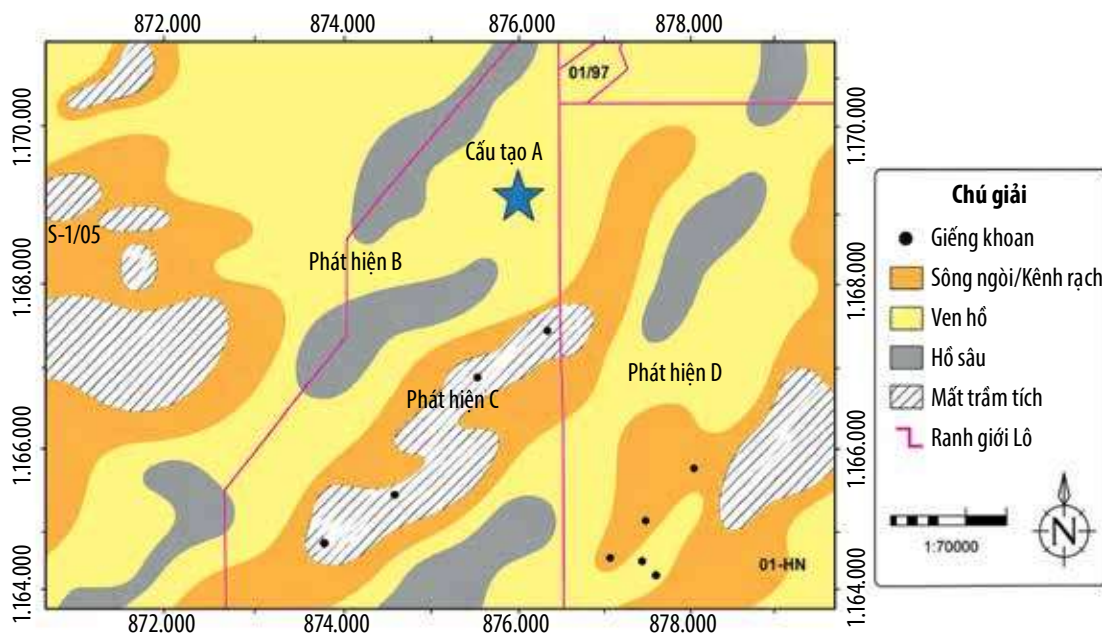
Hình 2. Mặt cắt địa vật lý qua cấu tạo A và phát hiện D lân cận.

giá hệ thống dầu khí và cấu tạo triển vọng, góp phần hỗ trợ tối ưu hóa chiến lược thăm dò tại khu vực nghiên cứu.

2. Đặc điểm địa chất, kiến tạo và địa tầng của khu vực nghiên cứu

Lịch sử phát triển địa chất - kiến tạo của khu vực nghiên cứu gắn liền với chu kỳ phát triển chung của toàn bể Cửu Long, có thể

được chia thành 4 giai đoạn chính: trước tách giãn, tách giãn, nén ép nghịch đảo và lún chìm nhiệt. Giai đoạn trước tách giãn (pre-rift) diễn ra từ Jurassic muộn đến Paleocene; giai đoạn tách giãn (syn-rift/rifting) kéo dài từ Eocene (?) đến đầu Oligocene muộn; giai đoạn nén ép nghịch đảo (compression/inversion) phát triển từ Oligocene muộn đến đầu Miocene sớm và giai đoạn lún chìm nhiệt (thermal subsidence/post-rift) bắt đầu từ cuối Miocene sớm đến nay [2, 4, 12].



Hình 3. Môi trường trầm tích tập E khu vực nghiên cứu. Nguồn VPI, 2018.

Địa tầng khu vực nghiên cứu gồm hệ thống đá móng granite nứt nẻ tuổi trước Đệ Tam (Pre-Tertiary fractured basement) và các phức hệ trầm tích Đệ Tam - Đệ Tứ trẻ hơn phủ bất chỉnh hợp lên trên. Hệ quả của các pha kiến tạo mạnh trong quá trình phát triển bề đã hình thành các bề mặt bất chỉnh hợp phân bố rộng khắp bốn trũng; tiêu biểu là bề mặt bóc móng, bề mặt bóc tập trầm tích E tuổi Oligocene sớm và bề mặt bóc tập trầm tích C tuổi Oligocene muộn.

Kết quả tích hợp tài liệu địa chấn phản xạ, địa vật lý giếng khoan, mô tả mẫu lõi và cổ sinh cho thấy, môi trường lắng đọng trầm tích trong khu vực có sự chuyển dịch rõ từ môi trường lục địa chiếm ưu thế ở các tập F, E, D và C sang môi trường biển ở các tập trầm tích trẻ hơn, điển hình là tập B tuổi Miocene. Trong nghiên cứu này đối tượng mục tiêu là các thành tạo trầm tích tuổi Oligocene, được hình thành chủ yếu trong môi trường sông ngòi/kênh rạch chuyển tiếp đến môi trường hồ (Hình 3).

3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở tích hợp hệ thống dữ liệu đa nguồn từ 11 giếng khoan thăm dò và tài liệu địa chấn trong khu vực, gồm các phần chính sau:

Tài liệu địa vật lý giếng khoan: Thể tích sét (V_{sh}), một thông số đầu vào cốt lõi trong định lượng khả năng chắn của đứt gãy, được trích xuất từ kết quả minh giải 11 giếng khoan, sau đó được chuẩn hóa và thể hiện trong mô hình thuộc tính không gian 3D. Đồng thời, tổ hợp các đường cong đo ghi cơ bản gồm tia gamma (GR),

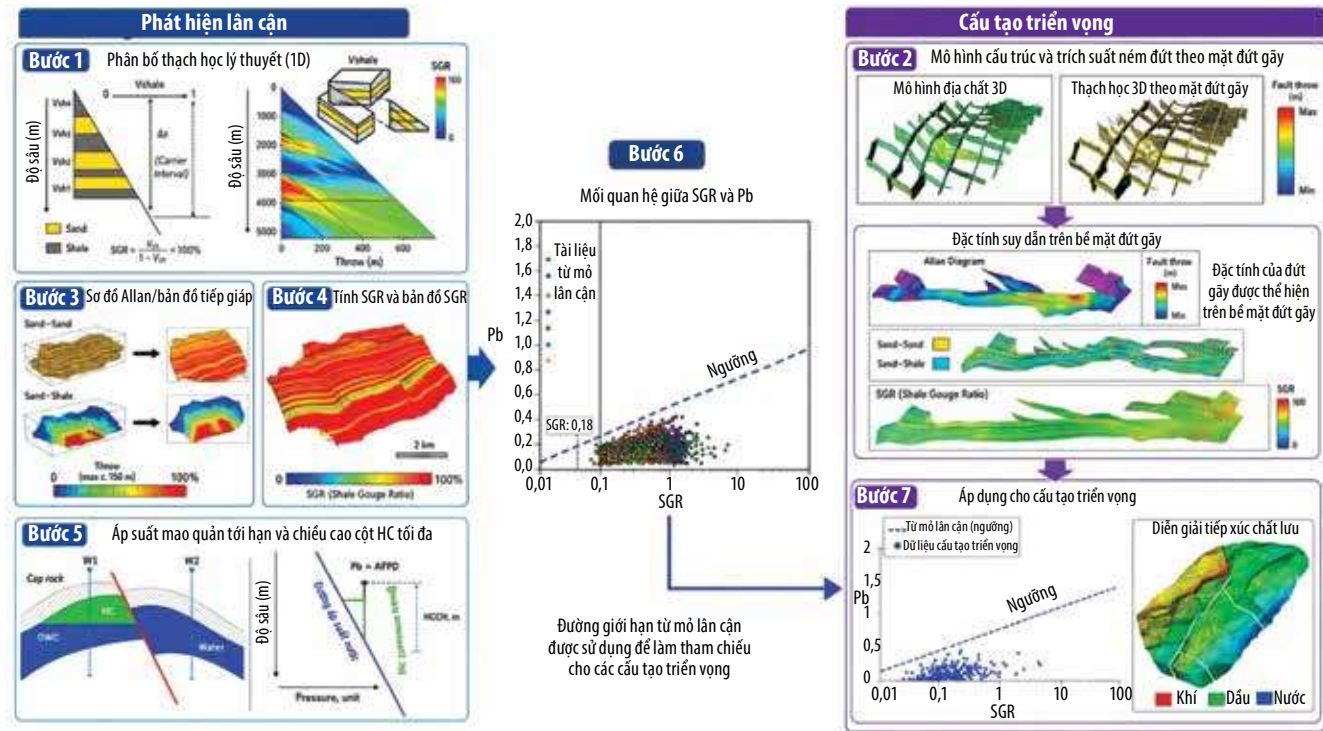
độ rỗng neutron (NPHI), mật độ (RHOB), thời gian truyền sóng âm (DT) và các đường cong điện trở suất được phân tích nhằm luận giải đặc tính chu kỳ/phân nhịp trầm tích.

Tài liệu địa chấn: Sử dụng số liệu lưới địa chấn bao phủ các cấu tạo A, B, C và D (Hình 1). Hệ tài liệu này gồm 4 bản đồ cấu trúc nóc các tầng phản xạ chính đã được minh giải chi tiết, tích hợp với mô hình hình học đứt gãy. Kết quả xây dựng mô hình cấu trúc 3D của cấu tạo A (Hình 2) cho thấy hệ thống đứt gãy chính phát triển theo phương Đông Bắc - Tây Nam có biên độ dịch chuyển đứng (fault throw) lớn nhất, lên tới 400 m trong tập E. Các đứt gãy phụ phát triển theo phương Đông - Tây có biên độ dịch chuyển nhỏ hơn, khoảng 120 m trong tập E. Đặc trưng dịch chuyển đứng này đóng vai trò quan trọng trong việc hạn chế diện phân bố kề áp thạch học (lithological juxtaposition) giữa 2 cánh đứt gãy.

Tài liệu khác: Hệ dữ liệu áp suất tĩnh vỉa (RFT/MDT), chiều cao cột dầu khí, đặc tính lý - hóa của chất lưu vỉa và các kết quả luận giải môi trường trầm tích từ các nghiên cứu trước được kế thừa và sử dụng làm tài liệu hiệu chỉnh (calibration data) cho mô hình dự báo.

Quy trình đánh giá và phân tích khả năng chắn đứt gãy gồm các bước chính sau (Hình 4):

- Bước 1: Thiết lập mô hình tam giác 1D (1D-triangle diagram) làm cơ sở phân tích phân bố thạch học lý thuyết theo chiều sâu.
- Bước 2: Xây dựng mô hình hình học cấu trúc và trích xuất biên độ dịch chuyển đứng dọc theo các bề mặt đứt gãy.



Hình 4. Quy trình đánh giá và phân tích chắn đứt gãy.

- Bước 3: Xây dựng bản đồ kế áp thạch học nhằm xác định các vùng tiếp xúc cát - cát hoặc cát - sét giữa 2 cánh đứt gãy.
- Bước 4: Tính và xác định tỷ lệ mùn sét (SGR) trên các bề mặt đứt gãy.
- Bước 5: Tính và lập bản đồ phân bố áp suất mao dẫn tới hạn đồng thời xác định chiều cao cột dầu khí tối đa mà đứt gãy có thể giữ.
- Bước 6: Thiết lập biểu đồ tương quan giữa giá trị SGR và áp suất chênh lệch/chiều cao cột dầu khí thực tế của các mỏ lân cận nhằm xác lập các ngưỡng chắn tới hạn.
- Bước 7: Áp dụng mô hình đã hiệu chỉnh để minh giải ranh giới chất lưu giả định gồm ranh giới dầu/khí - nước và đánh giá xác suất thành công của yếu tố bẫy chứa đối với cấu tạo triển vọng A.

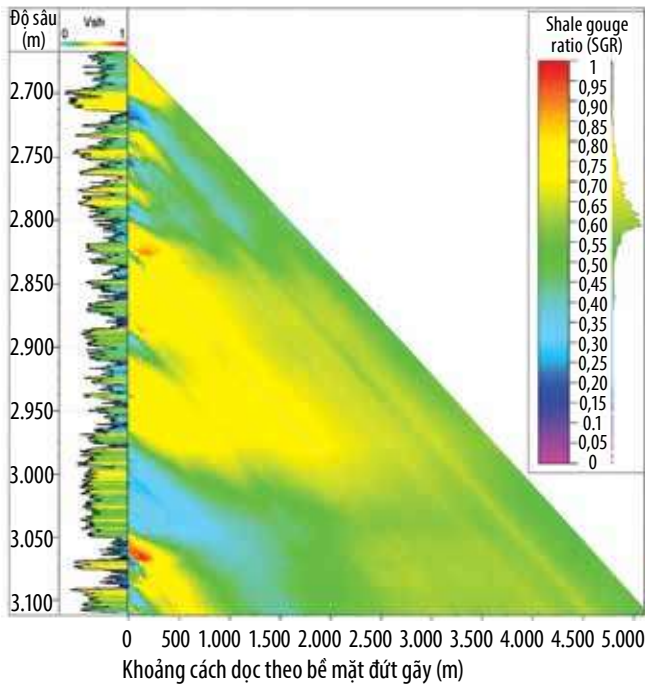
4. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Mô hình tam giác chắn đứt gãy 1D là một công cụ hữu ích cho phép đánh giá nhanh khả năng chắn của đứt gãy. Phương pháp này được thiết lập trên cơ sở tích hợp hàm lượng sét (V_{sh}) theo tài liệu giếng khoan với biên độ dịch chuyển đứng của các thành hệ tầng ở 2 bên cánh đứt gãy [10]. Về nguyên tắc, hàm lượng sét càng cao và biên độ dịch chuyển đứt gãy càng lớn thì khả năng hình thành vật liệu mùn sét trên bề mặt đứt gãy càng tăng. Nhiều

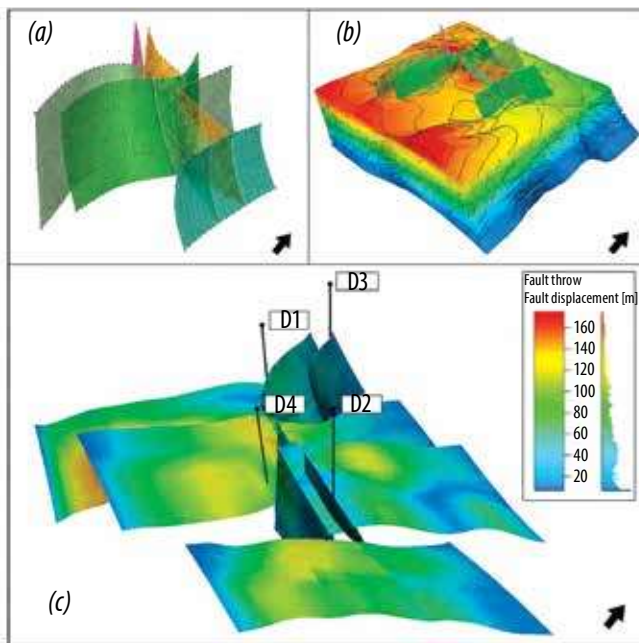
nghiên cứu thực nghiệm cho thấy khi tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy đạt giá trị cao, đặc biệt trong khoảng $> 0,4$ đứt gãy thường thể hiện khả năng chắn tốt [13]. Do mô hình tam giác 1D chủ yếu nhận định định tính hoặc bán định lượng, việc xác định chiều cao cột chất lưu tối đa mà bề mặt đứt gãy có thể giữ cần được tiếp tục lượng hóa thông qua các mô hình chắn đứt gãy trong không gian 3 chiều (3D fault seal modelling).

Trong nghiên cứu này, mô hình tam giác 1D được thiết lập đồng bộ cho 11 giếng khoan trong khu vực nhằm đánh giá tổng quan mức độ biến thiên của khả năng chắn đứt gãy. Kết quả mô phỏng cho thấy giá trị SGR biến thiên trong khoảng rộng, dao động từ 0,3 - 0,7. Sự phân bố này phụ thuộc trực tiếp vào vị trí của từng vỉa chứa, đặc điểm phân lớp thạch học và biên độ dịch chuyển của các đứt gãy tương ứng. Hình 5 minh họa kết quả xây dựng mô hình tam giác chắn đứt gãy 1D tại vị trí giếng khoan X trên cấu tạo D.

Xây dựng mô hình cấu trúc 3D và trích xuất biên độ dịch chuyển đứt gãy: Biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy dọc theo các tầng phản xạ có thể được xác định thông qua minh giải tài liệu địa chấn phản xạ. Tuy nhiên, do hệ thống đứt gãy trong khu vực nghiên cứu phát triển khá phức tạp, kết hợp với hệ thống 4 tầng phản xạ chính cần được phân tích, việc xác định thủ công giá trị dịch chuyển tại từng vị trí trên bề mặt đứt gãy sẽ tốn nhiều thời gian và có thể làm gia tăng sai số tích lũy. Vì vậy, nghiên cứu này



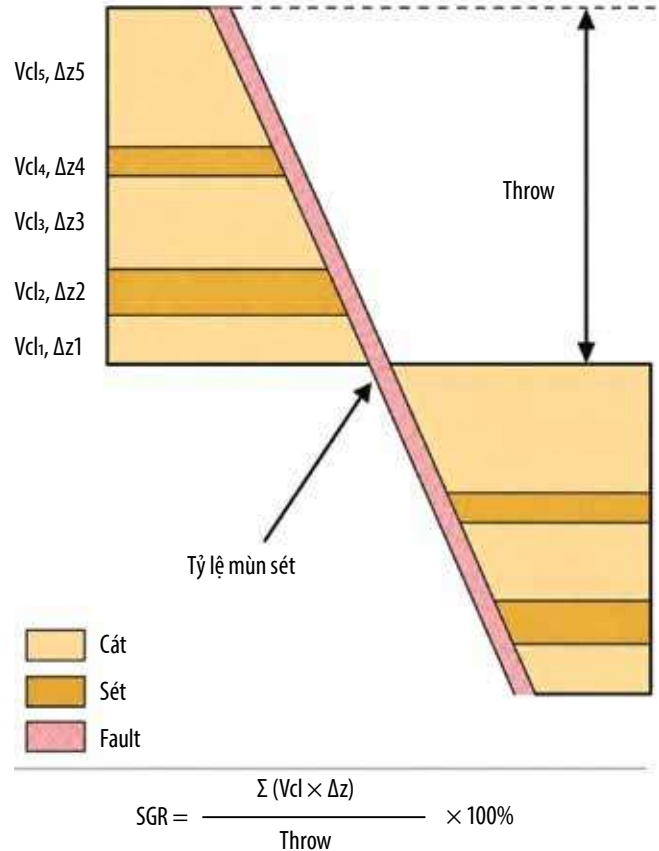
Hình 5. Mô hình tam giác chắn đứt gãy 1D của giếng khoan X trên cấu tạo D. Hàm lượng bùn cao, phần lớn > 50% thể hiện khả năng chắn của đứt gãy tốt.



Hình 6. Mô hình cấu trúc (a) Mô hình đứt gãy; (b) Mô hình cấu trúc nóc vĩa và (c) kết quả dịch chuyển thẳng đứng của các đứt gãy thuộc cấu tạo D.

đã xây dựng mô hình cấu trúc không gian 3 chiều cho các cấu tạo nghiên cứu nhằm nâng cao độ chính xác và hiệu quả xử lý dữ liệu.

Mô hình cấu trúc 3D cho phép xác định và trích xuất tự động sự biến thiên biên độ dịch chuyển của đứt gãy qua từng phân vị địa tầng. Hình 6 minh họa mô hình đứt gãy, mô hình cấu trúc nóc vĩa

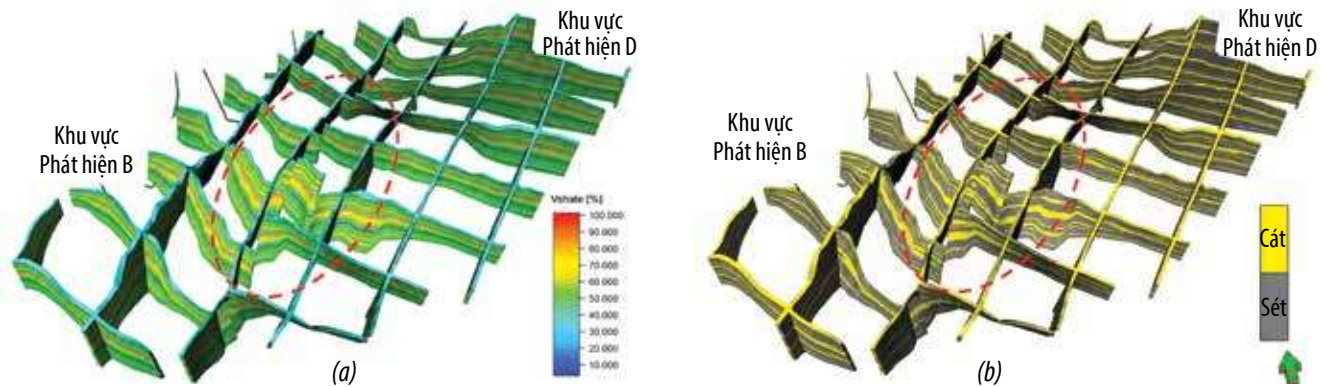


Hình 7. Mô hình phân lớp đơn giản và công thức tính toán tỷ lệ bùn sét trên bề mặt đứt gãy. V_{sh} và Δz là hàm lượng sét và chiều dày lớp. Fault throw là khoảng dịch chuyển thẳng đứng của đứt gãy tại điểm tính toán [13].

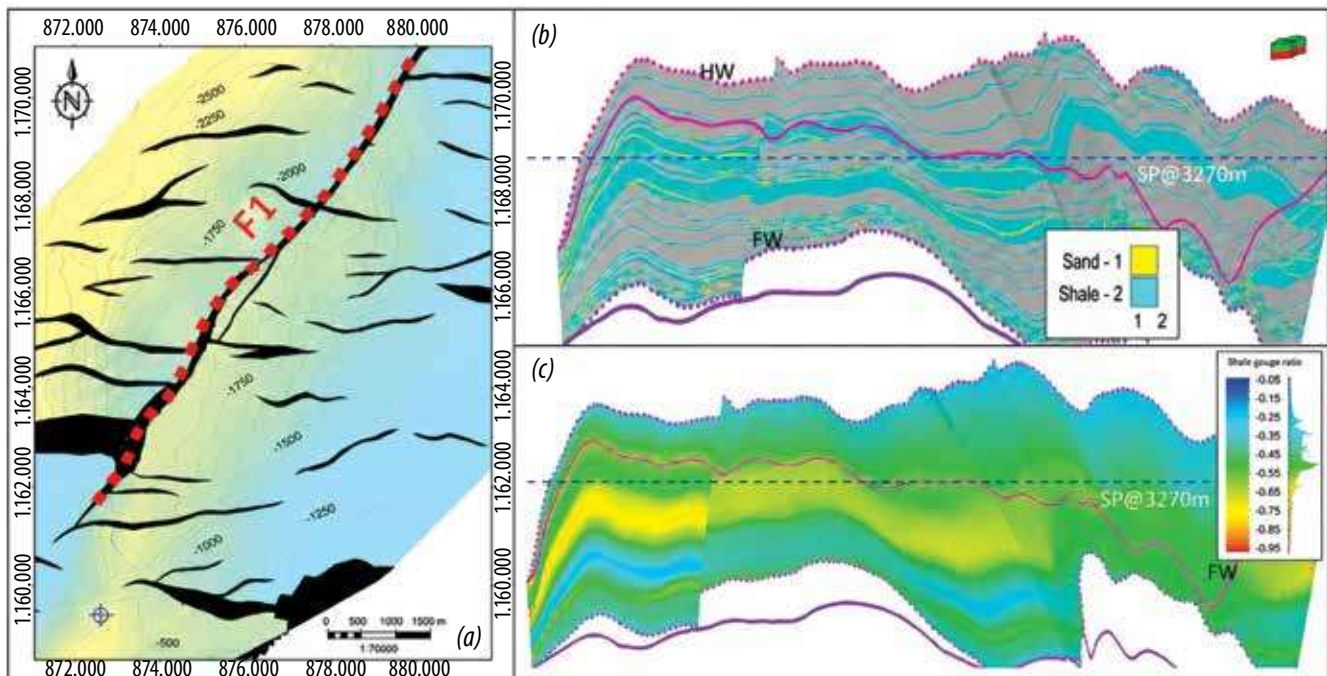
và bản đồ phân bố biên độ dịch chuyển của các đứt gãy thuộc cấu tạo D. Kết quả trích xuất cho thấy giá trị dịch chuyển biến đổi liên tục trong khoảng từ 0 - 160 m, phụ thuộc vào vị trí hình học, mức độ phát triển và lịch sử hoạt động của từng đứt gãy.

Phân tích diện kế áp thạch học và định lượng tỷ lệ bùn sét trên bề mặt đứt gãy: Trong đánh giá bể chứa, khả năng chắn của đứt gãy phụ thuộc đáng kể vào đặc điểm kế áp thạch học giữa 2 cánh đứt gãy [13]. Cơ chế chắn đạt hiệu quả cao khi tầng đá chứa kế áp trực tiếp với tập sét chắn ở cánh đối diện. Ngược lại, trường hợp tiếp xúc đá chứa - đá chứa có thể làm gia tăng rủi ro rò rỉ chất lưu [13]. Khi đó, khả năng giữ chất lưu của cấu trúc phụ thuộc chủ yếu vào đặc tính cơ lý và độ dày của lớp vật liệu lấp nhét trong đứt gãy, đặc biệt là tỷ lệ bùn sét hoặc hệ số trượt (clay smear factor - CSF) [13]. Các vị trí tiếp xúc đá chứa - đá chứa được xem là các điểm rò rỉ chất lưu tiềm năng.

Đối với cấu tạo A, đứt gãy chính F1 có biên độ dịch chuyển đứng lớn. Kết quả phân tích cho thấy các vỉa chứa thuộc tập E phần lớn kế áp với hệ thống trầm tích thuộc tập D, vốn đặc trưng bởi các tập sét hồ có chiều dày đáng kể và đóng vai trò chắn chủ đạo. Trong tập D



Hình 8. Mô hình hàm lượng sét (a) và thạch học (b) trong không gian 3D của cấu tạo A (vùng hình elip màu đỏ) từ các giếng lân cận khu vực nghiên cứu. Mô hình thạch học được xác định dựa trên giá trị tối hạn hàm lượng sét (40%).



Hình 9. Vị trí đứt gãy F1 tại cấu tạo A và các thuộc tính trên bề mặt đứt gãy: a) Vị trí đứt gãy F1; (b): Sơ đồ kế áp thạch học; (c): Phân bố tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy F1.

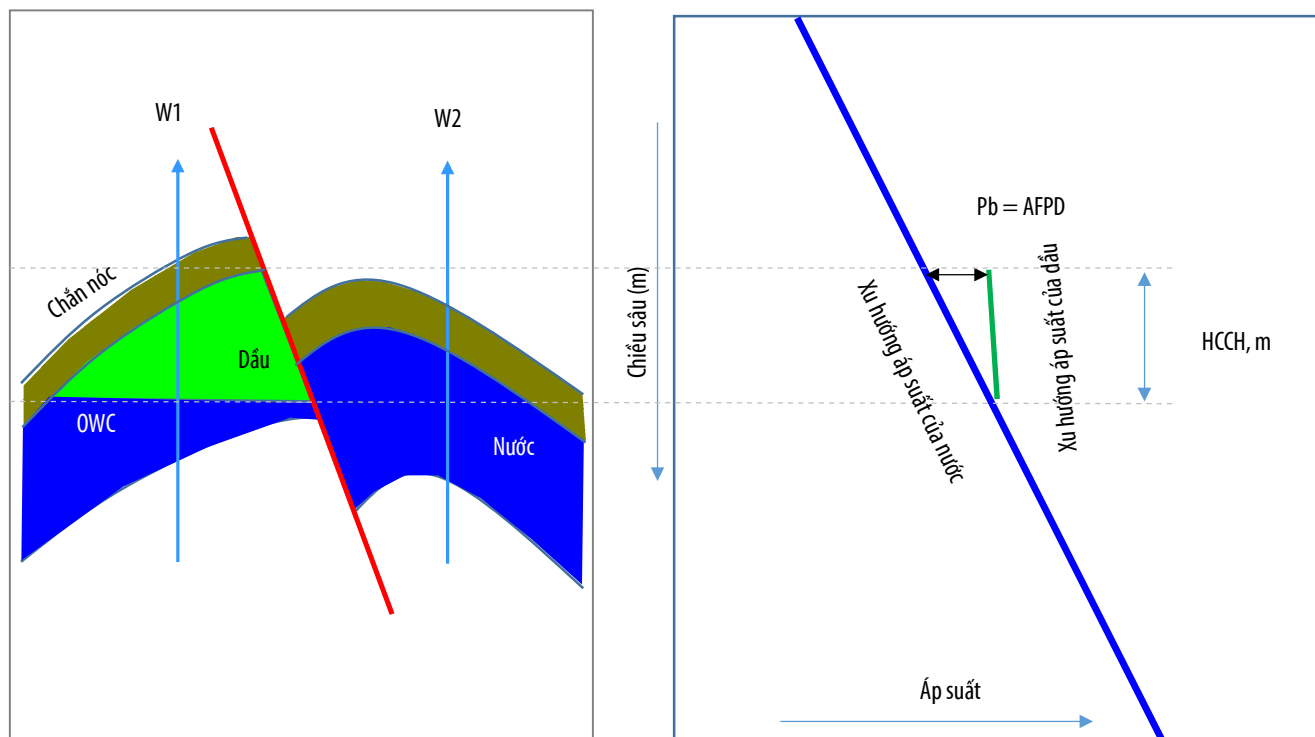
vẫn tồn tại các tập cát xen kẹp và trên bề mặt đứt gãy F1 vẫn xuất hiện một số điểm rò rỉ tiềm năng (Hình 9b), vì vậy, việc xác định khả năng giữ chất lưu tối đa hoặc áp suất mao dẫn tới hạn tại các điểm này là vấn đề cốt lõi trong đánh giá rủi ro chắn. Đây là ngưỡng áp suất mà tại đó hydrocarbon có thể bắt đầu dịch chuyển xuyên qua đới đứt gãy. Để giải quyết vấn đề này, nghiên cứu tiếp tục định lượng áp suất vỉa và xác lập ngưỡng chắn đứt gãy trên cơ sở đối sánh với hệ dữ liệu thực tế từ các cấu tạo đã khoan trong khu vực.

Tỷ lệ mùn sét dọc theo bề mặt đứt gãy được xác định dựa trên mối quan hệ giữa hàm lượng sét vỉa (V_{sh}), chiều dày các lớp trầm tích và biên độ dịch chuyển đứng của đứt gãy. Trong nghiên cứu này, thuộc tính SGR được tính theo công thức thực nghiệm đã

được sử dụng rộng rãi trong phân tích chắn đứt gãy và hiệu chỉnh qua nhiều nghiên cứu tại các bể trầm tích trong đó có khu vực vịnh Mexico [13]. Mô hình phân lớp đơn giản và công thức tính SGR được thể hiện tại Hình 7.

Về lý thuyết, các vỉa chứa hoặc tập trầm tích có hàm lượng sét nguyên thủy cao khi bị dịch trượt dọc theo đứt gãy, có khả năng tạo ra bề mặt đứt gãy giàu vật liệu mùn sét. Giá trị SGR cao thường tương ứng với áp suất mao dẫn lớn hơn, làm tăng khả năng chắn của đứt gãy. Nói cách khác, trong cùng điều kiện địa chất và chất lưu, khả năng chắn của đứt gãy có xu hướng tỷ lệ thuận với giá trị SGR trên bề mặt đứt gãy.

Để định lượng các thuộc tính không gian 3 chiều dọc theo



Hình 10. Mô hình khái niệm xác định áp suất chênh lệch dọc theo bề mặt đứt gãy giữa 2 cánh đứt gãy. Tại nhiều phát hiện dầu khí trong khu vực, các thân chứa bị chia cắt thành các khối đứt gãy riêng biệt và có ranh giới chất lưu khác nhau. Áp suất chênh lệch được xác định từ sự khác biệt giữa áp suất nước vỉa và áp suất dầu/khí tại cùng vị trí trên bề mặt đứt gãy.

diện đứt gãy, bao gồm diện tích áp thạch học và tỷ lệ mùn sét, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình địa chất 3D tích hợp. Trong đó, mô hình thạch học và mô hình phân bố thể tích sét (V_{sh}) được thiết lập dựa trên giả định phân lớp song song của các tập trầm tích khi bị hệ thống đứt gãy cắt qua, đồng thời kế thừa giá trị V_{sh} tham chiếu từ hệ thống các giếng khoan lân cận khu vực nghiên cứu.

Hình 8 thể hiện kết quả mô phỏng phân bố thuộc tính thể tích sét và mô hình thạch học cát kết - sét kết xen kẹp tại khu vực cấu tạo A. Mô hình thạch học được xây dựng trên cơ sở áp dụng giá trị tối hạn hàm lượng sét 40% để phân biệt giữa cát kết và sét kết. Trên nền các mô hình thuộc tính này, bản đồ kế áp thạch học và phân bố SGR dọc theo bề mặt đứt gãy được tính toán, trích xuất bằng phần mềm chuyên dụng Petrel và thể hiện tại Hình 9.

Tại các cấu tạo đã khoan trong khu vực lân cận, sự tồn tại của các khối đứt gãy riêng biệt với các ranh giới chất lưu khác nhau là bằng chứng thực tế cho thấy hệ thống đứt gãy có vai trò kiểm soát tính khép kín của bể chứa. Trên cơ sở đó, nghiên cứu tổng hợp hệ dữ liệu địa vật lý giếng khoan để mô hình hóa hệ thống đứt gãy, từ đó xác lập mối quan hệ giữa áp suất chênh lệch vỉa, hoặc chiều cao cột chất lưu với các thuộc tính định lượng trên bề mặt đứt gãy.

Về mặt thủy động lực học vỉa, áp suất đẩy nổi của chất lưu (buoyancy pressure) có thể được ước tính khi xác định được mật

độ nước vỉa, mật độ hydrocarbon và chiều cao cột dầu khí tương ứng. Hình 10 minh họa nguyên lý xác định áp suất chênh lệch giữa 2 cánh đứt gãy tại cùng một vị trí trên bề mặt đứt gãy. Áp suất này được tính như sau:

$$P_b \text{ (bar)} = HCCH \times g \times (\rho_w - \rho_{hc}) \times 10^{-6}$$

Trong đó:

P_b : Áp suất (bar);

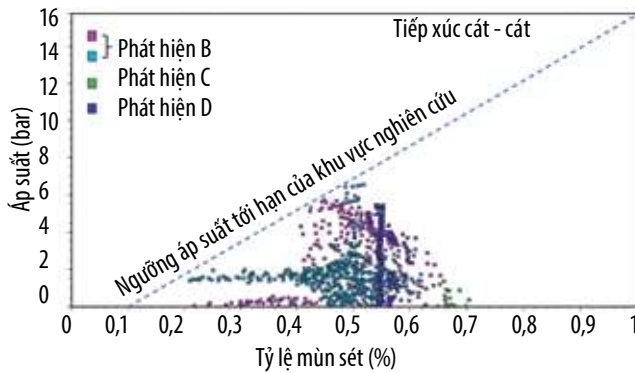
g : Gia tốc trọng trường (cm/s^2);

$HCCH$: Chiều cao cột dầu khí từ ranh giới chất lưu đến đỉnh cấu trúc (cm);

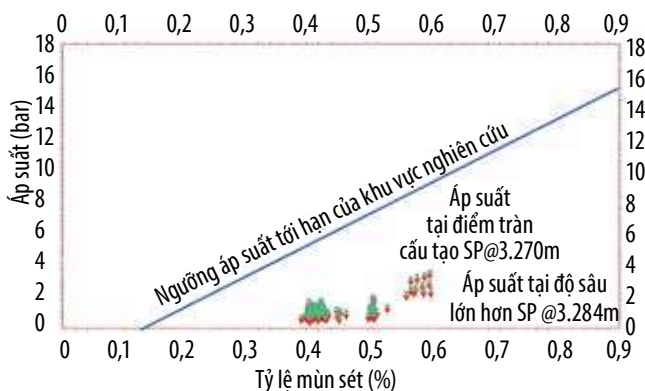
$\rho_w - \rho_{hc}$: Mật độ chất lưu nước (w) và dầu/khí (hc) (g/cm^3);

10^{-6} : Hằng số chuyển đổi.

Biểu đồ Hình 11 thể hiện mối quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét (SGR) trên bề mặt đứt gãy, được xây dựng từ dữ liệu địa chất, địa vật lý, áp suất vỉa và PVT của các phát hiện lân cận B, C và D. Mục tiêu của biểu đồ là xác lập ngưỡng chặn tối hạn phục vụ đánh giá khả năng chặn đứt gãy trong khu vực nghiên cứu. Theo đó, các điểm dữ liệu nằm dưới đường ngưỡng tối hạn được xem là nằm trong vùng chặn an toàn. Kết quả phân tích đối với cấu tạo A (Hình 12) cho thấy các điểm đánh giá trên bề mặt đứt



Hình 11. Biểu đồ quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét SGR trên bề mặt đứt gãy, được xây dựng từ các cấu tạo đã khoan trong khu vực nghiên cứu. Áp suất chênh lệch được tính toán dựa trên chiều sâu ranh giới chất lưu xác định từ tài liệu áp suất vỉa, tài liệu giếng khoan hoặc dữ liệu mẫu dầu/khí, kết hợp với chiều sâu đỉnh cấu tạo.



Hình 12. Quan hệ giữa áp suất chênh lệch và tỷ lệ mùn sét trên bề mặt đứt gãy F1 của cấu tạo A tại các vị trí tiếp xúc cát - cát so sánh với đường ngưỡng chắn tối hạn được xây dựng từ các phát hiện lân cận. Các điểm dữ liệu của cấu tạo A nằm trong vùng chắn an toàn.

gãy F1 phân bố trong vùng an toàn, hàm ý rằng đứt gãy F1 có khả năng giữ cột hydrocarbon từ đỉnh cấu trúc đến điểm tràn.

5. Kết luận

Trên cơ sở kế thừa và tích hợp dữ liệu từ các phát hiện dầu khí kế cận, mô hình ngưỡng chắn tối hạn của đứt gãy (critical fault seal threshold) cho khu vực nghiên cứu đã được xây dựng, làm cơ sở khoa học để đánh giá định lượng khả năng chắn và xác suất thành công của yếu tố bẫy chứa tại cấu tạo A chưa khoan.

Bài viết trình bày phương pháp sử dụng số liệu thực tế từ các cấu tạo đã khoan nhằm dự báo khả năng chắn đứt gãy cho khu vực chưa có giếng khoan. Mức độ tin cậy của kết quả phụ thuộc vào sự tương đồng về đặc điểm địa chất, thạch học, cấu trúc - kiến tạo và điều kiện thủy động lực học giữa các cấu tạo đã phát hiện và cấu tạo triển vọng. Do đó, việc lựa chọn các cấu tạo lân cận làm cơ sở hiệu chỉnh đóng vai trò quan trọng trong quá trình đánh giá.

Mô hình thuộc tính thể tích sét (V_{sh}) và mô hình thạch học phân lớp của cấu tạo A được xây dựng trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan từ các cấu trúc lân cận. Kết quả minh giải bản đồ kế áp thạch học và phân bố tỷ lệ mùn sét dọc theo bề mặt đứt gãy chính F1 cho thấy diện tích xuất hiện các điểm rò rỉ chất lưu tiềm năng chiếm tỷ lệ nhỏ, trong khi giá trị SGR tại các vị trí đánh giá duy trì ở mức tương đối cao. Sự kết hợp giữa đặc điểm hình học kế áp và thuộc tính mùn sét trên bề mặt đứt gãy là cơ sở để nhận định đứt gãy F1 có khả năng chắn tốt.

Đồng thời, kết quả đối sánh giữa dải giá trị áp suất và SGR của cấu tạo A với đường ngưỡng chắn tối hạn của khu vực cho thấy các điểm đánh giá đều phân bố trong vùng an toàn. Kết quả từ mô hình tương quan này cho phép nhận định rằng đứt gãy F1 có khả năng giữ cột chất lưu từ đỉnh cấu trúc xuống tới điểm tràn cấu tạo tại độ sâu 3.270 mTVDSS. Đây là cơ sở quan trọng để giảm thiểu rủi ro chắn đứt gãy và hỗ trợ việc đánh giá triển vọng dầu khí cũng như định hướng chiến lược thăm dò tiếp theo tại cấu tạo A.

Tài liệu tham khảo

- [1] C.R. Allen, A.R. Gillespie, Han Yuan, K.E. Sieh, Zhang Buchun, and Zhu Chengnan, "Red River and associated faults, Yunnan Province, China: Quaternary geology, slip rates, and seismic hazard", *GSA Bulletin*, Volume 95, Issue 6, pp. 686 - 700, 1984.
- [2] Anne Briaies, Philippe Patriat, and Paul Tapponnier, "Updated interpretation of magnetic anomalies and seafloor spreading stages in the South China Sea: Implication for the Tertiary tectonics of southeast Asia", *Journal of Geophysical Research B: Solid Earth*, Volume 98, pp. 6229 - 6328, 1993. DOI: 10.1029/92JB02280.
- [3] P. Ted Doughty, "Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande rift, New Mexico", *AAPG Bulletin*, Volume 87, Issue 3, pp. 427 - 444, 2003. DOI: 10.1306/10010201130.
- [4] P. Huchon, X. Le Pichon, and C. Rangin, "Indochina Peninsula and the collision of India and Eurasia", *Geology*, Volume 22, Issue 1, pp. 27 - 30, 1994.
- [5] Tung-Yi Lee and Lawrence A. Lawver, "Cenozoic plate reconstruction of Southeast Asia", *Tectonophysics*, Volume 251, Issue 1 - 4, pp. 85 - 138, 1995. DOI: 10.1016/0040-1951(95)00023-2.
- [6] Philippe Hervé Leloup, Robin Lacassin, Paul Tapponnier, Urs Schärer, Zhong Dalai, Liu Xiaohan, Zhang Liangshang, Ji Shaocheng, and Phan Trong Trinh, "The Ailao Shan-Red River shear zone (Yunnan, China), Tertiary transform boundary of Indochina",

Tectonophysics, Volume 251, Issue 1 - 4, pp. 3 - 10, 13 - 84, 1995. DOI: 10.1016/0040-1951(95)00070-4.

[7] L.H. Nielsen, A. Mathiesen, T. Bidstrup, and O.V. Vejbaek, "Modelling of hydrocarbon generation in the Cenozoic Song Hong basin, Vietnam: A highly prospective basin", *Journal of Asian Earth Sciences*, Volume 17, Issue 1 - 2, pp. 269 - 294, 1999. DOI: 10.1016/S0743-9547(98)00063-4.

[8] John D. Pigott and Ke Ru, "Basin superposition on the Northern margin of the South China Sea", *Tectonophysics*, Volume 235, Issue 1 - 2, pp. 27 - 50, 1994.

[9] Richard M. Jones and Richard R. Hillis, "An integrated, quantitative approach to assessing fault seal risk", *AAPG Bulletin*, Volume 87, Issue 3, pp. 507 - 525, 2003. DOI: 10.1306/10100201135.

[10] R.S.J. Tozer and A.M. Borthwick, "Variation in fluid contacts in the Azeri field, Azerbaijan: sealing faults or hydrodynamic

aquifer?", *Geological Society, London, Special Publications*, Volume 347, pp. 103 - 112, 2010. DOI: 10.1144/sp347.8.

[11] Peter R. Rose, "Chance of success and its use in petroleum exploration", *The business of petroleum exploration*. American Association of Petroleum Geologists, 1992.

[12] P. Tapponnier, R. Lacassin, P.H. Leloup, U. Schärer, Zhong Dalai, Wu Haiwei, Liu Xiaohan, Ji Shaocheng, Zhang Lianshang, and Zhong Jiayou, "The Ailao Shan/Red River metamorphic belt: Tertiary left-lateral shear between Indochina and South China", *Nature*, Volume 343, pp. 431 - 437, 1990. DOI: 10.1038/343431a0.

[13] Graham Yielding, "Shale gouge ratio - Calibration by Geohistory", *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, Volume 11, pp. 1 - 15, 2002. DOI: 10.1016/S0928-8937(02)80003-0.

[14] P. Watson, "A process for estimating geological risk of petroleum exploration prospects", *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, Volume 38, Issue 1, pp. 577 - 583, 1998. DOI: 10.1071/AJ97033.

ASSESSMENT OF FAULT SEALING CAPACITY IN STRUCTURE A, OLIGOCENE RESERVOIR, NORTHEASTERN CUU LONG BASIN

Phung Van Phong, Bui Quang Huy, Phi Ngoc Dong, Ho Thi Thanh, Nguyen Trung Hieu

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Fault seal analysis, 1D-triangle diagram, juxtaposition, SGR, fault throw, threshold.

ABSTRACT

Statistics indicate that more than 85% of hydrocarbon traps are juxtaposed against and/or directly dependent on the sealing capacity of fault systems. Therefore, the interpretation and quantitative assessment of fault sealing capacity in prospective structures is critical in petroleum geology. At present, fault seal capacity is commonly evaluated using two main approaches: direct and indirect approach. The direct approach determines fault sealing capacity based on experimental capillary pressure measurements on core samples collected directly from the fault damage zone or fractured zone. The indirect approach predicts fault sealing capacity by comparison with the sealing characteristics of nearby discovered structures through correlations between quantitative attributes on the fault surfaces, particularly the shale gouge ratio (SGR), and the pressure differential across the fault. Threshold values established from field data provide the basis for evaluating the sealing potential of undrilled structures. Quantitative assessment of fault sealing capacity not only improves the calibration of the probability of geological success for undrilled structures but also provides a scientific basis for predicting the hydrocarbon column height that can be retained within prospective structures.

Corresponding author: Email: phongpv@vpi.pvn.vn

Received: 28/1/2026; Revised: 29/1 - 18/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)