

Fault seal analysis for VS area, block 16 -1/15, Cuu Long Basin, Viet Nam



Hung Viet Nguyen ¹, Son Xuan Pham², Tam Minh Nguyen ¹, Quang Dinh Doan ¹, Thanh Van Nguyen ^{1,*}, Lap Quoc Lai ³

¹ PVEP-ITC, Hanoi, Vietnam

² Vietsopetro, Baria - Vungtau, Vietnam

³ East Sea Stars, Hochiminh City, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 02nd Apr. 2023

Revised 29th July 2023

Accepted 17th Aug. 2023

Keywords:

Fault seal analysis,
Hydrocarbon column height,
Throw.

ABSTRACT

Fault-bound traps represent an important class of hydrocarbon-bearing structure. Whether a fault can seal hydrocarbons on a geological timescale may be controlled by one or more of three conditions: (1) sealing due to lithological juxtaposition, where reservoir rock is juxtaposed against sealing rock across the fault; (2) sealing by the fault damage zone, which forms a barrier composed of low-permeability clay within the fault zone and (3) the tectonic activity of the fault, as during faulting, hydrocarbon accumulations can be destroyed and leakage along the fault zone. This research employs an indirect method to establish a correlation between pressure and the sealing properties on fault surfaces, such as the SGR (Shale Gouge Ratio), across various formations under the same geological conditions from all fields within the region and around the world. This aids in assessing the sealing potential of the faults. Evaluate the fault seal capacity according to 3D model for the structures in Oligocene D, Oligocene C and Lower Miocene sediments to serve the assessment hydrocarbon potential in VS area and reduce the risk for further exploration - appraisal work in block 16-1/15, Cuu Long basin. Geology, seismic and petrophysical data were used to construct 3D structural frameworks, lithology model and Vclay model. Parameters such as fault throw, Vshale, lithology, bed thickness, burial depth history, fluid density and pressures, ect. are incorporated into fault seal analysis and also estimate the maximum hydrocarbon column height can be held by each fault in study area, therefore helping to assess the hydrocarbon potential in undrilled structures in VS area.

Copyright © 2023 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

E - mail: Thanhnv1@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(4).07



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>

Nghiên cứu tính chất chắn của các đứt gãy khu vực VS, lô 16-1/15, bể trầm tích Cửu Long, Việt Nam

Nguyễn Việt Hùng¹, Phạm Xuân Sơn², Nguyễn Minh Tâm¹, Đoàn Đình Quang¹, Nguyễn Văn Thanh^{1,*}, Lại Quốc Lập³

¹ Tổng Công ty Thăm dò Khai thác dầu khí (PVEP-ITC), Hà Nội, Việt Nam

² Vietsopetro, Bà Rịa - Vũng Tàu, Việt Nam

³ Công ty TNHH East Sea Stars, Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 02/4/2023

Sửa xong 29/7/2023

Chấp nhận đăng 17/8/2023

Từ khóa:

Biên độ dịch chuyển thẳng

đứng,

Chiều cao cột dầu,

Tính chất chắn đứt gãy.

Các cấu trúc khép kín bởi đứt gãy đóng vai trò quan trọng trong việc chứa dầu khí để xác định khả năng chắn hydrocarbon của các đứt gãy, các phương pháp nghiên cứu trên thế giới hiện nay đều tập trung đánh giá ba yếu tố chính gây ảnh hưởng lên khả năng chắn của đứt gãy bao gồm: (1) chắn do kê áp thạch học, do tầng đá chứa kê áp với tầng đá chắn qua đứt gãy; (2) chắn bởi đới phá hủy đứt gãy (fault damage zone) tạo thành màn chắn thạch học được tạo thành bởi sét trong đới đứt gãy có độ rỗng và độ thấm kém; và (3) lịch sử hoạt động kiến tạo của đứt gãy khi trong quá trình đứt gãy hoạt động, các tích tụ dầu khí có thể bị phá hủy và hydrocarbon di thoát dọc theo đới đứt gãy. Nghiên cứu này sử dụng phương pháp gián tiếp nhằm xây dựng mối quan hệ giữa áp suất với tính chất chắn trên bề mặt đứt gãy như SGR - Shale Gouge Ratio ở các vỉa khác nhau trong cùng điều kiện địa chất từ tất cả các mỏ trong khu vực và trên thế giới, từ đó giúp đánh giá khả năng chắn của đứt gãy. Đánh giá khả năng chắn đứt gãy theo mô hình 3D cho các cấu tạo trong trầm tích Oligocen D, Oligocen C và Miocen dưới nhằm phục vụ công tác đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực VS và giảm thiểu rủi ro cho công tác khoan thăm dò - thăm lượng tiếp theo ở lô 16-1/15, bể Cửu Long. Tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và địa chất được sử dụng để xây dựng mô hình cấu trúc và mô hình thạch học trầm tích. Các thông số như phương vị, biên độ dịch chuyển đứt gãy, thể tích sét, độ sâu chôn vùi, tỷ trọng chất lưu, áp suất,... sẽ được kết hợp để đánh giá khả năng chắn của đứt gãy và khả năng chịu được chiều cao cột dầu tối đa của mỗi đứt gãy ở khu vực nghiên cứu, từ đó giúp đánh giá tiềm năng ở các cấu tạo chưa khoan trong khu vực nghiên cứu.

©2023 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

*Tác giả liên hệ

E - mail: thanhnv1@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(4).07

1. Giới thiệu

Lô 16-1/15 nằm ở phía Tây Nam của bể Cửu Long ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, lịch sử phát triển địa chất của lô gắn liền và mang những nét đặc trưng của bể. Cột địa tầng tổng hợp bể Cửu Long và bản đồ kiến tạo khu vực được thể hiện ở Hình 1, trong đó diện tích nghiên cứu VS nằm ở phía đông của lô 16-1/15.

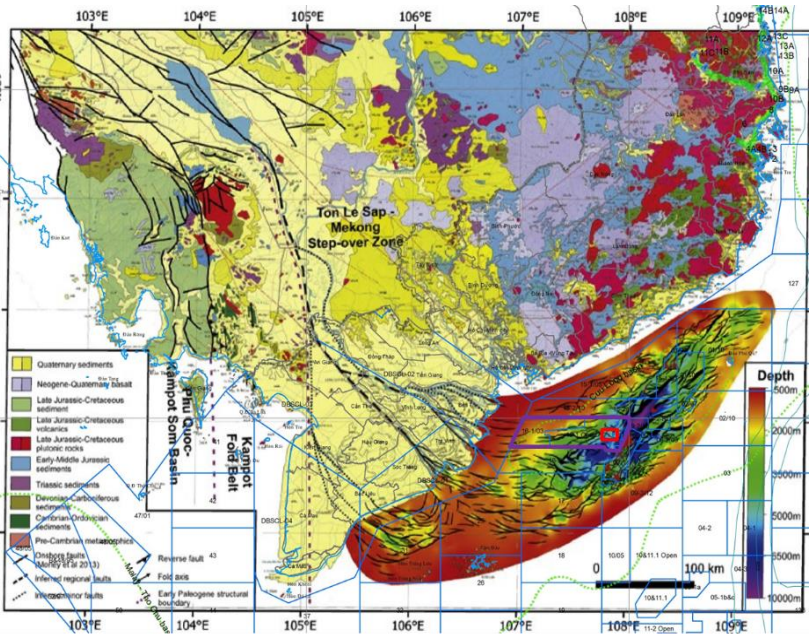
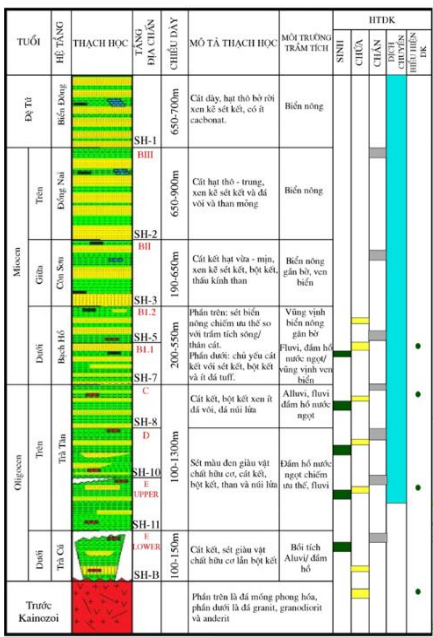
Về đặc điểm địa tầng, theo thứ tự từ cổ đến trẻ, địa tầng trong khu vực nghiên cứu bao gồm móng trước Đệ Tam và các tập trầm tích Kainozoi được thể hiện trên Hình 1. Đá móng trong lô 16-1/15 chủ yếu là Granite kiểu S gồm granite biotite và 2 mica; kiểu I gồm granite granodiorite chứa hornblen, biotite. Trầm tích Kainozoi bao gồm các trầm tích có tuổi từ Eoxen tới nay và được chia thành 5 hệ tầng. Trên mặt cắt địa chấn, các thành tạo địa chất được minh giải chi tiết tương ứng với các tầng phản xạ từ SHB, SH11,... đến SH1 (Schmidt và nnk., 2019 , Nguyễn, 2007 , Dam & Quang, 2015) .

Lịch sử tiến hóa kiến tạo của khu vực nghiên cứu có thể chia làm 3 thời kỳ chính: thời kỳ trước tạo rift; thời kỳ tách giãn (rift) hình thành bể trong Eoxen - đầu Oligoxen muộn; thời kỳ nén ép vào Oligoxen muộn và lún chìm nhiệt từ Mioxen sớm đến Đệ Tứ (Schmidt và nnk., 2019) .

Hệ thống dầu khí khu vực lô 16-1/15 cũng nằm trong phong chung của bể trầm tích Cửu Long đã được chứng minh bởi các phát hiện dầu khí, gần nhất là phát hiện VS (Bojesen-Koefoed, Nytoft, & Dau, 2009). Tầng chứa đã có phát hiện dầu là tầng Miocen (BI.1 & BI.2 tương ứng với SH-3 & SH-5), tầng Oligocen (C & D tương ứng với SH-7 & SH-8) và tầng móng (SH-B), tầng chứa có phát hiện khí là tầng Oligocen E & D. Đối tượng chính của nghiên cứu này tập trung vào các trầm tích từ SH-5 đến SH-8 .

2. Phương pháp nghiên cứu

Hiện nay, có 2 phương pháp phổ thông nhất để đánh giá khả năng chẫn của đứt gãy trên thế giới. Phương pháp thứ nhất là phương pháp trực tiếp để đánh giá khả năng chẫn của các đứt gãy, phương pháp này tiến hành bằng cách lấy mẫu từ các đới đứt gãy và thực hiện các nghiên cứu về áp suất (MICP - Mercury injection capillary pressure) và phân tích khoáng vật,... Phương pháp này có thể dễ dàng thực hiện nếu các mỏ hay vết lộ lộ ra trên bề mặt, tuy nhiên khó áp dụng với các mỏ ở dưới mặt đất do không đủ dữ liệu hoặc không có tài liệu mẫu lõi ở các đới đứt gãy cho việc ước tính khả năng chẫn. Vì thế phương pháp thứ 2 dùng để đánh giá khả năng chẫn của đứt gãy được sử dụng phổ biến nhất. Phương pháp này là phương pháp



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp bể Cửu Long (a) và vị trí khu vực nghiên cứu trên bản đồ kiến tạo khu vực (b). Khu vực nghiên cứu được khoanh màu đỏ, thuộc lô 16-1/15.

gián tiếp (không trực tiếp), nó xây dựng mối quan hệ giữa áp suất (áp suất nổi Bp- Bouyancy pressure/ chênh lệch áp suất AFDP- Across fault difference pressure) với tính chất chắn trên bề mặt đứt gãy như SGR (Shale Gouge Ratio) ở các vỉa khác nhau trong cùng điều kiện địa chất. Sự phân bố các giá trị áp suất và SGR từ tất cả các mỏ trong khu vực, chúng sẽ phân bố dưới một ngưỡng xác định (seal & non-seal). Bài báo này sẽ sử dụng phương pháp thứ 2 để đánh giá khả năng chắn của đứt gãy với các bước nghiên cứu được thể hiện như Hình 2.

Cho đến nay, đã có nhiều nghiên cứu phân tích khả năng chắn đứt gãy một cách định lượng, chủ yếu dựa vào các thuật toán SGR (Shale Gouge Ratio - tỷ phần sét ở đới đứt gãy), CSP (Clay Smear Potential - hệ số tiềm năng sét trám) (Fulljames và nnk., 1997), và SSF (Shale Smear Factor - hệ số sét trám) (Lindsay và nnk., 1992) (Hình 3).

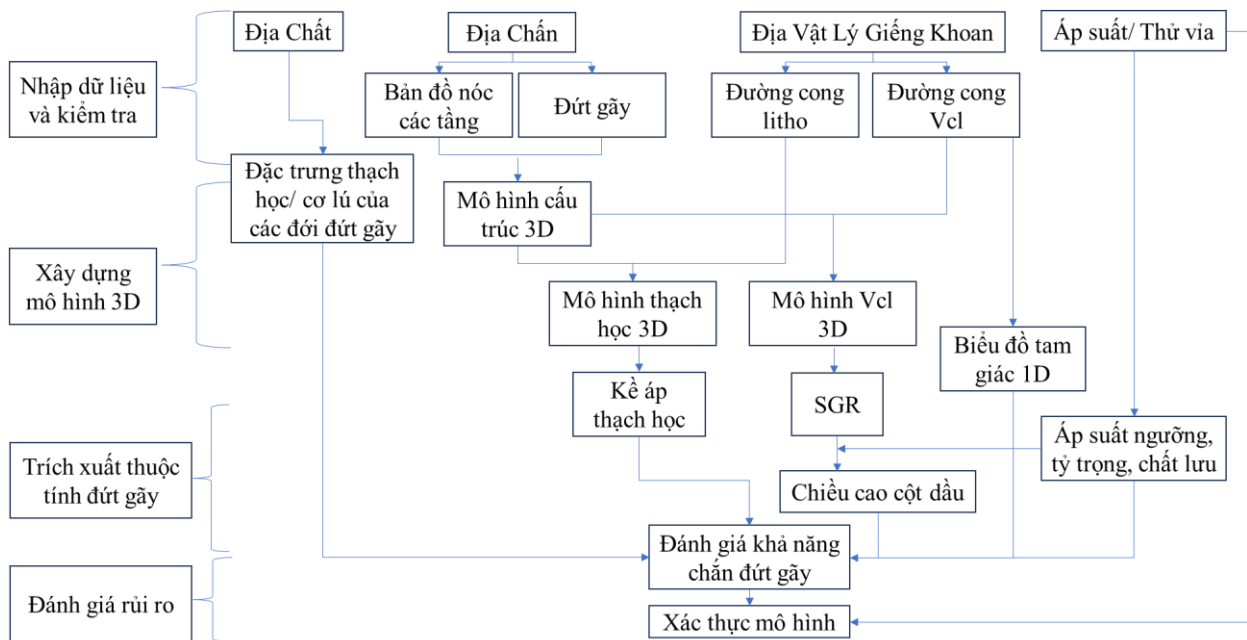
Thuật toán SGR có thể đánh giá được khả năng pha trộn sét trong đới phá hủy đứt gãy, trong khi thuật toán CSP và SSF có thể đánh giá được khả năng sét trám trên bề mặt đứt gãy. Các hệ số này được tính như sau:

$$SGR = \frac{\sum(\text{Hàm lượng sét trong lớp} \times \text{Độ dày lớp})}{\text{Biên độ dịch chuyển thẳng đứng đứt gãy}} = \frac{\sum(V_{cl} \times \Delta z)}{BDDCTĐĐG}$$

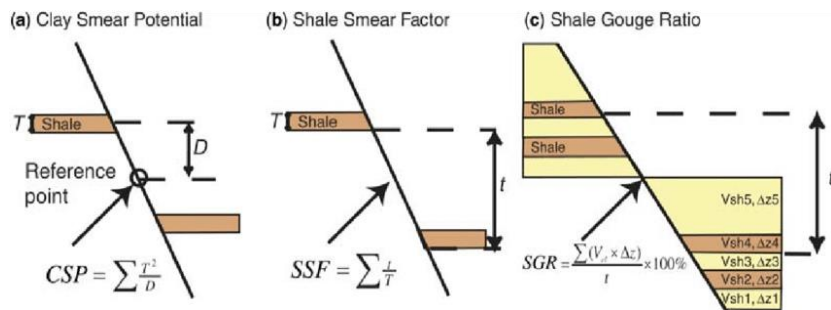
$$CSP = \sum \frac{(\text{Bề dày lớp sét})^2}{\text{Khoảng cách tới lớp sét}} \quad (1)$$

$$SSF = \frac{BDDCTĐĐG}{\text{Bề dày lớp sét}}$$

Đới đứt gãy thường dính ướt nước (water wet), dầu khí tích tụ vào các cấu trúc kè áp vào đứt gãy sẽ tạo một áp suất BP (Buoyancy Pressure), khi áp suất này đủ lớn thắng được lực dính ướt thì hydrocarbon có thể xâm nhập và di thoát qua đới đứt gãy. Áp suất BP tạo bởi một cột dầu khí có thể tính được bằng công thức (2):



Hình 2. Chu trình nghiên cứu tính chất chắn của đứt gãy.



Hình 3. Thuật toán đánh giá định lượng khả năng chắn đứt gãy: a) SGR; b) CSP; c) SSF.

$$BP = (\rho_w - \rho_{HC})gh \quad (2)$$

Trong đó: BP được tính bằng Pascal; ρ_w và ρ_{HC} - mật độ nước và hydrocacbon tại điều kiện vỉa tính bằng kg/m^3 ; g - hằng số trọng trường (=9,81); h - chiều cao cột hydrocacbon tính bằng m.

Áp suất mao dẫn ngưỡng (capillary entry pressure) chặn được bởi đới đứt gãy có thể tính theo công thức (3):

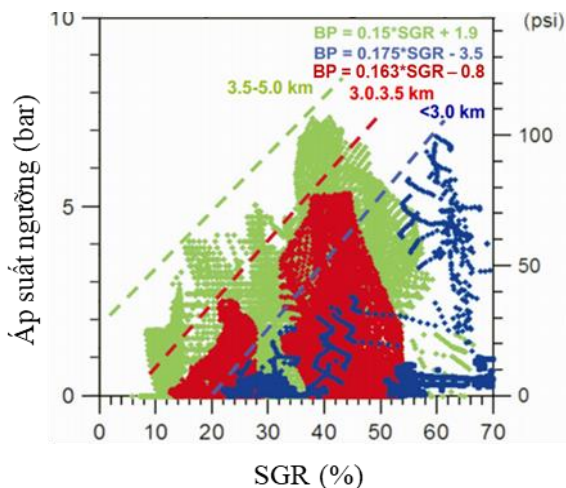
$$P_c = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (3)$$

Trong đó: γ - sức căng bề mặt phân cách các pha chất lưu, tính theo dynes/cm; θ - góc tiếp xúc của hydrocacbon và nước trên bề mặt rắn, tính theo độ; r - bán kính của lỗ rỗng đá chắn, tính theo μm . Từ công thức (2) và (3), có thể suy ra được chiều cao cột dầu lớn nhất chặn được tại mặt đứt gãy.

Phương pháp tính theo công thức (3) chính là phương pháp trực tiếp như đã nói, do khu vực nghiên cứu không có tài liệu phân tích mẫu lõi cho đới đứt gãy nên không thể áp dụng được.

Nghiên cứu này sẽ sử dụng phương pháp lập biểu đồ tương quan giữa SGR và áp suất BP tạo bởi chiều cao cột hydrocacbon tại từng điểm trên bề mặt đứt gãy sử dụng tài liệu áp suất từ giếng khoan, kết hợp với công thức số (2) để ước tính chiều cao cột dầu. Hiện có một số phương pháp phương pháp sau:

- Theo Yielding và nnk, 2010; Yielding, 2015; biểu đồ mối quan hệ giữa SGR với áp suất BP được thành lập cho nhiều khu vực nghiên cứu khác



Hình 4. Biểu đồ SGR với áp suất BP và các quan hệ giữa SGR với áp suất ngưỡng chặn (Yielding và nnk, 2010).

n nhau trên thế giới, từ đó xác định được ba đường cong quan hệ giữa SGR và áp suất ngưỡng cho các độ sâu chôn vùi khác nhau (Hình 4). Công thức được theo Yielding và nnk., 2010 xây dựng như sau:

$$PT = 0,175*SGR-3,5 \text{ (Độ sâu } < 3 \text{ km)}$$

$$PT = 0,163*SGR-0,8 \text{ (Độ sâu } 3 \div 3,5 \text{ km)} \quad (4)$$

$$PT = 0,15*SGR+1,9 \text{ (Độ sâu } > 3,5 \text{ km)}$$

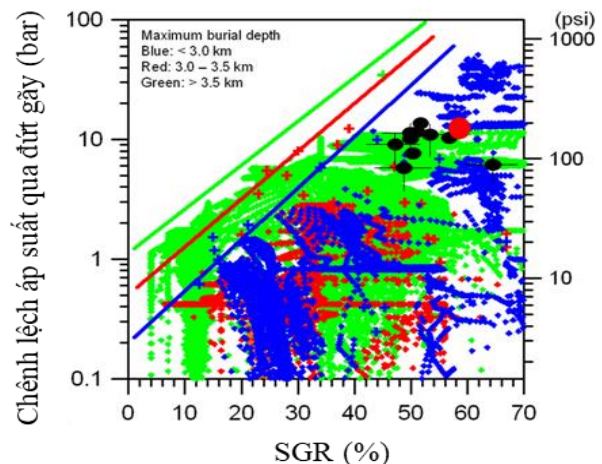
Trong đó: PT - áp suất ngưỡng tính theo bar (=100.000 Pascal), SGR tính theo %.

- Theo Bretan và nnk., (2003): xây dựng biểu đồ quan hệ giữa SGR và chênh lệch áp suất qua hai bên đới đứt gãy (Across-Fault Pressure Difference - AFPD) (Hình 5). Công thức được xây dựng như sau:

$$AFPD \text{ (bars)} = 10 (SGR/27 - C) \quad (5)$$

Trong đó: C = 0,5 với độ sâu chôn vùi <math><3,0 \text{ km}</math>; C = 0,25 với độ sâu chôn vùi $3,0 \div 3,5 \text{ km}$; C = 0 với độ sâu chôn vùi $> 3,5 \text{ km}$.

Tuy nhiên có thể thấy phương pháp Yielding và nnk., (2003) thiếu dữ liệu trên 110 psi và mối quan hệ giữa SGR và BP là tuyến tính, trong khi đó phương pháp của Bretan và nnk., (2003) dạng tuyến tính và cho kết quả lớn ở những khoảng có SGR nhỏ và rất lớn ở các khoảng SGR lớn. Do đó nghiên cứu sẽ sử dụng hiệu chỉnh địa phương dựa trên công thức của Bretan và nnk., (2003), để áp dụng cho việc ước tính chiều cao cột dầu của các đứt gãy. Hiệu chỉnh địa phương (thềm lục địa Việt Nam và Thái Lan): Công ty TNHH Badley



Hình 5. Biểu đồ SGR với chênh lệch áp suất AFPD và các quan hệ giữa SGR với AFPD (Bretan và nnk, 2003).

Geoscience (hợp tác với BP Việt Nam, 2011) đã sử dụng một số dữ liệu cục bộ từ vịnh Thái Lan và Việt Nam (bể Nam Côn Sơn) để đề xuất một đường hiệu chỉnh địa phương dưới dạng tổng hợp cục bộ SGR so với áp suất nổi của chất lỏng. Các chuyên gia trước đây của Talisman (công trình nội bộ: Geoff & Nancy, 2012; Lap, 2013) đã tiếp tục sử dụng phương pháp này và áp dụng cho các hoạt động nghiên cứu tính chất chắn đứt gãy ở lô 135-136/3 với kết quả rất tốt cho các phát hiện CKD-CKN (Hình 6a).

Áp suất nổi của chất lỏng là một hàm thể hiện sự khác biệt giữa tỷ trọng dầu, nước và chiều cao cột hydrocarbon. Nghiên cứu này sẽ sử dụng công thức được hiệu chỉnh địa phương để áp dụng cho khu vực VS. Sử dụng kết hợp với công thức (1) để tính toán chiều cao cột dầu và giới hạn trên khi tính toán chiều cao cột dầu (Hình 6b).

3. Kết quả nghiên cứu

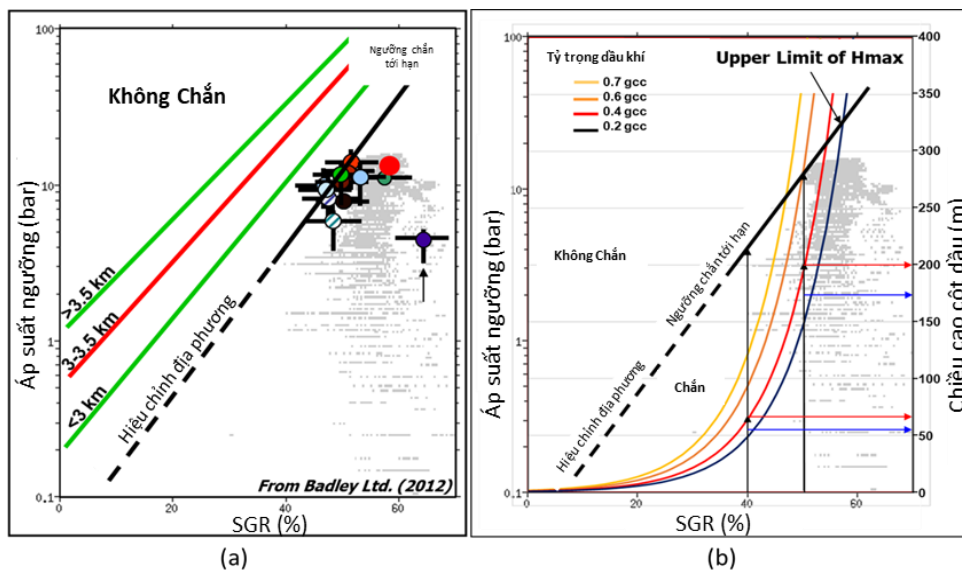
Kết quả nghiên cứu tính chất chắn của đứt gãy bao gồm 2 phần: mô hình thạch học, mô hình phân bố hàm lượng sét Vcl 3D và các thuộc tính trích suất (biên độ dịch chuyển, kè áp thạch học, SGR, chiều cao cột dầu ước tính có thể chắn được,...) của mỗi đứt gãy trong khu vực nghiên cứu.

Mô hình được xây dựng trên cơ sở tài liệu đầu vào bao gồm: 03 giếng khoan (VS-1X, VS-2X, CV-1X), liên kết vỉa, các bản đồ cấu trúc (SH3, SH3_Intra,... SH8_Intra1) và hệ thống đứt gãy (53

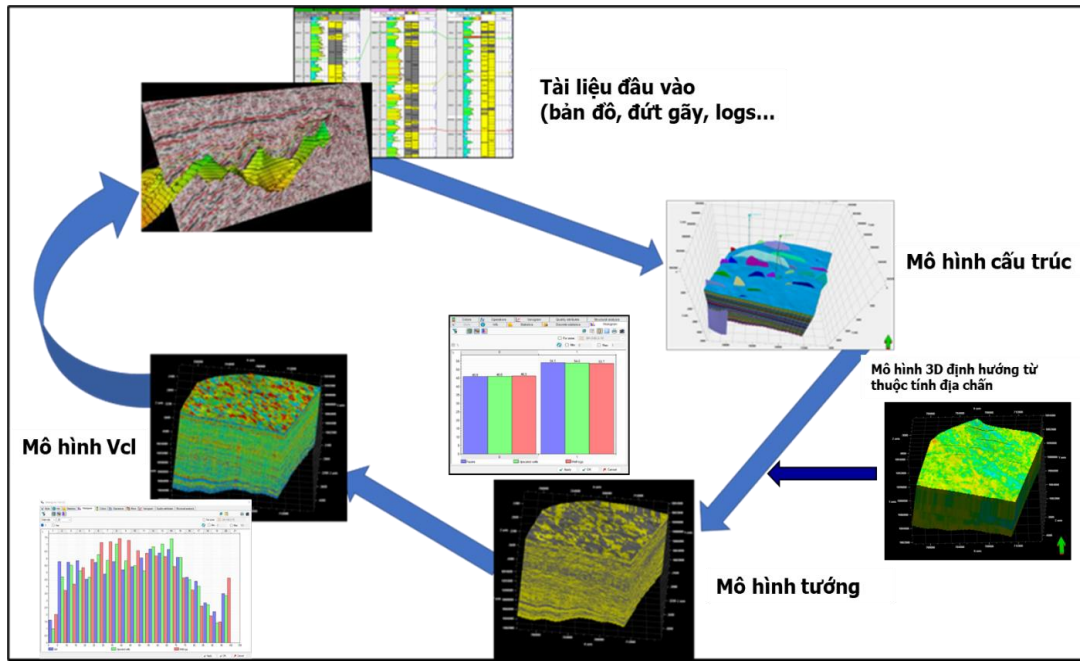
faults stick), trong đó, bao gồm 11 đứt gãy được lựa chọn đánh giá khả năng chắn. Thay vì sử dụng mô hình chia lớp đơn giản (layered cake sandshale) như một số nghiên cứu trước đó, mô hình phân bố tương (mô hình thạch học) được xây dựng cho 02 tương (cát/sét) được định nghĩa theo tiêu chí cut-off hàm lượng sét (Vshale < 50%). Mô hình phân bố tương được định hướng phân bố theo tài liệu thuộc tính địa chấn. Mô hình phân bố hàm lượng sét (Vshale) được xây dựng với định hướng phân bố từ mô hình tương (Hình 7). Kết quả của mô hình được đánh giá độ tin cậy với tài liệu đầu vào hiện có để làm tài liệu đầu vào đánh giá khả năng chắn đứt gãy.

Kết quả nghiên cứu sơ đồ tam giác 1D (1D-triangle diagram) cho giếng khoan CV-1X cho thấy:

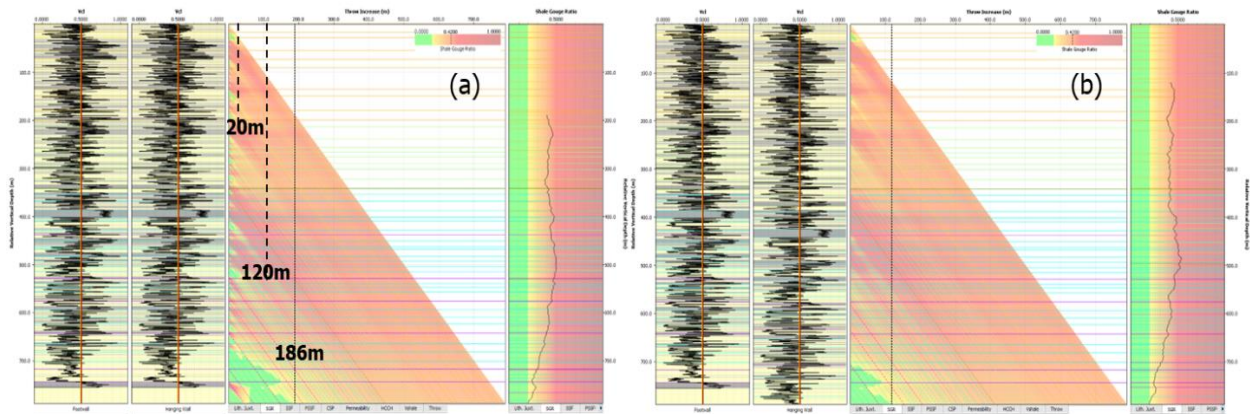
Với biên độ dịch chuyển tối thiểu (min throw) khoảng 20 m thì phần lớn các khoảng độ sâu từ SH3-SH7 cho giá trị SGR lớn hơn 0,2. Khi đó các đứt gãy gần khu vực CV-1X sử dụng đặc trưng thạch học từ giếng khoan này có khả năng chắn tốt. Để chắn toàn bộ từ trên xuống dưới thì cần biên độ dịch chuyển lớn hơn 186 m (Hình 8a). Nếu có thêm yếu tố đứt gãy đồng trầm tích (growth fault) thì phần lớn khoảng độ sâu từ SH3-SH7 cho giá trị SGR lớn hơn 0,2. Khi đó, các đứt gãy gần khu vực CV-1X có đặc trưng thạch học từ giếng khoan này có khả năng chắn tốt. Để chắn toàn bộ từ trên xuống dưới thì cần biên độ dịch chuyển lớn hơn 120 m (Hình 8b).



Hình 6. Biểu đồ thể hiện mối quan hệ giữa SGR với áp suất BP cùng các điểm dữ liệu từ thềm lục địa Việt Nam, Thái Lan (a) và chiều cao cột hydrocarbon (b).



Hình 7. Các bước xây dựng mô hình thạch học và mô hình Vcl.

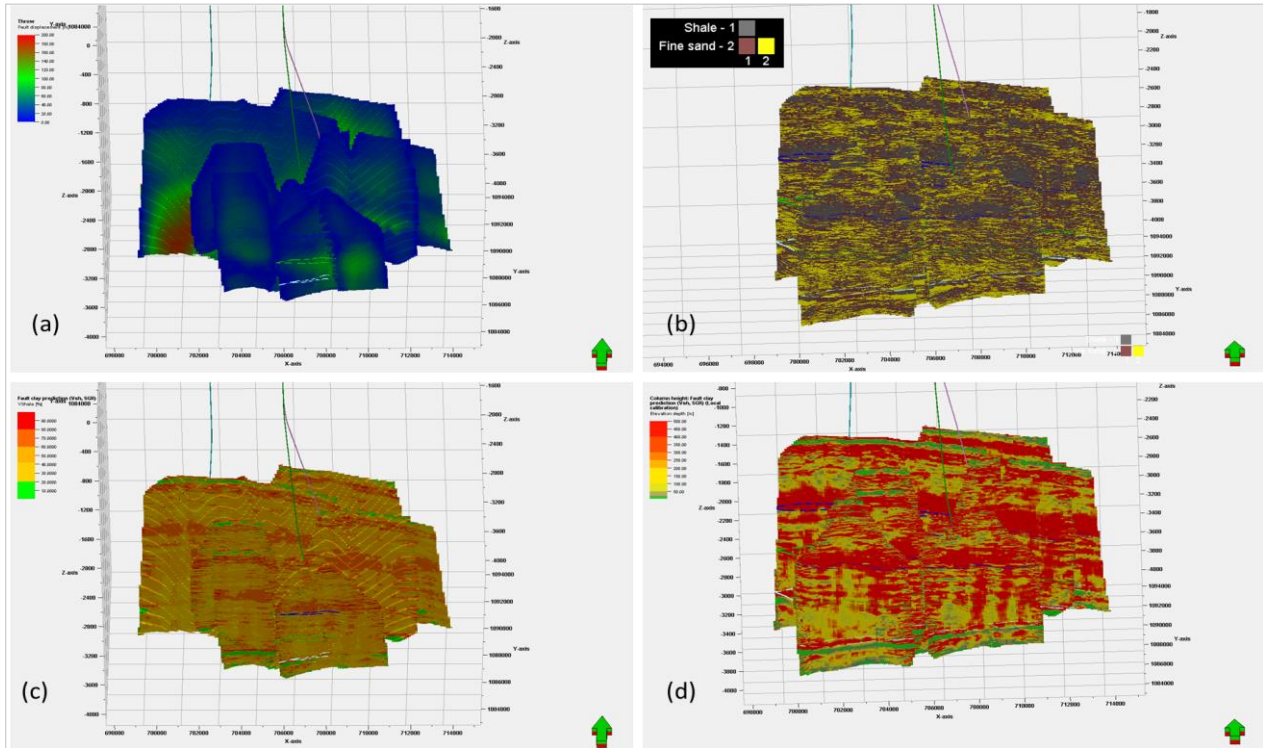


Hình 8. Biểu đồ tam giác hệ số thể hiện SGR với biên độ dịch chuyển thẳng đứng tại giếng khoan CV-1X: (a) không có yếu tố đồng trầm tích (without hanging wall growth); (b) có yếu tố đồng trầm tích (10% hanging wall growth).

Trên cơ sở mô hình thạch học và mô hình phân bố hàm lượng sét Vcl, các tính chất bao gồm biên độ dịch chuyển thẳng đứng, kè áp thạch học, SGR, chiều cao cột dầu ước tính có thể chắn được,... cho 11 đứt gãy được thể hiện trên Hình 9.

Kết quả nghiên cứu tính chất chắn của các đứt gãy ở khu vực VS đã chỉ ra chi tiết các đặc điểm đứt gãy và các thông số như biên độ dịch chuyển thẳng đứng, biên độ dịch chuyển dọc theo mặt đứt gãy, kè áp thạch học, SGR, dự báo chiều cao cột dầu tối đa có thể giữ được,... cho 11 đứt gãy được lựa chọn.

Đặc biệt, trong khu vực nghiên cứu VS, có 3 giếng khoan đã khoan ở 2 bên cánh của đứt gãy F2. Kết quả nghiên cứu này đã chỉ ra đứt gãy F2 có khả năng chắn tốt ở hầu hết các khoảng địa tầng mà đứt gãy cắt qua. Điều này hoàn toàn phù hợp với sự chênh lệch áp suất từ tài liệu áp suất của các giếng khoan trong vùng nghiên cứu. Đồng thời tăng tính tin cậy trong việc dự báo tính chất của các đứt gãy ở các khu vực có cấu trúc khép kín vào đứt gãy nhưng chưa có giếng khoan, là cơ sở trong việc lựa chọn các vị trí thăm dò tiếp theo.



Hình 9. Kết quả nghiên cứu tính chất đứt gãy: (a) biên độ dịch chuyển thẳng đứng (throw); (b) kê áp thạch học (juxtaposition lithology); (c) giá trị SGR (shale gouge ratio) và (d) chiều cao cột dầu ước tính có thể chắn được của 11 đứt gãy được lựa chọn khu vực.

4. Thảo luận

Đối với các khép kín cấu tạo kê áp đứt gãy, việc phân tích đứt gãy có ý nghĩa vô cùng quan trọng trong việc đánh giá rủi ro, xếp hạng cấu tạo và tối ưu hóa vị trí khoan tìm kiếm thăm dò. Nghiên cứu tính chất chắn của đứt gãy nhằm mục đích xác định khả năng chắn của các đứt gãy và phát hiện các điểm có khả năng rò rỉ dẫn tới sự di thoát của dầu khí; đồng thời tính toán khả năng chịu được chiều cao cột dầu tối đa của mỗi đứt gãy ở các khoảng độ sâu khác nhau.

Trong khu vực nghiên cứu, rất nhiều đứt gãy là đứt gãy thuận, đồng trầm tích trong giai đoạn từ SH8_intra cho đến SH-5, thậm chí kéo dài sang giai đoạn SH-3, phù hợp với bối cảnh kiến tạo chung của khu vực bể Cửu Long, thời điểm thành tạo các tập trầm tích sync-rift từ Oligocen đến Miocen sớm. Tuy nhiên, việc đánh giá tính chất chắn của đứt gãy từ trước đến nay chủ yếu áp dụng cho các đứt gãy sau trầm tích, nghiên cứu này cũng đã đánh giá đến yếu tố đồng trầm tích, có thể tăng

cường khả năng chắn của các đứt gãy, mặc dù vậy vẫn cần nhiều hơn các nghiên cứu trong khu vực bể Cửu Long và vùng kế cận để có thể chứng minh cho nhận định này.

5. Kết luận

Mô hình phân bố tương xây dựng cho 02 tương (cát/sét) và được định hướng phân bố theo tài liệu thuộc tính địa chất. Mô hình phân bố hàm lượng sét (Vcl) được xây dựng với định hướng phân bố từ mô hình tương. Hai mô hình đủ độ tin cậy với tài liệu đầu vào hiện có để làm tài liệu đầu vào đánh giá khả năng chắn của các đứt gãy.

Trong khu vực nghiên cứu, các đứt gãy lớn có biên độ dịch chuyển lên tới hơn 200 m; các đứt gãy nhỏ hơn có biên độ từ vài m đến vài chục m; các đứt gãy có biên độ dịch chuyển lớn thường có thể có khả năng chắn tốt hơn so với các đứt gãy có biên độ dịch chuyển thẳng đứng nhỏ.

Thông số SGR đóng vai trò quan trọng trong việc dự báo khả năng chắn của từng đứt gãy và từng khoảng độ sâu khác nhau của mỗi đứt gãy. $SGR < 0,2$ đứt gãy có khả năng chắn yếu đến kém;

0,41 > SGR > 0,2 đứt gãy có khả năng chắn trung bình; SGR > 0,41 đứt gãy có khả năng chắn tốt - rất tốt.

Chiều cao cột dầu có thể chắn được của các đứt gãy khác nhau tùy theo quy mô của đứt gãy và khoảng độ sâu của mỗi đứt gãy, thường lớn nhất ở những vị trí có biên độ dịch chuyển lớn, giá trị SGR cao và nhỏ hơn ở những điểm đầu mút của đứt gãy hoặc các điểm kết nối các đứt gãy với nhau.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn VietsoPetro và PVEP-ITC đã tạo điều kiện thuận lợi để hoàn thiện bài báo này.

Đóng góp của tác giả

Nguyễn Việt Hùng - lên ý tưởng, giám sát, xem xét và chỉnh sửa tổng thể; Phạm Xuân Sơn - lên ý tưởng, giám sát, xem xét và chỉnh sửa tổng thể; Nguyễn Minh Tâm - lên ý tưởng, giám sát, xem xét và chỉnh sửa tài liệu địa vật lý; Đoàn Đình Quang - lên ý tưởng, giám sát, xem xét và chỉnh sửa mô hình địa chất; Nguyễn Văn Thanh - quản lý dữ liệu, đánh giá, giải thích và viết bản thảo; Lại Quốc Lập - biên tập và bản thảo.

Tài liệu tham khảo

Bojesen-Koefoed, J. A., Nytoft, H. P., & Dau, N. T. (2009). Petroleum composition in the Cuu Long basin (Mekong basin) offshore southern Vietnam. *Marine and Petroleum Geology*, 26(6), 899-908.

Bretan, P., Yeilding, G., Jones, H., (2003). Using calibrated shale gouge ratio to estimate

hydrocarbon column heights. *AAPG Bullentin* 87(3). 397-413.

Dam, M. H., & Quang, C. D. (2015). Sequence stratigraphy and determination of Early Miocene-Oligocene sedimentation environment of block 09-3 in Cuu Long basin based on the characteristic of freshwater dinocyst group and palynofacies analysis. *Petro Vietnam*(7), 24-32.

Fulljames J. R., Zijerveld L. J. J., Franssen R. C. M. W. (1997). Fault seal processes: systematic analysis of fault seals over geological and production time scales. *Norwegian Petroleum Society, Special Publications*, (Vol. 7, pp. 51-59). Elsevier.

Lindsay, N. G., Murphy, F. C., Walsh, J. J., & Watterson, J., (1992). Outcrop studies of shale smears on fault surface. *The geological modelling of hydrocarbon reservoirs and outcrop analogues*, 113-123.

Nguyễn, H. (2007). Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam. *Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật*.

Schmidt, W. J., Hoang, B. H., Handschy, J. W., Hai, V. T., Cuong, T. X., & Tung, N. T. (2019). Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long Basin, Vietnam. *Tectonophysics*, 757, 36-57.

Yeilding, G., Bretan, P., & Freeman, B., (2010). Fault seal calibration: a brief review. *Geological Society, London, Special Publications*, 347(1), 243-255.

Yeilding, G., (2015). Trapping of buoyant fluids in fault-bound structures. *Geological Society, London, Special Publications* 421(1). 29-39.