

Đánh giá hiện trạng và dự báo khai thác cho đối tượng Miocen ở mỏ X, bể Cửu Long

Nguyễn Tuấn^{1,2,*}, Phạm Hải Quy^{1,2}, Đàm Lê Ngọc Hợp^{1,2}, Trần Thảo Phương Anh^{1,2}, Nguyễn Ngọc Sơn^{1,2}, Nguyễn Phước An^{1,2}, Ngô Tiến Vương^{1,2}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

TÓM TẮT

Nguồn năng lượng tài nguyên dầu khí đã và đang là một nguồn năng lượng hóa thạch quan trọng, chưa thể thay thế, có ý nghĩa to lớn trong nhiều lĩnh vực của đời sống con người. Mỏ X được phát hiện năm 1995 nhờ giếng khoan thăm dò X-1X. Tiếp theo thành công ban đầu, tổng cộng 4 giếng được khoan thêm để thăm dò và thăm lượng tiềm năng dầu khí trong tầng Móng và đá trầm tích bao gồm X North-1X, X North-2X, X North-3X và 3XST1. Trên cơ sở đó, báo cáo đánh giá trữ lượng tại chỗ (RAR) được phê duyệt lần đầu vào năm 2007 và làm tiền đề cho việc xây dựng báo cáo kế hoạch phát triển mỏ năm 2008 với 4 giếng khai thác gồm X-1P, X-2P, X-3P và X-4P nâng tổng số giếng đã khoan tại khu vực mỏ X lên thành 9 giếng. Dựa vào tình trạng khai thác hiện tại của mỏ X, một số kết luận được đưa ra như sau: Sản lượng dầu khí của mỏ đang giảm với sự tăng lên của tỷ số khí dầu (GOR) và Lưu lượng nước cao tại giai đoạn đầu khi đưa vào khai thác có thể do sai số về dữ liệu. Trên cơ sở mô hình mô phỏng khai thác đã chính xác hoá với lịch sử khai thác mỏ, các kịch bản phát triển khai thác nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu sẽ được nghiên cứu và tiến hành dự báo tiềm năng trữ lượng dầu còn lại. Kết quả nghiên cứu cho thấy, với 9 phương án được đưa ra để dự báo gia tăng trữ lượng, phương án mô hình mô phỏng khai thác áp dụng biện pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa tại giếng X-14 đem lại hiệu quả gia tăng trữ lượng thu hồi dầu cao, khoảng 29,1% của trữ lượng dầu tại chỗ ban đầu (tăng thêm khoảng 700 nghìn thùng so với khai thác hiện tại). Kết quả đánh giá hiện trạng và dự báo khai thác góp phần hỗ trợ cho việc hoạch định các kế hoạch phát triển mỏ sau này.

Từ khóa: Dự báo khai thác, công nghệ mỏ, hệ số thu hồi dầu, trữ lượng dầu tại chỗ, mô phỏng vỉa

¹Trường Đại học Bách Khoa TP.HCM

²Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Liên hệ

Nguyễn Tuấn, Trường Đại học Bách Khoa TP.HCM

Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

Email: nguyentuan@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 13-4-2022
- Ngày chấp nhận: 23-6-2022
- Ngày đăng: 30-6-2022

DOI: 10.32508/stdjet.v5iS11.981



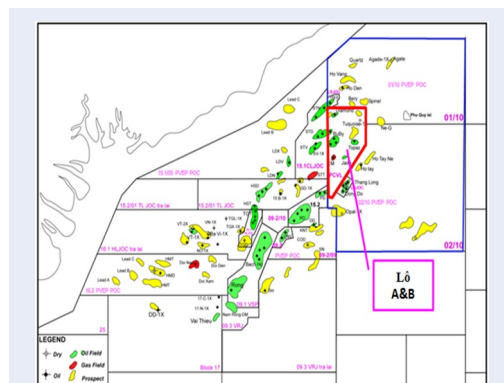
Bản quyền

© ĐHQG Tp.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.

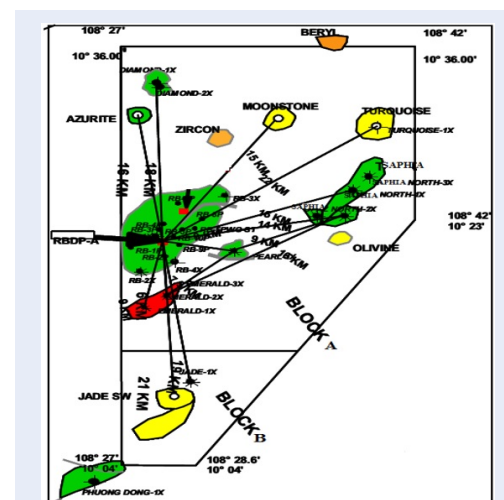


GIỚI THIỆU

Mỏ X nằm ở hướng Đông Bắc lờ A, cách cảng Vũng Tàu 164km về hướng Đông, nằm trong vùng biển Việt Nam thuộc bồn trũng Cửu Long (Hình 1).



Hình 1: Vị trí địa lý Lô A&B trên bình đồ bồn trũng Cửu Long¹



Hình 2: Vị trí địa lý mỏ X trên bình đồ Lô A&B¹

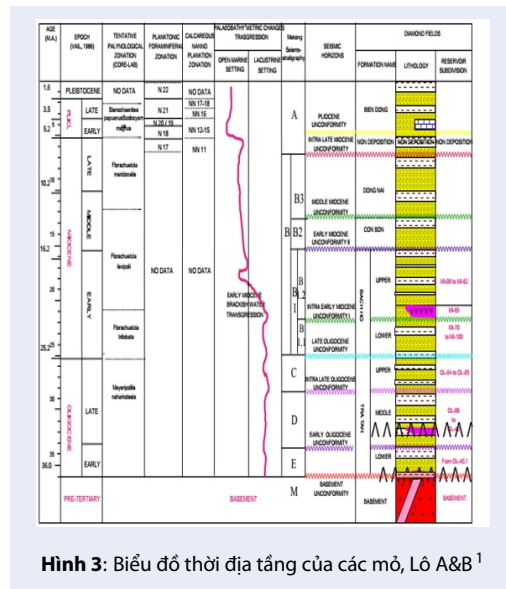
Trích dẫn bài báo này: Tuấn N, Quy P H, Hợp D L N, Anh T T P, Sơn N N, An N P, Vương N T. **Đánh giá hiện trạng và dự báo khai thác cho đối tượng Miocen ở mỏ X, bể Cửu Long.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 5(S11):10-28.

Lịch sử tìm kiếm, thăm dò

Mỏ X được phát hiện năm 1995 nhờ giếng khoan thăm dò X-1X. Tiếp theo thành công ban đầu, tổng cộng 4 giếng được khoan thêm để thăm dò và thẩm lượng tiềm năng dầu khí trong tầng Móng và đá trầm tích bao gồm X North-1X (XN-1X), X North-2X (XN-2X), X North-3X và 3XST1. Trên cơ sở đó, báo cáo đánh giá trữ lượng tại chỗ (RAR) được phê duyệt lần đầu vào năm 2007 và làm tiền đề cho việc xây dựng báo cáo kế hoạch phát triển mỏ năm 2008 với 4 giếng khai thác gồm X-1P, X-2P, X-3P và X-4P nâng tổng số giếng đã khoan tại khu vực mỏ X lên thành 9 giếng (Hình 2).

Cấu tạo địa tầng

Sự sắp xếp địa tầng mỏ X được xây dựng dựa trên sự sắp xếp địa tầng chung của bốn trũng Cửu Long. Với sự hỗ trợ của kết hợp với tài liệu địa chấn và sự phân tích tập địa tầng (Hình 3).



Hình 3: Biểu đồ thời địa tầng của các mỏ, Lô A&B¹

HỆ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Cơ chế chung trong thu hồi dầu là sự di chuyển của Hydrocarbon tới giếng khai thác do sự chênh lệch về áp suất giữa vỉa chứa và giếng khai thác. Sự thu hồi này được chia ra thành 3 giai đoạn chính, được cho trong Hình 4.

Các giai đoạn này đôi khi được tiến hành theo trình tự sơ cấp → thứ cấp → tam cấp, nhưng cũng có thể được lược bỏ giai đoạn hoặc ngừng không đi tới giai đoạn cuối vì nhiều lý do khác nhau, nhưng chung quy lại có thể là do giá trị kinh tế lúc đó khi mà lợi nhuận mang lại không cho phép tiếp tục thực hiện thu hồi, hoặc

điều kiện vỉa chứa bất lợi (các hiện tượng xảy ra trước hoặc trong quá trình khai thác) buộc phải ngừng hoạt động². Việc phân chia các phương pháp thuộc các giai đoạn khai thác tùy thuộc vào thời điểm và tác giả nghiên cứu, nhưng nhìn chung là không có sự khác nhau nhiều. Sơ đồ phân loại và tóm tắt đã được cho ở Hình 4.

Các cơ chế thu hồi có liên quan mật thiết với nhau, có thể dự đoán được sự thay đổi lưu lượng khai thác (tăng hoặc giảm) dựa vào phương pháp ngoại suy theo đường cong suy giảm được tóm tắt trong Hình 5.⁴

- Giai đoạn thu hồi sơ cấp: Là giai đoạn sử dụng năng lượng của dòng chảy tự nhiên trong vỉa (khai thác tự phun) hoặc các phương pháp nâng cơ học như là gaslift, truyền động bằng thủy lực hoặc bằng điện,... Cơ chế thu hồi đầu là do áp suất tự nhiên hiện có của các chất lưu được bẫy lại trong vỉa chứa⁴.

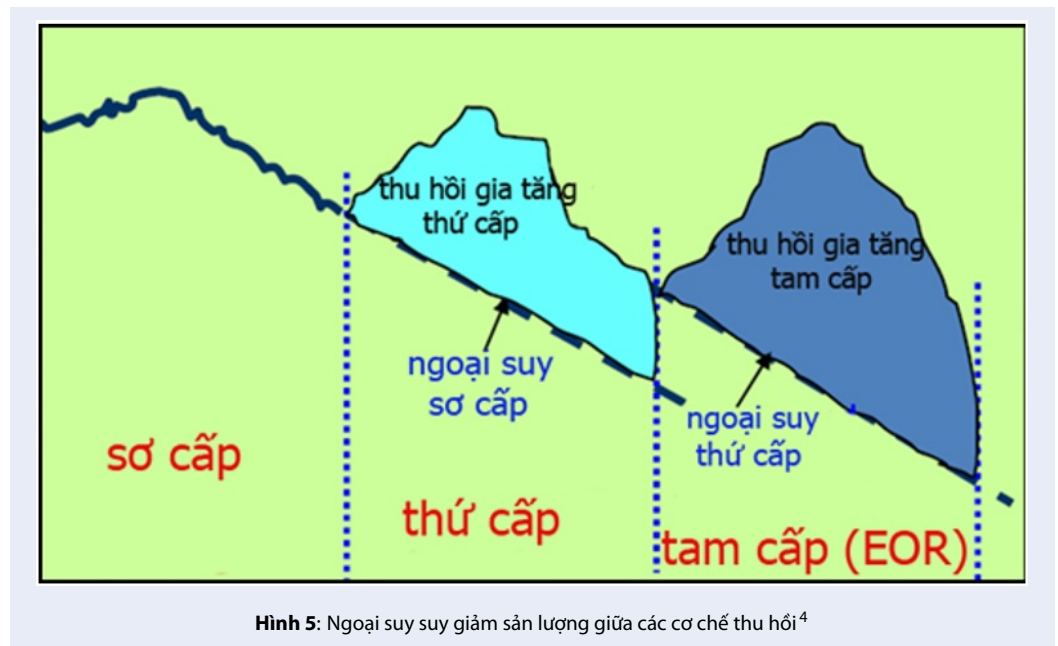
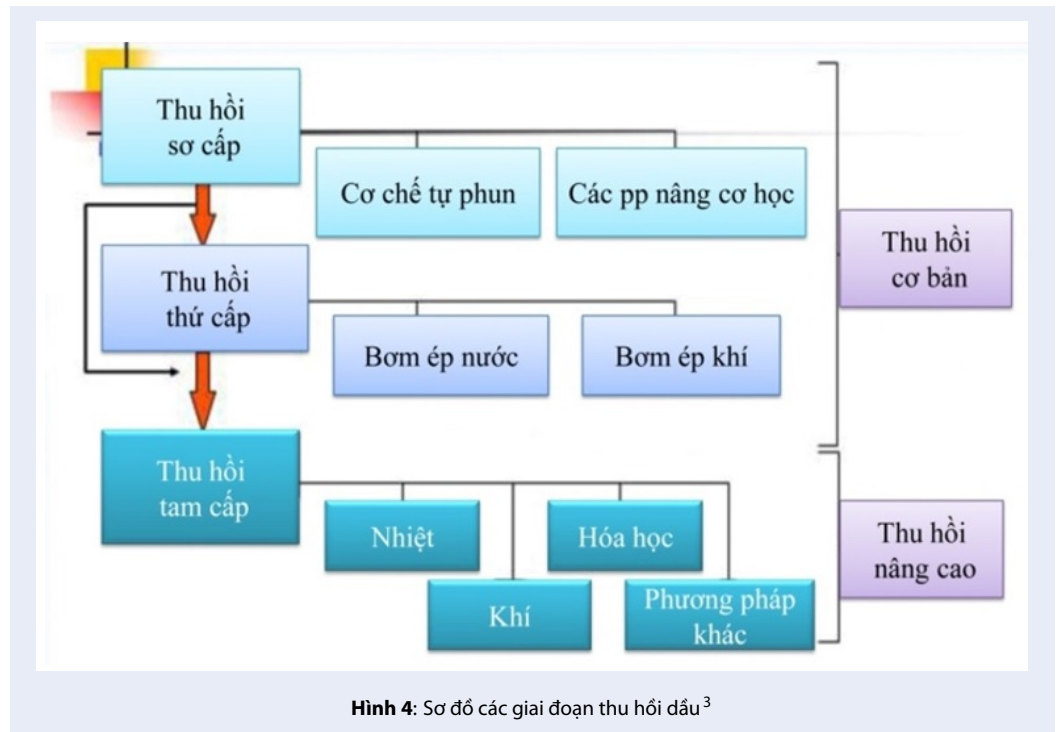
- Giai đoạn thu hồi thứ cấp: Sau một thời gian khai thác, năng lượng vỉa suy giảm dần, không còn đủ lớn để đưa dòng sản phẩm vào giếng khai thác. Các giếng khai thác trong giai đoạn sơ cấp cho lưu lượng thấp dần và đến một lúc nào đó áp suất vỉa không còn khả năng cung cấp cho giếng một lưu lượng khai thác hiệu quả. Vì vậy, các biện pháp khai thác cơ học được thực hiện bằng cách bơm ép các chất lưu khác vào vỉa nhằm duy trì áp suất vỉa để gia tăng lượng dầu khai thác. Giai đoạn này có thể thu hồi thêm từ 15 – 60% trữ lượng dầu ban đầu⁴.

- Giai đoạn thu hồi tam cấp (tăng cường)-IOR/EOR: Sau giai đoạn thu hồi sơ cấp và thứ cấp, trong vỉa vẫn còn lượng dầu khá lớn⁴. Để nâng cao hệ số thu hồi dầu người ta tiếp tục áp dụng các phương pháp thu hồi dầu tăng cường. Giai đoạn thu hồi này có thể được định nghĩa đơn giản là bất kỳ phương pháp nào mà sử dụng các nguồn năng lượng và/hoặc vật chất bên ngoài để thu hồi thêm lượng dầu mà không thể được khai thác có lợi về mặt kinh tế bởi các giai đoạn/phương pháp khai thác truyền thống (giai đoạn sơ cấp và thứ cấp)⁵.

Nhận xét:

Trong suốt quá trình khai thác mỏ, việc suy giảm áp suất là điều không tránh khỏi, điều này làm giảm hệ số thu hồi của sản phẩm. Bài toán đặt ra là làm thế nào có thể nâng cao tối đa hệ số thu hồi đến mức cao nhất có thể nhưng vẫn đảm bảo giá trị kinh tế. Có thể thấy rằng tất cả các phương pháp thuộc cùng một nhóm phương pháp thì cách thức thực hiện khá giống nhau, cơ chế đẩy và quét dầu cũng gần tương tự nhau, chỉ khác nhau ở nhân tố được thêm vào chất bơm ép để phù hợp với đặc tính vỉa chứa.⁶

Mỗi phương pháp khi áp dụng đều có ưu nhược điểm riêng nhưng điều quan trọng là tận dụng được điểm mạnh và hạn chế thấp nhất điểm yếu⁷. Việc xác định



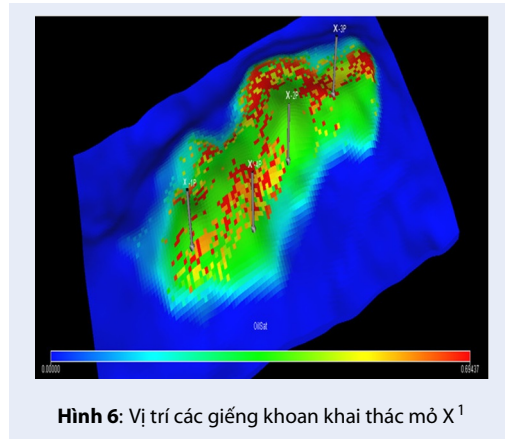
được phương pháp thích hợp nhất đối với điều kiện một vỉa chứa nào đó phải trải qua nhiều công đoạn và có ý nghĩa rất quan trọng, đòi hỏi phải có sự phân tích chuyên sâu và cần nhiều thời gian nghiên cứu⁸.

Từ những phân tích đánh giá các phương pháp gia tăng hệ số thu hồi ở trên, Bảng 1 được đưa ra nhằm tổng kết lại các mục đích chính của từng nhóm phương pháp, kết quả chỉ mang tính chất tương đối⁹.

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Đánh giá hiện trạng khai thác mỏ

Tổng 4 giếng khoan đã được khoan trong suốt kế hoạch phát triển khai thác và đều đang khai thác gộp chung (commingle) hai tập vỉa MI-09.3 và MI-09.2 trong khu vực khai thác chính (main pool) (Hình 6). Khi mới bắt đầu khai thác, lưu lượng dầu của mỏ X đã đạt đến khoảng 6.000 bopd. Tuy nhiên, do mức độ nhiễm bẩn thành hệ cao (high skin) và sự suy giảm áp suất vỉa nhanh chóng đã dẫn đến lưu lượng khai thác cao không còn ổn định như ban đầu (sau 1 năm khai thác). Sau khoảng gần 5 năm khai thác, lưu lượng hiện tại của mỏ X suy giảm xuống còn khoảng 2.000 bopd (Hình 7), tỷ số khí/dầu (GOR) khoảng 750 scf/stb và WCT khoảng 17%.



Hình 6: Vị trí các giếng khoan khai thác mỏ X¹

Các thông số chung của cả mỏ X được liệt trong Bảng 2.

Biểu đồ khai thác của toàn mỏ X từ thời điểm có dòng dầu đầu tiên được thể hiện trên Hình 7.

Dựa vào tình trạng khai thác hiện tại của mỏ X, một số kết luận được đưa ra như sau:

- Sản lượng dầu khí của mỏ đang giảm với sự tăng lên của tỷ số khí dầu (GOR).
- Lưu lượng nước cao tại giai đoạn đầu khi đưa vào khai thác có thể do sai số về dữ liệu. Hàm lượng nước khai thác WCT đang có xu hướng tăng khi khai thác về sau. Lượng nước khai thác được xem là không đáng kể ở tất cả các giếng.

Tình trạng khai thác cụ thể của từng giếng (đã được cập nhật): cả 4 giếng X-1P, X-2P, X-3P, X-4P đều khai thác trong Mi-09.2/09.3 và khai thác gộp chung trong cả 2 tầng chứa này.

• Giếng X-1P:

Bắt đầu sử dụng khí nâng gaslift từ tháng 02/2012. Tính tới thời điểm 01/07/2015, lưu lượng khai thác của giếng khoảng 100 thùng/ngày với cỡ côn 40/64", hàm lượng WCT khoảng 24% và GOR hiện tại khoảng 840 scf/stb. Lưu lượng giếng lớn nhất từng đạt được là 1.600 thùng/ngày (Hình 8).

• Giếng X-2P:

Bắt đầu sử dụng khí nâng gaslift từ tháng 07/2012. Tính tới thời điểm 01/07/2015, lưu lượng khai thác của giếng khoảng 400 thùng/ngày ở cỡ côn 80/64", hàm lượng WCT khoảng 15% và GOR khoảng 1.250 scf/stb. Lưu lượng giếng lớn nhất từng đạt được là 2.400 thùng/ngày (Hình 9).

• Giếng X-3P:

Bắt đầu sử dụng khí nâng gaslift từ 02/2013. Hiện tại (01/07/2015) lưu lượng khai thác của giếng khoảng 520 thùng/ngày ở cỡ côn 106/64", hàm lượng WCT khoảng 5% và GOR khoảng 760 scf/stb (Hình 10).

• Giếng X-4P:

Bắt đầu sử dụng khí nâng gaslift từ tháng 03/2012. Hiện tại (01/07/2015) lưu lượng khai thác của giếng khoảng 1.060 thùng/ngày ở cỡ côn 88/64", hàm lượng WCT khoảng 22% và GOR khoảng 600 scf/stb. Lưu lượng giếng lớn nhất từng đạt được là 1.200 thùng/ngày (Hình 11).

Nhận xét:

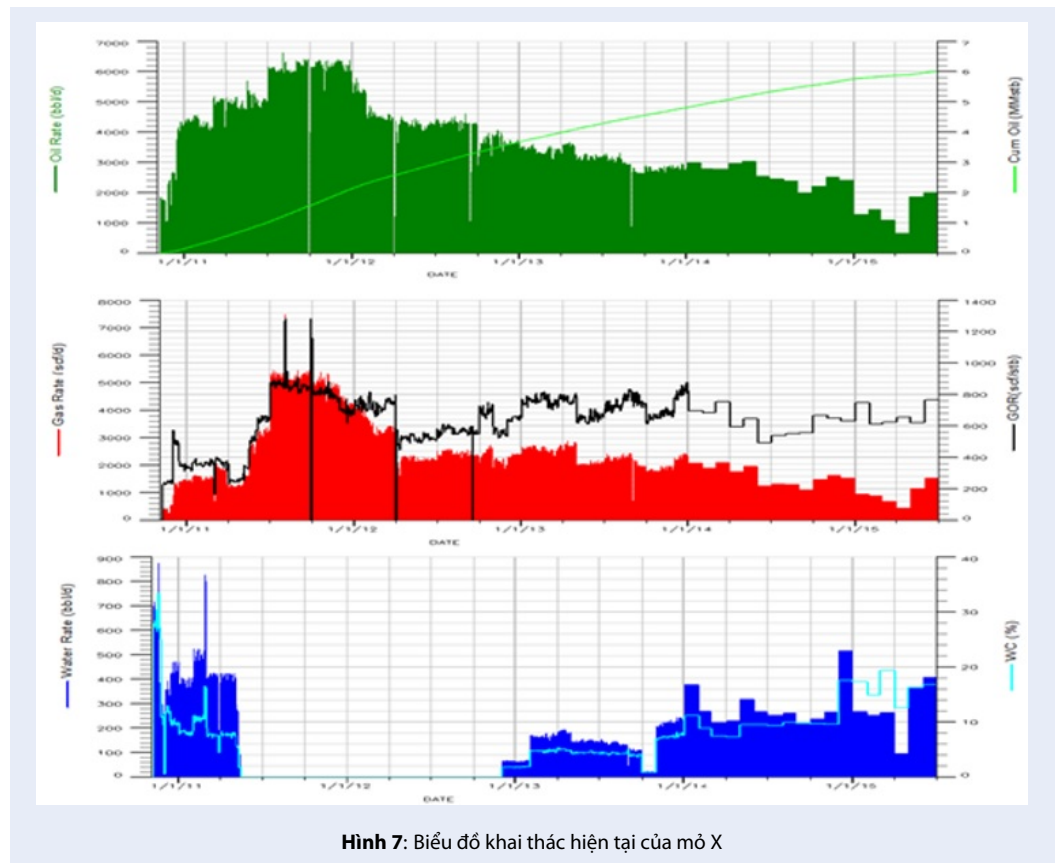
- Theo tài liệu khai thác, tại đa số các giếng, hiện tại tỷ số khí dầu khai thác (GOR) có xu thế tương đối ổn định, chủ yếu có giá trị nằm trong khoảng 500 - 800 scf/stb. Đồng thời sự tăng giảm bất thường của số liệu tính toán lịch sử khai thác làm giảm mức độ tin tưởng của số liệu. Đặc biệt rủi ro tại số liệu giếng khoan 2P.
- Hàm lượng nước cao tại giếng X-3P tại thời điểm ban đầu giai đoạn 2010-2011, sau đó lại có giai đoạn hàm lượng nước khai thác về ~ 0, do đó tại đây có thể là nước kỹ thuật hoặc sai số trong công tác phân bổ sản lượng cho từng giếng (back allocation).

Bảng 1: Tổng kết mục đích chính của các nhóm phương pháp IOR/EOR⁹

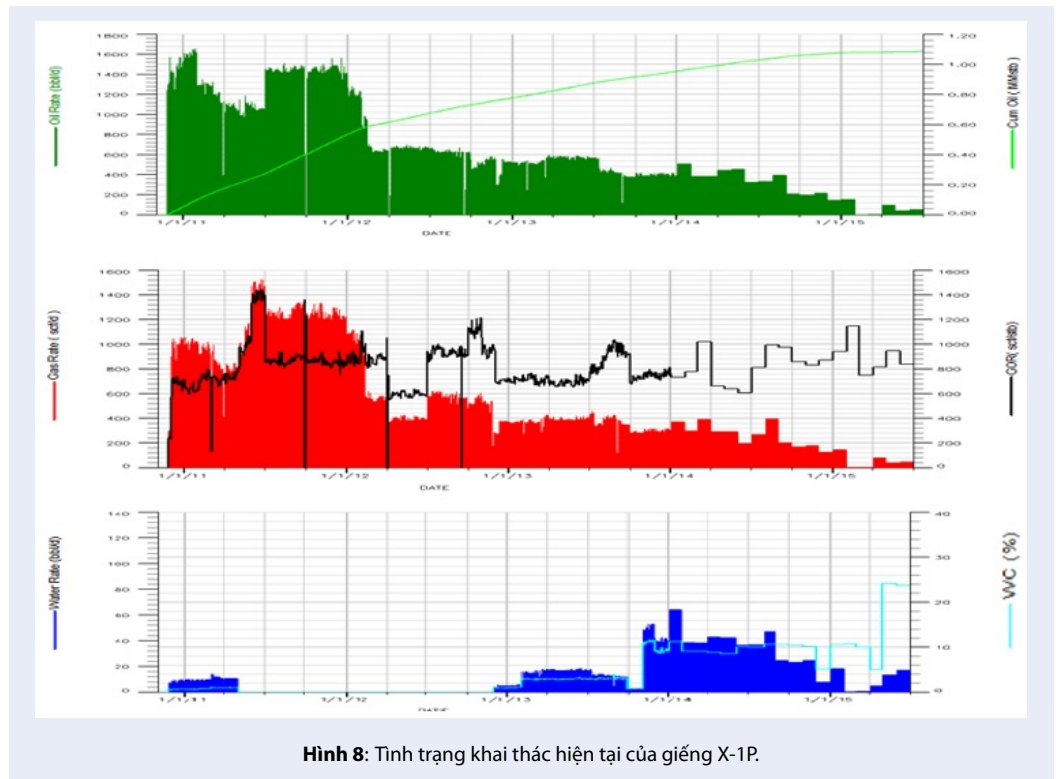
Phương pháp	Mục đích
Bơm ép nước	Duy trì áp suất vỉa & dầu trong vỉa được nước đẩy từ giếng bơm ép tới giếng khai thác
Nhiệt	Làm giảm S_{orw} bởi sự khuếch tán của dòng nhiệt và giảm độ nhớt của dầu.
Hóa học	Làm giảm S_{orw} bằng cách làm giảm sức căng bề mặt nước – dầu và làm tăng hiệu suất quét thể tích bằng cách làm giảm tỷ số linh động nước – dầu
Khí	Làm giảm S_{orw} bằng cách tăng khả năng trộn lẫn với dầu thông qua hai cơ chế vận động khí hóa hơi và vận động khí đồng đặc.

Bảng 2: Các thông số khai thác hiện tại của mỏ X (01/07/2015)¹

Sản lượng (thùng/ngày)	2.000
Hàm lượng WCT (%)	17
Tỷ số khí dầu GOR (feet khối/thùng)	750
Áp suất vỉa ban đầu (psia)	2.330
Áp suất vỉa hiện tại (psia) @ 1.630m	2.112
Tỷ số khí dầu hòa tan ban đầu R_s (feet khối/ thùng)	562
Cơ chế năng lượng	Khí hòa tan
Số giếng khai thác đang hoạt động/ Tổng số giếng	4/4



Hình 7: Biểu đồ khai thác hiện tại của mỏ X



Hình 8: Tình trạng khai thác hiện tại của giếng X-1P.

- Sự tăng đột ngột hàm lượng nước khai thác tại giếng X-1P và X-2P, đặc biệt hàm lượng nước khai thác tại giếng X-2P tăng cao từ đầu 2014 đến 01/07/2015, khả năng do tính toán phân bổ sản lượng cho từng giếng (back allocation) chưa thuyết phục.
- Lịch sử khai thác giếng khoan X-2P, do số liệu thống kê lịch sử còn nhiều rủi ro, lưu lượng dầu tăng đạt mức cao 2.400 thùng/ngày cuối năm 2011, đầu 2012 cho thấy năng lượng vỉa tại khu vực giếng rất tốt. Tuy nhiên sau đó lưu lượng dầu liên tục giảm cho đến lưu lượng khoảng 400 thùng/ngày tại 01/07/2015. Do đó thông số ghi nhận áp suất đáy và hàm lượng nước khai thác tại giếng X-2P còn có rủi ro.
- Qua quá trình khoan phát triển và số liệu khai thác mở từ năm 2010 đến 01/07/2015 cho thấy một số thông số đầu vào mô hình có sự sai lệch so với thực tế (áp suất vỉa chứa, thông số độ rỗng, độ thấm, chiều dày, trữ lượng tại chỗ, số liệu khai thác thực tế ... theo các tài liệu giếng khoan khai thác mới). Nhằm chính xác hoá mô hình và xác định tiềm năng trữ lượng dầu khí còn lại. Các tài liệu mới được thu thập từ 4 giếng phát triển khai thác sẽ được dùng để cập nhật mô hình mô phỏng khai thác. Trên cơ sở mô hình mô phỏng khai thác cập nhật, các kịch bản phát triển khai thác sẽ được nghiên cứu và tiến hành dự báo tiềm năng trữ lượng dầu còn lại.

Đánh giá trữ lượng dầu khí còn lại/khả năng thu hồi:

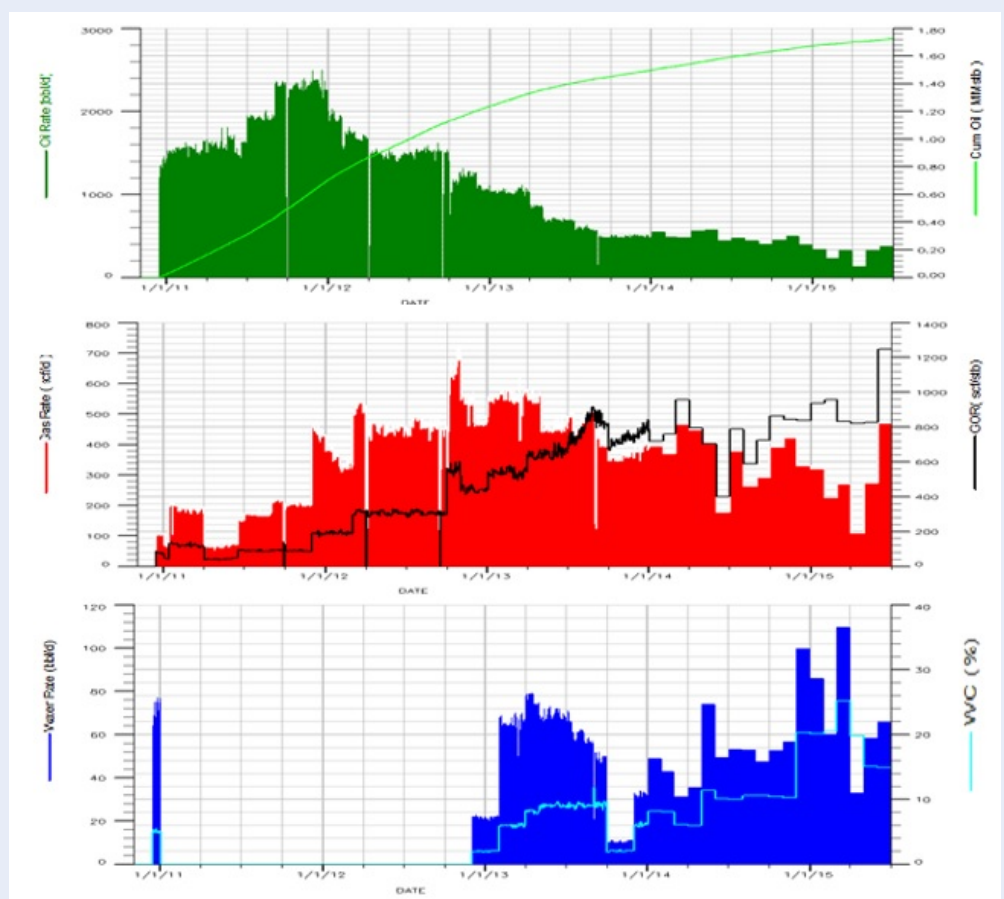
- Mô X đã được nghiên cứu xây dựng mô hình mô phỏng năm 2008, nhằm phục vụ kế hoạch phát triển mỏ. Mỏ được đưa vào khai thác cuối năm 2010, với 4 giếng phát triển khai thác. Tính đến thời điểm 01/07/2015, trên mỏ gồm 4 giếng đang hoạt động khai thác cho tầng sản phẩm Miocen, tổng trữ lượng dầu đã khai thác (Bảng 3).

Dự báo khai thác

Các thông số đầu vào của mô hình mô phỏng

Thông số địa chất

Mô hình được xây dựng cho phần khai thác chính (khu vực main pool). Vỉa chứa gồm hai tầng là đá chứa cát kết tuổi Miocene MI-09.3 và MI-09.2. Toàn bộ khu vực cấu trúc chứa hydrocarbon đã được mô hình hóa sử dụng phần mềm địa chất chuyên dụng “Petrel”, sau đó được đưa vào phần mềm mô phỏng



Hình 9: Tình trạng khai thác hiện tại của giếng X-2P

Bảng 3: Tóm tắt trữ lượng dầu tích lũy đã khai thác của các giếng ở mỏ X

Tầng chứa	Trữ lượng dầu tích lũy (triệu thùng)				
	X-1P	X-2P	X-3P	X-4P	Tổng
Mi-09.3 & 09.2	1,09	1,73	1,87	1,34	6,03

Eclipse với hệ thống ô lưới và các đặc tính địa chất tầng ô được giữ nguyên.

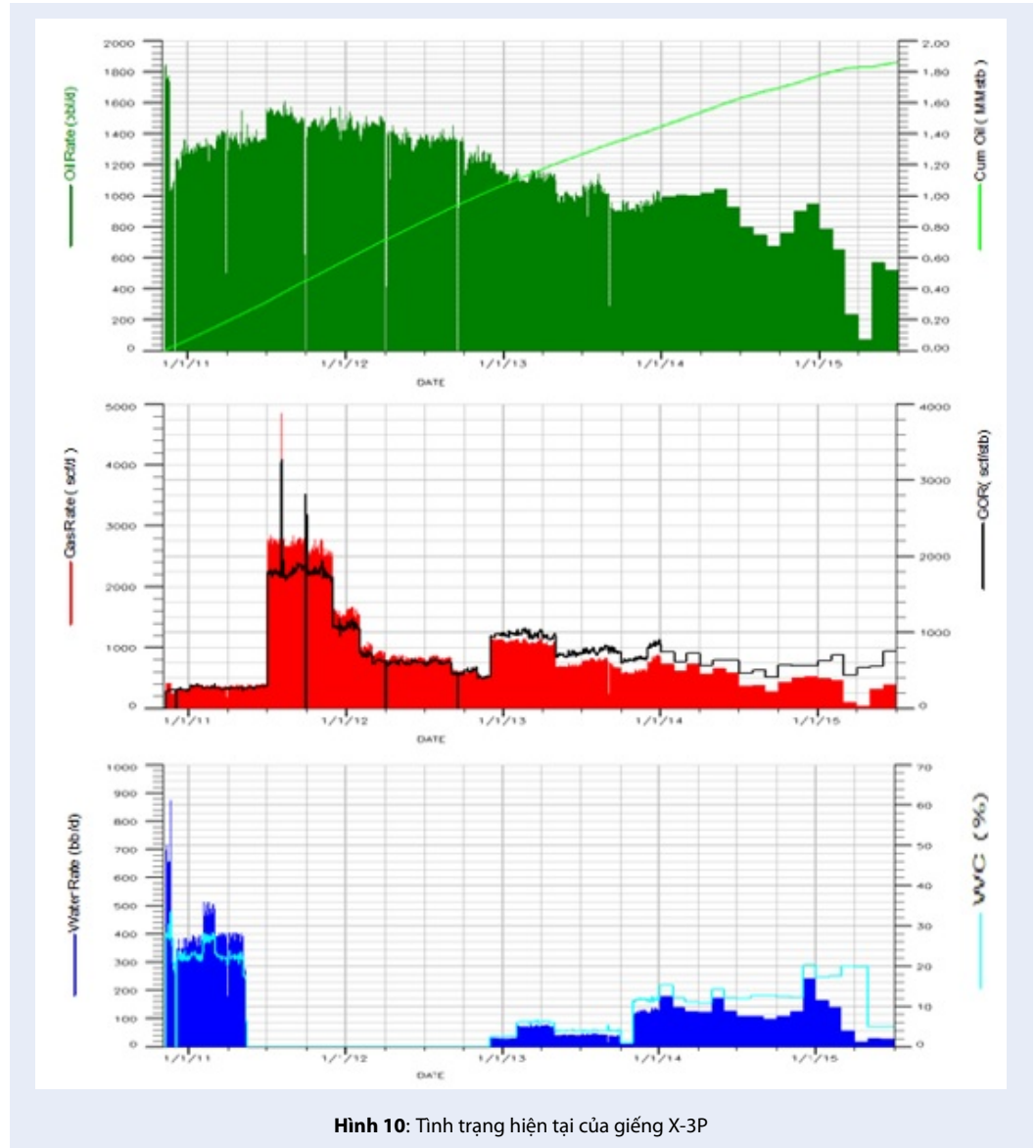
Thô hóa mô hình địa chất:

Tổng số ô lưới trong mô hình địa chất mỏ X lớn hơn 8 triệu cell. Để không vượt quá giới hạn bộ nhớ của máy tính, mô hình cấu trúc cần được thô hóa sao cho có thể sử dụng để chạy mô phỏng khai thác. Tuy nhiên mô hình địa chất của mỏ X đã được xây dựng bao gồm cả cấu tạo tiềm năng X-1X và XN-2X và main pool (diện tích phát triển). Vì vậy thay vì tiến hành thô hóa thì có thể sử dụng công cụ trong phần mềm Petrel để loại bớt số ô lưới không thuộc phạm vi phát triển để cung cấp dầu vào cho mô hình mô phỏng khai thác. Khi đó hệ thống ô mạng (n1 x n) sẽ có kích thước là 71 x 126 thay vì 160 x 252 trong mô hình địa chất, tương

ứng với tổng số ô lưới là 644.112 cell. Các thông số chính của mô hình địa chất như trước và sau khi loại bớt số ô lưới không thuộc phạm vi phát triển (Bảng 4). Mô hình thông số đá chứa như độ rỗng, độ thấm và mô hình NTG sau đó sẽ được giữ nguyên dựa trên mô hình địa chất ban đầu (Hình 12).

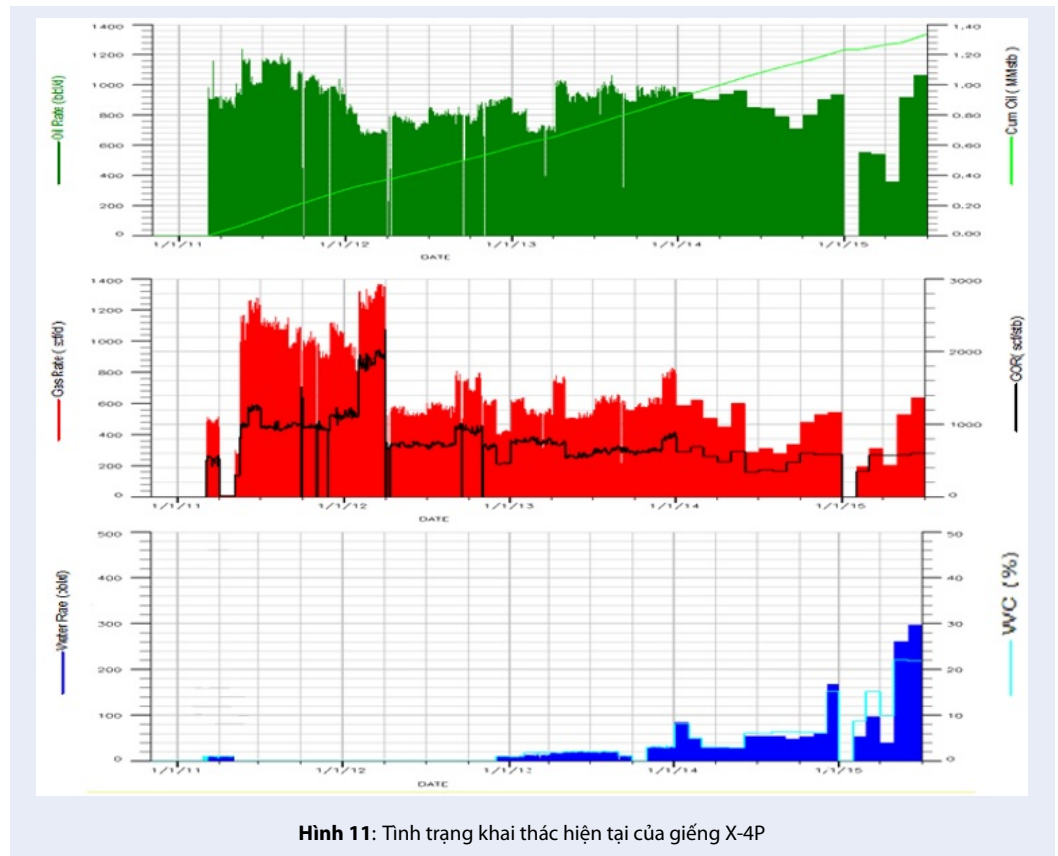
Các thông số cơ bản như thể tích đá chứa, thể tích hiệu dụng, thể tích rỗng và trữ lượng dầu khí tại chỗ OIIP của hai mô hình trước và sau khi thô hóa hoàn toàn tương tự nhau.

Các tham số vỉa chứa tương ứng cấp trữ lượng P50 đã được áp dụng. Độ rỗng của tầng chứa thay đổi từ 2% đến 30%, trung bình khoảng 13,5%. Độ thấm được xác định theo quan hệ độ rỗng và độ thấm, trung bình khoảng 163 mD (Hình 13).



Bảng 4: Thông số của mô hình địa chất sau khi loại bớt ô lưới

Hệ thống ô lưới	MI-09.3	MI-09.2
Số Segment:		1
Số đứt gãy		7
Kích thước ô mạng		50 x 50 x 0,5
nI x nJ x nK:	71 x 126 x 26	71 x 126 x 46
Tổng số ô lưới mỗi vỉa	232.596	411.516
Tổng số ô lưới mô hình	644.112	



Hình 11: Tình trạng khai thác hiện tại của giếng X-4P

Trên cơ sở các thông tin thu thập được, áp suất vỉa ban đầu trung bình được lựa chọn là 2.330 psi vào năm 2005 và suy giảm tương ứng 50 psi và 90 psi cho đến khi bắt đầu khai thác năm 2010 (Bảng 5).

Thuộc tính chất lưu

- Độ ngậm khí/dầu (Rsi): 0,562 mscf/bbl
- Hệ số thể tích của dầu (Bo) tại P_b : 1,24 rb/stb
- Hệ số thể tích của dầu tại điều kiện ban đầu (Boi): 1,03 rb/stb
- Tỷ trọng chất lưu vỉa tại P_b : 45,963 lb/ft³
- Độ nhớt dầu tại P_b : 0,3 cp
- API: 32,5^o
- OWC: 1644 mss
- P_i : 2330 psi; Độ sâu tham chiếu: 1630 mss

Phân tích khai thác

- Kết quả khai thác đến ngày

Mỏ X bắt đầu đưa vào khai thác từ 8/11/2010 với giếng X-3P. Tính đến ngày 01/07/2015 mỏ đã được khai thác từ 04 giếng khoan phát triển với sản lượng khai thác tích lũy 6,03 triệu thùng (Bảng 6 và Hình 14).

Việc phân bố sản lượng khai thác cho từng giếng trong mỏ X còn tồn tại các yếu tố rủi ro do các nguyên nhân chính:

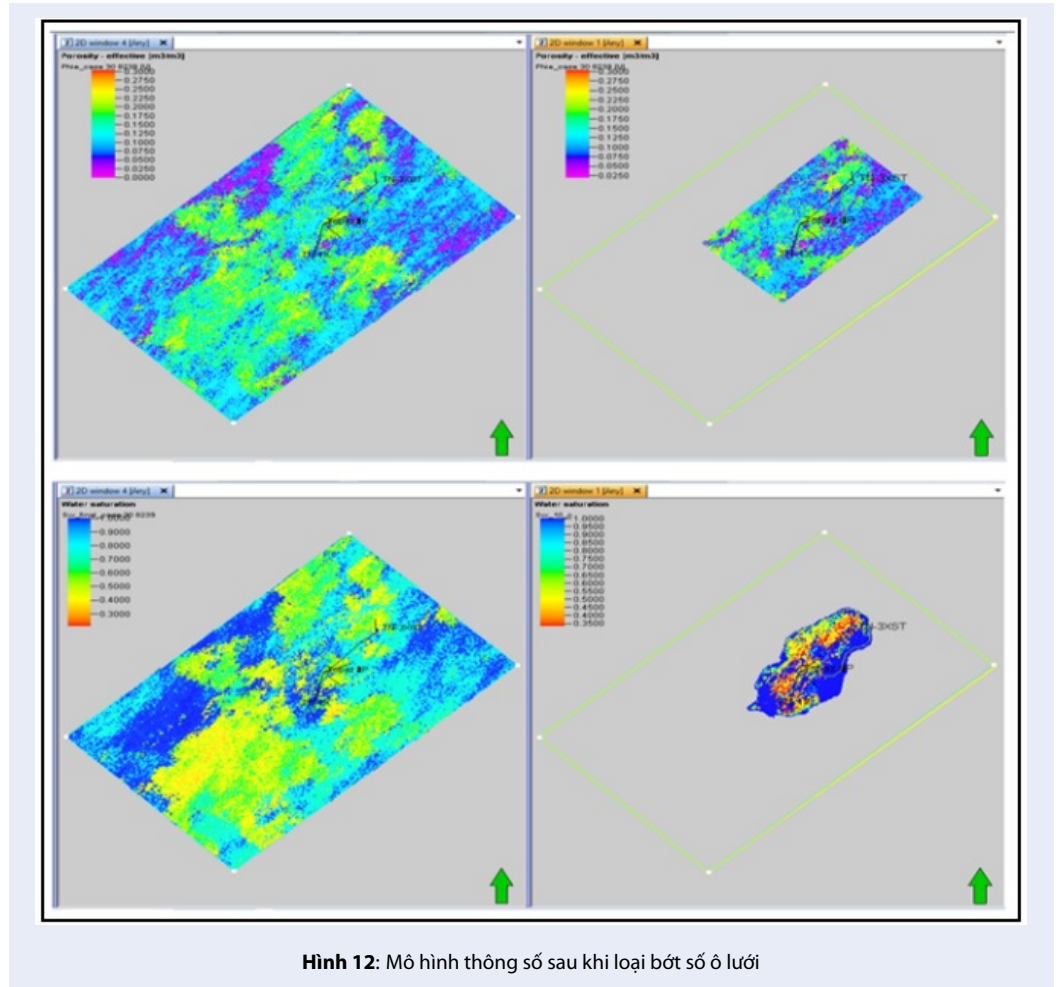
- Thiết bị đo hoạt động không ổn định
- Phương pháp tính toán ghi nhận chưa phù hợp

Do đó để tái lập lịch sử khai thác, chính xác hoá mô hình, các thông số như lưu lượng dầu khai thác (OPR), hàm lượng nước khai thác (WCT), tỷ số khí – dầu (GOR), áp suất đáy giếng (BHP) sẽ được sử dụng.

- Tái lập lịch sử khai thác đến ngày 01/07/2015

Để đảm bảo tính tin cậy của mô hình mô phỏng và kiểm chứng tính nhất quán của mô hình mô phỏng và mô hình địa chất, cho nên ta phải tái lập lịch sử khai thác và sau đó kết quả mô hình mô phỏng này sẽ được sử dụng để dự báo sản lượng cho các năm tiếp theo của mỏ.

Mô hình mô phỏng đã được chính xác hoá theo tài liệu khai thác. Sau khi điều chỉnh, lưu lượng dầu, hàm lượng nước khai thác, và áp suất đáy giếng vào thời điểm 01/07/2015 đã cho kết quả tương đối phù hợp với lịch sử ghi nhận (Hình 15, 16, 17 và 18).



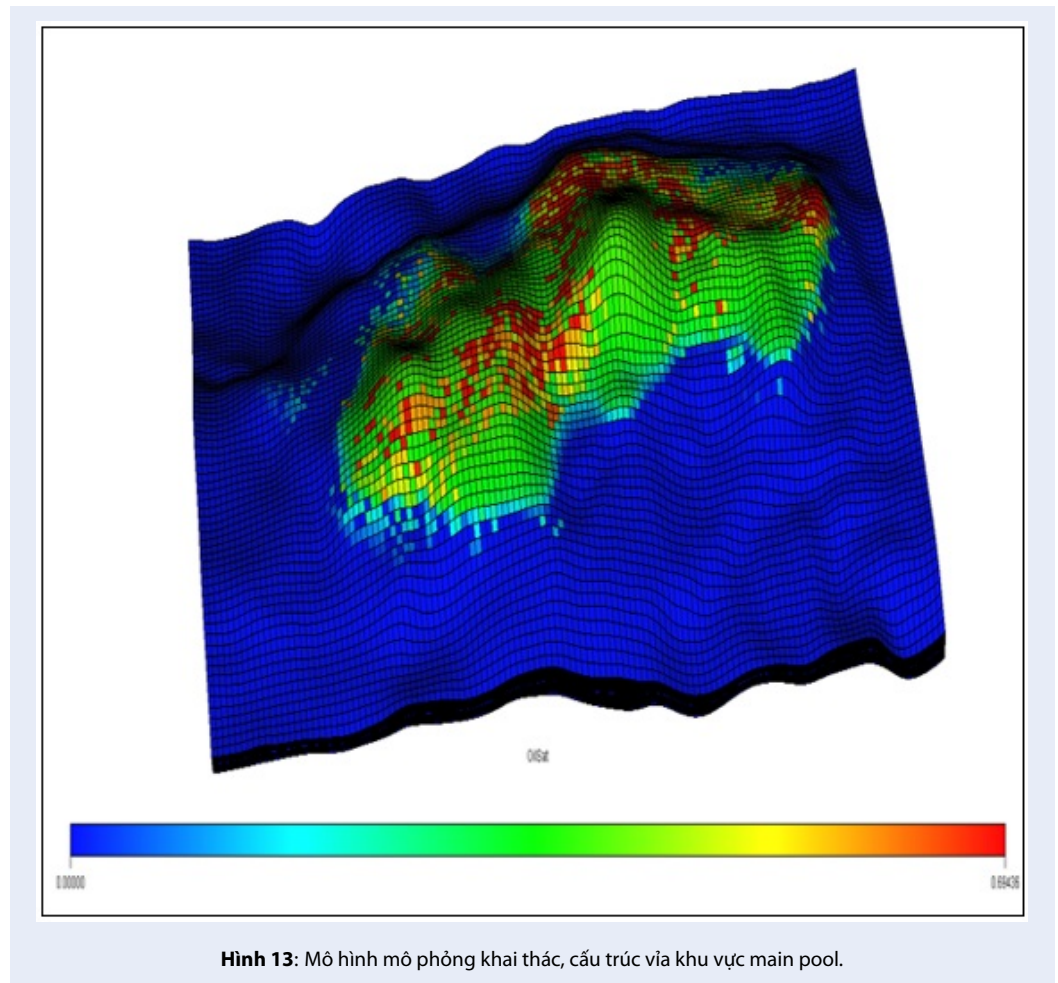
Hình 12: Mô hình thông số sau khi loại bớt số ô lưới

Bảng 5: Tài liệu áp suất các giếng khoan

Tầng chứa/ Giếng khoan	Áp suất via @ 2005, psi	Điểm tham chiếu, mss	Áp suất via @ 2010, psi	Khoảng giảm áp suất, Psi	Tốc độ giảm áp suất trung bình, psi/năm
MI-9.3	2.330	1.644	2.280	50	10
MI-9.2	2.330	1.651	2.240	90	18

Bảng 6: Trữ lượng dầu thu hồi các giếng khoan

Giếng khoan	Trữ lượng thu hồi @01/07/2015, Triệu thùng
X-1P	1,09
X-2P	1,73
X-3P	1,87
X-4P	1,34
Tổng	6,03



Kiểm tra nhanh lưu lượng khai thác dầu với tài liệu khai thác đã được cập nhật, cho thấy lưu lượng khai thác trung bình tháng khá phù hợp với kết quả mô hình ~ 2.000 thùng dầu/ngày. Mô hình sau khi tái lập lịch sử có thể sử dụng để nghiên cứu các dự báo tiếp theo (Hình 19).

- Dự báo khai thác

Mô hình khai thác là phương pháp chính để tiến hành dự báo khai thác có sự đối chiếu với phương pháp dự báo khai thác bằng đường cong suy giảm DCA.

Trên cơ sở mô hình mô phỏng khai thác đã chính xác hoá với lịch sử khai thác mỏ, trữ lượng thu hồi còn lại được dự báo với các thông số khai thác cho giếng và mỏ như Bảng 7.

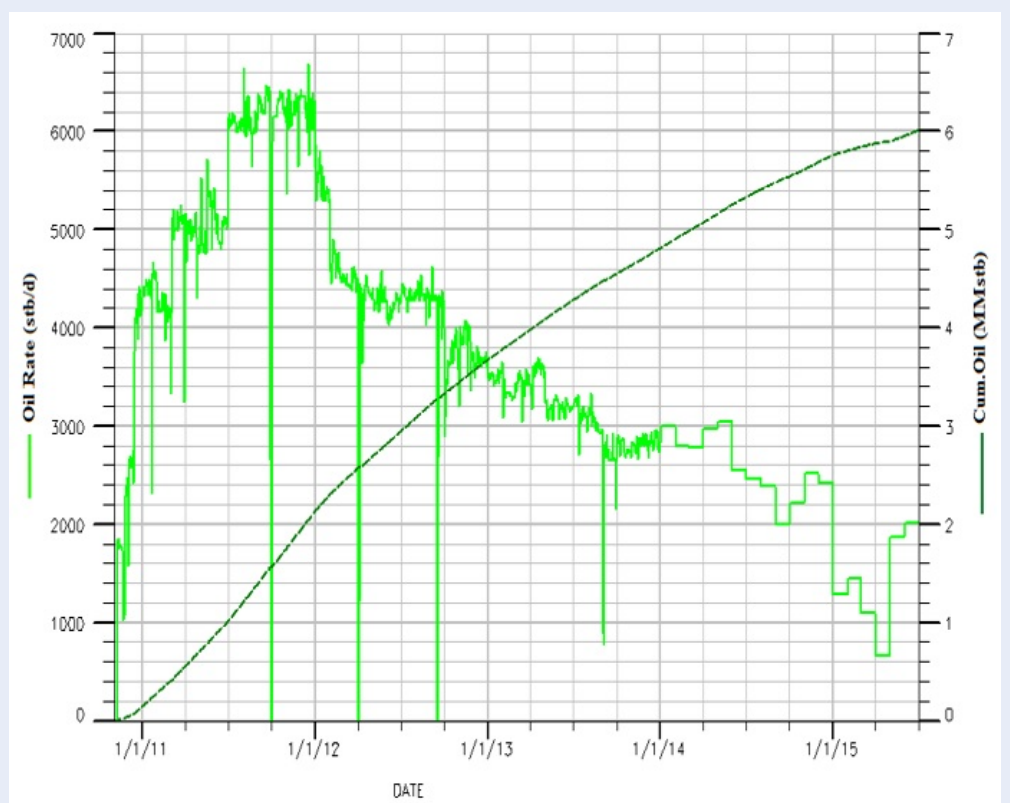
Để giảm thiểu rủi ro và lựa chọn phương án tối ưu, trữ lượng thu hồi còn lại của mỏ sẽ được đánh giá thông qua các phương án khai thác/trường hợp độ nhạy như sau:

- Các trường hợp yêu cầu áp suất miệng giếng tối thiểu (áp dụng hệ thống áp suất thấp trong khai thác - LPS).
- Độ nhạy lưu lượng gaslift.
- Số lượng giếng bơm ép nước.

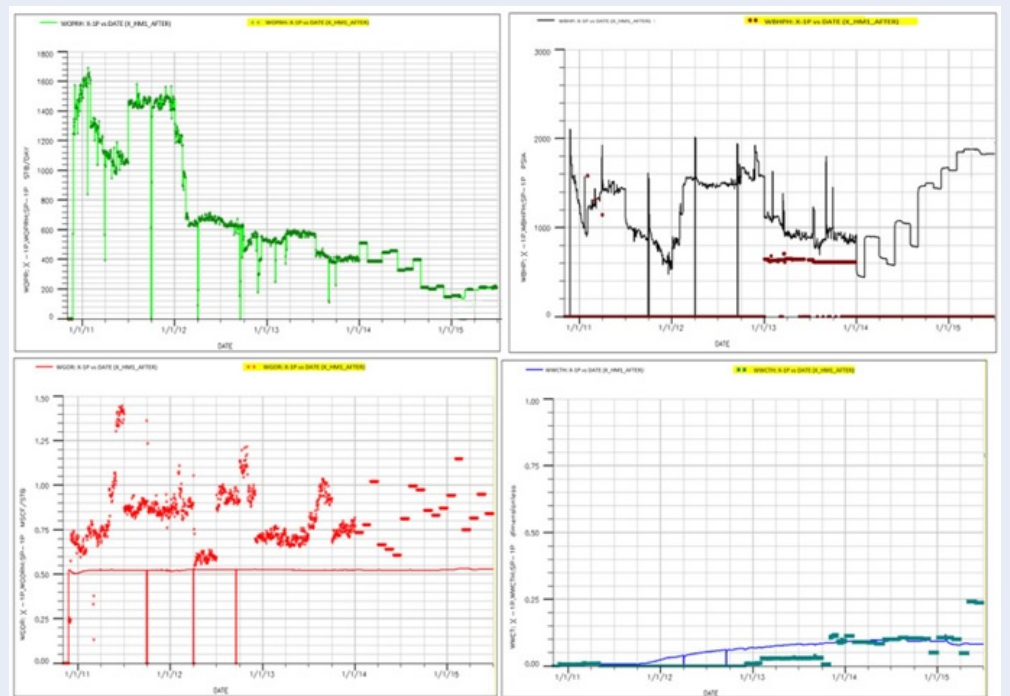
Kết quả nghiên cứu cho thấy, với phương án cơ sở chỉ tiến hành tiếp tục khai thác với 04 giếng khoan khai thác hiện tại, trữ lượng thu hồi đến đầu năm 2026 có thể đến 10,4 triệu thùng (Hình 20).

Do mỏ đã được áp dụng phương pháp bơm ép khí nâng nhân tạo hỗ trợ khai thác (gaslift), áp suất miệng giếng tối thiểu đang hoạt động thuộc mức thấp (~ 200 psi). Vì vậy việc lắp đặt hệ thống khai thác áp suất miệng giếng thấp (giảm áp suất miệng giếng tối thiểu từ 200 psi xuống ~ 50 psi) có thể tăng trữ lượng thu hồi toàn mỏ đến đầu năm 2026 khoảng 400 nghìn thùng dầu (Bảng 8 và Hình 20).

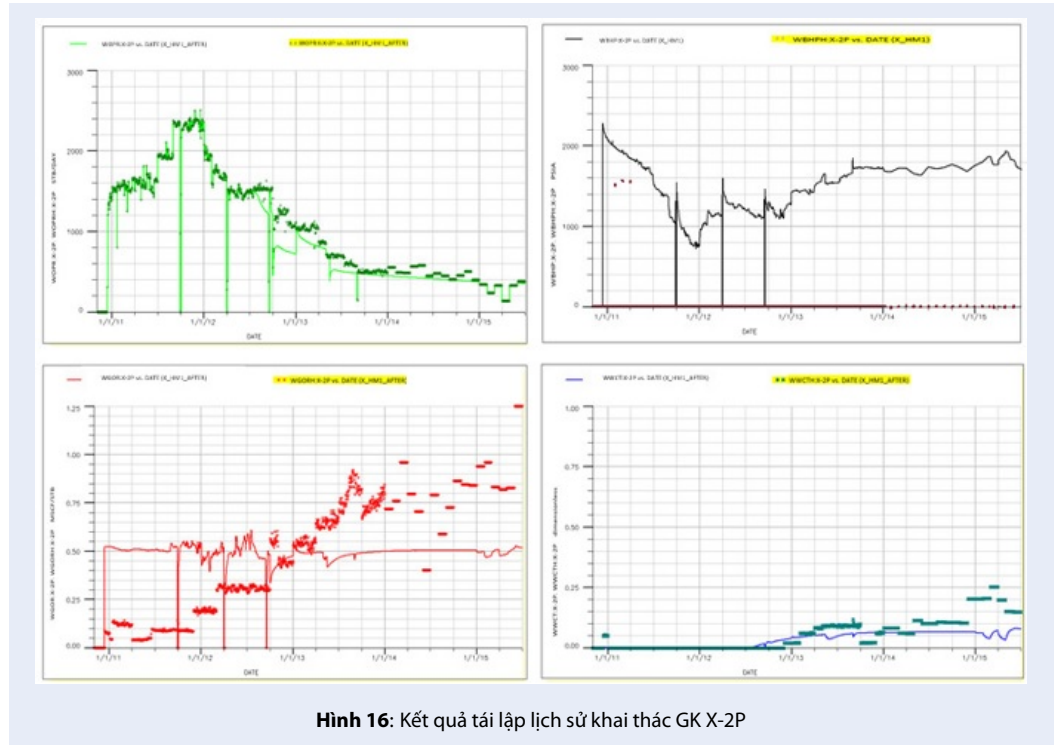
Sau khi chọn áp suất miệng giếng thấp tối ưu nhất (~ 50 psi), ta tiếp tục nghiên cứu độ nhạy lưu lượng khí nâng nhân tạo (gaslift) cho thấy, lưu lượng khí



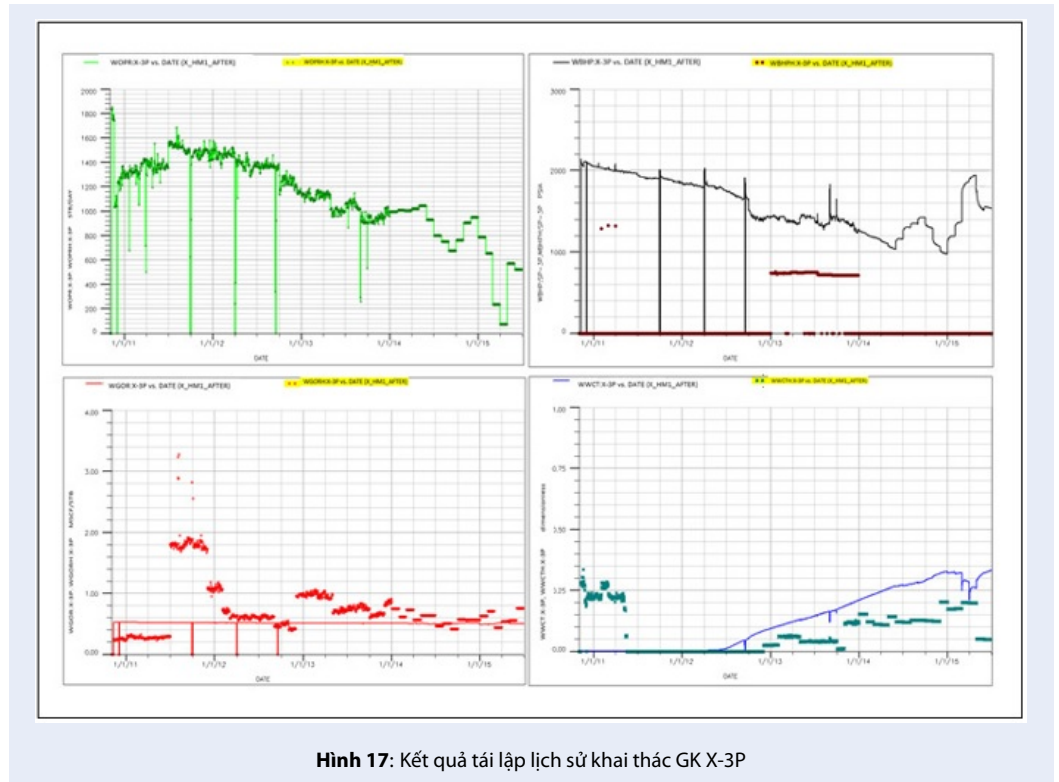
Hình 14: Trữ lượng dầu thu hồi của toàn mỏ X



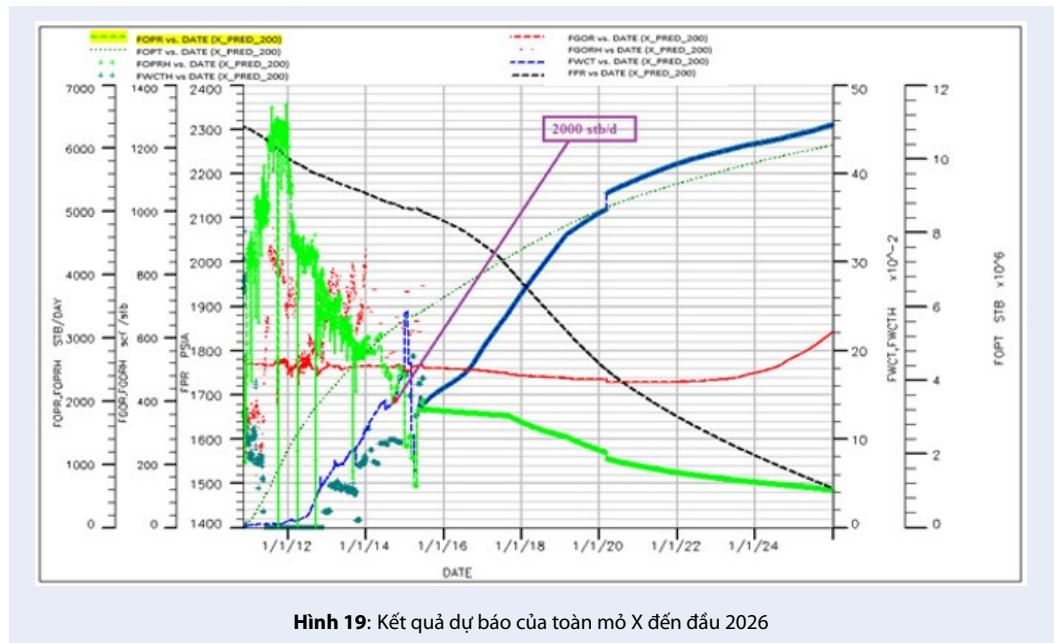
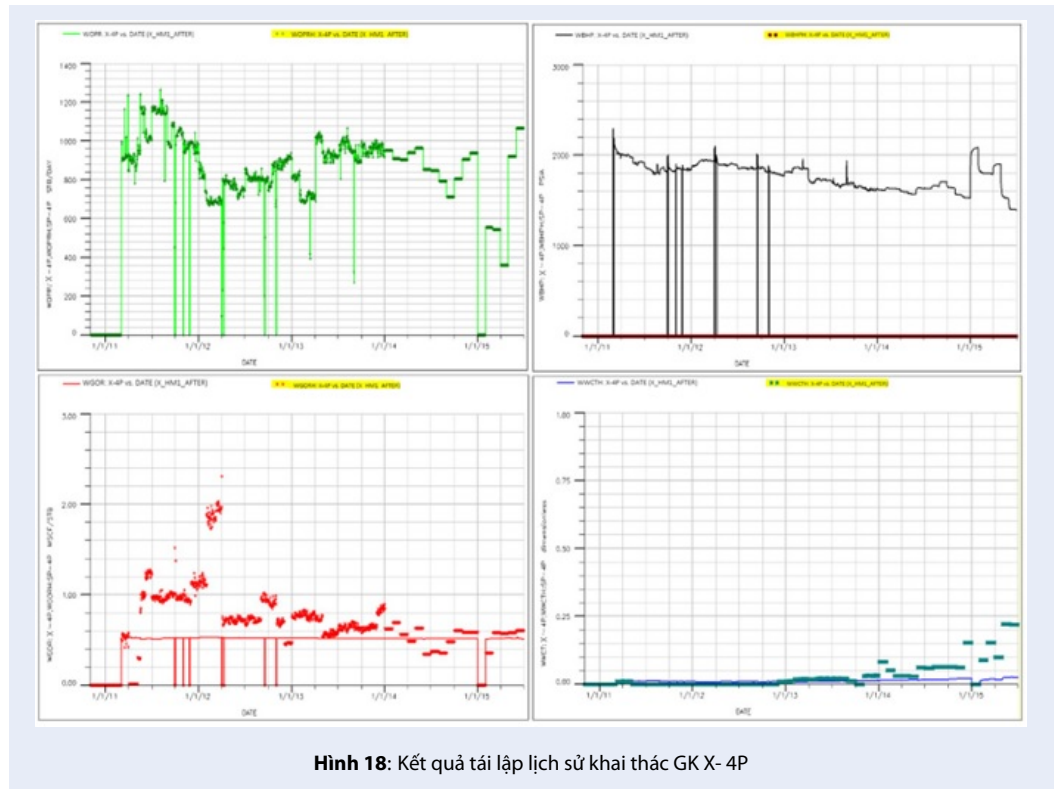
Hình 15: Kết quả tái lập lịch sử khai thác GK X-1P



Hình 16: Kết quả tái lập lịch sử khai thác GK X-2P



Hình 17: Kết quả tái lập lịch sử khai thác GK X-3P



Bảng 7: Các thông số khai thác hiện tại của giếng và mỏ

Áp suất miệng giếng tối thiểu	200 psi
Lưu lượng gas lift/giếng	500 Mscf/ngày/giếng
Lưu lượng khai thác/giếng	200-1.000 thùng/ngày (lưu lượng @1/7/2015)
Lưu lượng khai thác tối thiểu	200 thùng/ngày

năng hiện tại khoảng 0,5 triệu bộ khối/ngày/giếng là tối ưu, do khi tăng lưu lượng gaslift trữ lượng thu hồi tăng không đáng kể (tăng khoảng 200 nghìn thùng) (Bảng 8 và Hình 21).

Cuối cùng ta xem xét khả năng bơm ép nước với các trường hợp khoan thêm 1, 2, 3, 4 giếng bơm ép. Để xác định các vị trí tiềm năng các giếng bơm ép nước, bản đồ tiềm năng dầu (Soil) được thể hiện, trên cơ sở đó 2 vị trí tiềm năng nhất được lựa chọn, đó là giếng X-13 và X-14 (Hình 22). Thử độ nhạy với 3 phương án:

- Chỉ có giếng X-13 bơm ép
- Chỉ có giếng X-14 bơm ép
- Hai giếng X-13 và X-14 cùng bơm ép

Cả 3 trường hợp trên đều được bơm ép với lưu lượng 2000 thùng/ngày/giếng và áp suất đáy giếng khoảng 3000 psi cho kết quả ở Bảng 8 và Hình 23.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy, với mô hình mô phỏng khai thác hiện tại biện pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa với giếng X-14 đem lại hiệu quả gia tăng trữ lượng thu hồi dầu cao (tăng khoảng 700 nghìn thùng). Hiệu quả của hệ thống khai thác áp suất miệng giếng thấp (hạ áp suất miệng giếng tối thiểu xuống 50 psi) chủ yếu là gia tăng lưu lượng khai thác giai đoạn đầu 2016 - 2018 khoảng 200 thùng/ngày, trữ lượng thu hồi đến đầu năm 2026 chỉ tăng được khoảng 400 nghìn thùng dầu.

Kiến nghị

Để tăng sản lượng khai thác và tiến hành quản lý tốt mỏ X trong tương lai các hoạt động sau đây được kiến nghị nên thực hiện:

- Sớm đưa hệ thống áp suất miệng giếng thấp (LPS) vào hoạt động trên giàn hoặc triển khai tiến hành khoan 1 giếng bơm ép nước (X-14) để tăng sản lượng khai thác cho mỏ.
- Tiến hành cập nhật mô hình khai thác thường xuyên, phục vụ cho việc dự báo sản lượng của mỏ trong tương lai.

Ở đây có thể thấy là trữ lượng thu hồi dầu tới năm 2026 chỉ khoảng 29,1% của trữ lượng dầu tại chỗ ban đầu, đó là tiềm năng tương đối có thể tính tới khi kết thúc quá trình khai thác thứ cấp như đã nói trên. Điều này đặt ra vấn đề là phải phân tích thêm các yếu tố về điều kiện vỉa chứa (bao gồm đá chứa và chất lưu trong vỉa) để có thể đưa ra được một hoặc một vài (sự kết hợp của 2 hay nhiều phương pháp với nhau) phương pháp khai thác IOR/EOR tối ưu nhất có tính đến giá trị kinh tế để nâng cao hệ số thu hồi dầu.

LỜI CẢM ƠN

Nhóm tác giả xin trân trọng cảm ơn sự trợ giúp kỹ thuật và đóng góp cho bài báo của đồng nghiệp từ Trường ĐH Bách Khoa Tp Hồ Chí Minh, Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí.

Nghiên cứu được tài trợ bởi Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh (ĐHQG-HCM) trong khuôn khổ Đề tài mã số 562-2022-20-06. Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ thời gian và phương tiện vật chất cho nghiên cứu này.

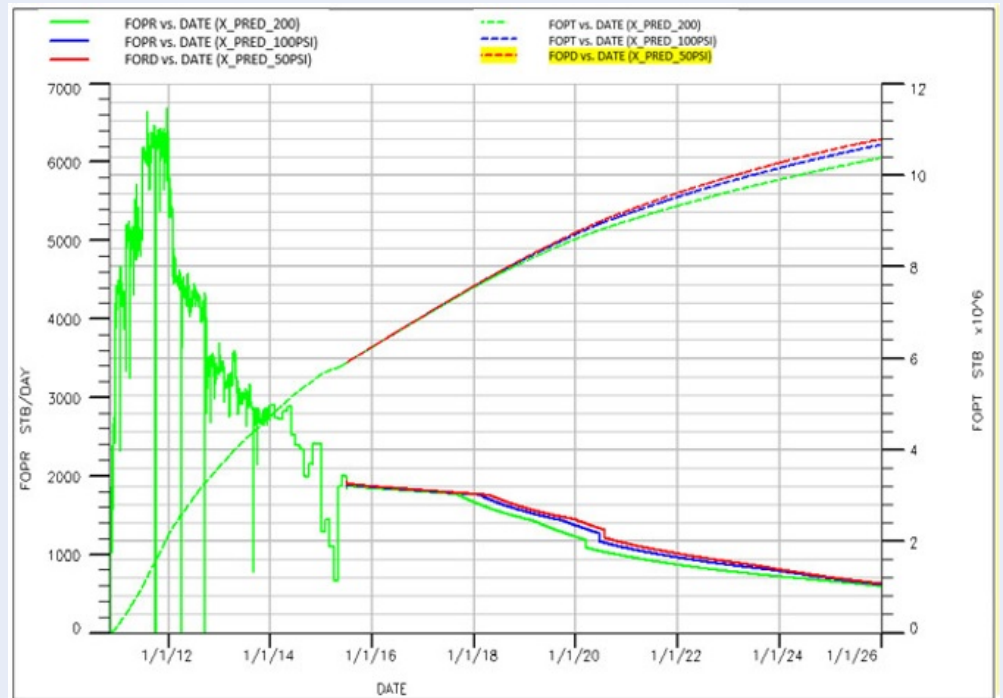
DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

RAR: Báo cáo đánh giá trữ lượng GOR: Tỷ số khí dầu IOR/EOR: Thu hồi dầu tam cấp (tăng cường) WCT: Hàm lượng nước khai thác NTG: Bể dày tổng OPR: Lưu lượng dầu khai thác BHP: Áp suất đáy giếng OIIP: Trữ lượng dầu khí tại chỗ DCA: Đường cong suy giảm LPS: Áp dụng hệ thống áp suất thấp trong khai thác

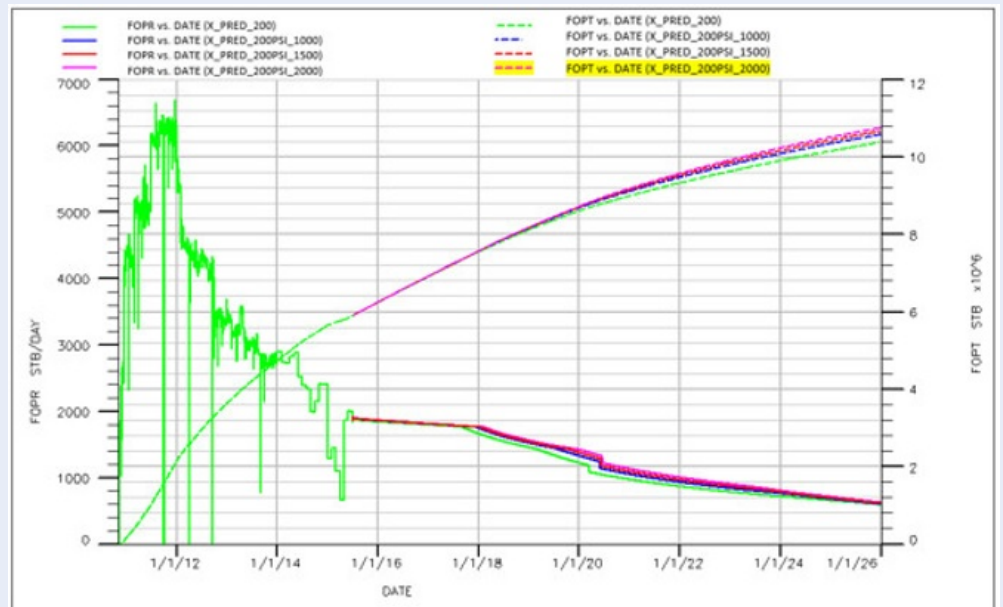
CAM KẾT KHÔNG XUNG ĐỘT LỢI ÍCH NHÓM TÁC GIẢ

Tôi là tác giả chính của bản thảo công bố kết quả nghiên cứu: “Đánh giá hiện trạng và dự báo khai thác cho đối tượng Miocen ở mỏ X, bể Cửu Long”. Tôi xin cam kết như sau:

- Tôi và cộng sự đồng tác giả của bản thảo này đã được phép của Đơn vị tài trợ và của Chủ nhiệm đề tài để sử dụng và công bố kết quả nghiên cứu.
- Tất cả các tác giả có tên trong bài đều đã đọc bản thảo, đã thỏa thuận về thứ tự tác giả và đồng ý gửi bài đăng trên tạp chí STDJET.



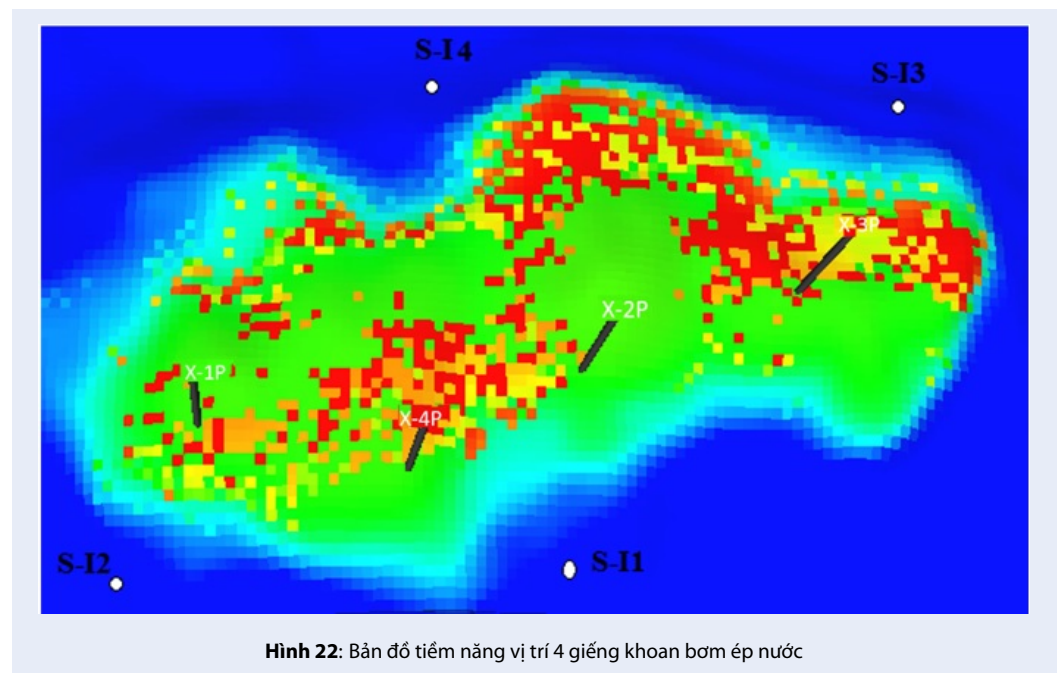
Hình 20: Dự báo sản lượng các phương án áp suất miệng giếng tối thiểu



Hình 21: Dự báo sản lượng các trường hợp lưu lượng gaslift

Bảng 8: Trữ lượng thu hồi các phương án

Phương án/ Trường hợp	Trữ lượng dầu tại chỗ ban đầu (Tr. Thùng)	Trữ lượng dầu thu hồi (Tr. thùng)	Hệ số thu hồi (%)
Mô hình chính xác hoá lịch sử khai thác (PA cơ sở)	38,1	10,4	27,3%
(PA cơ sở) Áp suất miệng giếng tối thiểu 100 psi		10,7	28,1%
(PA cơ sở) Áp suất miệng giếng tối thiểu 50 psi		10,8	28,3%
(PA cơ sở) Lưu lượng gaslift 1 MMscf/d/GK		10,6	27,8%
(PA cơ sở) Lưu lượng gaslift 1,5 MMscf/d/GK		10,6	27,8%
(PA cơ sở) Lưu lượng gaslift 2 MMscf/d/GK		10,6	27,8%
(PA cơ sở) Chỉ giếng X-13 bơm ép		11,0	28,9%
(PA cơ sở) Chỉ giếng X-14 bơm ép		11,1	29,1%
(PA cơ sở) Giếng X-13 và I4 cùng bơm ép		10,5	27,6%



Hình 22: Bản đồ tiềm năng vị trí 4 giếng khoan bơm ép nước

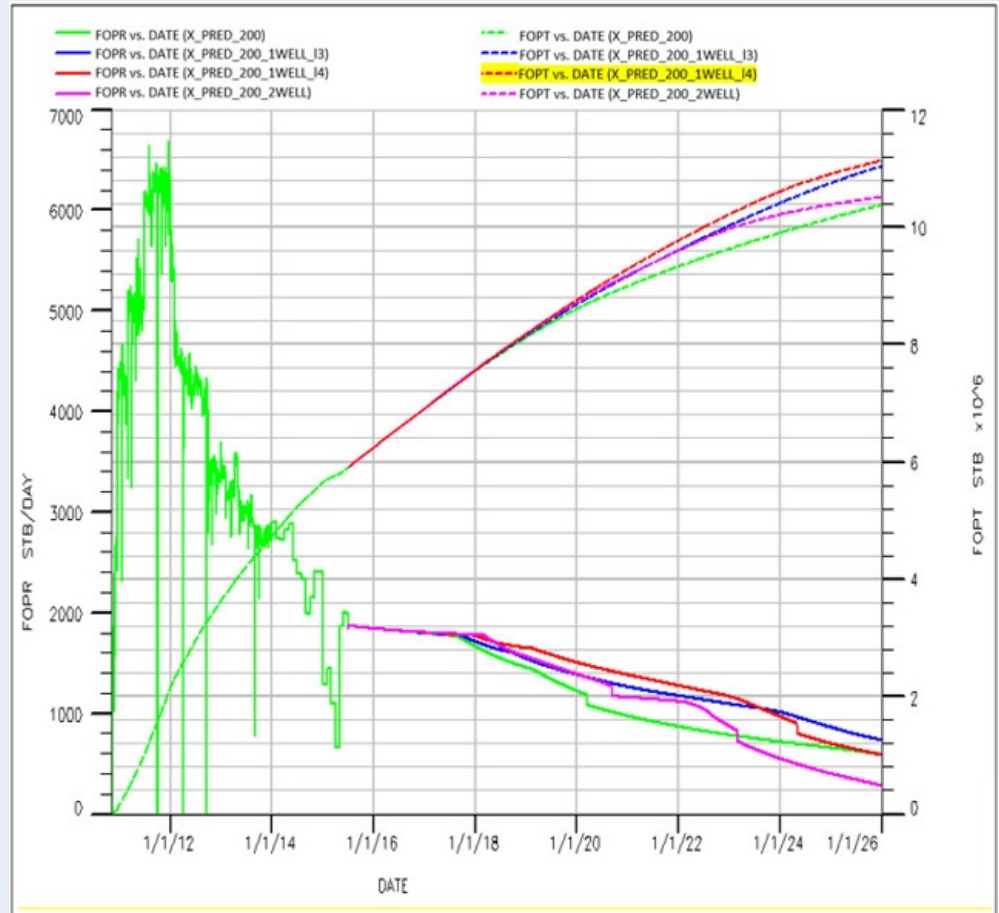
• Công trình này không có bất kỳ sự xung đột về lợi ích nào giữa các tác giả trong bài và với các tác giả khác.

ĐÓNG GÓP CỦA TỪNG TÁC GIẢ CHO BÀI BÁO

- Nguyễn Tuấn: Tác giả chính của bản thảo, là người soạn thảo bài báo, thiết kế nghiên cứu và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Phạm Hải Quy: tham gia nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân

tích cơ bản và thống kê.

- Đàm Lê Ngọc Hợp: tham gia vào thiết kế và thực hiện nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Trần Thảo Phương Anh: tham gia vào thiết kế và thực hiện nghiên cứu, phân tích diễn giải các dữ liệu, thu thập dữ kiện và thực hiện các phân tích cơ bản và thống kê.
- Nguyễn Ngọc Sơn: đã đóng góp thu thập, minh giải dữ liệu, hiệu đính bài viết.



Hình 23: Dự báo sản lượng các phương án bơm ép nước

- Nguyễn Phước An: đã đóng góp thu thập, minh giải dữ liệu, hiệu đính bài viết.
- Ngô Tiến Vương: đã đóng góp thu thập, minh giải dữ liệu, hiệu đính bài viết.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Tài liệu nội bộ công ty PVEP. Ban công nghệ Mỏ, Ban tìm kiếm thăm Dò;
2. Sheng JJ. Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection. J Nat Gas Sci Eng. 2015;22(January):252-9; Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.12.002>.
3. Thomas S. Enhanced oil recovery - an overview. Oil & Gas Science and Technology - Rev IFP. 2008;63(1):9-19. doi: 10.2516/ogst:2007060. Rev DOI IFP; Available from: <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>.
4. San NT. 'Bài giảng môn Quản lý mỏ và dự án dầu khí tích hợp', Đại học Bách Khoa TP. Hồ Chí Minh;. 2021;.
5. Tường PM. Nâng cao hệ số thu hồi và tối ưu hóa hệ thống Gaslift mỏ Kim Ngưu - bốn trũng Cửu Long. Khóa luận tốt nghiệp - Khoa Địa Chất - Trường Đại Học Khoa Học Tự Nhiên. 2013;.
6. Donaldson EC, Chilingarian GV, Yen TF. Enhanced oil recovery (EOR), I. Fundamentals and analyses. 1st ed-February 1, 1985, No. of pages: 356, Imprint. Elsevier. Science, e-book ISBN: 9780080868721;.
7. Alvarado V, Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review. Energies. 2010;3(9):1529-75, ISSN 1996-1073; Available from: <https://doi.org/10.3390/en3091529>.
8. Kokal S, Al-Kaapi A. Enhanced oil recovery challenges and opportunities. Saudi Aramco; 2010. Expec advanced research centre; Available from: <https://www.yumpu.com/en/document/read/38669055/enhanced-oil-recovery-challenges-and-opportunities-world>.
9. PGS. TS Lê Phước Hào. bài giảng môn 'Công nghệ khoan và khai thác dầu khí', Khoa kỹ thuật Địa chất và Dầu khí, trường Đại học Bách Khoa thành phố Hồ Chí Minh;.

Assessment of current status and production forecast for Miocene in X oilfield, Cuu Long basin

Tuan Nguyen^{1,2,*}, Quy Pham Hai^{1,2}, Hop Dam Le Ngoc^{1,2}, Anh Tran Thao Phuong^{1,2}, Son Nguyen Ngoc^{1,2}, An Nguyen Phuoc^{1,2}, Vuong Ngo Tien^{1,2}



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

Oil and gas resources have been an important fossil energy source, cannot be replaced and have a great significance in many fields of human life. The X field was discovered in 1995 thanks to X-1X exploration. Following the initial success, a total of 4 additional wells were drilled to explore and evaluate the potential oil and gas in the foundation and sedimentary rocks, including X North-1X, X North-2X, X North-3X, and 3XST1. On that basis, the Reserve Assessment Report (RAR) was first approved in 2007 and served as a premise for the preparation of the 2008 mine development plan report with four production wells, including X-1P, X-2P, X-3P and X-4P bring the total number of wells drilled in the X field to 9 wells. Based on the current production status of the X field, some conclusions are made: Oil and gas output of the field is decreasing with the increase of the gas/oil ratio (GOR) and high water flow at the stage. Initially, it could be due to data errors when it was put into operation. Based on the reservoir simulation model that has been accurated with the reservoir history, the development scenarios to improve the oil recovery coefficient will be studied and forecasted for the potential remaining oil reserves. The research results show that with the 09 options given to forecasting the increase in reserves, the reservoir simulation model that applies water injection to maintain reservoir pressure at well X-14 brings effective results increasing high recoveries, about 29.1% of the oil initial in place (an increase of about 700 thousand barrels compared to the current production). The assessment results of the current status and production forecast contribute to the planning of future oilfield development plans.

Key words: Production forecast, reservoir technology, oil recovery coefficient, in-place oil reserves, reservoir simulation

¹Ho Chi Minh City University of Technology

²Vietnam National University Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Tuan Nguyen, Ho Chi Minh City University of Technology

Vietnam National University Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: nguyentuan@hcmut.edu.vn

History

- Received: 13-4-2022
- Accepted: 23-6-2022
- Published: 30-6-2022

DOI : 10.32508/stdjet.v5iS11.981



Copyright

© VNUHCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Nguyen T, Hai Q P, Ngoc H D L, Phuong A T T, Ngoc S N, Phuoc A N, Tien V N. **Assessment of current status and production forecast for Miocene in X oilfield, Cuu Long basin.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 5(S11):10-28.