

ĐẶC TRƯNG VẬT LÝ THẠCH HỌC CỦA ĐÁ CHỨA CARBONATE TUỔI DEVONIAN MỎ BẮC OSHKHOTYNSKOYE, LIÊN BANG NGA

Trần Thị Thanh Thúy, Nguyễn Tiến Thịnh, Nguyễn Hoàng Anh, Lê Mạnh Hưng, Nguyễn Tuấn Anh, Trần Xuân Quý

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.03-02>

Tóm tắt

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tích hợp các kết quả phân tích mẫu thạch học, mẫu lõi, phân tích ảnh thành hệ (FMI) và minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan để làm rõ đặc trưng của đá chứa carbonate khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye, Liên bang Nga. Theo đó, đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu thuộc hệ tầng Devonian hình thành trong môi trường biển nông, ấm với sự xuất hiện của các loài tảo xanh (blue-green algae) và stromatoporoid. Đá carbonate ở đây trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như xi măng hóa, tái kết tinh, dolomite hóa, rửa lửa... ảnh hưởng lớn đến đặc tính rỗng thấm của đá chứa. Chất lượng đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye được đánh giá từ trung bình đến tốt với độ rỗng chủ yếu là độ rỗng giữa hạt, độ rỗng nứt nẻ và hang hốc.

Bài báo đã phân chia đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye thành 3 loại khác nhau (loại 0 - đá carbonate chặt sít; loại 1 - đá carbonate có độ rỗng giữa hạt và loại 2 - đá carbonate phát triển hang hốc) để làm tiền đề quan trọng cho việc xây dựng mô hình địa chất mỏ sau này. Hiện nay, đá chứa carbonate đang là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye với sản lượng khai thác cộng dồn từ năm 2015 đến năm 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu.

Từ khóa: Đá chứa, carbonate, thạch học, Devonian, Bắc Oshkhotynskoye.

1. Giới thiệu

Mỏ Bắc Oshkhotynskoye nằm ở phía Tây mỏ Tây Khosedayu thuộc đới nâng Trung tâm Khoreyver của trung Khoreyver và có phương Đông Bắc - Tây Nam song song với phương cấu trúc của dãy Ural vùng cực (Polar Ural) (Hình 1) [1, 2]. Cấu trúc của mỏ Bắc Oshkhotynskoye là kiểu ám tiêu san hô với kích thước khá nhỏ, thay đổi từ 10 - 15 km² [3].

Các phát hiện và trữ lượng trong khu vực này chủ yếu đều nằm trong các thành tạo Devonian và Permian, đặc biệt là đá chứa carbonate tuổi Devonian muộn đóng vai trò quan trọng nhất không chỉ riêng tại mỏ mà còn phân bố rộng khắp toàn bộ Timan-Pechora [4]. Hiện tại, với quỹ giếng là 16 giếng khoan thì sản lượng khai thác cộng dồn từ đá chứa carbonate này của mỏ từ năm 2015 - 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu, sản lượng dầu trung bình của một giếng đạt trên 40 tấn/ngày với độ ngập nước là 41% (Hình 2) [3].

2. Đặc trưng vật lý thạch học của đá chứa carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye

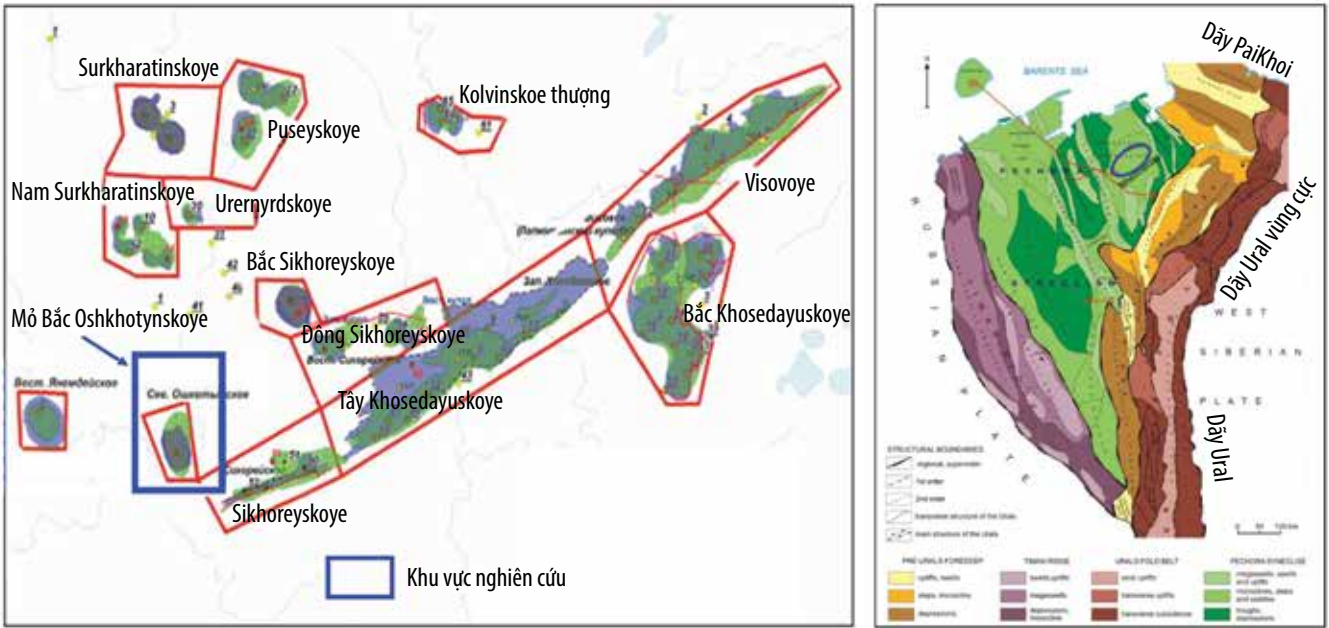
2.1. Kết quả phân tích mẫu thạch học

Trên cơ sở mô tả mẫu (macro-micro), chụp ảnh mẫu dưới ánh sáng tự nhiên và cực tím, đo hàm lượng phóng xạ tự nhiên, phân tích vật lý thạch học cho thấy đá chứa carbonate ở khu vực nghiên cứu được hình thành trong môi trường biển nông, ấm chủ yếu có nguồn gốc sinh vật gồm các loại như grainstone, boundstone, mudstone kết hợp với sự có mặt của các loài tảo xanh (blue-green algae), stromatoporoid... với mật độ và phân bố khác nhau tạo nên sự biến đổi đa dạng về cấu trúc (texture) cũng như tính chất rỗng thấm của đá chứa. Bên cạnh nguồn gốc thành tạo, các yếu tố như cấu trúc, biến đổi thứ sinh... cũng là những cơ sở dùng để phân loại đá carbonate. Phân loại chi tiết đá chứa carbonate tuổi Devonian trong khu vực nghiên cứu được thể hiện ở Bảng 1 theo thứ tự các loại đá chính từ trên xuống.

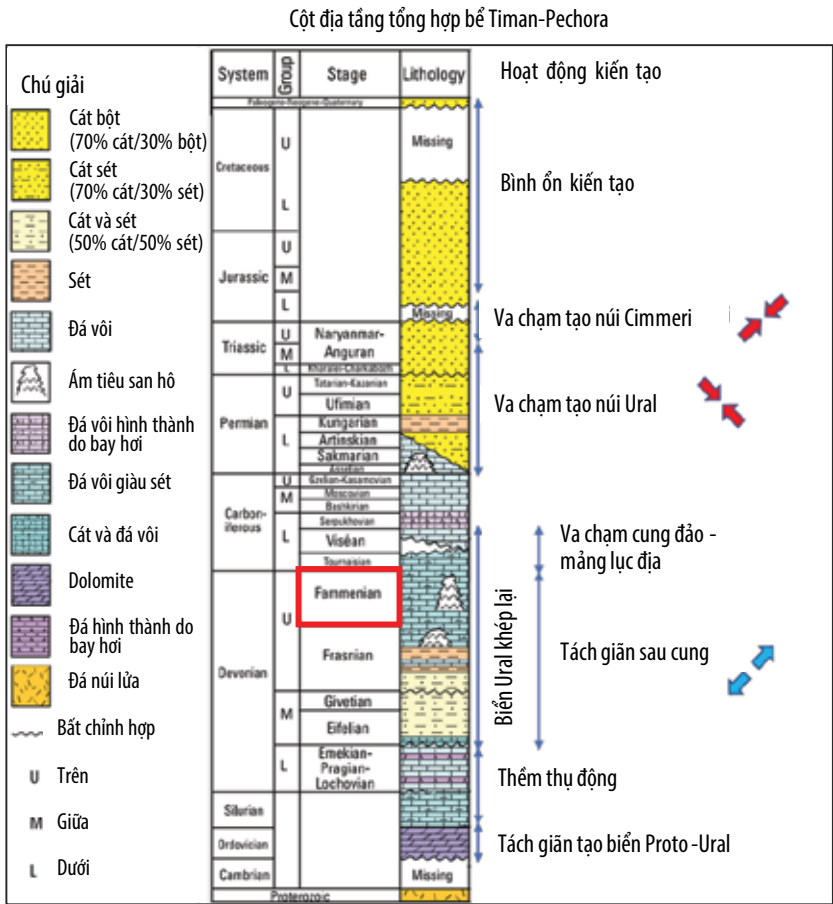
Kết quả nghiên cứu lát mỏng cho thấy kiểu độ rỗng của đá chứa carbonate khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye



Ngày nhận bài: 21/8/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 21/8 - 13/10/2020.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/3/2021.

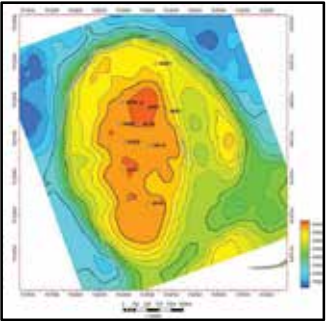


Hình 1. Vị trí khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye, Liên bang Nga [1 - 3].

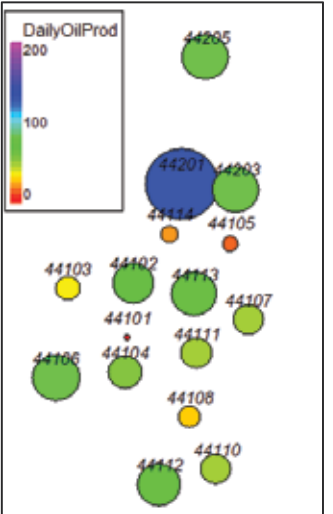


Hình 2. Đá chứa carbonate tuổi Devonian là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye [3, 4].

Bản đồ cấu trúc nóc tầng Devonian_D3fm III



Sản lượng khai thác của các giếng khoan trong mỏ



gồm chủ yếu là độ rỗng giữa hạt (interparticle), độ rỗng hang hốc (vuggy/carven), vi độ rỗng (microporosity), độ rỗng trong hạt (intraparticle) và phần nhỏ độ rỗng nứt nẻ

(minor fractures). Đối với giếng 441x1, kết quả phân tích 16 mẫu thuộc hệ tầng Devonian cho thấy giá trị độ rỗng thay đổi từ 1,56 - 9,43% và 12 mẫu được phân tích ở giếng

Bảng 1. Phân loại đá chứa carbonate theo tài liệu mẫu lõi.

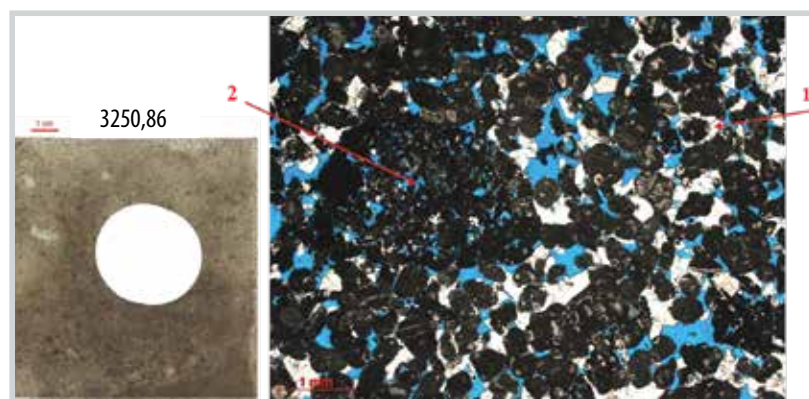
Giếng khoan	Hệ tầng	Phân loại thạch học
441x1	D3fm (16 mẫu) (3164 - 3277)	Đá vôi Algal-lumpy (greenstone) Đá vôi Stromatopor-polyphytic (boundstone) Đá vôi Stromatopor-polyphytic (bounds) Đá vôi Stromatolite (ít) Đá vôi Polyphytic (bounds) Đá vôi Stromatolite (dày đặc) Đá vôi Knotty-layered dolomite và ankeritize Đá vôi Knotty clayey Đá vôi kết hợp với mảnh vụn Đá vôi sét Aleuritic
441x8	D3fm (12 mẫu) (3115 - 3210,1)	Đá vôi Stromatolite Đá vôi Lumpy-intraclast (greenstone) Đá vôi Bioherm clot-lumpy-algal (boundstone) Đá vôi Biogerm algal-stromathoporic (boundstone) Đá vôi Bioherm stromatopor-polyphytic (boundstone) Đá vôi Bioherm algal (boundstone) Đá vôi Stromatolite Đá vôi Knotty-layered Đá vôi Algal clot Đá vôi Aleuritic clay

Bảng 2. Đặc điểm đá chứa theo kết quả phân tích thạch học lát mỏng.

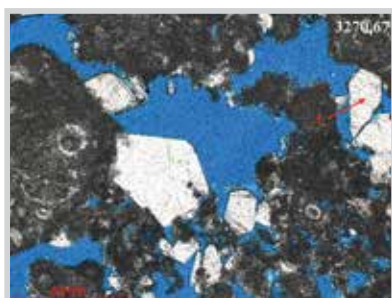
Giếng khoan	Hệ tầng	Phân loại thạch học	Đặc điểm đá chứa
441x1	D3fm (16 mẫu)	Đá vôi Algal-lumpy (Grainstone)	Độ rỗng 7,08%, độ rỗng giữa hạt (6,11%), độ rỗng trong hạt (0,2%), vi độ rỗng (0,77%)
		Đá vôi Stromatopor-polyphytic (boundstone)	Độ rỗng 1,56 - 9,43% (4,3%), độ rỗng giữa hạt (3,2%), độ rỗng trong hạt (0,25%), vi độ rỗng (0,63%), độ rỗng hang hốc (2,3%) và độ rỗng nứt nẻ (< 0,01%)
		Đá vôi Stromatopor-polyphytic (bounds)	Độ rỗng 1,64 - 6,29% (4,09%), Độ rỗng giữa hạt (1,62%), độ rỗng trong hạt (0,06%), vi độ rỗng (0,34%), độ rỗng hang hốc (5,51%) và độ rỗng nứt nẻ (< 0,24%)
		Đá vôi Stromatolite (ít)	Độ rỗng 8,18%, độ rỗng giữa hạt (7,07%), độ rỗng trong hạt (0,11%), vi độ rỗng (1%)
441x8	D3fm (3115 - 3210,1) (12 mẫu)	Đá vôi Stromatolite (porous-cavernous)	Độ rỗng 14,6%, độ rỗng giữa hạt (4,38%), độ rỗng trong hạt (0,16%), vi độ rỗng (0,85%), độ rỗng hang hốc (1,8%) độ rỗng nứt nẻ (6,97%)
		Đá vôi Lumpy-intraclast (greenstone)	Độ rỗng 4,35%, độ rỗng giữa hạt (2,28%), vi độ rỗng (0,21%), độ rỗng nứt nẻ (4,35%)
		Đá vôi Bioherm clot-lumpy-algal (boundstones)	Độ rỗng 3,66%, độ rỗng giữa hạt (2,41%), độ rỗng trong hạt (0,44%), vi độ rỗng (0,67%), độ rỗng hang hốc (0,11%), độ rỗng nứt nẻ (0,03%)
		Đá vôi Biogerm algal-stromathoporic (bounds)	Độ rỗng 6,54%, độ rỗng giữa hạt (1,46%), độ rỗng trong hạt (0,24%), vi độ rỗng (0,42%), độ rỗng hang hốc (4,41%), độ rỗng nứt nẻ (0,01%)
		Đá vôi Biogerm stromatopor-polyphytic (boundstone)	Độ rỗng 5,64 - 8,68%, độ rỗng giữa hạt (6,61%), độ rỗng trong hạt (0,26%), vi độ rỗng (1,57%), độ rỗng hang hốc (12,3%)

441x8 cho thấy độ rỗng thay đổi từ 2,56 - 38,68%. Độ rỗng hang hốc xuất hiện chủ yếu ở đá chứa carbonate thuộc phần dưới của hệ tầng Devonian, thay đổi từ 0,11 - 12,3%. Kết quả phân tích được trình bày chi tiết ở Bảng 2 cho thấy đá chứa carbonate có độ rỗng giữa hạt (loại 1) và đá chứa carbonate có độ rỗng hang hốc (loại 2) là 2 loại chứa

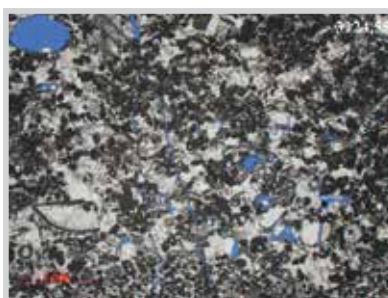
chính của khu vực nghiên cứu. Bên cạnh đó, đá carbonate không có khả năng thẩm chứa hoặc thẩm chứa rất kém cũng sẽ được coi là đá chứa chặt sít (loại 0) để phục vụ cho việc xây dựng mô hình địa chất mỏ trong quá trình nghiên cứu tiếp theo.



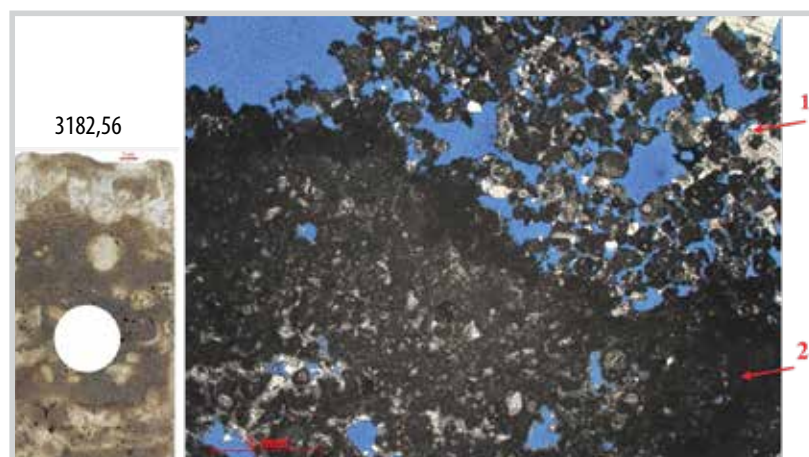
Hình 3. Độ rỗng giữa hạt của đá vôi Algal-lumpy (greenstone) (loại 1) bị giảm do quá trình xi măng hóa (1) và đới thoát khí (2), giếng khoan 441x1.



Hình 4. Độ rỗng của đá vôi Algal-lumpy (greenstone) bị giảm do quá trình xi măng hóa và rửa lũa, giếng khoan 441x1.



Hình 5. Độ rỗng của đá vôi Stromatolite bị giảm do quá trình xi măng hóa lấp nhét vào các khe nứt, độ rỗng giữa hạt và quá trình tái kết tinh, giếng khoan 441x8.



Hình 6. Độ rỗng hang hốc của đá vôi Biogerm stromatopor-polyphytic (bounds) (loại 2) bị giảm do quá trình xi măng hóa (1) và tái kết tinh (2), giếng khoan 441x8.

Phân tích mẫu thạch học lát mỏng cho thấy, đá chứa carbonate ở khu vực nghiên cứu đã trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như quá trình xi măng hóa, tái kết tinh, rửa lũa, dolomite hóa, kết hạch, stylolite... Các quá trình biến đổi thứ sinh này phụ thuộc vào thành phần thạch học - đặc biệt có sự xuất hiện của các loài tảo xanh, quá trình thăng giáng tương đối của mực nước biển (relative sea level), ảnh hưởng bởi đới thoát khí (vadose zone) hay đới nước ngầm (phreatic zone)... dẫn đến tính chất bất đồng nhất theo diện và độ sâu làm ảnh hưởng đến tính chất thấm chứa của đá carbonate (Hình 3 - 6).

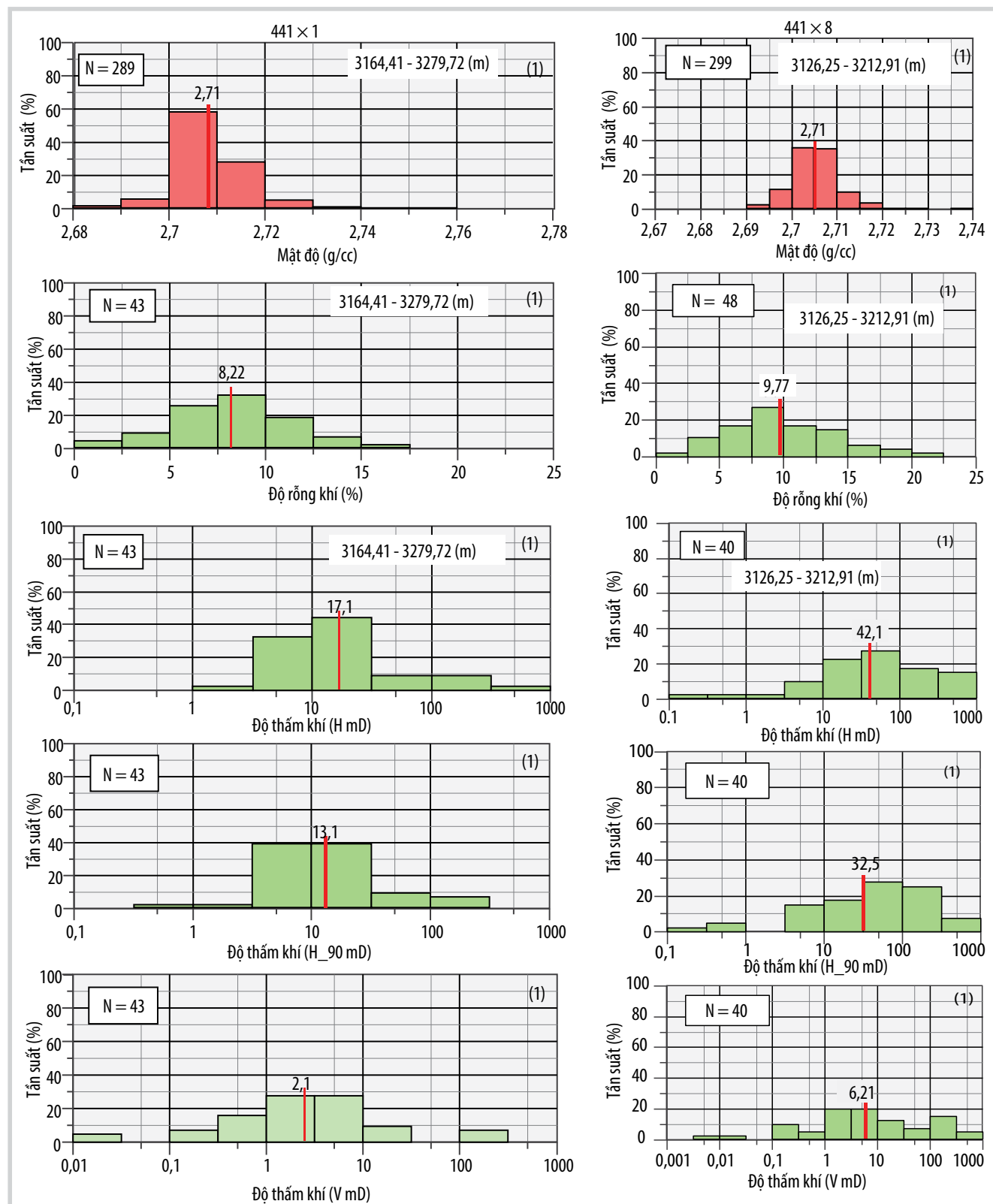
2.2. Kết quả phân tích mẫu lõi và tài liệu FMI

Kết quả xây dựng phân bố của các tham số vật lý thạch học như mật độ, độ rỗng và độ thấm được thể hiện trên Hình 7. Nhìn chung, độ rỗng và độ thấm ở giếng khoan 441x8 tốt hơn so với giếng khoan 441x1. Ngoài ra, kết quả phân tích của cả 2 giếng khoan cho thấy sự giảm mạnh độ thấm khí theo các phương nằm ngang (H), phương vuông góc (H₉₀) và đặc biệt theo phương thẳng đứng (V). Điều này chứng tỏ tính chất bất đồng nhất của đá chứa có sự thay đổi mạnh theo chiều thẳng đứng có thể gây ra bởi sự phân lớp, sự tồn tại của những mảnh vỏ lớn (shell detritus) hay ảnh hưởng bởi quá trình biến đổi thứ sinh.

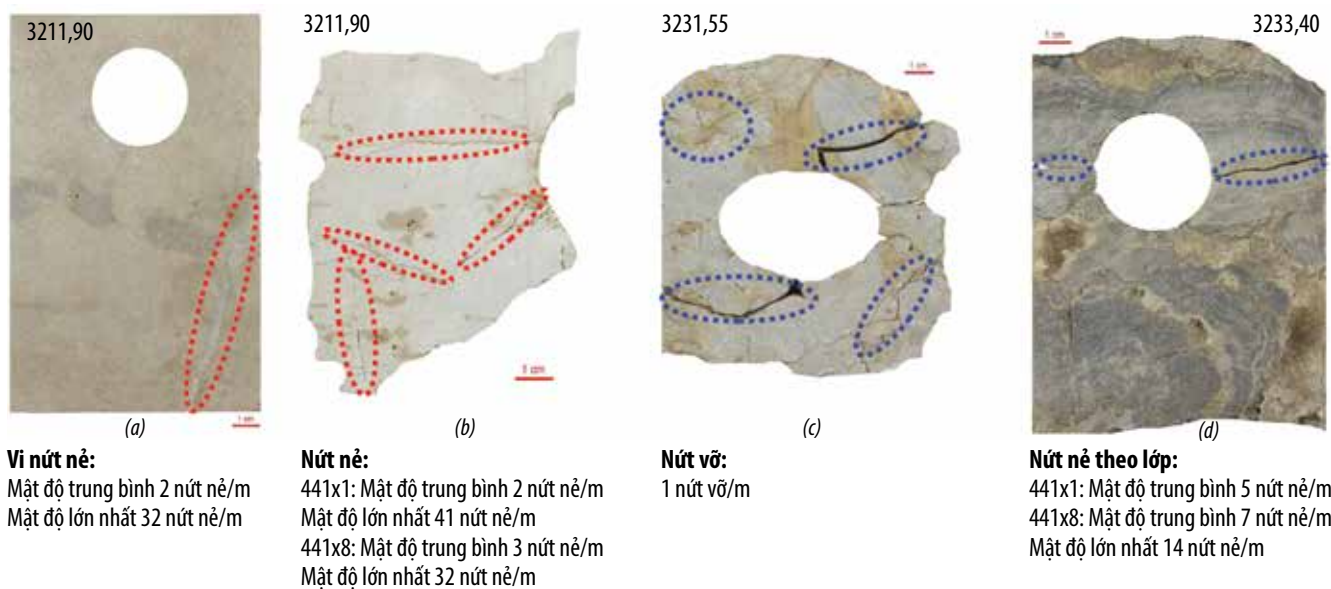
Khu vực mỏ Bắc Oshkhotynskoye nhìn chung chịu ảnh hưởng ở mức độ vừa phải của các hoạt động kiến tạo. Kết quả nghiên cứu từ 2 giếng khoan 441x1 và 441x8 cho thấy nứt nẻ được gây ra bởi các hoạt động kiến tạo, tính chất vật lý thạch học của đá chứa (Hình 8a và b - vùng đỏ) và ảnh hưởng bởi quá trình lấy/gia công mẫu (Hình 8c và d - vùng xanh). Kết quả phân tích mẫu cho thấy thành phần vi nứt nẻ và nứt nẻ chiếm chủ yếu, ảnh hưởng trực tiếp đến chất lượng đá chứa carbonate khu vực này. Nhiều khoảng chiều sâu như nóc của hệ tầng Devonian cho thấy mặc dù tồn tại nhiều vi nứt nẻ, nứt nẻ nhưng độ rỗng chỉ khoảng 1 - 2% và độ thấm vẫn dưới giá trị tới hạn 1 mD do hệ thống nứt nẻ đã bị lấp nhét bởi các khoáng vật thứ sinh như calcite và các mảnh vụn (Hình 9 và 10 - khoảng mũi tên xanh). Trong khi đó, mật độ nứt nẻ và vi nứt nẻ tại phần bên dưới vừa nhiều hơn, vừa được bảo tồn tốt do đá vôi chủ yếu là loại Algal-lumpy, Stromatopor-polyphytic (boundstone), Bioherm clot-lumpy-algal (boundstone) nên độ rỗng tốt hơn (lên tới 15%), độ thấm từ vài mD đạt tới hàng trăm mD (Hình 9 và 10 - khoảng mũi tên hồng). Tương tự, trên tài liệu FMI cũng chỉ ra rằng trên cả hai giếng khoan 441x1 và 441x8

đều có các khoảng có sự bất đồng nhất về thẩm chứa được biểu hiện bằng các vùng màu “trắng - nâu” xen kẽ, rất dễ minh giải là nứt nẻ do đặc tính hình sin của chúng đi kèm với đới chặt sít. Các nứt nẻ dạng này được minh giải

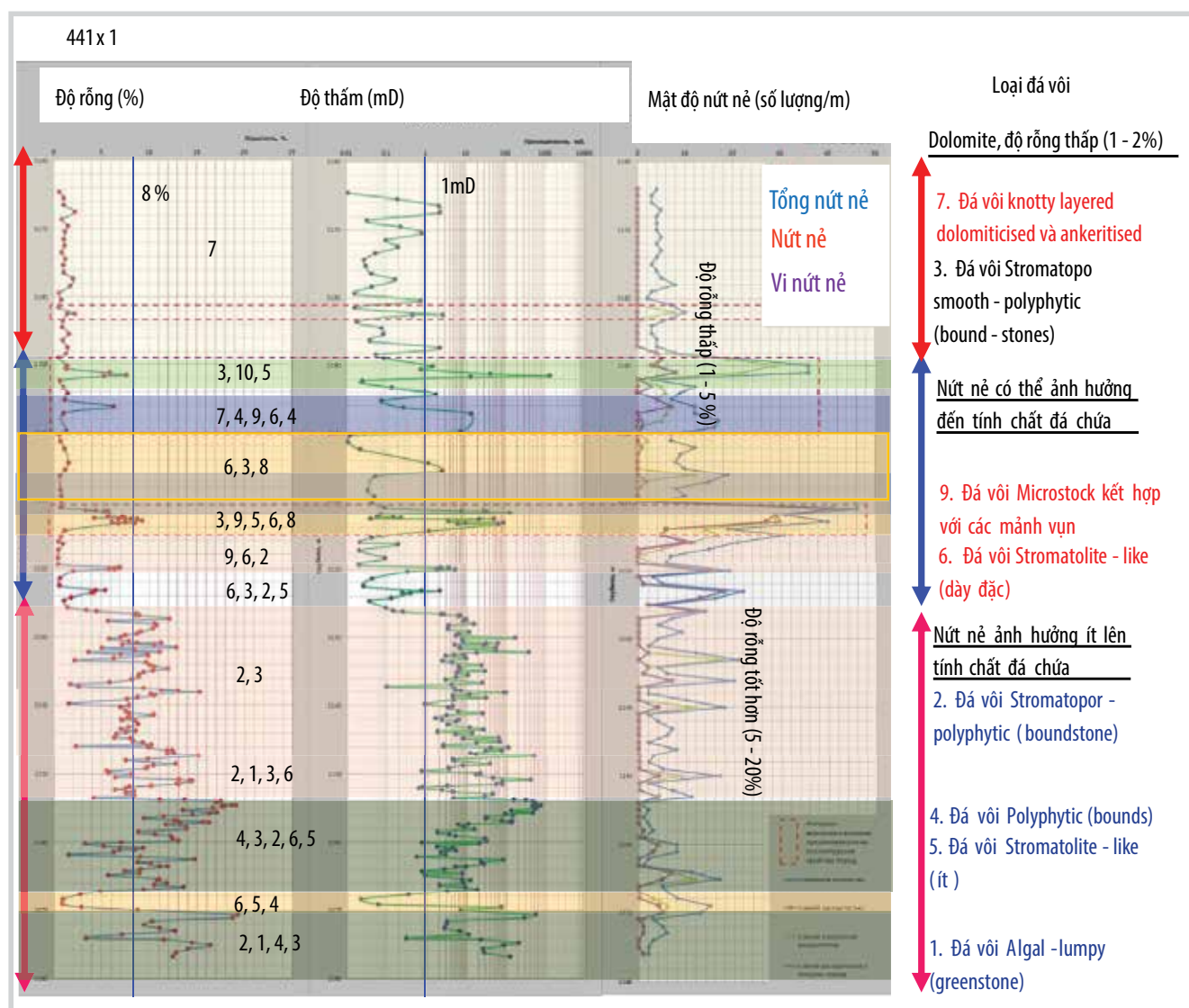
với mật độ lớn (10 - 30 nút nẻ/m) và có góc dốc lớn ($> 45^\circ$) được kiểm tra với tài liệu ảnh mẫu, X-ray (Hình 11). Vì vậy, trong khu vực này, ảnh hưởng của nứt nẻ lên tính chất đá chứa được đánh giá định tính trên cơ sở tương quan giữa



Hình 7. Phân bố các tham số vật lý thạch học xác định từ kết quả phân tích mẫu lõi.



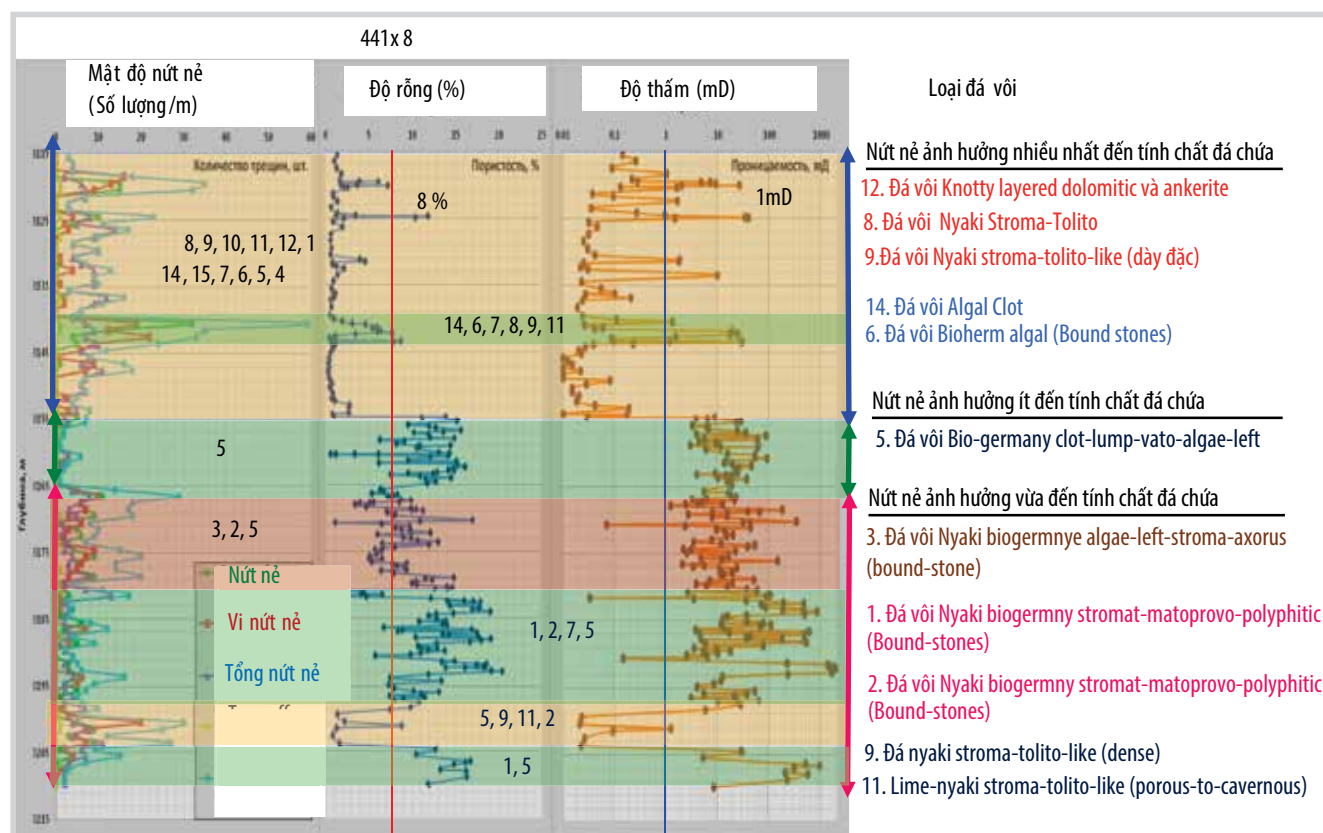
Hình 8. Biểu hiện nút nẻ trên tài liệu mẫu lõi.



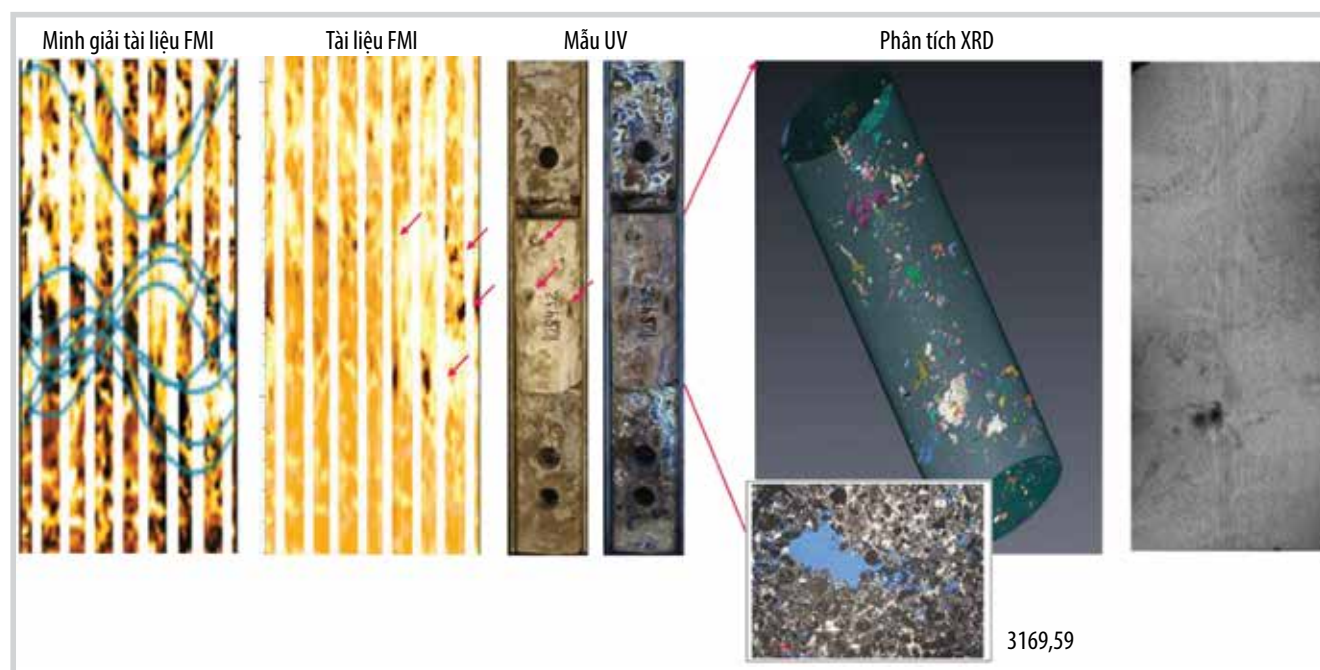
Hình 9. Phân bố nứt nẻ của đá carbonate giếng khoan 441x1.

mật độ nứt nẻ, độ rỗng, độ thấm và các kết quả khai thác cho đá chứa carbonate của hệ tầng Devonian là từ ít đến vừa phải. Tuy nhiên, đến thời điểm hiện tại chưa có nghiên cứu cụ thể nào để đánh giá định lượng mức độ ảnh hưởng nứt nẻ lên tính chất của đá chứa ở khu vực nghiên cứu.

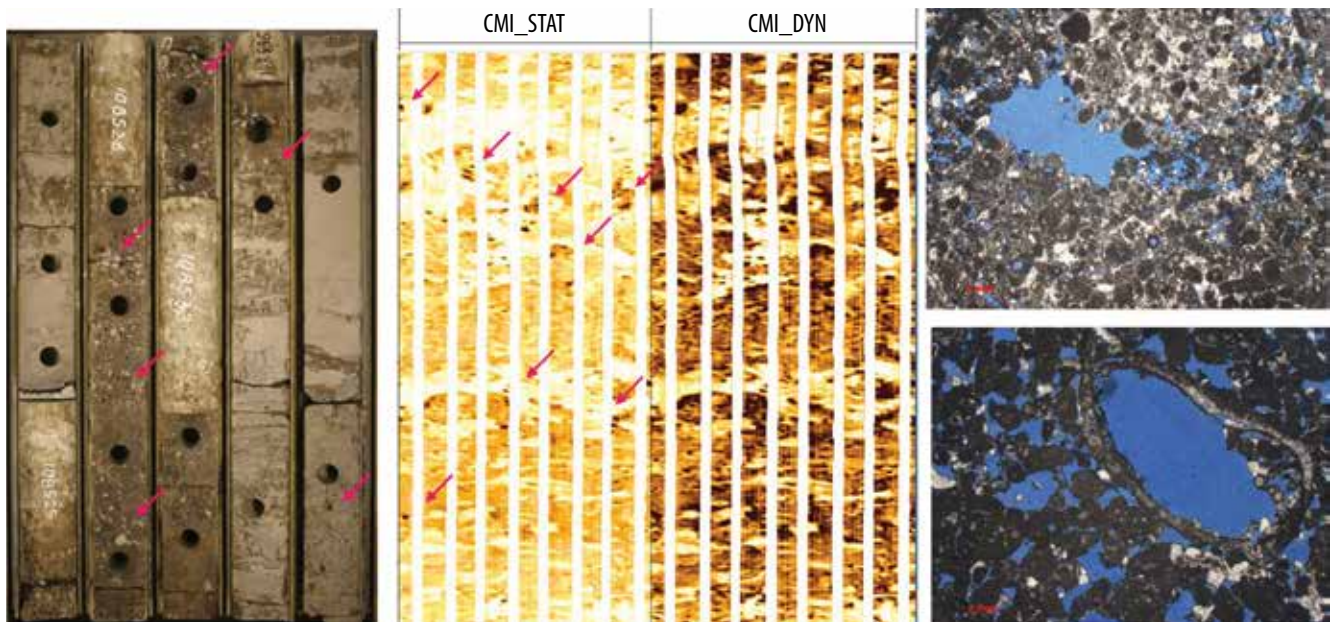
Ngoài đặc trưng nứt nẻ của đá chứa thì hang hốc (vugs) có thể được thấy khá rõ ràng trên tài liệu ảnh mẫu lõi cùng với hình ảnh xung quanh thành giếng khoan do FMI đem lại (các đới hang hốc có điện trở suất thấp thể hiện các đốm màu nâu - đen trên hình ảnh, chỗ mũi tên



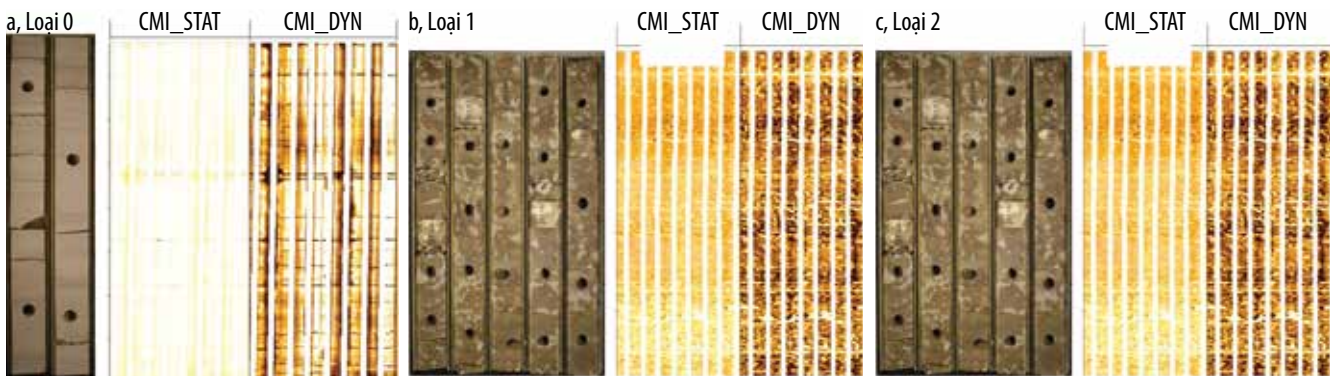
Hình 10. Phân bố nứt nẻ của đá carbonate, giếng khoan 441x8.



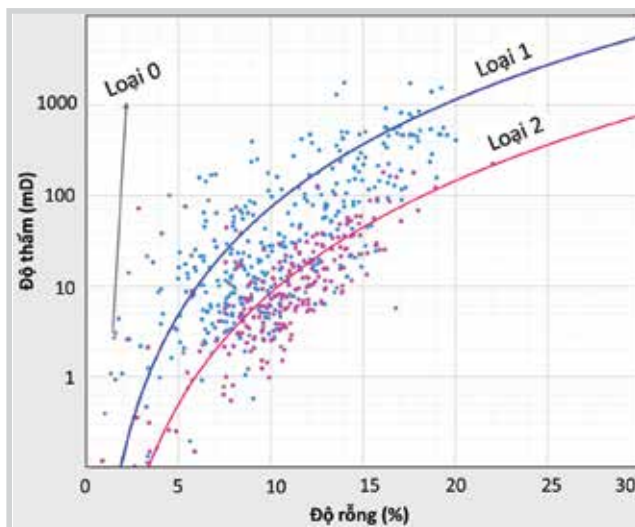
Hình 11. So sánh kết quả minh giải FMI (các đới hang hốc là các đốm màu nâu đen theo mũi tên hồng) và tài liệu chụp X-ray mẫu lõi (các đới hang hốc được bơm màu xanh nước biển).



Hình 12. Hình ảnh hàng hốc (mũi tên hồng) quan sát trên tài liệu ảnh mẫu lõi, FMI và thạch học lát mỏng, giếng khoan 441x8.



Hình 13. Các loại đá chứa carbonate trên tài liệu ảnh mẫu lõi và FMI.



Hình 14. Quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm của đá chứa carbonate.

hồng). Kết hợp với tài liệu chụp cắt lớp tomography có thể thấy sự phát triển của các hệ thống hàng hốc này trong đá chứa (màu xanh nước biển) (Hình 11). Hệ thống hàng hốc

quan sát được tại các giếng khoan cho thấy các hàng hốc có kích thước từ milimet cho tới gần 1 cm được phân loại thành hàng hốc rời rạc (separate vugs) hoặc hàng hốc kết nối được với nhau (touching vugs) (Hình 12). Các đới phát triển hàng hốc làm gia tăng độ rỗng và độ thấm của đá chứa và là yếu tố ảnh hưởng chính tới chất lượng đá chứa của mỏ Bắc Oshkhotynskoye. Tuy nhiên việc xác định diện phân bố của các hệ thống phát triển hàng hốc theo các tài liệu hiện có vẫn còn là một thử thách khó khăn.

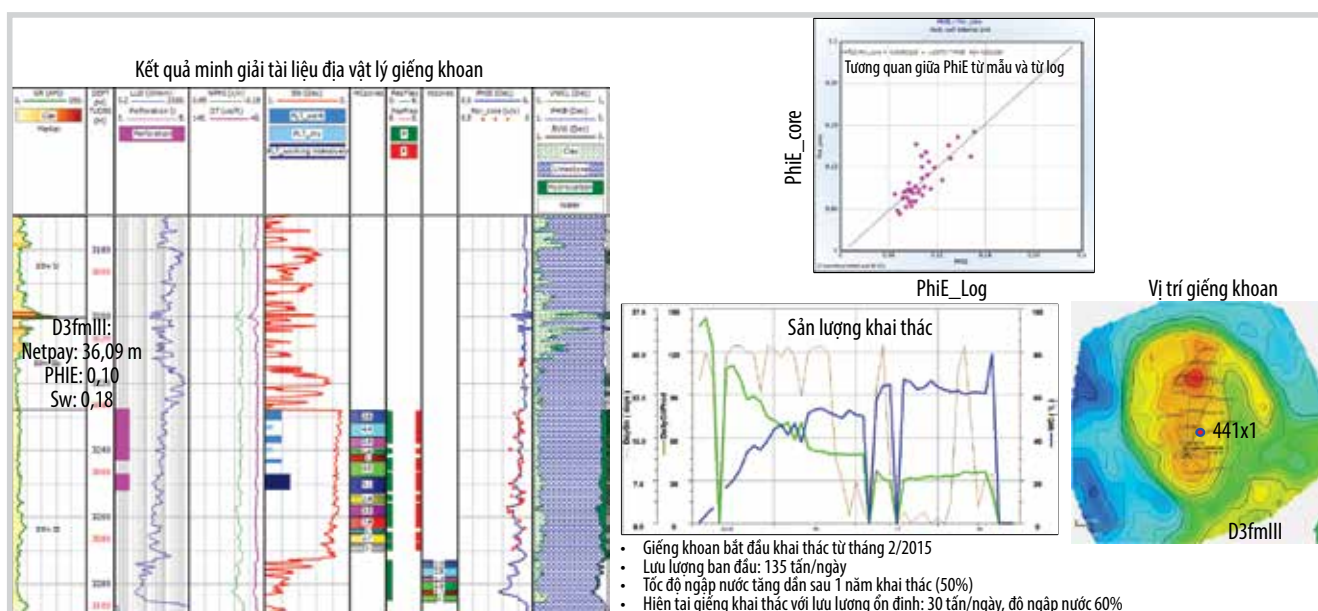
2.3. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan

Kết hợp với các kết quả nghiên cứu tính chất vật lý thạch học, đặc trưng chứa của đá carbonate mỏ Bắc Oshkhotynskoye còn được đánh giá thông qua kết quả phân tích chỉ số rỗng - thấm từ tài liệu mẫu lõi và các thông số xác định được từ minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan.

Theo đó, kết quả phân tích tài liệu mẫu lõi cũng chỉ ra rằng đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu chủ

Bảng 3. Đặc điểm đá chứa carbonate theo kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan

TT	Giếng khoan	Hệ tầng	Nóc (mTVDss)	Đáy (mTVDss)	Tổng chiều dày (m)	Vía chứa					Vía sản phẩm				
						Chiều dày (m)	NTG (v/v)	Av Phi (v/v)	Av Sw (v/v)	Av Vcl (v/v)	Chiều dày (m)	NTG (v/v)	Av Phi (v/v)	Av Sw (v/v)	Av Vcl (v/v)
1	441x1	D3fm_III	3041,25	3113,43	72,15	51,29	0,71	0,12	0,45	0,11	36,09	0,50	0,10	0,18	0,10
2	441x2	D3fm_III	3043,21	3105,36	62,12	46,46	0,75	0,12	0,33	0,07	37,21	0,60	0,13	0,20	0,08
3	441x3	D3fm_III	3054,49	3077,53	23,03	15,43	0,67	0,13	0,19	0,08	15,43	0,67	0,13	0,19	0,08
4	441x4	D3fm_III	3043,28	3078,98	35,07	18,56	0,52	0,12	0,20	0,08	18,03	0,51	0,12	0,19	0,08
5	441x5	D3fm_III	3500,14	3556,29	56,14	40,73	0,73	0,15	0,21	0,06	33,27	0,59	0,15	0,11	0,06
6	441x6	D3fm_III	3046,17	3082,46	36,29	11,38	0,31	0,09	0,12	0,06	11,38	0,31	0,09	0,12	0,06
7	441x7	D3fm_III	3051,42	3102,58	51,17	25,73	0,50	0,12	0,16	0,07	25,73	0,50	0,12	0,16	0,07
8	441x8	D3fm_III	3045,42	3107,32	61,90	42,90	0,69	0,13	0,35	0,04	32,80	0,53	0,13	0,18	0,04
9	441x9	D3fm_III	3053,31	3058,72	16,67	12,22	0,73	0,12	0,11	0,06	12,22	0,73	0,12	0,11	0,06
10	441x0	D3fm_III	3046,17	3105,43	59,23	33,28	0,56	0,13	0,41	0,07	24,56	0,42	0,12	0,20	0,07
11	442x1	D3fm_III	3029,75	3114,05	84,30	58,40	0,69	0,12	0,46	0,07	36,10	0,43	0,12	0,20	0,08
12	442x2	D3fm_III	3042,41	3119,81	77,45	64,90	0,84	0,14	0,50	0,09	40,60	0,52	0,13	0,21	0,09

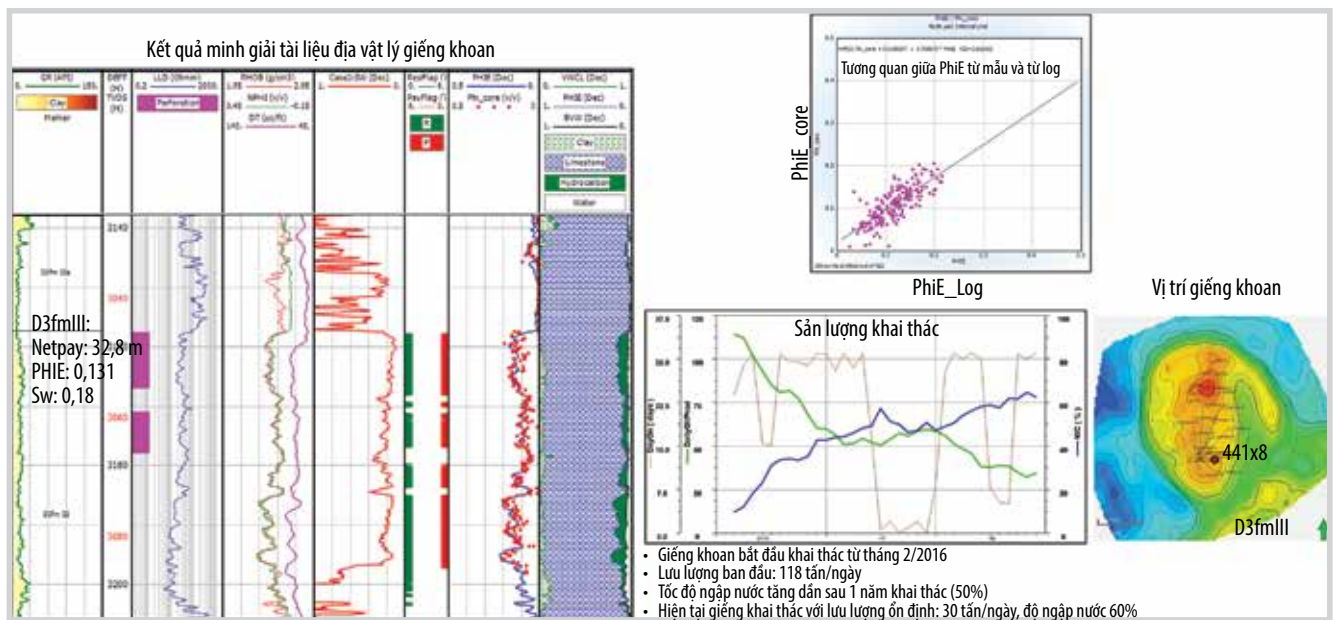


Hình 15. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan giếng 441x1.

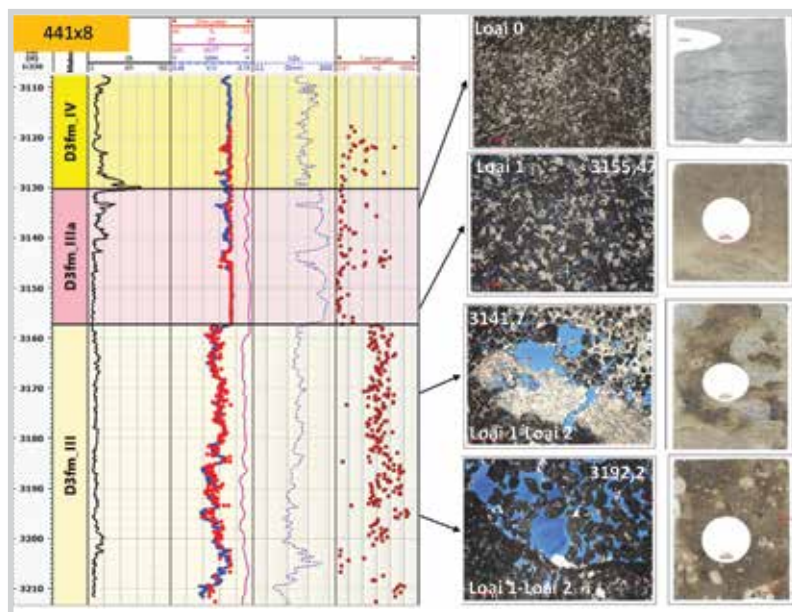
yếu gồm 3 loại: đá carbonate chặt sít (loại 0), đá carbonate có độ rỗng giữa hạt (loại 1) và đá carbonate có phát triển hang hốc (vuggy) (loại 2). Trong đó, trên tài liệu mẫu lõi và FMI thể hiện đá carbonate chặt sít cho thấy sự đồng nhất về màu sắc, đôi chỗ thấy phân lớp song song (stylolite); không quan sát thấy lỗ rỗng cùng với hang hốc trên cả 2 tài liệu này (Hình 13a). Một số chỗ được phân tích RCAL cũng thể hiện độ rỗng và thấm rất kém (Hình 14). Đá carbonate có độ rỗng giữa hạt là đá vôi, ít quan sát được vugs trên tài liệu mẫu lõi và FMI, tuy nhiên vẫn có khả năng thấm chứa của lỗ rỗng giữa hạt. Hình ảnh cho thấy đá có màu sắc "lốm đốm" do các khoảng thấm - không thấm xen kẽ (Hình 13b). Trên tài liệu mẫu lõi cho thấy đá chứa loại này có độ rỗng từ 8 - 17% và độ thấm chủ yếu 2 - 50 mD (Hình 14). Loại 2 là các đới đá chứa hang hốc (mũi tên hồng) có thể quan sát được trên tài liệu ảnh mẫu và FMI

với kích thước từ < 1 mm cho tới 10 mm (Hình 13c); độ rỗng có thể lên tới 20% và độ thấm một số mẫu lên tới > 1.000 mD (Hình 14).

Bên cạnh đó, kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cũng cho kết quả tương đối phù hợp với tài liệu phân tích mẫu (Hình 15 và 16). Bảng 3 cho thấy, đá chứa carbonate theo minh giải địa vật lý giếng khoan có độ rỗng dao động từ 9 - 15%, độ bão hòa nước tương đối thấp (< 20%) với chiều dày các vỉa chứa biến đổi từ > 10 m đến khoảng 40 m. Các thông số đều cho thấy đá chứa carbonate hệ tầng Devonian đang là những khoảng vỉa chính được khai thác tốt trong mỏ với lưu lượng đều đạt trên 100 tấn dầu/ngày trong thời gian mở vỉa ban đầu. Sau đó, được duy trì lưu lượng khai thác là 30 tấn dầu/ngày để hạn chế mức độ ngập nước của mỏ.



Hình 16. Kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan giếng 441x8.



Hình 17. Đặc điểm các loại đá chứa qua tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu thạch học lát mỏng và mẫu lõi.

Hình 17 thể hiện đặc trưng từng loại đá chứa carbonate của khu vực nghiên cứu qua tài liệu minh giải địa vật lý giếng khoan, kết quả phân tích thạch học lát mỏng và mẫu lõi.

3. Kết luận

Từ tài liệu phân tích mẫu thạch học lát mỏng, mẫu lõi, FMI cũng như kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan có thể rút ra kết luận sau:

- Kết quả đáng chú ý nhất là việc phân tích các loại tài liệu và tích hợp lại đã giúp cho việc phân loại đá chứa carbonate trong khu vực nghiên cứu được rõ ràng hơn với 3 loại có đặc trưng khác nhau: loại 0 - đá carbonate chặt sít, loại 1 - đá carbonate có độ rỗng giữa hạt, loại 2 - đá

carbonate phát triển hang hốc. Đây chính là cơ sở quan trọng cho việc mô phỏng mô hình địa chất mỏ sau này.

- Đá carbonate Devonian mỏ Bắc Oshkhotynskoye được đánh giá có khả năng chứa từ trung bình đến tốt với đặc trưng độ rỗng giữa hạt và độ rỗng hang hốc sau khi đã trải qua nhiều quá trình biến đổi thứ sinh như xi măng hóa, rửa lũa, tái kết tinh...; chủ yếu được hình thành trong môi trường biển nông, ẩm có năng lượng từ yếu đến trung bình; phần lớn là đá có nguồn gốc sinh vật gồm các loại như grainstone (Algal-lumpy), boundstone (Stromatopor-polyphytic, biogerm stromatopor-polyphytic) với sự có mặt của các loài tảo xanh (blue-green algae), stromatoporoid... có mật độ và phân bố khác nhau tạo nên sự biến đổi đa dạng về cấu trúc cũng như tính chất rỗng thấm của đá. Độ rỗng và độ thấm của đá chứa tập trung trong khoảng từ 8 - 17% và 2 - 500 mD;

- Đá chứa này đang là đối tượng khai thác chính của mỏ Bắc Oshkhotynskoye với sản lượng khai thác cộng dồn từ năm 2015 - 2018 đạt trên 700.000 tấn dầu, trong đó giếng khoan đang có lưu lượng lớn nhất là 150 tấn/ngày.

Tài liệu tham khảo

- [1] Lê Thế Hùng và nnk, Báo cáo “Chính xác hóa cấu trúc địa chất và xây dựng mô hình mô phỏng cho mỏ Tây Khosedayuskoye thuộc cụm mỏ Nenets, Liên bang Nga”, Viện Dầu khí Việt Nam, 2017.
- [2] S.S. Klimenko, L.A. Anischenko, and A.I. Antoshkina, “Chapter 13: The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems”, *Geological Society Memoirs*, Vol. 35, pp. 223 - 236, 2011. DOI: 10.1144/M35.13.
- [3] Lê Mạnh Hùng và nnk, Báo cáo “Cập nhật, chính xác hóa trữ lượng và mô hình địa chất đối tượng đá chứa carbonat mỏ Bắc Oshkhotynskoye và Đông Yanemdeyskoye thuộc dự án Nenets, Liên bang Nga”, Viện Dầu khí Việt Nam, 2018.
- [4] O.M. Prischepa, T.K. Bazhenova, and V.I. Bogatskii, “Petroleum systems of the Timan-Pechora sedimentary basin (including the offshore Pechora Sea)”, *Russian Geology and Geophysics*, Vol. 52, No. 8, pp. 888 - 905, 2011. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.011.

CHARACTERISTICS OF DEVONIAN CARBONATE RESERVOIR IN NORTH OSHKHOTYNSKOYE FIELD, RUSSIA

Tran Thi Thanh Thuy, Nguyen Tien Thinh, Nguyen Hoang Anh, Le Manh Hung, Nguyen Tuan Anh, Tran Xuan Quy

Vietnam Petroleum Institute

Email: thuyttt@vpi.pvn.vn

Summary

Results of petrography and core analysis, FMI and log interpretation have been integrated by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) to characterise carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field in Russia. In this area, carbonate reservoirs were deposited in warmly shallow marine environment with blue-green algae and stromatoporoid in Devonian formation. These carbonate reservoirs experienced multiple diagenetic processes such as cementation, recrystallisation, dolomitisation or dissolution which affected the poroperm properties of reservoir rocks. The quality of carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field is rated from average to good with mainly interparticle porosity, fractures and vugs.

The paper divides the carbonate reservoirs in the North Oshkhotynskoye field into three types: Type 0 - tight carbonate reservoir, Type 1 - interparticle carbonate reservoir, and Type 3 - vuggy carbonate reservoir, to support the building of structural model in the next study process. Currently, oil has mainly been produced in this carbonate reservoir of the North Oshkhotynskoye field with cumulative oil production from 2015 to 2018 reaching more than 700.000 tons.

Key words: Reservoir, carbonate, petrography, Devonian, North Oshkhotynskoye field.