

Bài báo khoa học

## Nghiên cứu xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1d từ tài liệu địa chấn, áp dụng cho khu vực ngoài khơi Na Uy

Lê Ngọc Ánh<sup>1\*</sup>, Nguyễn Văn Nghĩa<sup>1</sup>, Trần Văn Phòng<sup>1</sup>, Vũ Thị Liên<sup>1</sup>, Vũ Nhật Hoa<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Hương<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Trường Đại học Mở – Địa chất, Hà Nội, 18 Phố Viên, Phường Đức Thắng, Hà Nội, Việt Nam; lengocanh@humg.edu.vn; nghian@stud.ntnu.no; anhphongpvu@gmail.com, vulien2808@gmail.com; vunhat.hoa241095@gmail.com; nguyenuong.bg10295@gmail.com

\*Tác giả liên hệ: lengocanh@humg.edu.vn; Tel: +84-966039670

Ban Biên tập nhận bài: 3/12/2021; Ngày phản biện xong: 28/3/2022; Ngày đăng bài: 25/4/2022

**Tóm tắt:** Nghiên cứu đã sử dụng cách tiếp cận mới dựa trên tài liệu địa chấn 3D để xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D tại các khu vực chưa có giếng khoan. Tài liệu sử dụng là tài liệu địa chấn phân giải cao 3D ngoài khơi Na Uy thuộc bể trầm tích Voring. Với mục tiêu xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D cho khu vực nghiên cứu, 3 vị trí giếng khoan giả định đã được xác định, trong đó giếng X được đặt ở vị trí đi qua đầy đủ nhất các phân vị địa tầng, giếng Y đặt tại đỉnh vòm nơi có tiềm năng bẫy chứa được đánh giá cao nhất. Địa tầng tại khu vực nghiên cứu gồm các trầm tích tuổi từ Creta đến đáy biển tương ứng với các tập trầm tích từ D đến Q. Sự nâng lên vào giữa Miocene dẫn đến sự bào mòn và gián đoạn trầm tích trên đỉnh vòm nơi giếng khoan giả định Y đi qua, lượng trầm tích bị bào mòn được xác định là khoảng 441m (vắng tập G, F). Mô hình lịch sử chôn vùi xây dựng cho giếng khoan tìm kiếm Y chỉ ra tại đây đá sinh Creta trên và Paleocene đã bước vào cửa sổ tạo dầu với độ phản xạ vitrinit từ 0,55 đến 1,2. Đá sinh chính của khu vực là Jurassic trên giàu vật chất hữu cơ nhất (TOC từ 0,1 đến 7%) đã bước vào pha tạo khí trên toàn khu vực bể trầm tích.

**Từ khóa:** Mô hình bể; Lịch sử chôn vùi; Địa chấn; Đá mẹ; Na Uy.

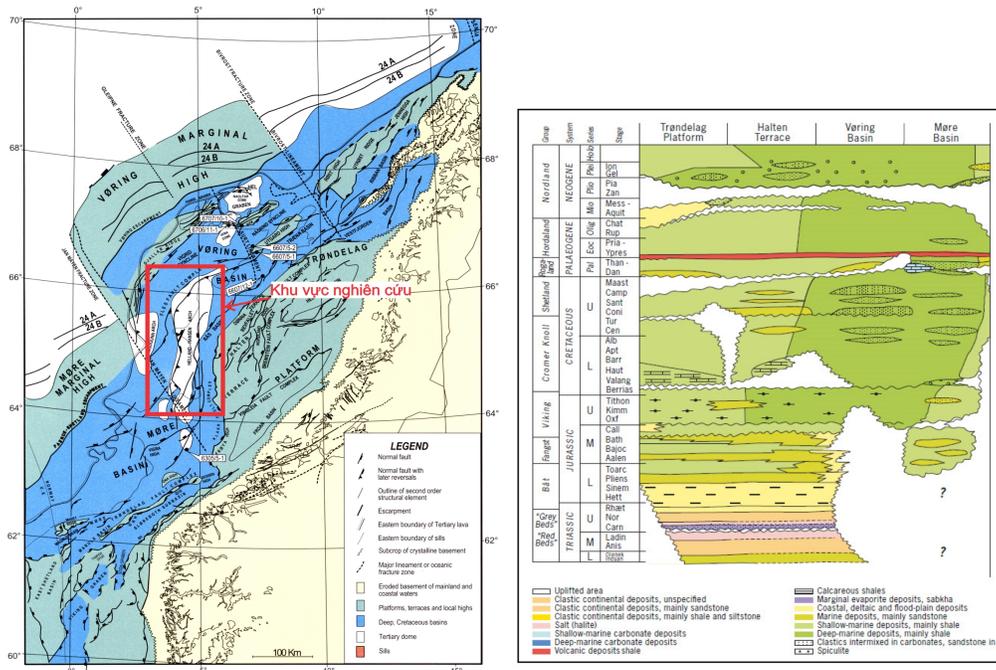
### 1. Mở đầu

Mô hình 1D đóng vai trò rất quan trọng trong đánh giá lịch sử chôn vùi và mức độ trưởng thành của đá mẹ dọc theo giếng khoan, cung cấp lịch sử chôn vùi, độ trưởng thành và thời gian tạo ra hydrocarbon. Phương pháp mô hình hóa bể áp dụng các thuật toán cho dữ liệu địa chấn, địa tầng, cổ sinh, địa vật lý giếng khoan và địa chất để tái tạo lại quá trình phát triển trầm tích của bể. Mô hình này thường được áp dụng cho các giếng đã được khoan và có đầy đủ số liệu về địa tầng và địa nhiệt.

Ở những khu vực chưa được thăm dò và chưa có giếng khoan, việc xây dựng mô hình 1D sẽ cung cấp cái nhìn chi tiết về quá trình trưởng thành và thời điểm có thể tạo ra hydrocarbon và thời gian di thoát của hydrocarbon ra khỏi đá mẹ. Đối với khu vực chưa có tài liệu khoan, ý nghĩa của mô hình 1D càng lớn hơn nhưng số liệu sẽ có nhiều sai số do phải lấy từ các khu vực lân cận hoặc sai số từ chính những chuyển đổi tài liệu như từ miền thời gian của địa chấn sang độ sâu. Nghiên cứu đưa ra ý tưởng thử nghiệm sử dụng phương pháp đặt các giếng khoan giả định để nghiên cứu đặc điểm địa tầng và kiến tạo, sau đó sẽ đi

xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi cho một giếng khoan. Nghiên cứu sử dụng nguồn tài liệu mở ngoài khơi Na Uy để ứng dụng phương pháp.

Bể trầm tích khu vực ngoài khơi Na Uy (Hình 1) từ lâu đã thu hút sự quan tâm nghiên cứu của các nhà địa chất trong và ngoài nước nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí tại khu vực này. Tuy nhiên, cho đến nay vẫn còn nhiều quan điểm khác nhau về chất lượng và khả năng sinh của đá mẹ cũng như tiềm năng dầu khí của khu vực. Để giải quyết vấn đề này, có thể tiếp cận theo nhiều góc độ khác nhau, trong đó xây dựng mô hình hay mô hình hóa là một trong những phương pháp mang lại hiệu quả lớn. Mục đích của nghiên cứu này nhằm nghiên cứu xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D cho khu vực ngoài khơi Na Uy, để làm sáng tỏ chế độ kiến tạo và môi trường trầm tích. Từ đó có những đánh giá về khả năng sinh và tiềm năng dầu khí của khu vực.



**Hình 1.** Vị trí khu vực nghiên cứu trong biển Na Uy (trái) và cột địa tầng tổng hợp khu vực biển Na Uy (phải).

## 2. Phương pháp nghiên cứu và tài liệu

### 2.1. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

Norwegian Sea nằm ở phía Bắc Đại Tây Dương và phía Tây Bắc của Na Uy, nằm giữa biển Bắc (phía Bắc của Vương quốc Anh) và biển Greenland. Norwegian Sea được lấp đầy bởi trầm tích của hai bể lớn là Voring basin và More basin (Hình 1) [1].

Khu vực nghiên cứu nằm ở trung tâm bể Voring, là vị trí giữa của Norwegian Sea có tọa độ từ 65°–66°N, 4°40’–5°10’E. Trầm tích tại khu vực chủ yếu là Creta, Paleocen và Neocen trong đó trầm tích Creta rất dày có nơi lên đến 6000 m (Hình 2). Về kiến tạo trong khu vực chịu ảnh hưởng mạnh mẽ của hoạt động kiến tạo của khu vực. Trong giai đoạn Creta xảy ra hoạt động lún chìm mạnh mẽ, trong giai đoạn giữa Miocen và đầu Pliocen thì xảy ra hoạt động nâng lên và bóc mòn tạo nên bề mặt bất chỉnh hợp cùng với đó là quá trình nén ép tạo nên đứt gãy và cấu trúc vòm cho khu vực [2]. Trong vùng có 9 bất chỉnh hợp được nhận dạng. Trong đó có 6 bất chỉnh hợp trẻ ở khu vực được xác định với các khoảng thời gian: base Creta, top Cenomanian, base Tertiary, Upper Eocen–Lower Oligocene, Middle Miocen và Upper Pliocene [3].

## 2.2. Phương pháp nghiên cứu

### 2.2.1. Sử dụng phần mềm Petrel để minh giải tài liệu địa vật lý

Petrel (tên đầy đủ Petrel E&P Software Platform) là một bộ phần mềm dùng trong ngành công nghiệp dầu khí. Các chức năng của Petrel rất đa dạng, từ lập mô hình địa chất, minh giải tài liệu địa vật lý, liên kết giếng khoan, vẽ bản đồ cấu trúc, thiết kế giếng khoan, đánh giá rủi ro địa chất cho đến mô phỏng các vỉa chứa, tính toán trữ lượng, dự đoán khả năng khai thác. Ở đây, nhóm tác giả sử dụng chủ yếu modun minh giải tài liệu địa chấn để xác định các mặt ranh giới phản xạ chính làm đầu vào cho xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D. Nghiên cứu sẽ lựa chọn 3 vị trí giếng khoan và xác định địa tầng giếng khoan theo tài liệu địa chấn làm dữ liệu đầu vào cho phần mềm Petro-Mod để xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D.

### 2.2.2. Sử dụng phần mềm Petro-Mod xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D

Petro-Mod là phần mềm tổng hợp thông tin từ tài liệu địa chấn, tài liệu giếng khoan và thông tin địa chất để mô phỏng, xây dựng lại lịch sử chôn vùi của các bể trầm tích. Dựa vào phần mềm có thể dự đoán được khả năng chứa hydrocacbon, quá trình và thời điểm hình thành, sự di chuyển, loại hydrocacbon và trữ lượng dầu khí. Dữ liệu đầu vào gồm Bề dày trầm tích, thời gian lắng đọng, thời gian nâng lên bào mòn, bề dày trầm tích bị bào mòn, thành phần thạch học. Dữ liệu đầu ra là biểu đồ lịch sử chôn vùi 1D. Nghiên cứu chủ yếu sử dụng tài liệu địa chấn 3D nên bề dày các tập trầm tích sau khi được minh giải sẽ chuyển đổi sang giá trị độ sâu thông qua các hàm chuyển đổi thời gian-độ sâu.

## 2.3. Tài liệu nghiên cứu

Nghiên cứu sử dụng nguồn tài liệu địa chấn 3D công khai ngoài khơi Na Uy, Cube địa chấn 3D SH9602-full-offset. Ngoài ra nghiên cứu tham khảo sử dụng các nguồn tài liệu khác từ các nguồn bài báo đã được xuất bản để nghiên cứu xác định về đặc điểm địa chất, môi trường trầm tích và nhiệt độ của khu vực nghiên cứu.

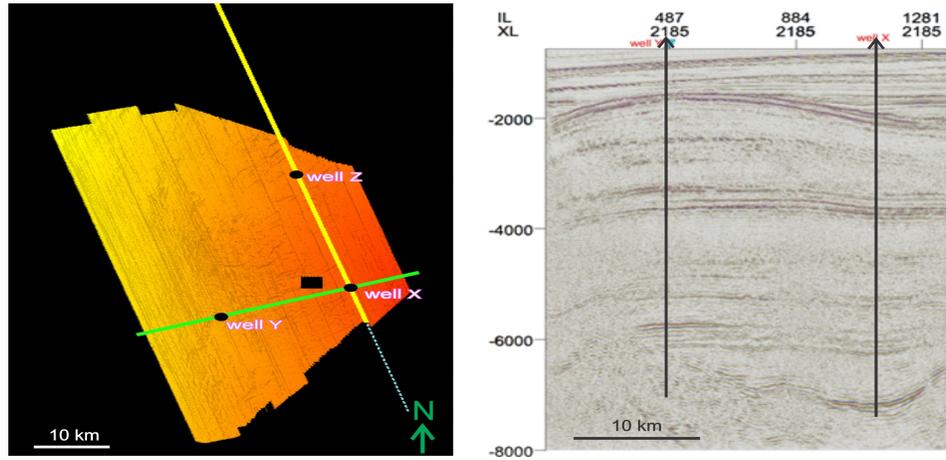
## 3. Kết quả

### 3.1. Minh giải tài liệu địa chấn

Nghiên cứu đã đặt giếng khoan dự kiến X, Y, Z (Hình 2). Trong đó giếng khoan Y nằm ở khu vực khối nâng vòm và hai giếng nằm ở khu vực không bị gián đoạn về trầm tích. Lựa chọn giúp bao quát được toàn bộ quá trình trầm tích tại khu vực, những khu vực bị gián đoạn trầm tích và khu vực có đầy đủ trầm tích. Minh giải địa chấn đã xác định được 12 mặt phản xạ chính ứng với các tuổi từ Creta đến đáy biển tương ứng với các tập trầm tích D đến Q (Hình 3 và Hình 4a). Liên kết địa tầng với tuổi trầm tích dựa vào các yếu tố tương đồng về đặc điểm địa chấn và địa chất với các các giếng khoan tại khu vực lân cận. Nóc của tập Miocen dưới (tập H) là một mặt bất chỉnh mang tính chất khu vực. Bề mặt bị bào mòn và có các phản xạ kè áp. Đây là kết quả của quá trình nâng lên xảy ra vào giữa Miocen.

Quá trình Uplift trên quy mô toàn bể xảy ra vào khoảng Miocene giữa [1, 3], làm trầm tích Miocen dưới bị bào mòn hình thành mặt bất chỉnh hợp (Hình 3). Bề dày trầm tích còn lại của Miocen dưới sau khi bị bào mòn khá đồng đều, chỉ có sự chênh lệch nhỏ giữa phần đỉnh và cánh của cấu tạo chứng tỏ trước khi xảy ra quá trình nén ép tạo vòm là quá trình nâng lên và xảy ra bào mòn trầm tích. Bề dày trầm tích bị bào mòn được tính toán dựa trên tài liệu địa chấn, cụ thể là mặt cắt Inline 485 nơi có bề dày trầm tích Miocen dưới là dày nhất. Quá trình tính toán cho ra kết quả bề dày trầm tích bị bóc mòn là 441,44 m. Sau quá trình nâng lên là quá trình nén ép hình thành cấu tạo vòm Helland-Hansen Arch và 1 loạt đứt gãy nhỏ song song trong Eocene và Oligocene. Quá trình nén ép này diễn ra trên quy *Hội nghị khoa học toàn quốc “Chuyển đổi số và công nghệ số trong Khoa học Trái đất, Mỏ và Môi trường” (EME 2021)*

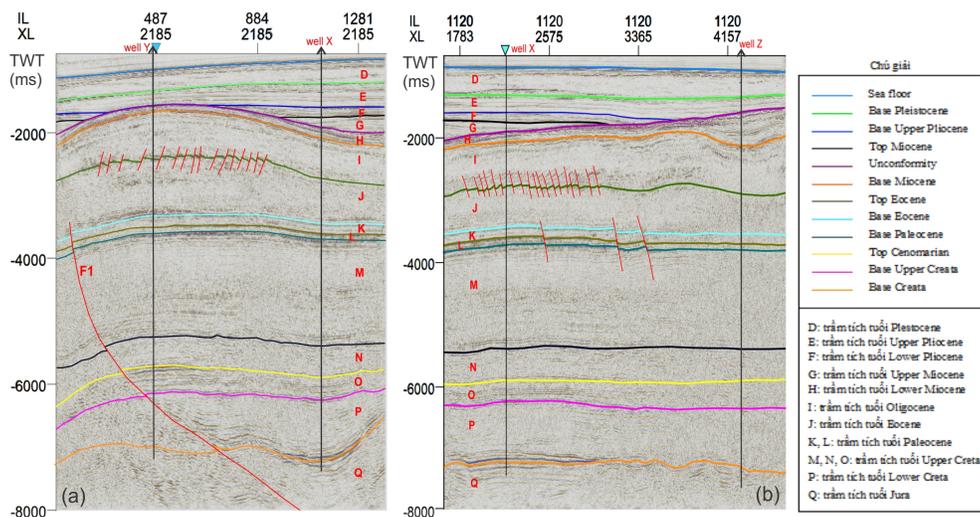
mô rộng ở khu vực giữa biển Norwegian tạo thành một loạt các cấu tạo vòm như Modgunn Arch, Voma Dome. Giai đoạn nâng lên và nén ép kéo dài 7 triệu năm [4-5].



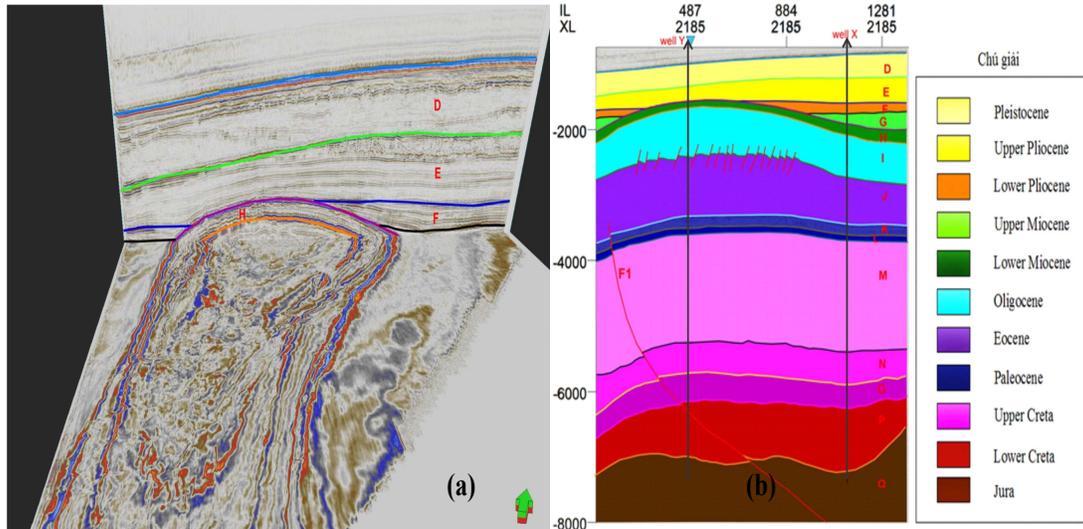
**Hình 2.** Khu vực nghiên cứu và vị trí các giếng khoan giả định trên bình đồ (trái) và mặt cắt 2185 đi qua hai giếng giả định X, Y.

Trên mặt cắt địa chấn tuyến 2185, đã xác định được đứt gãy F1 ở phía Tây Nam khu vực được biết đến là đứt gãy Fles Fault Complex và một loạt đứt gãy thuận song song với nhau ở Tập M. Các đứt gãy này đều gây nên sự dịch chuyển tương đối giữa các tập trầm tích, kết quả là làm gián đoạn tín hiệu địa chấn trên các mặt cắt. Kiến tạo của khu vực nghiên cứu bị chi phối chủ yếu bởi đứt gãy F1 – Fles Fault Complex – hoạt động từ Jura và tái hoạt động trong Paleocene cùng với giai đoạn nén ép trong Miocene. Trong kỉ Creta, chế độ kiến tạo diễn ra không mạnh mẽ, là thời kỳ lún chìm tương đối ổn định, biểu hiện là trầm tích Creta rất dày được lắng đọng trong môi trường biển sâu.

Cấu tạo vòm tại khu vực nghiên cứu được minh họa rõ trên hình 4a, kết hợp giữa time slide tại độ sâu Z = 1772 ms và mặt cắt địa chấn tuyến 2185. Bản đồ Time slide này cắt tại ngay dưới đáy của Miocen trên và gần với đỉnh vòm của cấu tạo lồi. Từ đó có thể nhận dạng được hình dạng và diện phân bố của cấu tạo vòm theo phương Bắc Nam, chạy xuyên suốt khu vực nghiên cứu. Cấu tạo vòm có triển vọng lớn về bẫy chứa do được khép kín bốn chiều, khả năng bảo tồn của bẫy rất tốt.



**Hình 3.** Các mặt cắt địa chấn đã được minh giải trong khu vực nghiên cứu xác định được 12 mặt phân xạ và các tập trầm tích từ Q đến D. (a) Mặt cắt địa chấn tuyến 2185 đi qua giếng khoan giả định X và Y. (b) mặt cắt địa chấn tuyến 1120 đi qua giếng khoan giả định X và Z (xem vị trí tuyến trên hình 2).



**Hình 4.** (a) Time slice tại  $Z = 1772$  ms kết hợp mặt cắt địa chấn tuyến 2185 cho thấy sự phát triển của vòm nâng theo phương Bắc Nam; (b) Mặt cắt địa chấn tuyến 2185 đi qua hai giếng khoan giả định X và Y.

### 3.2. Mô hình lịch sử chôn vùi 1D

#### 3.2.1. Cơ sở chọn giếng khoan

Mặc dù khu vực Mid Norwegian sea đã có nhiều giếng khoan tìm kiếm nhưng hiện tại khu vực nghiên cứu chưa có giếng khoan. Do đó việc tiến hành khoan một giếng khảo sát ở đây sẽ giúp ích rất nhiều cho quá trình nghiên cứu sau này. Nhằm mục đích khôi phục lịch sử chôn vùi của khu vực, ba vị trí đặt giếng khoan đã được chọn và biểu diễn trên hình 2. Các giếng khoan này vừa phải đảm bảo xác định được chiều dày lắng đọng trầm tích và chiều dày trầm tích bị bào mòn vừa có mục đích phát hiện biểu hiện dầu khí. Do đó giếng giả định X được chọn làm giếng khoan thông số (Hình 4b) giúp xác định đầy đủ địa tầng, chiều dày trầm tích chưa bị bào mòn và phát hiện dầu khí nếu có; chọn các giếng giả định Y, Z (Hình 3 và Hình 4b) để xác định bề dày trầm tích bị bóc mòn và phát hiện dầu khí nếu có.

#### 3.2.2. Thành lập cột địa tầng dự kiến cho giếng khoan

Cột địa tầng dự kiến của giếng khoan chủ yếu dựa vào tài liệu địa chấn; từ dữ liệu thời gian truyền sóng (Two Way Time) kết hợp với vận tốc truyền sóng để xác định được chiều dày các tập trầm tích và độ sâu tương ứng. Vận tốc truyền sóng tham khảo từ các cửa các trầm tích có tuổi tương ứng ở những giếng khoan lân cận và tài liệu vận tốc truyền sóng được công bố [6]. Các bảng tính toán chuyển từ thời gian truyền sóng sang độ sâu cho từng giếng khoan được thể hiện trong bảng 1, 2, 3. Cột địa tầng dự kiến của giếng khoan Y được xây dựng như trong hình 5a, với các minh giải về thành phần thạch học và môi trường trầm tích của các tập trầm tích. Môi trường trầm tích được tham khảo tài liệu của tác giả Storvoll, Bjørlykke [7]. Nghiên cứu đã dựa trên tài liệu địa chấn kết hợp với tài liệu môi trường trầm tích và tài liệu giếng khoan lân cận để xác định thành phần thạch học các tập trầm tích.

**Bảng 1.** Chuyển đổi thời gian – độ sâu địa tầng giếng X.

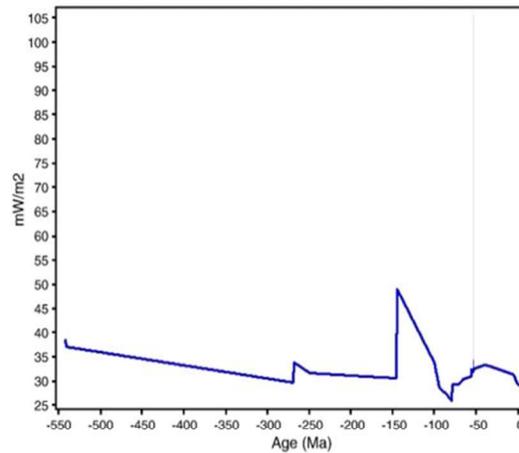
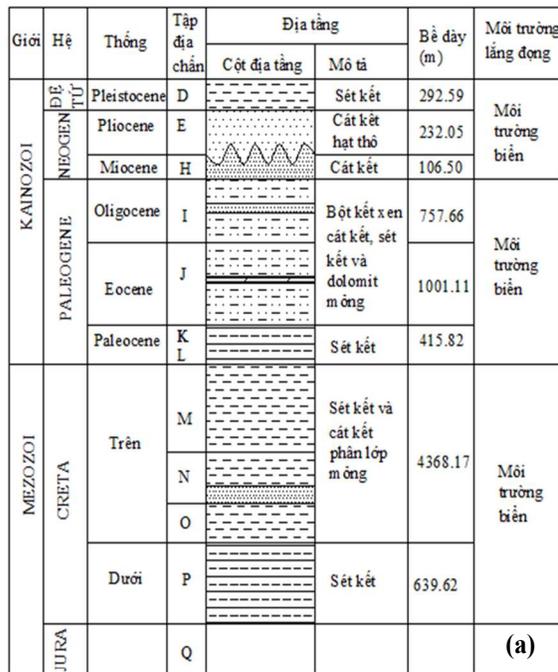
Stratigraphic Layer	Two way time (ms)	Velocity (km/s)	Thickness (m)	Base depth (m)
Pleistocene	348.8	1.80	313.92	313.92
Pliocene	544.4	1.95	530.79	844.71
Upper Miocene	148.7	2.05	152.42	997.13
Lower Miocene	167.2	2.13	178.07	1175.2
Oligocene	665.5	2.15	715.41	1890.61
Eocene	707.7	2.20	778.47	2669.08
Palaeocene	268.6	2.34	314.26	2983.34
Upper Creta	2527.6	3.50	4423.3	7406.64
Lower Creta	947	4.30	2036.05	9442.69

**Bảng 2.** Chuyển đổi thời gian – độ sâu địa tầng giếng Y.

Stratigraphic Layer	Two way time (ms)	Velocity (km/s)	Thickness (m)	Base depth (m)
Pleistocene	325.1	1.8	292.59	292.59
Pliocene	238	1.95	232.05	524.64
Lower Miocene	100	2.13	106.50	631.14
Oligocene	704.8	2.15	757.66	1388.8
Eocene	910.1	2.20	1001.11	2389.91
Palaeocene	355.4	2.34	415.82	2805.73
Upper Creta	2496.1	3.50	4368.17	7173.90
Lower Creta	297.5	4.30	639.62	7813.53

**Bảng 3.** Chuyển đổi thời gian – độ sâu địa tầng giếng Z.

Stratigraphic Layer	Two way time (ms)	Velocity (km/s)	Thickness (m)	Base depth (m)
Pleistocene	430.8	1.8	387.72	387.72
Pliocene	258.5	1.95	252.04	639.76
Lower Miocene	514.5	2.13	547.94	1187.7
Oligocene	854.8	2.15	918.91	2106.61
Eocene	557.5	2.20	613.25	2719.86
Palaeocene	300.2	2.34	351.23	3071.09
Upper Creta	2730	3.50	4777.5	7848.59
Lower Creta	739.3	4.30	1589.50	9438.09



**Hình 5.** (a) Cột địa tầng dự kiến giếng khoan Y; (b) Mô hình nhiệt độ cổ ở Voring basin [8].

**Bảng 4.** Các giá trị đầu vào để xây dựng mô hình lịch sử chôn vùi 1D cho giếng Y.

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Pleistocene	350	643	293		2.50	0.00			Shale (organic lean, typical)				
Pliocene	643	1030	387		5.30	2.50			Shale (typical)	Seal Rock			
Upper Miocene	1030	1182	152		9.00	5.30			Shale (organic lean, silty)				
Lower Miocene	1182	1730	548	441	23.00	16.00	16.00	9.00	Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Oligocen	1730	2488	758		40.00	23.00			Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Eocen	2488	3489	1001		55.80	40.00			Sandstone (typical)	Reservoir Rock			
Paleocene	3489	3905	416		65.50	55.80			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	3.00	Burnham(1989)_TII	145.00
Upper Creta	3905	8273	4368		93.00	65.50			Shale (organic lean, sandy)				
Lower Creta	8273	8912	639		140.00	93.00			Shale (typical)				
						140.00							

### 3.2.3. Tham số điều kiện biên cho mô hình độ trường thành của đá mẹ

#### a. Mức nước cổ (Paleo water depth)

Độ sâu mực nước biển hiện tại ở khu vực nghiên cứu là 350 m và một số khu vực lân cận trên là 400 m (well 6607/5-1, well 6607/5-1, well 6706/11-1). Khu vực nghiên cứu trầm tích chủ yếu được lắng đọng trong môi trường biển cho tới biển sâu nên ở nghiên cứu này sẽ lấy mực nước cổ cho các tập là 350 m (Hình 6).

#### b. Tham số dòng nhiệt (heat flow)

Dòng nhiệt là nguồn nhiệt từ Magma đưa lên cung cấp nhiệt cho trầm tích phía trên, dòng nhiệt phụ thuộc vào mức độ dẫn nhiệt của đá, thời gian thay đổi về nhiệt độ, độ dày của trầm tích. Dựa vào lịch sử kiến tạo ở khu vực nghiên cứu có 2 pha tạo Rift là vào cuối Cretacea và trong giai đoạn cuối Paleocene đến Eocene nên dòng nhiệt vào bề sẽ lớn nhất ở 2 thời điểm trên dao động từ 45–50 mW/m<sup>2</sup> và từ 30–35 mW/m<sup>2</sup> [8] (Hình 6).

#### c. Nhiệt độ bề mặt cổ

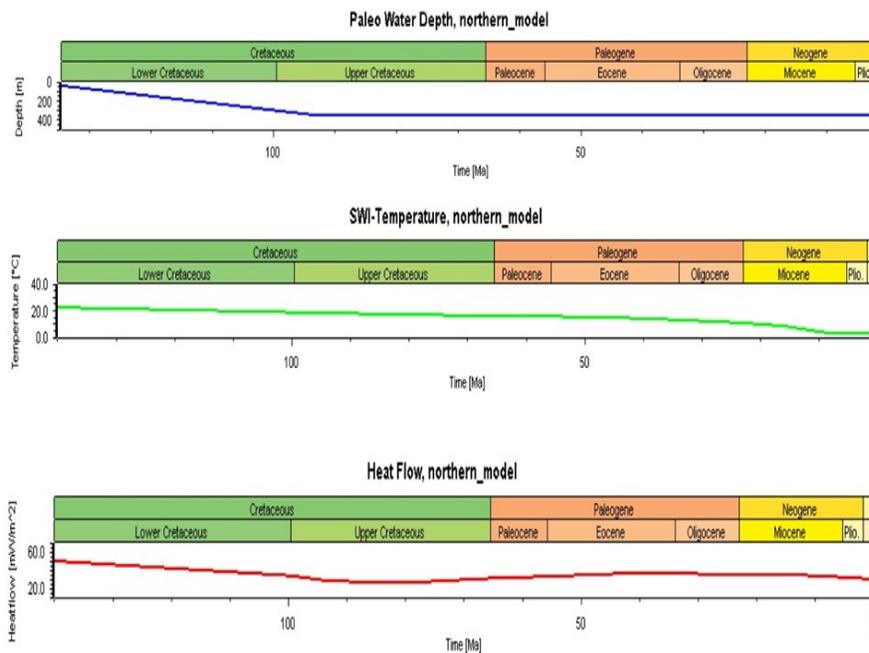
Nhiệt độ bề mặt trầm tích hiện tại lấy theo nhiệt độ đáy biển tại giếng khoan lân cận. Thông thường nhiệt độ bề mặt cổ được dự đoán theo lịch sử phát triển địa chất của bề, vị trí của bề tương ứng với từng thời kì và được thể hiện trên hình 7.

### 3.2.4. Hiệu chỉnh

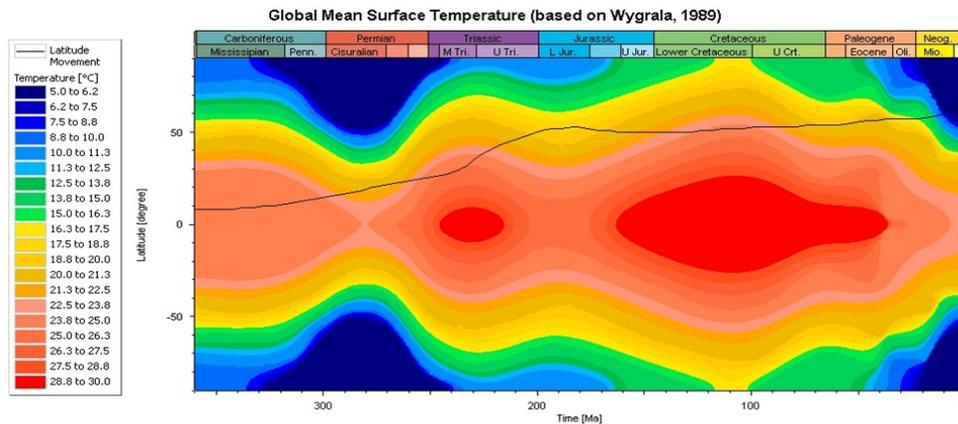
Dựa vào kết quả vitrinite và Tmax ở các well 6607/5-1, well 6607/5-1, well 6706/11-1 trong khu vực lân cận để xác định đường xu thế cho vitrinite và Tmax cho Well Y bằng cách thay đổi dòng nhiệt (heat flow) tới khi đường xu thế phù hợp với kết quả phân tích ở giếng khoan.

### 3.2.5. Kết quả mô hình lịch sử chôn vùi 1D và mô hình độ trường thành của đá mẹ

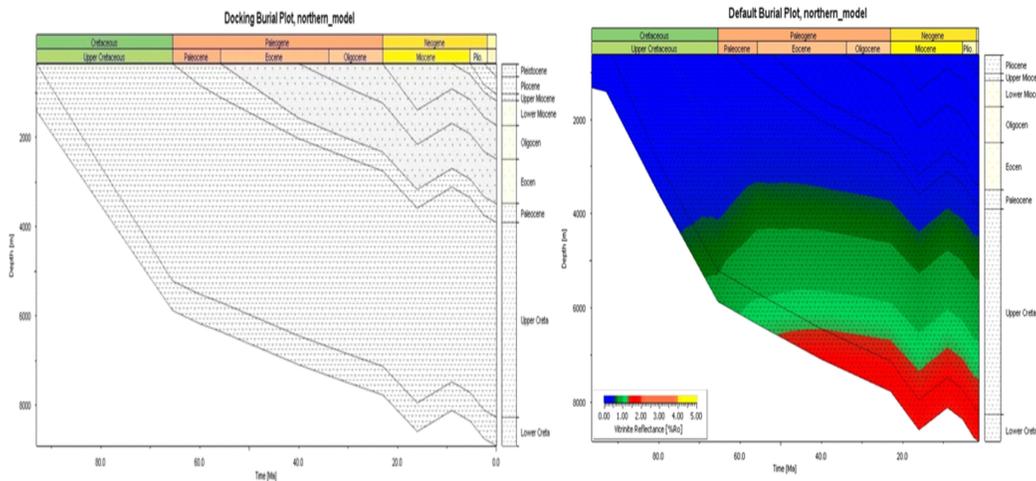
Mô hình trường thành đá mẹ và kết quả khôi phục lịch sử chôn vùi tại giếng khoan Y được chỉ ra trên hình 8.



**Hình 6.** Các tham số điều kiện biên của giếng khoan.



Hình 7. Vị trí giá trị nhiệt độ bề mặt well Y.



Hình 8. Mô hình lịch sử chôn vùi 1D (trái) và mô hình lịch sử chôn vùi kết hợp với trường thành đá mẹ (phải) tại giếng khoan giá định Y.

## 4. Thảo luận

### 4.1. Mô hình lịch sử chôn vùi kết hợp với trường thành đá mẹ tại giếng khoan Y

Đặc điểm nổi bật về địa tầng trong khu vực nghiên cứu là trầm tích Creta trong môi trường biển sâu rất dày (Hình 8). Độ dày trầm tích Creta tại khu vực nghiên cứu có nơi lên đến hơn 6000 m, gần như là dày nhất trong khu vực bể Voring, trong đó chủ yếu là trầm tích Upper Creta. Dựa trên tài liệu địa chấn khu vực sau khi minh giải nhận thấy rằng trầm tích ở khu vực này bị thiếu vắng một tập trầm tích có tuổi Miocene giữa. Điều này hoàn toàn phù hợp với kiến tạo khu vực. Quá trình Uplift vừa làm gián đoạn trầm tích Miocene trên vừa bào mòn trầm tích Miocene giữa, được thể hiện cột địa tầng dự kiến cho các giếng khoan bằng ranh giới bất chỉnh hợp.

Dựa vào đặc điểm địa chấn kết hợp với các tài liệu về môi trường và các giếng khoan lân cận, có thể dự đoán thành phần thạch học và môi trường lắng đọng của các tập trầm tích. Môi trường trầm tích của khu vực là môi trường biển trong suốt các thời kỳ trong đó kỉ Creta hình thành các trầm tích sét xen kẹp với trầm tích Cacbornat đặc trưng cho môi trường biển sâu. Trầm tích Pleogene và Neogen là trầm tích hạt vụn với thành phần là sét, bột, cát (từ hạt mịn đến thô) đặc trưng cho môi trường biển nông.

#### 4.2. Tiềm năng dầu khí

Có bốn loại đá có khả năng sinh dầu khí trong khu vực là sét kết của Upper Jurassic, Barremian, Cenomanian/Turonian and Paleocene. Trong đó đá sinh Upper Jurassic giàu vật chất hữu cơ nhất (TOC từ 0,1 đến 7%; HI từ 200 đến 600 mg HC/g TOC) [9], tuy nhiên trên phạm vi toàn bề đá sinh này đã được chôn vùi ở độ sâu lớn, đã bước vào giai đoạn quá trưởng thành cho sự sinh dầu. Các đá còn lại được cho rằng có ít khả năng sinh hơn trong đó đá sét kết Upper Creta và Paleocene thể hiện rằng có nhiều triển vọng nhất (Ute Mann, Janine Zweige, Kjell Øygaard, Grim Gjeldvik, 2002). Cụ thể, một giếng khoan tìm kiếm ở khu vực bể Voring trên Lysing Prospect, tọa độ 66°21'51.93"N, 5°34'39.23" E vào năm 2005, đã phát hiện dấu hiệu Hydrocarbon khi khoan qua hệ tầng Nise thuộc Upper Cretaceous ở độ sâu 3064 m. Việc xác định tiềm năng sinh của các đá này tại khu vực nghiên cứu hiện nay chưa có kết quả rõ ràng vì chưa có giếng khoan và hoàn toàn dựa vào kết quả của các giếng khoan lân cận. Đá chứa tốt ở khu vực là đá cát kết Upper Cretaceous, Paleogene và các tập cát kết tuổi Eocene, Oligocene và Miocene. Đá chắn là sét kết Pliocene [9]. Dựa trên tài liệu địa chấn có thể thấy tồn tại bẫy cấu tạo dạng vòm liên quan đến nén ép và đứt gãy. Giai đoạn chính của sự phát triển bẫy xảy ra trong Miocene khi quá trình nén ép tạo vòm xảy ra.

Về quan hệ sinh và dịch chuyển dầu khí: tầng sét kết Upper Creta được đánh giá là có tiềm năng sinh hiện nay đã bước vào cửa sổ tạo dầu với độ phân xạ Vitrinit từ 0,55 đến 1,2 (Hình 8). Dầu khí được sinh ra có thể dịch chuyển theo đứt gãy F1 lên cấu tạo vòm phía trên và nạp vào bẫy chứa.

Qua đánh giá về đá sinh và hệ thống dầu khí cho thấy khu vực nghiên cứu có tiềm năng về dầu khí, tuy nhiên cần có giếng khoan để kiểm tra. Do đó việc minh giải tài liệu địa chấn, thành lập cột địa tầng dự kiến và khôi phục lịch sử chôn vùi 1D là cần thiết để chuẩn bị cho công tác khoan sau này.

### 5. Kết luận

Nghiên cứu đã làm sáng tỏ đặc điểm địa chất của khu vực nghiên cứu, xây dựng được mô hình lịch sử chôn vùi 1D cho vị trí giếng khoan giả định Y. Tại khu vực nghiên cứu, vòm nâng phát triển theo phương Bắc Nam trên toàn bộ diện tích nghiên cứu. Vòm nâng được hình thành vào giai đoạn Miocene giữa. Quá trình nâng lên vừa làm gián đoạn trầm tích Miocene trên, vừa bào mòn trầm tích Miocene giữa, thể hiện bằng sự vắng mặt các tập trầm tích F và G. Tổng chiều dày trầm tích bị bóc mòn được xác định là 441 m. Tầng sét kết Creta trên được đánh giá là có tiềm năng sinh hiện nay đã bước vào cửa sổ tạo dầu với độ phân xạ Vitrinit từ 0,55 đến 1,2. Tại khu vực nghiên cứu có triển vọng rất lớn về bẫy chứa dầu khí với bẫy chứa dạng vòm kép kín 4 chiều phát triển trên diện rộng.

**Đóng góp của tác giả:** Xây dựng ý tưởng nghiên cứu, thu thập dữ liệu: L.N.A; Nghiên cứu, phân tích số liệu N.V.N, T.V.P, V.T.L, V.N.H, N.T.H; Viết bản thảo: L.N.A, N.V.N, T.V.P; Chính sửa hoàn thiện: L.N.A

**Lời cảm ơn:** Xin cảm ơn sâu sắc trường Đại học Mở – Địa chất, phòng thí nghiệm khối thượng nguồn của khoa Dầu khí đã hỗ trợ triển khai và thực hiện nghiên cứu. Nhóm tác giả xin gửi lời cảm ơn chân thành tới công ty Schlumberger đã hỗ trợ phần mềm phục vụ cho nghiên cứu khoa học.

**Lời cam đoan:** Tập thể tác giả cam đoan bài báo này là công trình nghiên cứu của tập thể tác giả, chưa được công bố ở đâu, không được sao chép từ những nghiên cứu trước đây; không có sự tranh chấp lợi ích trong nhóm tác giả.

### Tài liệu tham khảo

1. Nystuen, J.P.; Fält, L.M. Upper Triassic–Lower Jurassic reservoir rocks in the Tampen Spur area, Norwegian North Sea. *Norw. Pet. Soc. Spec. Publ.* **1995**, *4*, 135–179.
2. Eldholm, O.; Tsikalas, F.; Faleide, J. Continental margin off Norway 62–75 N: Palaeogene tectono–magmatic segmentation and sedimentation. *Geol. Soc.* **2002**, *197(1)*, 39–68.
3. Brekke, H. et al. Sedimentary environments offshore Norway an overview. *Norw. Pet. Soc. Spec. Publ.* **2001**, *10*, 7–37.
4. Anderton, R. et al. A dynamic stratigraphy of the British Isles: a study in crustal evolution. 1979.
5. Jordt, H. et al. Cenozoic sequence stratigraphy of the central and northern North Sea Basin: tectonic development, sediment distribution and provenance areas. *Mar. Pet. Geol.* **1995**, *12(8)*, 845–879.
6. Scheck–Wenderoth, M. et al. The transition from the continent to the ocean: a deeper view on the Norwegian margin. *J. Geol. Soc.* **2007**, *164(4)*, 855–868.
7. Storrø, V.; Bjørlykke, K.; Mondol, N.H. Velocity–depth trends in Mesozoic and Cenozoic sediments from the Norwegian Shelf. *AAPG Bull.* **2005**, *89(3)*, 359–381.
8. Fjeldskaar, W.; Johansen, H.; Dod, T.A.; Thompson, M. Temperature and maturity effects of magmatic underplating in the Gjallar Ridge, Norwegian Sea. In: Förster, A., Merriam, D.F. (eds) *Geothermics in Basin Analysis. Computer Applications in the Earth Sciences*. Springer, Boston, MA. 1999, pp. 131–149. [https://doi.org/10.1007/978-1-4615-4751-8\\_7](https://doi.org/10.1007/978-1-4615-4751-8_7).
9. Langrock, U.; Stein, R. Origin of marine petroleum source rocks from the Late Jurassic to Early Cretaceous Norwegian Greenland Seaway evidence for stagnation and upwelling. *Mar. Pet. Geol.* **2004**, *21(2)*, 157–176.

## 1D burial history reconstruction using seismic data, offshore Norway

Le Ngoc Anh<sup>1\*</sup>, Nguyen Van Nghia<sup>1</sup>, Tran Van Phong<sup>1</sup>, Vu Thi Lien<sup>1</sup>, Vu Nhat Hoa<sup>1</sup>, Nguyen Thi Huong<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Việt Nam; lengocanh@humg.edu.vn; nghian@stud.ntnu.no; anhphongpvu@gmail.com, vulien2808@gmail.com; vunhat.hoa241095@gmail.com; nguyenuong.bg10295@gmail.com

**Abstract:** The study has investigated to obtain 1D modelling based on the 3D seismic data. A case study of Voring basin, offshore Norway has been selected for the investigation. Three proposed wells were assigned in the study area. Well X is supposed to reflect full basin sedimentation. Meanwhile well Y is located on the top of the anticline which is trap potential. The whole sequence age from Cretaceous to the present day, divided by the unit from D to Q. Uplift in the middle Miocene cause the interruption of sedimentation and in the well Y which is about 441 m, missing the unit G, F. 1D modelling for well Y indicated that the Upper Cretaceous and Paleocene source rock is in oil window (Vitrinite from 0.55 to 1.2). Upper Jurassic is the main source rock of the study area (TOC from 0.1 to 7%) is in the gas window.

**Keywords:** Basin modelling; Burial history; Seismic; Source rock; Norway.