

## **Tìm kiếm thăm dò dầu khí**

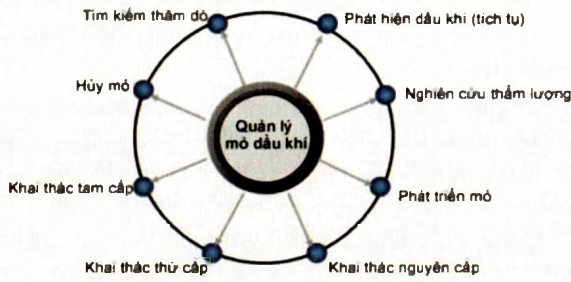
Nguyễn Trọng Tin. Hội Dầu khí Việt Nam.

Nguyễn Văn Phòng. Viện Dầu khí Việt Nam.

### **Giới thiệu**

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí là giai đoạn đầu tiên trong hoạt động quản lý mỏ, khởi đầu cho sự ra đời của một tích tụ dầu khí [H.1]. Vì vậy,

lịch sử của công tác tìm kiếm thăm dò gắn liền với lịch sử của công nghiệp dầu khí đã có hơn 100 năm nay.



Hình 1. Mô hình các giai đoạn hoạt động quản lý mỏ dầu khí.

**Các phương pháp tìm kiếm thăm dò dầu khí**

**Các phương pháp địa vật lý**

*Phương pháp địa chấn - địa tầng*

Phương pháp địa chấn - địa tầng là sự kết hợp của phương pháp địa chấn cấu tạo (hay còn gọi là địa chấn hình thái) và phương pháp địa chấn thạch học - địa tầng:

- Sử dụng các tầng phản xạ chuẩn liên kết để xây dựng các bản đồ cấu tạo, nhằm nghiên cứu cấu trúc - kiến tạo, hình thái và sự phát triển của một bồn trầm tích qua các thời kỳ địa chất khác nhau (địa chấn hình thái).

- Sử dụng trường sóng phản xạ trong tập địa chấn và các thuộc tính địa chấn để xây dựng bản đồ tương, bản đồ môi trường và dự đoán thạch học (qua đó dự đoán các tầng chứa, chắn, v.v...) phản ánh môi trường và quá trình lắng đọng trầm tích, có liên quan đến sự thay đổi mực nước biển và lịch sử phát triển kiến tạo (Địa chấn thạch học - địa tầng).

**Phân tích tập địa chấn**

Một tập địa tầng (tập) được Michum (1977) định nghĩa là: "Một đơn vị địa tầng bao gồm một tập hợp các lớp đất đá trầm tích liên tục chỉnh hợp có cùng

nguồn gốc và được giới hạn trên và dưới bởi các mặt bất chỉnh hợp và các chỉnh hợp tương ứng".

Trên tài liệu địa chấn nhận biết các BCH - ranh giới của các tập phản xạ [H.2] với các dạng như:

- Bào mòn cắt cụt (Erosional truncation)
- Tựa nóc (Top lap)
- Tựa đáy (On lap)
- Phủ đáy (Downlap)
- Chỉnh hợp (Concordance)

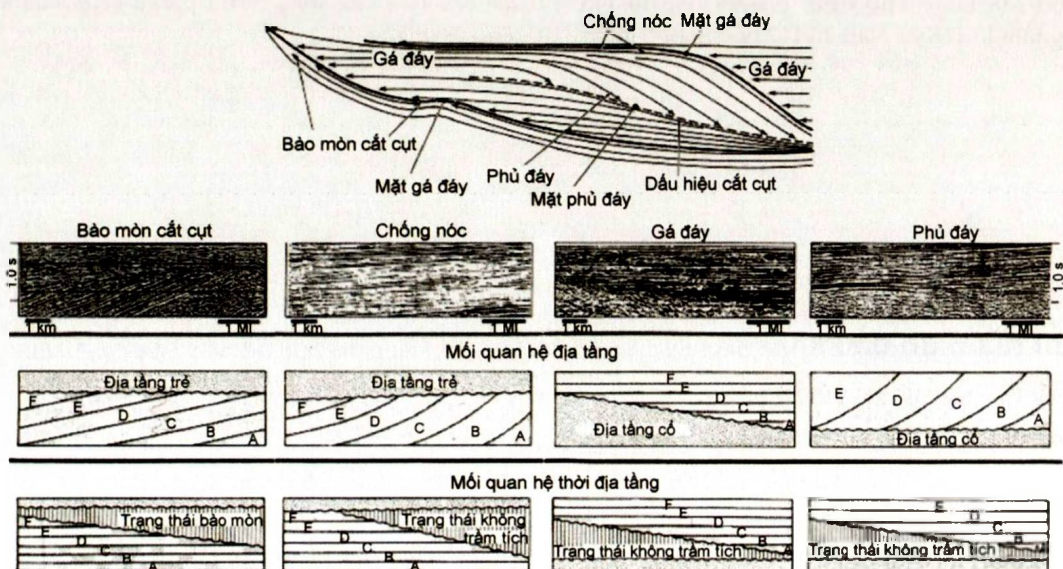
Trong một bồn trầm tích các yếu tố khống chế đến sự hình thành của một tập địa chấn:

\* Ví dụ:

• Các dạng sigma, xiên chéo, liên quan đến các thể nôm lẩn (progradation) được hình thành ở nơi sườn dốc trong điều kiện lún chìm nhẹ, mực nước biển tăng ở đầu giai đoạn mực nước biển dâng cao hoặc cuối giai đoạn mực nước biển xuống thấp, trong khi nguồn cung cấp vật liệu lớn hơn tốc độ dâng cao của mực biển (tướng biển ven bờ và điềm uốn của thềm chuyển dịch dẫn ra biển).

• Các dạng song song, á song song, uốn lượn liên quan đến các thể bồi tụ đứng (aggradation) được tạo thành ở vùng thềm đến sườn dốc, trong điều kiện nguồn cung cấp vật liệu cân bằng với lún chìm của bồn hay cân bằng với tốc độ nâng lên của mực nước biển làm cho tướng ven bờ phát triển theo chiều thẳng đứng và điềm uốn của thềm không di chuyển ra biển hoặc vào đất liền.

• Các dạng gá đáy, phân kỳ, hội tụ liên quan đến hệ thống trầm tích biển tiến được hình thành trong điều kiện ngập lụt, biển tiến nhanh, sâu vào đất liền. Một biển thể của biển tiến là các thể bồi tụ ngược (retrogradation) hình thành trong điều kiện nguồn cung cấp vật liệu trầm tích nhỏ hơn tỉ lệ của mực nước biển tăng lên làm tướng ven bờ tiến dần vào đất liền.



Hình 2. Các dạng tập địa chấn.



• Các dạng tướng hỗn độn, gò đồi liên quan đến quá trình biến lồi bất buộc, thể hiện các quạt đáy biển, quạt sườn.

**Phân tích tướng địa chấn**

Phân tích tướng địa chấn là sử dụng các kiểu, dạng sóng trong các tập địa chấn và phân chia chúng thành những đơn vị tướng địa chấn khác nhau. Một đơn vị tướng địa chấn được xác định theo diện trong đó các đặc trưng sóng phản xạ thành phần của nó như hình dạng phản xạ, biên độ, tính liên tục, tần số, tốc độ lớp tương tự giống nhau và khác biệt so với đơn vị tướng bên cạnh. Mỗi đơn vị tướng địa chấn được luận giải về mặt địa chất như thành phần thạch học, môi trường, sự phân lớp và các quá trình lắng đọng của các trầm tích tạo nên sóng phản xạ. Các thông số để nhận biết tướng địa chấn:

- Hình dạng phản xạ: dạng song song, phân kỳ/hội tụ, dạng sigma, xiên chéo, chữ S, u - đồng, dạng tự do, v.v...
- Dạng bao bọc (thấu kính, lấp đầy, gò đồi, v.v...)
- Độ liên tục của sóng phản xạ [H.3]
- Biên độ và tần số của sóng phản xạ [H.4]
- Tốc độ lớp

Tất cả những thông số trên đều được phân tích, minh giải và tập hợp lại để thành lập bản đồ tướng địa chấn, từ đó luận giải bằng ngôn ngữ địa chất, cung cấp thông tin cho các công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

**Đường cong thẳng giáng mực nước biển**

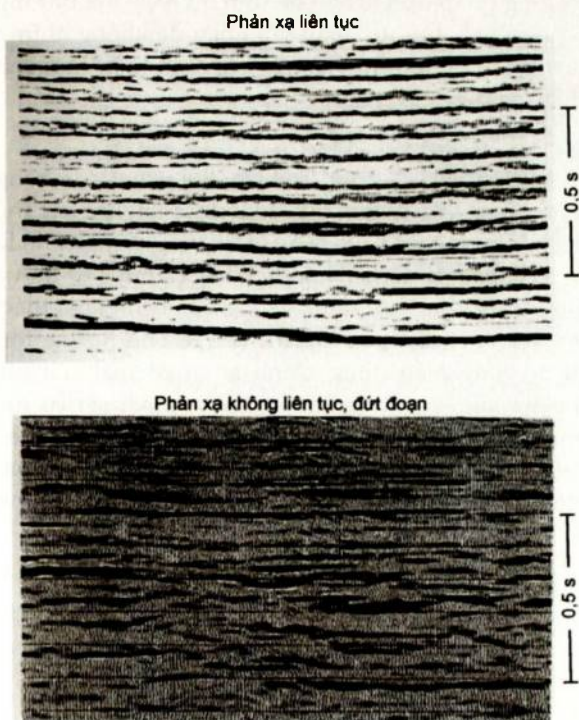
Đường cong thẳng giáng mực nước biển được sử dụng để xác định tuổi địa chất cho các tập địa

chấn. Haq, Hardenbol và Vail (1988) đã phân tích các trầm tích kế áp đáy ven bờ (coast onlap) trên tài liệu địa chấn (chủ yếu ở vùng Đông Nam Á) và đã xây dựng đường cong thẳng giáng mực nước biển theo thang thời gian địa chất từ Paleozoic đến Đệ Tứ. Đường cong thể hiện theo chu kỳ: Chu kỳ bậc 1 với thời gian khoảng 200-400 tr.n, bậc 2 khoảng 10-200 tr.n, bậc 3 khoảng 1-10 tr.n, bậc 4 khoảng 0,2-1,0 tr.n và bậc 5 từ 0,01-0,2 tr.n. Những chu kỳ này thể hiện các đợt biến tiến, thoái (lùi) trên bình diện toàn cầu hoặc địa phương. Ba yếu tố ảnh hưởng đến biến tiến, thoái là sự lún chìm của bồn, thay đổi khí hậu và nguồn cung cấp vật liệu trầm tích. Biến tiến là biểu hiện của nước biển dâng cao, nhưng biến lồi có thể xảy ra cả khi nước biển dâng cao và xuống thấp. Khái niệm về biến tiến, lùi và biến dừng được xác định theo vị trí lắng đọng của tướng biển ven bờ (littoral facies).

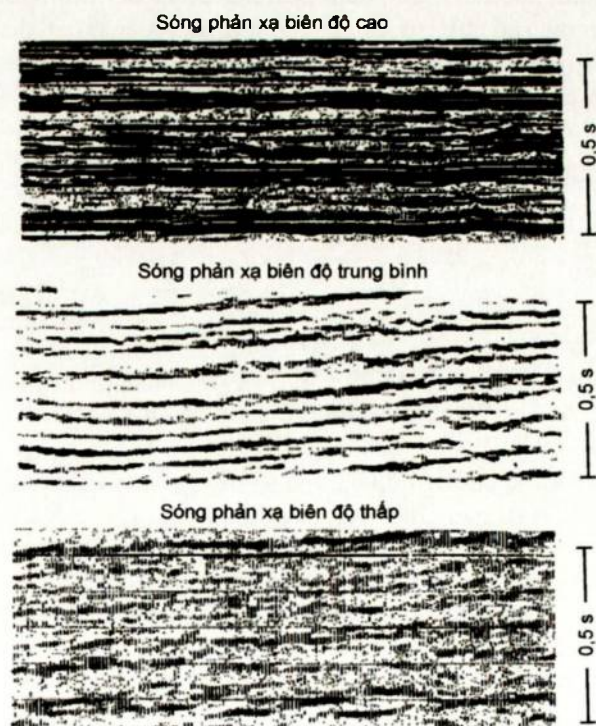
Sự lún chìm của bể cũng phụ thuộc vào các hoạt động kiến tạo, đặc biệt là các yếu tố kiến tạo bậc 2. Phân tích các quá trình kiến tạo xảy ra, người ta phân chia làm 3 bậc:

Các yếu tố kiến tạo có tính toàn cầu: Nguyên nhân do quá trình nhiệt động lực (thermodynamic) trong vỏ quả đất và phần trên của Mantle, đó là các quá trình tách giãn tạo rift, tách giãn đáy biển, các hoạt động dịch chuyển, v.v... Kết quả là tạo ra các bồn trầm tích và địa tầng là toàn bể.

Các yếu tố kiến tạo bậc 2 xảy ra trong quá trình phát triển bể, mà nguyên nhân là do thay đổi tốc độ lún chìm hoặc tái tổ chức lại của các mảng để lại địa tầng là chu kỳ của các trầm tích biến tiến, thoái.



**Hình 3.** Độ liên tục của phản xạ.



**Hình 4.** Biên độ sóng phản xạ.



Các yếu tố kiến tạo loại 3 là những hoạt động uốn nếp, đứt gãy, Diapia và các hoạt động magma. Chúng thường đi kèm với các hiện tượng sụt lún, xâm nhập, phun trào, v.v...

#### Phương pháp địa vật lý giếng khoan

Phương pháp địa vật lý giếng khoan chủ yếu sử dụng để xác định các thông số vật lý - thạch học.

#### Thành phần thạch học

Thành phần thạch học theo lát cắt giếng khoan được xác định dựa trên cơ sở tổ hợp các đường cong địa vật lý giếng khoan như: gamma, mật độ, neutron, siêu âm và điện trở. Đường cong điện thế tự nhiên (PS) cũng được sử dụng rất tốt cho mục đích này trong trường hợp nó có đủ độ phân dị. Đối với các giếng khoan được khoan bằng nước biển (các giếng khoan ở thềm lục địa) thì đường cong PS không phân dị nên sử dụng không có hiệu quả. Dựa trên đặc điểm vật lý khác nhau mà cát, bột, sét, đá vôi, than, đá núi lửa hoặc đá móng, v.v... đều có thể được phân chia, xác định một cách chính xác.

#### Hàm lượng sét (Vcl)

Trong tự nhiên, vỉa chứa có độ rỗng giữa hạt đều chứa một lượng sét nhất định. Thực tế, vỉa chứa có thể coi là vỉa sạch nếu hàm lượng sét chứa trong đó nhỏ hơn 5%. Trong trường hợp này khi tính độ rỗng hiệu dụng và độ bão hoà không cần phải hiệu chỉnh ảnh hưởng của sét. Vỉa có chứa hàm lượng sét càng cao thì độ rỗng và độ thấm bị giảm đi càng nhiều. Vì vậy, việc xác định hàm lượng sét là rất cần thiết nhằm tính được các thông số vật lý- thạch học có độ chính xác hơn. Có nhiều phương pháp để tính hàm lượng sét như sử dụng gamma tự nhiên, mật độ, neutron và siêu âm, song cách xác định đơn giản nhất và cũng dễ dàng nhất là sử dụng số đo độ phóng xạ tự nhiên của đá nhờ quan hệ rất chặt chẽ giữa Vcl và chỉ số Gamma. Quan hệ đó được thể hiện theo biểu thức sau:

$$Vcl = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (1)$$

Trong đó:

I là cường độ Gamma tự nhiên tại vị trí cần tính

$I_{\min}$  là cường độ Gamma tự nhiên tại vỉa cát sạch gần nhất

$I_{\max}$  là cường độ Gamma tự nhiên tại vỉa sét dày, đồng nhất gần nhất. Việc xác định hàm lượng sét cho các vỉa sét cũng có một ý nghĩa quan trọng nhằm đánh giá khả năng chắn dầu khí của chúng. Vỉa có hàm lượng sét càng cao thì độ thấm càng giảm dần tới khả năng chắn tốt hơn.

#### Độ rỗng

Là tính chất của một loại đá được thể hiện bằng

các lỗ hổng có trong đó. Các lỗ hổng có thể liên thông với nhau hoặc bị cách ly. Đá có thể có độ rỗng nguyên sinh hoặc độ rỗng thứ sinh. Trong phân tích định lượng tài liệu địa vật lý giếng khoan nhằm xác định các tham số trữ lượng, độ rỗng của đá được chia ra làm 2 loại – độ rỗng tổng và độ rỗng hiệu dụng.

#### Độ rỗng tổng ( $\Phi T$ )

Theo định nghĩa độ rỗng tổng được tính bằng tỉ số giữa tổng thể tích của tất cả các lỗ hổng (liên thông và không liên thông) và thể tích của đá. Với tài liệu địa vật lý giếng khoan, độ rỗng có thể được xác định theo nhiều phương pháp như: tính theo mật độ (2), tính theo neutron hay siêu âm (3). Các công thức kinh điển để tính độ rỗng tổng là:

$$\Phi T(\delta) = \frac{\delta_{ma} - \delta}{\delta_{ma} - \delta_f} \quad (2)$$

hoặc 
$$\Phi T(\Delta t) = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3)$$

Trong đó:

$\Phi T(\delta)$  - độ rỗng tổng tính theo mật độ

$\Phi T(\Delta t)$  - độ rỗng tổng tính theo siêu âm

$\delta_{ma}$  - mật độ khung đá ( $g/cm^3$ )

$\delta$  - mật độ đo tại điểm cần tính ( $g/cm^3$ )

$\delta_f$  - mật độ chất lưu ( $g/cm^3$ )

$\Delta t$  - thời khoảng đo tại điểm cần tính ( $\mu s/0,3048m$ )

$\Delta t_{ma}$  - thời khoảng của khung đá ( $\mu s/0,3048m$ )

$\Delta t_f$  - thời khoảng của chất lưu ( $\mu s/0,3048m$ )

Ngày nay, người ta không chỉ sử dụng một phương pháp đơn lẻ nào để tính độ rỗng mà thường kết hợp hai phương pháp với nhau để không những vừa xác định độ rỗng mà còn xác định luôn cả thành phần thạch học của đá.

#### Độ rỗng hiệu dụng ( $\Phi_{eff}$ )

Là độ rỗng chỉ được tính cho thể tích các lỗ hổng liên thông với nhau, mà qua đó chất lưu có thể chuyển động tự do. Độ rỗng hiệu dụng cũng chính là độ rỗng có khả năng chứa dầu, khí và nước tự do và cho phép chúng lưu thông trong quá trình khai thác. Đối với đá chứa giữa hạt thì yếu tố ảnh hưởng lớn tới độ rỗng hiệu dụng chính là sự có mặt của các khoáng vật sét (nước bao quanh các hạt sét có lực liên kết rất lớn làm cho chúng không thể di chuyển được). Vì vậy mà muốn tính độ rỗng hiệu dụng, phải loại bỏ được ảnh hưởng của sét bằng cách áp dụng một trong các công thức sau:

$$\Phi_{eff}(\delta) = \Phi T(\delta) - Vcl * \Phi_{cl}(\delta) \quad (4)$$

$$\Phi_{cl}(\Delta t) = \Phi T(\Delta t) - Vcl * \Phi_{cl}(\Delta t) \quad (5)$$

$$\Phi_{eff}(N) = \Phi T(N) - Vcl * \Phi_{cl}(N) \quad (6)$$

Trong đó:

$\Phi_{eff}(\delta)$  là độ rỗng hiệu dụng tính theo mật độ

$\Phi_{eff}(\Delta t)$  là độ rỗng hiệu dụng tính theo siêu âm

$\Phi_{eff}(N)$  là độ rỗng hiệu dụng tính theo neutron

$\Phi_{cl}(\delta)$  là độ rỗng của vỉa sét lân cận tính theo mật độ

$\Phi_{cl}(\Delta t)$  là độ rỗng của vỉa sét lân cận tính theo siêu âm

$\Phi_{cl}(N)$  là độ rỗng của vỉa sét lân cận tính theo neutron

Trong thực tế độ rỗng hiệu dụng của các vỉa nước hoặc dầu thường được xác định bằng kết hợp giữa (4) và (6) theo:

$$\frac{\Phi_{eff}(\delta) + \Phi_{eff}(N)}{2} \quad (7)$$

Còn đối với các vỉa khí, do ảnh hưởng của khí lên giá trị đo các đường cong địa vật lý giếng khoan mà độ rỗng tính theo mật độ sẽ tăng lên, còn theo neutron sẽ giảm đi so với độ rỗng thật. Hiện tại, các công ty dầu khí thường áp dụng công thức sau để hiệu chỉnh độ rỗng (8):

$$\sqrt{\frac{\Phi_{eff}(\delta)^2 + \Phi_{eff}(N)^2}{2}} \quad (8)$$

*Độ bão hoà nước Sw*

Đây là một thông số quan trọng cần được xác định bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan. Dựa vào nó người ta có thể biết được vỉa quan tâm có chứa dầu khí hay chứa nước. Đối với vỉa có độ rỗng giữa hạt và hàm lượng sét  $Vcl < 0,05$  thì độ bão hoà nước được xác định theo mô hình đơn giản nhất của Archie (9):

$$Sw = \sqrt{\frac{Rw}{Rt * \Phi^2}} \quad (9)$$

Trong đó:

Sw là độ bão hoà nước

Rw là điện trở suất nước vỉa

Rt là điện trở suất thật

$\Phi$  là độ rỗng

Trong trường hợp vỉa chứa có Vcl cao thì việc hiệu chỉnh sẽ phức tạp hơn. Một trong các công thức thường được sử dụng để xác định độ bão hoà nước khi có mặt của sét phân tán là công thức Simandoux (10): (10)

$$Sw = \left[ \frac{0,4Rw(1-Vcl)}{\Phi_{eff}^2} \right] * \left[ \left[ \frac{5\Phi_{eff}}{RtRw(1-Vcl)} \right] + \left( \frac{Vcl}{Rsh} \right)^{0,5} \right] - \frac{Vcl}{Rsh}$$

Trong đó:

Rsh là điện trở suất của vỉa sét dày, đồng nhất cạnh đó.

Độ bão hoà dầu khí sẽ được tính bằng (11):

$$SHC = 1 - Sw \quad (11)$$

*Độ dày*

*Độ dày tổng*

Độ dày tổng của một vỉa hay một tập vỉa là

khoảng cách được giới hạn bởi ranh giới nóc và đáy của vỉa hoặc tập vỉa đó trong trường hợp giếng khoan thẳng đứng và vỉa nằm ngang. Trong trường hợp giếng khoan xiên và vỉa nằm nghiêng thì việc xác định độ dày thật của vỉa hết sức phức tạp và theo công thức (12):

$$H = H' * [\cos(h) \pm \sin(h) * \tan(t) * \cos(d - a)] \quad (12)$$

Trong đó:

H: độ dày thật của vỉa

H': độ dày đo dọc theo giếng khoan

h: góc xiên của giếng khoan so với chiều thẳng đứng

t: góc nghiêng của vỉa so với chiều nằm ngang

d: phương xiên của giếng khoan

a: phương đô của vỉa

*Độ dày vỉa cát kết*

Trong tìm kiếm thăm dò dầu khí đối với các thành hệ cát - sét, thì việc xác định các vỉa cát kết là rất cần thiết. Phân chia, xác định được nó, không những giúp cho việc nghiên cứu về môi trường thành tạo mà còn góp phần để đánh giá tiềm năng dầu khí. Thực tế, chỉ có cát kết (hoặc bột kết) mới có khả năng thấm, chứa đối với dầu khí. Để xác định được độ dày cát kết trong một thành hệ nào đó theo lát cắt giếng khoan, người ta dựa vào chỉ số hàm lượng sét (Vcl) với giá trị ngưỡng là 40%. Vỉa có chứa Vcl > 40% được xem như vỉa sét, không có khả năng thấm chứa đối với dầu khí.

Độ dày của các vỉa sét cũng là một trong các thông số cần thiết được xác định nhằm đánh giá khả năng chắn dầu khí, đặc biệt là đối với tầng chắn nóc.

*Độ dày vỉa (tầng) chứa*

Ngay cả khi đã xác định được vỉa (tầng) cát kết đối với thành hệ cát - sét thì không phải lúc nào cũng gặp 100% chiều dày đó có khả năng chứa. Bản thân trong các vỉa này thường có các lớp chặt sét hoặc có độ rỗng thấp. Như vậy độ dày vỉa (tầng) chứa chỉ gồm một phần (hoặc toàn bộ) của độ dày cát kết, mà ở đó có độ rỗng, độ thấm lớn hơn hoặc bằng giá trị ngưỡng. Trong công nghiệp dầu khí ngày nay các giá trị ngưỡng này được xác định thông qua phân tích, đo thí nghiệm trên mẫu lõi cho các thành hệ riêng biệt ở từng giếng hoặc từng mỏ cụ thể.

Đối với đá có độ rỗng nứt nẻ, hang hốc thì độ dày tầng chứa được xác định bởi đới nứt nẻ gặp trong giếng khoan. Ngày nay, với công nghệ tiên tiến về khảo sát địa vật lý giếng khoan, công việc này hoàn toàn có thể giải quyết được bằng các phương pháp như: FMI, DSI, PLT, v.v...

*Độ dày hiệu dụng*

Là phần độ dày vỉa (tầng) chứa, mà trong đó có chứa dầu khí. Việc xác định độ dày này phụ thuộc vào kết quả xác định độ bão hoà dầu khí trong vỉa bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan. Các vỉa có độ



bão hoà dầu khí lớn hơn giá trị ngưỡng thì được xem là vỉa sản phẩm. Trong thực tế, giá trị ngưỡng này thay đổi khác nhau ở từng loại đá, phụ thuộc vào thành phần thạch học và cấu trúc không gian rỗng của chúng.

#### *Phương pháp trọng lực*

Trong nghiên cứu biển, phương pháp trọng lực đóng một vai trò quan trọng và được sử dụng rộng rãi đối với nhiều lĩnh vực như cấu trúc địa chất, kiến tạo - địa động lực, tìm kiếm thăm dò dầu khí. Các yếu tố địa chất như mật độ đất đá, các tham số hình học của đứt gãy, cấu trúc móng trước Kainozoi và các cấu trúc có khả năng chứa dầu, có thể được xác định với độ xác thực và tính khả thi cao bằng các phương pháp minh giải tài liệu trọng lực. Đặc biệt là khi phương pháp được áp dụng trên những vùng biển nước sâu và xa bờ.

#### *Phương pháp lọc trường theo tần số*

Xét một cách tổng quát thì dị thường trọng lực tần số cao với bước sóng ngắn liên quan đến các đứt gãy địa chất ở chiều sâu nhỏ, ngược lại dị thường tần số thấp có bước sóng dài liên quan đến các cấu trúc địa chất ở độ sâu lớn hơn. Vì vậy sử dụng phương pháp lọc tần số tách bỏ hiệu ứng trọng lực gây bởi lớp trầm tích Kainozoi ra khỏi trường tổng để xác định các ranh giới mật độ, các cấu trúc nâng hạ cũng như là các đứt gãy phát triển trong móng trước Kainozoi và sâu hơn.

#### *Phương pháp gradient ngang và gradient ngang trọng lực cực đại*

Sử dụng trường dị thường trọng lực Bouguer và dị thường được lọc ở các bước sóng khác nhau  $\lambda = 50, 100$  và  $150\text{km}$  để tính gradient ngang và gradient ngang trọng lực cực đại tương ứng với các mức đó. Mục đích của lựa chọn 3 bước sóng khác nhau đó là để làm nổi bật cấu trúc ở các tầng khác nhau và đưa ra được bức tranh không gian trong quá trình liên kết các cấu trúc trong móng trước Kainozoi.

#### *Phương pháp gradient trọng lực chuẩn hóa toàn phần*

Dị thường trọng lực gradient chuẩn hóa toàn phần (NTG) được xác định dựa trên phép biến đổi trường thế logarit. Berezkin, W. M, Hualin zeng *et al.*, đã xây dựng và tính toán dị thường NTG gây bởi một thấu kính lỗi có mật độ đồng nhất và của một thấu kính lỗi có mật độ không đồng nhất với giả thiết là phần trên chứa dầu khí. Trường hợp thứ nhất gây nên dị thường cực đại tại vị trí thấu kính, trong trường hợp thứ 2 thì gây nên một dị thường cực tiểu được bao quanh bởi 2 dị thường cực đại. Kết quả các nghiên cứu chỉ ra rằng sự tồn tại của dị thường cực tiểu NTG được coi là dấu hiệu để phát hiện các dị thường mật độ liên quan đến tầng chứa dầu, khí.

### **Các phương pháp nghiên cứu địa tầng**

Các đá phân lớp của vỏ trái đất có thể được phân chia và tập hợp từng nhóm lớp thành những phân vị

địa tầng theo những đặc điểm khác nhau của chúng như loại đá, thành phần thạch học, đặc điểm thạch vật lý (độ dẫn điện, mật độ, độ rỗng, trở kháng sóng địa chấn, v.v...).

Những phương pháp chính được sử dụng để nghiên cứu và phân chia địa tầng bao gồm:

#### *Phương pháp thạch địa tầng*

Phương pháp thạch địa tầng là một phương pháp chủ đạo đầu tiên để nghiên cứu, phân chia và liên kết địa tầng. Mục đích chính của phương pháp là phân định các lớp đá để lập ra các đơn vị địa tầng dựa trên cơ sở nghiên cứu thạch học. Một đơn vị thạch địa tầng được xác lập bao gồm một tập hợp các đá có thành phần thạch học tương tự hoặc gần tương tự nhau và có thể phân biệt được với các tập hợp các đá nằm trên và dưới chúng theo các đặc điểm có thể về thạch học trầm tích như màu sắc, kiến trúc, cấu tạo, kích thước hạt, tính phân nhíp, v.v...

Đơn vị thạch địa tầng cơ bản được sử dụng trong báo cáo này là *hệ tầng* với ý nghĩa: Hệ tầng là một thể đá có thành phần thạch học tương đối đồng nhất hoặc bao gồm một loại đá chủ yếu có xen lẫn những lớp các đá khác.

Bản thân khái niệm hệ tầng cũng đã chứa đựng các yếu tố của các đơn vị phân loại địa tầng khác như sinh địa tầng (thành phần hoá đá có ý nghĩa để xác lập phân vị, nhưng trước hết chúng được coi như một cấu phần của thạch học), địa chấn địa tầng (đặc trưng của sóng địa chấn phản ánh trực tiếp các tính chất thạch vật lý của đất đá). Những đặc điểm thạch học trầm tích sau đây đã được sử dụng để nghiên cứu phân chia và liên kết địa tầng:

- Tương đá trầm tích (lục địa, biển, chuyển tiếp giữa biển và lục địa, kiểu đá lục nguyên, carbonat, v.v...)
- Đặc điểm kiến trúc (kích thước, độ lựa chọn, mài tròn, v.v...)
- Cấu tạo (đặc tính phân lớp, phân nhíp, dấu vết hoạt động sinh vật, v.v...)
- Khoáng vật đặc trưng môi trường thành tạo trầm tích

#### *Phương pháp sinh địa tầng*

Phương pháp sinh địa tầng dựa trên sự nghiên cứu các di tích hoá đá có chứa trong các lớp đá trầm tích. Trên cơ sở có sự khác biệt của các phức hệ hoá đá mà phân chia thành các đơn vị sinh địa tầng và liên kết kết chúng giữa các vùng trong cùng một bồn trầm tích hoặc với các bồn trầm tích khác.

Đối với các đá trầm tích Kainozoi, phương pháp sinh địa tầng thường dựa vào sự phân bố của các hoá thạch đặc trưng hoặc tập hợp các phức hệ hoá thạch bao gồm: Bào tử - phấn hoa, Foraminifera, Nannoplankton (tảo), v.v... mà sinh đới đã được xác định. Các đơn vị sinh địa tầng gọi là sinh đới (chủ yếu là đới phức hệ và đới phân bố, đôi khi còn là đới

cực thịnh). Đây là phương pháp chủ yếu để xác định tuổi tương đối của các lớp đá trầm tích theo các đới và các hoá đá chuẩn trong khu vực.

Ngoài 2 phương pháp thạch địa tầng và sinh địa tầng kể trên, khi nghiên cứu và phân chia địa tầng của các vùng, kết hợp sử dụng các kết quả xác định ranh giới các tập địa tầng bằng phương pháp địa chấn địa tầng.

### Hệ phương pháp nghiên cứu địa hóa dầu khí

Địa hóa tìm kiếm thăm dò dầu khí nghiên cứu về sự có mặt của nguồn cung cấp dầu khí (tăng sinh), khả năng di cư và bảo tồn sản phẩm của chúng trong các tích tụ.

Hầu hết các nhà địa chất dầu khí đều công nhận thuyết hữu cơ thành tạo dầu khí. Cơ sở của thuyết hữu cơ là quá trình biến đổi nhiệt động của vật chất hữu cơ (VCHC) được chôn vùi trong quá trình trầm tích, tạo thành hydrocarbon (HC) trong các tầng đá mẹ, từ đó chúng dịch chuyển, tích tụ vào các bẫy chứa của bồn trầm tích. Trên quan điểm đó, việc xác định tầng đá mẹ và đánh giá khả năng sinh sản phẩm của chúng trong vùng tìm kiếm thăm dò (TKTD) là cần thiết. Những tập trầm tích hạt mịn, có độ giàu VCHC ( $TOC > 0,5\%Wt$ , đối với trầm tích lục nguyên;  $TOC > 0,25\%Wt$ , đối với trầm tích carbonat) và đạt tới ngưỡng trường thành của VCHC ( $T_{max} > 435^{\circ}C$ ,  $R_o > 0,55\%$ ...) đều có khả năng sinh HC.

#### Nghiên cứu phân tích trong phòng thí nghiệm

Phân tích các mẫu đá (mẫu lộ thiên, mẫu giếng khoan) nhằm đánh giá mức độ giàu/nghèo của đá mẹ, xác định loại vật chất hữu cơ, môi trường lắng đọng và phân hủy VCHC, khả năng sinh hydrocarbon, mức độ trường thành của vật chất hữu cơ.

Phân tích các lưu thể (dầu, khí, nước) nhằm xác định các tính chất lý hóa của chúng liên quan tới điều kiện bảo tồn vật chất hữu cơ, mức độ trường thành của đá mẹ vào thời điểm sinh hydrocarbon, quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ, khả năng và khoảng cách di cư, sự thay đổi tính chất dầu khí trong quá trình khai thác.

Phương pháp nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Eval (RE) phân tích một số chỉ tiêu: TOC (%), S1, S2,  $T_{max}$ . Các phương pháp phân tích chi tiết như: chiết bitum, tách thành phần (LC), sắc ký khí (GC), sắc ký nhiệt độ cao (HTGC), sắc ký khối phổ (GCMS), độ phản xạ của vitrinit ( $\%R_o$ ), v.v...

#### Tổng hàm lượng các bon hữu cơ (TOC %Wt)

- Đối tượng: mẫu phân tích TOC thường là mẫu rắn hoặc mẫu bùn đáy như lõi khoan, sườn khoan, vụn khoan, mẫu đá điểm lộ, mẫu bùn. Chuẩn bị mẫu: Mẫu được rửa sạch, để khô tự nhiên hoặc sấy ở nhiệt độ không quá  $40^{\circ}C$ , nghiền nát tới cỡ hạt  $0,25mm$ . Dùng HCl 10% để loại carbon vô cơ, sấy cạn không tan tới trọng lượng không đổi.

- Đốt mẫu: Mẫu được đốt trong oxy ở nhiệt độ  $800-1200^{\circ}C$ , xác định được hàm lượng carbon hữu cơ trong mẫu. Hàm lượng VCHC trong đá sẽ được tính bằng % trọng lượng carbon hữu cơ trong mẫu đá.

- Áp dụng: Để đánh giá mức độ giàu nghèo VCHC trong đá, có thể sử dụng bảng phân loại theo công ty Geochem Group.

#### Phân loại hàm lượng vật chất hữu cơ

Thông thường, những mẫu có hàm lượng VCHC đạt tiêu chuẩn đá mẹ từ mức trung bình trở lên sẽ được phân tích tiếp các chỉ tiêu chi tiết [Bảng 1].

Bảng 1. Hàm lượng VCHC.

Phân bậc hàm lượng	Trầm tích lục nguyên (% Wt)	Trầm tích carbonat (% Wt)
Nghèo	<0,5	<0,25
Trung bình	0,5-1	0,25-0,5
Tốt	1-2	0,5-1
Rất tốt	3-5	1-2
Đặc biệt tốt	> 5	> 2

#### - Nhiệt phân tiêu chuẩn Rock- Eval (RE)

Dựa trên khả năng tạo sản phẩm của vật chất hữu cơ trong mẫu đá trầm tích do xúc tác nhiệt trong môi trường không có những phản ứng phụ khác. Một lượng mẫu đá nghiền nát được đốt nóng trong khí trơ (thường là helium hoặc nitrogen) với nhiệt độ tăng dần theo chương trình đặt trước từ  $100-550^{\circ}C$ . Trong quá trình đốt nóng các sản phẩm thoát ra được thu hồi vào các thiết bị (bẫy) và được ghi nhận bằng biểu đồ và máy tính tích phân.

-  $T_{max}$  ( $^{\circ}C$ ): Nhiệt độ ứng với đỉnh cực đại S2 [H.5].

- S1 (mg/g): Lượng HC tự do có trong đá được giải phóng ở nhiệt độ dưới  $300^{\circ}C$ .

- S2 (mg/g): Lượng HC tiếp tục được giải phóng trong quá trình cracking kerogen khi tăng nhiệt độ từ  $300^{\circ}C$  lên  $550^{\circ}C$ .

- S3 (mg/g): khí carbonic và nước ( $CO_2$  và  $H_2O$ ) giải phóng trong quá trình nhiệt phân.

Từ các thông số trên, tính các hệ số liên quan:

Chỉ số hydrogen (HI):  $S2/TOC$  (mgHC/gTOC)

Chỉ số oxygen (OI) :  $S3/TOC$

Chỉ số sản phẩm (PI):  $S1/(S1 + S2)$

Tại Viện Dầu khí Việt Nam đã sử dụng bảng phân loại đá mẹ theo các chỉ tiêu RE như sau: Chỉ số sản phẩm (PI):  $S1 / (S1 + S2)$  chủ yếu được sử dụng để đánh giá hydrocarbon (HC) trong mẫu là tại sinh hay di cư ( $PI < 0,3$  - HC tại sinh,  $PI > 0,3$  - HC di cư). Chỉ số hydrogen (HI) tính theo công thức  $S2/TOC$  (mg HC/g TOC) sử dụng để đánh giá khả năng sinh HC của VCHC.



**Phân loại đá mẹ theo các chỉ tiêu RE**

Hàm lượng bitum trong đá (chiết bằng dung môi hữu cơ).

Mẫu được rửa sạch, sấy khô ở nhiệt độ dưới 40°C và nghiền tới cỡ hạt khoảng 0,25mm. Dùng dung môi hữu cơ (chlorofoorm, dichloromethane) chiết lấy phần bitum trong mẫu đá. Bitum có thể tách thành ba thành phần là HC no, HC thơm và hợp phần nặng như phương pháp sắc ký lỏng.

Dựa vào hàm lượng bitum và hàm lượng các thành phần nhóm của bitum phân chia độ giàu nghèo của đá mẹ như sau:

Phân loại đá mẹ theo chỉ tiêu HI [Bảng 2].

**Bảng 2.** Phân loại đá mẹ theo chỉ tiêu HI.

HI (mgHC/gTOC)	Khả năng sinh
<50	Vô sinh
50-200	Sinh khí
200-300	Sinh khí - dầu
>300	Sinh dầu

Đánh giá mức độ trưởng thành theo giá trị  $T_{max}$  (°C) ( $T_{max}$  : nhiệt độ ứng với đỉnh cực đại S2) [Bảng 3].

**Bảng 3.** Mức độ trưởng thành theo  $T_{max}$ .

Mức độ trưởng thành	Giá trị $T_{max}$ (°C)
Chưa trưởng thành	<435
Trưởng thành	435-440
Cửa sổ tạo dầu	440-460
Đới tạo khí ẩm và condensat	460-550
Đới tạo khí khô	>500

Phân loại đá mẹ theo hàm lượng HC (Theo John Hunt, 1980) [Bảng 4].

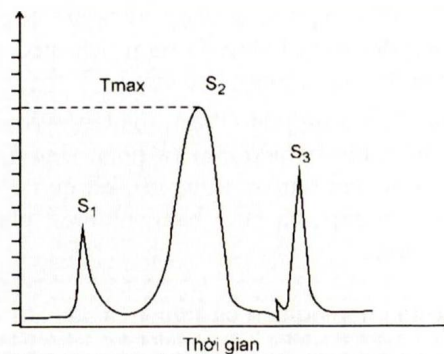
**Bảng 4.** Phân loại đá mẹ theo hàm lượng HC.

Loại đá mẹ	Hàm lượng tính theo ppm		
	Hàm lượng bitum	HC no + HC thơm	HC no
Nghèo	< 500	< 300	< 200
Trung bình	500-1000	300-600	200-400
Tốt	1000-2000	600-1200	400-800
Rất tốt	2000-4000	1200-2400	800-1600
Cực tốt	> 4000	> 2400	>1600

Phân loại đá mẹ theo hàm lượng S1 và S2 [Bảng 5].

**Bảng 5.** Phân loại đá mẹ theo S1, S2.

Bậc hàm lượng	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)
Nghèo	< 0,4	< 2,0
Trung bình	0,4-0,8	2,0-3,0
Tốt	0,8-1,6	3,0-5,0
Rất tốt	1,6-3,2	5,0-10,0
Đặc biệt tốt	> 3,2	> 10,0



**Hình 5.** Biểu đồ  $T_{max}$  theo thời gian.

Trên đây là những phép phân tích sơ bộ, để nghiên cứu về bản chất, nguồn gốc có những phép phân tích chi tiết. Nhiều nhà nghiên cứu đã chứng minh những dấu ấn sinh vật còn lưu lại trong mẫu dầu mỏ có mối liên hệ mật thiết với vật chất hữu cơ đã sinh ra nó và có giá trị như một dạng “hoá thạch địa hóa”. Trong địa hoá dầu khí, khi nghiên cứu dấu hiệu sinh vật còn lưu lại trong mẫu cũng có những “hoá thạch chi đạo nhưng không phải chi để định tuổi như trong cổ sinh mà còn để xác định loại và nguồn VCHC ban đầu. Chẳng hạn, tính trội cao của hydrocarbon (HC) có số nguyên tử carbon lẻ trong dải phân bố sắc ký khí cho C15+ không thể liên quan với VCHC biển, sự có mặt rất thấp của Oleanane trong kết quả phân tích GCMS cũng xác nhận nguồn VCHC ban đầu là thực vật bậc cao có tuổi không cổ hơn Creta.

Rất nhiều phương pháp được sử dụng cho mục đích nghiên cứu dấu hiệu sinh vật phục vụ liên kết dầu thô đá mẹ và liên kết dầu - dầu. Nhóm các phương pháp phân tích được ứng dụng nhiều gồm tách thành phần bitum (sắc ký lỏng), sắc ký khí, sắc ký nhiệt độ cao, đồng vị carbon, v.v... Tuy nhiên, việc nghiên cứu dấu hiệu sinh vật trong địa hóa dầu rất khó khăn và phức tạp vì HC chịu rất nhiều tác động của môi trường xung quanh như loại VCHC ban đầu, môi trường lắng đọng, bảo tồn và phân huỷ chúng, tác động của đá chứa HC cũng như môi trường mà chúng di cư qua. Đôi khi sắc ký lỏng, sắc ký khí thông thường chưa đủ độ phân giải để xác định các dấu hiệu sinh vật do có sự “trùng lặp” của các cấu tử lên nhau tạo ra những “thông tin giả”. Với sự phát triển của khoa học, phương pháp sắc ký khối phổ (GCMS và GCMSMS) đã ra đời, đây là một trong những phương pháp nghiên cứu dấu hiệu sinh vật hữu hiệu nhất hiện nay, đặc biệt là sắc ký khối phổ kép (GCMSMS). Chính vì thế để nghiên cứu sâu hơn cần phân tích các chỉ tiêu GC và GCMS.

**Sắc ký khí (GC)**

Phân tích sắc ký khí hợp chất no, thơm các mẫu chất chiết từ đá, condensat và dầu. Kết quả biểu thị hàm lượng các cấu tử hydrocarbon từ C12+ dưới dạng sắc đồ. Định dạng dải phân bố n-Alkane được sử dụng để đánh giá nguồn gốc, mức độ trưởng



thành và môi trường lắng đọng cũng như phân hủy VCHC đã sinh ra chúng.

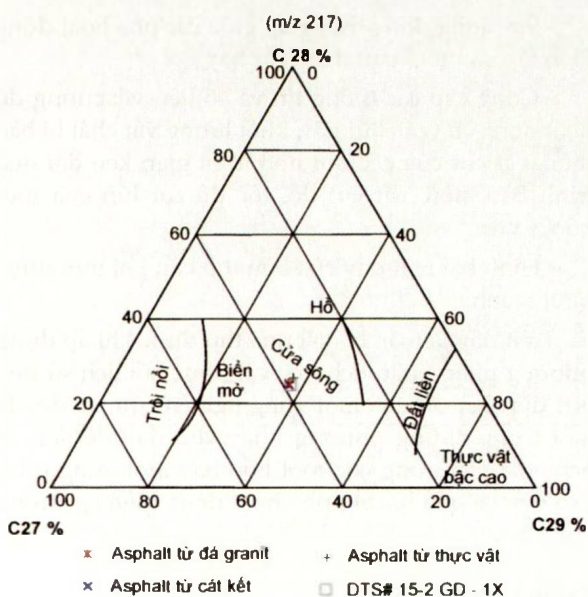
Tỷ số C21 + C22 / C28 + C29 thường thay đổi theo môi trường tồn tại của VCHC (>1,5 với vật liệu hữu cơ ở môi trường ngập nước, < 1,2 với vật liệu hữu cơ ở môi trường lục địa). Tuy nhiên, tỷ số này cũng tăng theo sự tăng mức độ trưởng thành của VCHC. Tỷ số Pristan/phytan (Pr /Phy) có thể chỉ ra mức độ khử của môi trường lắng đọng VCHC [Bảng 6]. Tuy nhiên tỷ số này ít nhiều chịu ảnh hưởng bởi độ trưởng thành của VCHC ban đầu do đó cần lưu ý khi mẫu có độ trưởng thành cao.

**Bảng 6.** Mức độ khử của môi trường lắng đọng VCHC (John Hunt, 1980).

Tỷ số Pr/Phy	Môi trường
< 1,5	Biển
1,5 – 3	Khử
3-4,5	Hỗn hợp (Khử/oxy hóa)
> 4,5	Oxy hóa

*Sắc ký khối phổ (GCMS)*

Khối phổ ký hiện nay được coi là phương pháp phân tích chi tiết nhất, hữu hiệu nhất trong việc liên kết dầu - dầu và dầu - đá mẹ, nó được xem như một kiểu "Phân tích ADN" trong địa hoá dầu. Ví dụ sự có mặt phổ biến của oleanane trong dải m/z 191 hydrocarbon no thì VCHC ban đầu không thể có tuổi cổ hơn Creta, C27 sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra VCHC ban đầu có nguồn gốc biển, C29 sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane lại liên quan tới VCHC ban đầu có nguồn gốc lục địa [H.6].



**Hình 6.** Biểu đồ hình tam giác C27-C28-C29 Steranes Asphalts.

Từ kết quả phân tích GCMS các mẫu chất chiết và dầu, có thể khai thác được hàng ngàn chỉ tiêu về dấu hiệu sinh vật, tuy nhiên trong nghiên cứu chỉ sử dụng một số chỉ tiêu cơ bản để đánh giá bản chất của

HC [Bảng 7]. Phương pháp phân tích GCMS dựa trên nguyên tắc các cấu tử sau khi được tách bằng sắc ký khí sẽ được ion hoá và "bẻ gãy" thành những phân mảnh có khối lượng điện tử nhất định, những phân mảnh đó thường được ký hiệu là m/z đầu và tiếp sau là khối lượng điện tử của mảnh (ví dụ m/z 191, m/z259...), độ phổ biến của các cấu tử sẽ được khuếch đại và ghi lại dưới dạng sắc đồ.

**Bảng 7.** Đánh giá độ trưởng thành theo tỉ số GCMS.

Tỉ số	Bắt đầu tạo dầu	Điểm tạo dầu mạnh nhất	Kết thúc Pha tạo dầu
Ts/Tm+Ts	0,17	0,5	1,0
C30hopane/C30moretane	2,5	10,0	
C2920S/C29(20R+S) sterane	0,17	0,43	0,55

Theo nghiên cứu của các chuyên gia địa hoá dầu, dấu hiệu sinh vật thường phong phú ở phân đoạn C19 – C40, đặc biệt khoảng C24 – C36 là đối tượng chính để nghiên cứu hopane và sterane. Đúc kết từ các tài liệu đó được công bố có thể đánh giá độ trưởng thành và nguồn gốc VCHC ban đầu bằng dấu hiệu sinh vật như sau: -18(H)-oleanane/C30hopane: >10,0 thực vật bậc cao lắng đọng trong môi trường khử -C29diasteranes/C29steranes + C29steranes: Giá trị cao (đạt tới 10) đặc trưng cho môi trường lắng đọng là oxy hóa, giá trị thấp (xuống tới 0,1) đặc trưng cho môi trường lắng đọng là khử. Mỗi tương quan của C27 - C28 - C29steranes cũng phản ánh môi trường bảo tồn VCHC ban đầu [Bảng 8].

**Bảng 8.** Xác định nguồn gốc VCHC ban đầu.

Tỉ số C27/C29Diasterane và Sterane	Nguồn gốc
< 0,85	Vật liệu hữu cơ lục địa
0,85-1,43	Vật liệu hữu cơ hỗn hợp
> 1,43	Vật liệu hữu cơ biển là chủ yếu

*Độ phản xạ ánh sáng của Vitrinite (%Ro)*

Vitrinite là một thành phần trong nhóm maceral của than hoặc là kerogen được tách ra từ cellulosis và từ tế bào lignitic của thực vật cạn (terrestrial plants). Đo độ phản xạ Vitrinite (%Ro) là một phương pháp quang học để xác định phần trăm phản xạ ánh sáng tới của Vitrinite. Khả năng phản xạ ánh sáng của Vitrinite tăng theo mức độ biến đổi nhiệt của VCHC, nó phản ánh nhiệt độ cao nhất mà VCHC đó từng trải qua.

*Hệ phương pháp nghiên cứu cấu trúc kiến tạo và lịch sử tiến hoá địa chất*

Đây là hệ phương pháp bao trùm lên các khâu chính là xử lý, phân tích, tổng hợp và giải thích các số liệu hiện có để đi đến nhận biết một cách có hệ thống và logic về các đặc điểm cấu trúc kiến tạo và lịch sử tiến hoá địa chất của từng vùng. Dữ liệu này



sẽ cung cấp một cách nhìn tổng quan và đưa ra những quan điểm, những kết luận đánh giá khách quan và chính xác về tiềm năng của các khu vực nghiên cứu trên cơ sở tài liệu tổng hợp qua các chỉ tiêu về cấu trúc, kiến tạo và lịch sử tiến hoá địa chất của chúng.

#### *Phương pháp nghiên cứu đứt gãy*

Nghiên cứu các đặc điểm đứt gãy như kích thước, biên độ dịch chuyển, thế nằm, kiểu đứt gãy, thời gian hình thành và phát triển, thời gian hoạt động của chúng, mối tương quan giữa thời gian sinh thành và hoạt động của các đứt gãy với quá trình trầm tích (tức là đồng trầm tích hay sau trầm tích) để giải thích các hoạt động kiến tạo nội sinh và làm sáng tỏ vai trò của chúng trong sự hình thành và phá hủy các tích tụ dầu khí.

#### *Phương pháp phân tích các gián đoạn và bất chỉnh hợp*

Đây là một trong những phương pháp về nghiên cứu cấu trúc kiến tạo của một vùng hay của một bồn trầm tích. Phương pháp này nhằm xác định các kiểu bất chỉnh hợp và xem chúng là một trong những dấu hiệu quan trọng trong quá trình trầm tích, phát triển địa chất, vì đây là mặt ranh giới giữa các phức hệ trầm tích có lịch sử thành tạo khác nhau, đó là:

- Mặt bào mòn – cắt cụt
- Tựa nóc
- Tựa đáy
- Kế áp đáy
- Bất chỉnh hợp địa tầng

#### *Phương pháp phân tích chiều dày*

Đây là phương pháp nằm trong tổ hợp phương pháp nghiên cứu về đánh giá đặc điểm cấu trúc - kiến tạo. Mà phương pháp phân tích chiều dày là phương pháp nghiên cứu quy luật thay đổi bề dày của phức hệ trầm tích (formation) để xây dựng các sơ đồ tam giác đồng chiều dày, chiều dày tích lũy (cổ cấu tạo) hoặc xây dựng các sơ đồ chiều dày qua từng thời kỳ chủ yếu, từ đó có thể đánh giá nhịp độ trầm tích, cường độ lắng đọng, hướng vận chuyển vật liệu trầm tích qua từng thời kỳ xác định.

#### *Phương pháp phân tích nhịp và chu kỳ*

Từ những tài liệu thạch học trầm tích, địa vật lý giếng khoan đã được ứng dụng để phân chia các nhịp và chu kỳ trầm tích cho từng giếng khoan và liên kết chúng cho toàn bộ khu vực nghiên cứu. Cùng với sự biến đổi về tương và chiều dày trầm tích đó cho phép các tác giả xác định các thời kỳ nâng, hạ của vùng nghiên cứu trong quá trình tích tụ.

#### *Phương pháp phân vùng cấu tạo*

Cơ sở để phân vùng cấu tạo là dựa vào hình thái cấu trúc, lịch sử tiến hoá địa chất và các đặc điểm bổ sung về môi trường thành tạo cũng như các đặc trưng địa chất khác có liên quan.

Phương pháp phân vùng cấu tạo khu vực nghiên cứu được tiến hành dựa vào các tài liệu về hình thái cấu trúc của từng đới và kết hợp sử dụng các thông tin địa chất quan trọng khác như bản đồ, mặt cắt cổ cấu tạo, cổ môi trường, cổ tướng đá nhằm phân vùng ranh giới cấu trúc bên trong của từng đới.

Trong trường hợp cụ thể sử dụng bản đồ cấu tạo làm nền và có bổ sung các loại bản đồ khác như bản đồ đẳng dày cùng các tài liệu khác có liên quan như trọng lực, từ và mặt cắt phục hồi. Bản đồ cấu tạo mặt móng Trước Kainozoi được làm bản đồ cơ sở sau đó được điều chỉnh ranh giới cấu trúc theo sự bổ sung của các bản đồ đẳng dày, môi trường trầm tích qua từng thời kỳ, đặc biệt là đặc điểm và tính chất của các hệ thống đứt gãy, như chiều sâu phát triển, hướng cắm, phương kéo dài, biên độ dịch chuyển và đới phá hủy của chúng.

Trong công tác thăm dò dầu khí thì bản đồ phân vùng cấu tạo hết sức quan trọng vì nó là cơ sở phân vùng triển vọng và đánh giá tiềm năng dầu khí của một khu vực hoặc một bồn trầm tích.

#### *Phương pháp nghiên cứu lịch sử tiến hoá địa chất*

Để làm sáng tỏ lịch sử tiến hoá địa chất của vùng nghiên cứu cần phân tích, tổng hợp các tài liệu cổ sinh, thạch học địa tầng cùng với phương pháp phân tích mặt cắt phục hồi cổ cấu tạo. Phương pháp lập mặt cắt phục hồi cổ cấu tạo sẽ chỉ ra các đặc điểm sau:

- Lịch sử tiến hoá địa chất của vùng nghiên cứu
- Nguyên nhân dẫn đến các pha hoạt động kiến tạo, thời gian sinh thành, phát triển và kết thúc hoạt động của các đứt gãy, thời gian sinh thành và hoàn thiện các bể chứa dầu khí.
- Sự tương đồng thời gian giữa các pha hoạt động kiến tạo và tuổi hoàn thiện các bể.
- Cung cấp các thông tin và số liệu về: cường độ hoạt động của các đứt gãy, khối lượng vật chất bị bào mòn, cắt cụt của các đới nhô, thời gian kéo dài quá trình bào mòn, cắt cụt đó, tốc độ sụt lún của một bồn, v.v...
- Hình hài mặt đáy của bồn thứ cấp khi mới được hình thành.

Trên đây là toàn bộ kết quả thu được khi áp dụng phương pháp phân tích mặt cắt phục hồi lịch sử tiến hoá địa chất cắt qua một vùng nghiên cứu, và đây là một trong những phương pháp chủ đạo để làm rõ bản chất bên trong của một bồn hay một vùng trầm tích đã trải qua những pha hoạt động kiến tạo trong quá khứ.

#### **Tài liệu tham khảo**

- Abdus S. and Ganesh T., 1994. Integrated Petroleum Reservoir Management. Penn Well Publishing Company.
- Edwad A.B. & Norman H.F., 1989. Geophysics I, Seismic Method, Treatise Perrol Geo, Reprint Series.A.A.P.G, No 12.



- Metchum R., Van W.J., 1991. High frequency sequences and their stacking patterns: sequence stratigraphic evidence for high frequency eustatic cycles. *Sedimentary Geology*, Volume 70: 131-136.
- North F.K., 1990. *Petroleum Geology*. *Win Hyman Inc.*
- Payton, C.E.(ed), 1997. *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*. *A.A.P.G. Memoir 26*.
- Trice M. L. and Dawe B.A, 1992. Reservoir Management practices, *J. Per. Tech*, 1296-1303 and 1349.
- Nguyễn Trọng Tín, Vũ Ngọc Diệp, 2009. Kiến tạo – Trữ tích và hệ thống dầu khí bể Phú Khánh, thềm lục địa miền Trung Việt Nam. *Tạp chí Dầu khí*. 3- 10.