

NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG MÔ HÌNH MÔ PHÒNG KHAI THÁC TRÊN CƠ SỞ ỨNG DỤNG KẾT QUẢ PHƯƠNG PHÁP XỬ LÝ TÍN HIỆU PHI TUYẾN

Trần Xuân Quý¹, Trần Đăng Tú¹, Phạm Trường Giang¹, Lê Thế Hùng¹, Đinh Đức Huy¹, Nguyễn Khắc Long², Kiều Đức Thịnh³

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Trường Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

³Trường Đại học Thủy lợi

Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.11-01>

Tóm tắt

Mô hình mô phỏng khai thác là công cụ đáng tin cậy và thường được các kỹ sư dầu khí ưu tiên sử dụng trong công tác vận hành khai thác và quản lý mỏ dầu khí. Phục hồi lịch sử khai thác là mắt xích quan trọng trong quy trình xây dựng và hoàn thiện mô hình mô phỏng, đảm bảo phản ánh đúng động thái khai thác của vỉa.

Ngoài các phương pháp phục hồi lịch sử khai thác như hiệu chỉnh trực tiếp và phục hồi lịch sử tự động, nhóm tác giả đề xuất giải pháp nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử trên cơ sở áp dụng phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến và phương pháp bản đồ hóa các điểm dữ liệu thông qua thuật toán nội suy. Phương pháp này được áp dụng đối với mỏ đang thực hiện bơm ép nước (3 giếng bơm ép, 10 giếng khai thác) tại đối tượng Miocene bể Cửu Long.

Kết quả nghiên cứu đã chứng minh được tính khả thi khi 7/10 giếng khoan đã cải thiện thông số độ ngập nước so với mô hình ban đầu, sai số tổng sản lượng dầu, chất lưu khai thác trong mô hình so với thực tế lần lượt giảm từ -2,8% xuống -0,3% và từ 11,7% xuống dưới 5%.

Từ khóa: Mô hình mô phỏng, phục hồi lịch sử, xử lý tín hiệu phi tuyến, thuật toán nội suy, bơm ép nước, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Công tác phục hồi lịch sử hiện nay vẫn chủ yếu dựa vào việc hiệu chỉnh các thông số địa chất - công nghệ mỏ như: độ thấm, độ rỗng, độ dẫn động và các tham số khác. Quá trình này được thực hiện thủ công liên tục cho đến khi nhận được sự phù hợp cần thiết giữa kết quả tính và số liệu khai thác thực tế, do đó cần nhiều thời gian tính toán, độ tin cậy chưa cao, gây khó khăn trong việc đề xuất phương án hiệu chỉnh vì các tham số hiệu chỉnh không có quan hệ tuyến tính với nhau, đặc biệt đối với các vỉa dầu khí có cấu trúc địa chất phức tạp. Nhiều phương pháp xác định thông số mô hình vỉa bằng các phương trình tự động phục hồi lịch sử đã được phát triển, tuy nhiên đòi hỏi kỹ thuật phức tạp và thường yêu cầu phát triển riêng chương trình tính toán mô phỏng, khối lượng tính toán lớn, trong một số trường hợp không đạt hiệu quả cao [1].

Công tác phục hồi lịch sử sẽ gặp thách thức lớn hơn khi đối tượng vỉa có thực hiện giải pháp gia tăng thu hồi thứ cấp bằng bơm ép nước. Trên thực tế, kỹ sư công nghệ mỏ đã cố gắng phân tích mức độ tương tác dựa vào các chỉ số công nghệ khai thác hoặc sử dụng kết quả từ chất chỉ thị (tracer), tuy nhiên, cả 2 phương pháp đều chưa có cái nhìn trực quan về mức độ và thời gian ảnh hưởng tới giếng và đặc biệt là tính khả thi về mặt kinh tế khi sử dụng chất chỉ thị. Do đó, cần thiết nghiên cứu phương pháp có khả năng tích hợp với mô hình thủy động lực để mô phỏng tương tác giữa giếng khai thác và giếng bơm ép một cách hiệu quả.

Phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến được ứng dụng rộng rãi trong các lĩnh vực kỹ thuật. Một số các công trình nghiên cứu trên thế giới sử dụng phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến để đánh giá ảnh hưởng giữa giếng bơm ép và giếng khai thác, bước đầu thu được kết quả khả quan như mô hình INSIM (inter-well-numerical simulation model) [2], mô hình điện trở điện dung [3, 4], phương pháp chỉ số khai thác đa giếng (MPI) [5]. Trong đó, mô



Ngày nhận bài: 10/10/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 16/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.

hình điện trở điện dung sơ khai (CRM) [3] và sau này là mô hình điện trở điện dung cải tiến ICRMIP [4] với khả năng tính toán độc lập và đồng thời mức độ ảnh hưởng của tầng nước đáy và giếng bơm ép đến các giếng khai thác, khả năng dự báo đường cơ sở, khả năng dự báo đới thẩm, đứt gãy giữa giếng bơm ép và giếng khai thác. Từ năm 2019, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã xây dựng phần mềm đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác dựa trên mô hình điện trở điện dung sơ khai. Năm 2022, Trần Đăng Tú và nnk [6] đã “tích hợp phương trình tích hợp phương trình điện trở điện dung cải tiến (ICRMIP) và tỷ phần dòng chảy gentil trong dự báo khai thác” để dự báo tổng sản lượng dầu cộng dồn trong 21 tháng cho đối tượng Miocene dưới bể Cửu Long, với sai số tương đối thấp (< 8%), hệ số tương quan $R^2 > 0,8$. Tuy nhiên, phần mềm điện trở điện dung hay các phương pháp khác chỉ dừng tại việc đánh giá tương tác, chưa được ứng dụng sâu trong công tác quản lý và tối ưu khai thác mỏ.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kết hợp kết quả của mô hình ICRMIP, phương pháp bản đồ hóa điểm dữ liệu [7] để nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác. Kết quả mô hình đánh giá tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác ICRMIP có đầu ra là hệ số tương tác và thời gian tương tác, trong đó hệ số tương tác được chuyển đổi thành độ dẫn động, trọng số độ dẫn động. Độ dẫn động, trọng số độ dẫn động biểu diễn dưới dạng điểm được chuyển đổi thành dạng bản đồ 2D thông qua các thuật toán nội, ngoại suy và được đưa trực tiếp vào mô hình mô phỏng khai thác. Bài báo đã phát triển 1 quy trình hoàn chỉnh để nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử khai thác so với phương pháp phục hồi lịch sử truyền thống. Phương pháp này sẽ giúp các kỹ sư công nghệ mỏ rút ngắn thời gian và thao tác trong mô hình, tăng độ tin cậy và tính phân biệt với các hiệu chỉnh đã thực hiện.

2. Phương pháp

2.1. Xác định độ dẫn động giữa giếng bơm ép và giếng khai thác

Sử dụng phương trình ICRMIP để đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép đến giếng khai thác và ảnh hưởng của tầng nước đáy/biên đến giếng khai thác.

$$q_{ij}(t_k) = q_{ij}(t_0) e^{-\frac{t_k - t_0}{\tau_{ij}}} + \sum_{s=1}^k \left[\left(1 - e^{-\frac{-\Delta t_s}{\tau_{ij}}} \right) \left(e_{w_{ij}} + f_{ij} I_i^{(s)} - J_{ij} \cdot \tau_{ij} \frac{\Delta p_{wf,j}^s}{\Delta t_s} \right) e^{-\frac{t_k - t_s}{\tau_{ij}}} \right] \quad (1)$$

Trong đó:

$q_{ij}(t)$: Lưu lượng khai thác chất lưu của cặp giếng bơm ép i và giếng khai thác j tại thời điểm t (thùng/ngày);

τ_{ij} : Hằng số thời gian tương tác giữa giếng bơm ép i đến giếng khai thác j (ngày);

$e_{w_{ij}}$: Lưu lượng nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày);

$I_i(t)$: Lưu lượng bơm ép (thùng/ngày);

J_{ij} : Chỉ số khai thác chất lưu của cặp giếng bơm ép - khai thác, (thùng/psi.ngày);

$P_{wf,j}$: Áp suất đáy giếng của giếng khai thác j ở thời điểm t (psi);

f_{ij} : Hệ số tương tác từ giếng bơm ép i đến giếng khai thác j.

Kết quả từ mô hình điện trở điện dung cải tiến giúp xác định hệ số tương tác f và thời gian chất lưu bơm ép tới giếng khai thác τ . Tuy nhiên, hệ số tương tác f không hoàn toàn đại diện cho khả năng liên thông giữa giếng khai thác và giếng bơm ép do f phụ thuộc vào lưu lượng khai thác của giếng. Giếng khai thác với lưu lượng thấp sẽ ít ảnh hưởng tới hệ số f so với giếng có lưu lượng khai thác cao. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ sử dụng độ dẫn động thay cho độ tương tác để đưa vào mô hình mô phỏng khai thác.

Theo Định luật Darcy, lưu lượng khai thác được biểu diễn theo chênh áp và tính chất của vỉa chứa:

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu dx} \quad (2)$$

Trong đó:

q: Lưu lượng khai thác;

A: Thiết diện mặt cắt đứng;

dP: Chênh áp giữa đầu vào và đầu ra;

μ : Độ nhớt chất lưu;

dx: Độ dài;

k: Độ thấm.

Giả định dòng chảy đơn pha từ giếng bơm ép i tới giếng khai thác j, biến thiên áp suất là tuyến tính, lưu lượng dòng bơm ép chảy về phía giếng bơm ép được biểu diễn dưới dạng:

$$f_{ij} I_i = \frac{\bar{k} A P_{wfi} - P_{wfj}}{\bar{\mu} L} \quad (3)$$

Trong đó:

Tỷ số $\frac{\bar{k}}{\bar{\mu}}$: Tỷ số độ linh động của pha chất lưu giữa giếng i và j;

P_{wfi} và P_{wfj} : Áp suất đáy giếng bơm ép i và khai thác j;

I_i : Lưu lượng bơm ép;

f_{ij} : Mức độ tương tác giữa giếng bơm ép i và khai thác j;

A: Diện tích mặt cắt ngang trung bình của dòng chảy.

Độ dẫn động giữa giếng bơm ép i và giếng khai thác j được biểu diễn theo công thức dưới đây [8]:

$$T_{ij} = \frac{\overline{k_{ij}} \cdot \overline{A_{ij}}}{\overline{\mu L_{ij}}} \quad (4)$$

Kết hợp công thức (3) (4) ta có:

$$T_{ij} (P_{wfi} - P_{wfj}) = f_{ij} I_i \quad (5)$$

Biểu diễn $(P_{wfi} - P_{wfj})$ và $f_{ij} I_i$ trên đồ thị xy, T_{ij} được xác định là hệ số góc a của hàm bậc nhất $y = ax + b$

2.2 . Bản đồ hóa kết quả phương pháp xử lý tín hiệu phi tuyến

2.2.1. Phương pháp nội suy

Xây dựng tập giá trị các điểm chưa biết từ tập điểm đã biết trên miền bao đóng của tập giá trị đã biết bằng một phương pháp hay một hàm toán học nào đó được xem như là quá trình nội/ngoại suy. Các dữ liệu nội/ngoại suy có mối quan hệ không gian với nhau, tức là các điểm gần nhau thì "giống" nhau nhiều hơn so với những điểm ở xa. Phương pháp nội suy sử dụng để dự đoán giá trị của biến phụ thuộc vào một biến độc lập ở giữa tập dữ liệu cho trước, trong khi phương pháp ngoại suy dự đoán giá trị của biến phụ thuộc vào một biến độc lập lại nằm ngoài phạm vi dữ liệu. Tùy thuộc vào tập dữ liệu hiện có và mục đích nghiên cứu mà các kỹ sư mô phỏng mỏ dầu khí có thể sử dụng các thuật toán nội/ngoại suy phù hợp.

Tập dữ liệu nghiên cứu trong đề tài bao gồm các hệ số nhân độ dẫn động tại các điểm rời rạc trong không gian 2 chiều, được gán tại mỗi ô lưới trong mô hình. Giá trị ô lưới dự báo chỉ nằm trong khoảng các tập dữ liệu, do đó bài báo sử dụng phương pháp nội suy để xây dựng bản đồ.

Phương pháp nội suy chia thành 2 loại: Phương pháp xác định (deterministic method) và phương pháp địa thống kê (geostatistical method). Phương pháp xác định sử dụng trực tiếp các điểm mẫu và dựa trên công thức toán học để xác định điểm dự báo trên bề mặt 2D. Phương pháp địa thống kê nghiên cứu các hiện tượng thay đổi theo không gian hoặc thời gian, giải quyết và mô tả tính liên tục các đặc điểm của thuộc tính không gian, cung cấp sự thích ứng của kỹ thuật hồi quy cổ điển để tận dụng lợi thế của tính liên tục này.

Đối với phương pháp nội suy xác định, thuật toán tiêu biểu thường được dùng là phương pháp nội suy nghịch đảo khoảng cách IDW (inverse distance weight), trong khi đó phương pháp địa thống kê thường sử dụng phương pháp nội suy thống kê không gian Kriging.

- Phương pháp Inverse Distance Weight - IDW

Phương pháp IDW xác định các giá trị ô lưới bằng cách tính trung bình các giá trị của các điểm mẫu trong vùng lân cận của mỗi ô lưới. Các điểm càng gần với điểm mà ta đang xác định sẽ có trọng số cao hơn các điểm ở xa (thể hiện mối quan hệ tương đồng hơn), hay nói cách khác điểm càng gần điểm trung tâm (mà ta đang xác định) thì càng có ảnh hưởng nhiều hơn [9]. Phương pháp này rất phù hợp cho việc nội suy tại một khu vực nghiên cứu mà ở đó các điểm mẫu phân bố đồng đều trên toàn khu vực [10].

Công thức nội suy:

$$\hat{Z}(S_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(S_i), \quad (6)$$

$$\lambda_i = \frac{d_{i0}^{-p}}{\sum_{i=1}^n d_{i0}^{-p}}$$

Trong đó, d_{i0} là khoảng cách không gian giữa 2 điểm thứ i và cần nội suy 0, số mũ p càng cao thì mức độ ảnh hưởng của các điểm ở xa càng thấp và một số xem như không đáng kể, thông thường $p = 2$. Mặc dù không có sự xác minh nào cho thấy giá trị này tốt hơn các giá trị khác [11, 12].

Để lựa chọn giá trị p phù hợp, đòi hỏi khảo sát các kết quả đầu ra khác nhau cũng như đánh giá kết quả thống kê thông qua kiểm định chéo (cross-validation). Cross-validation được thực hiện bằng cách bỏ đi 1 điểm giá trị trong bộ dữ liệu, sử dụng các giá trị còn lại để nội suy ra giá trị tại vị trí vừa được bỏ đi. Sau đó so sánh sự chênh lệch giữa giá trị được nội suy đó với giá trị thực của điểm đã bỏ đi. Cứ thế tiếp tục thao tác với điểm thứ 2 và tất cả các điểm còn lại. Bằng cách dự báo sai số toàn phương trung bình (MSE) sẽ tìm ra giá trị p hợp lý nhất bằng cách chọn ra giá trị MSE nhỏ nhất từ các giá trị p khác nhau.

- Nội suy Kriging

Kriging là kỹ thuật nội suy địa thống kê khi xét cả khoảng cách và mức độ biến đổi giữa các điểm dữ liệu đã biết để ước tính giá trị các điểm ở các khu vực không xác định [10]. Giá trị nội suy được chính là 1 hàm tuyến tính có trọng số của các giá trị điểm đã biết được sử dụng để nội

suy (thường là các điểm xung quanh điểm cần nội suy). Bản chất của phương pháp nội suy Kriging là dự đoán giá trị của hàm tại 1 điểm nhất định bằng cách tính trung bình trọng số của các điểm đã biết nằm trong vùng lân cận của điểm nội suy.

Phương pháp nội suy Kriging gần giống với phương pháp nghịch đảo khoảng cách. Nhưng trong phương pháp nghịch đảo khoảng cách, trọng số chỉ phụ thuộc vào khoảng cách tới vị trí của điểm nội suy theo 1 hàm đơn giản, còn trong phương pháp nội suy Kriging, các trọng số được tính toán không chỉ dựa vào khoảng cách giữa các điểm đo và vị trí của điểm nội suy mà còn dựa vào mối quan hệ không gian giữa các điểm đo xung quanh điểm nội suy (các tương quan không gian phải được định lượng).

Phép nội suy Kriging thường gồm 2 bước chính:

Bước 1: Tìm ra sự tương quan không gian của các điểm dữ liệu và tính toán định lượng sự tương quan này thông qua các giá trị phương sai (variance) và hiệp phương sai (covariance), hoặc bán phương sai (semi-variance).

Bước 2: Tính toán nội suy dữ liệu. Phương pháp Kriging sử dụng hàm trọng số khác nhau tùy thuộc vào cả khoảng cách và hướng địa lý của điểm mẫu đến nút được tính toán. Vấn đề là người dùng không thể, ngay từ cái nhìn đầu tiên, có thể biết chính xác cách thức 1 bộ dữ liệu thay đổi từ bất kỳ một vị trí nào liên quan đến khoảng cách và hướng. Tuy nhiên, có nhiều kỹ thuật có sẵn để giúp xác định điều này, phổ biến nhất là phân tích phương sai.

Phương pháp Kriging sử dụng 1 thông số để thể hiện mức độ tương quan giữa các điểm trên 1 bề mặt được gọi là semi-variogram. Semi-variogram chỉ đơn giản là một nửa phương sai của sự khác biệt giữa tất cả các điểm có thể cách nhau khoảng cách không đổi. Khác với giá trị hiệp phương sai covariance, giá trị của semi-variogram càng lớn thì độ tương quan không gian của các điểm càng thấp.

Về mặt lý thuyết, semi-variogram ở khoảng cách $d = 0$ sẽ bằng 0, vì không có sự khác biệt giữa các điểm được so sánh. Tuy nhiên, khi các điểm được so sánh với các điểm ngày càng xa, thì giá trị semi-variogram sẽ tăng lên. Ở khoảng cách nào đó, được gọi là khoảng bão hòa (range), giá trị semi-variance sẽ không thay đổi và các điểm sẽ coi như không có sự tương quan với nhau. Khoảng bão hòa này sẽ xác định vùng lân cận tối đa mà các điểm dữ liệu nằm trong vùng này mới được chọn để nội suy cho điểm nút lưới, dựa trên mối tương quan thống kê giữa các điểm [13].

Phương pháp này liên quan chặt chẽ về mặt toán học

với phương pháp phân tích hồi quy. Phương pháp Kriging nhằm mục đích rút ra được cách nội suy tuyến tính tốt nhất không sai số hệ thống, dựa trên các giả định về hiệp phương sai, sử dụng lý thuyết của Gauss-Markov để chứng minh tính độc lập của giá trị nội suy và sai số, sử dụng các công thức rất giống nhau.

Kriging dựa trên giá trị semi-variogram như sau:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_1^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_j)]^2 \quad (7)$$

Trong đó: (h): Giá trị variogram;

N: Số điểm dữ liệu mẫu;

h: Khoảng cách giữa hai điểm dữ liệu, $Z(x_i)$ và $Z(x_j)$ lần lượt là giá trị dữ liệu của điểm x_i và x_j .

Giá trị semi-variogram đầu tiên được ước tính từ các điểm dữ liệu mẫu và sau đó sử dụng để ước tính giá trị dữ liệu của điểm dự đoán dựa trên công thức:

$$Z(x_0) = \sum_1^n w_i(x_0) Z(x_i) \quad (8)$$

Trong đó:

$w_i(x_0)$: Giá trị trọng số được tính toán dựa trên hàm semi-variogram.

Hiệu quả của phương pháp nội suy Kriging phụ thuộc vào độ chính xác của các tham số semi-variogram và mô hình của sự thay đổi của địa hình (có nghĩa là giá trị trung bình thay đổi theo khoảng cách).

2.2.2. Gán điểm và xây dựng bản đồ

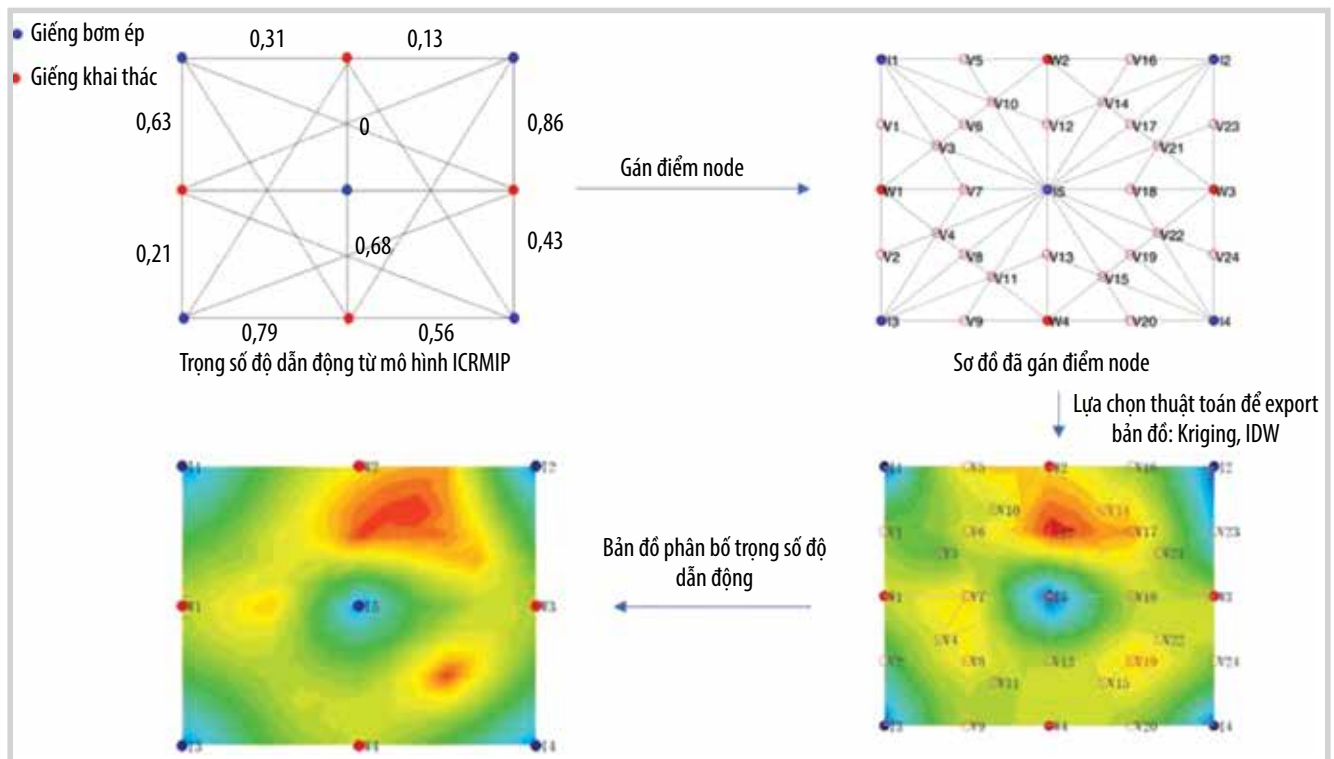
Mô phỏng khai thác thông qua mô hình số nhằm biểu diễn vỉa chứa dưới dạng ô lưới 3 chiều. Mỗi vị trí giếng khoan được gán tương ứng với mỗi ô lưới đã xác định tọa độ X - Y - Z. Kết quả tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác được chuyển sang dạng bản đồ số theo quy trình sau:

Bước 1: Gán vị trí giếng bơm ép và giếng khai thác theo tọa độ mô hình mô phỏng;

Bước 2: Giá trị trọng số độ dẫn động được gán tại trung điểm giữa giếng bơm ép và giếng khai thác (điểm giả lập);

Bước 3: Sử dụng thuật toán Kriging và IDW để nội suy bản đồ.

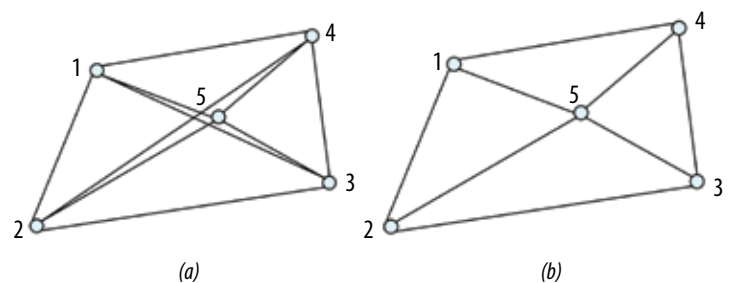
Theo lý thuyết, với n giếng bơm ép và m giếng khai thác, số điểm quan sát là n x m. Tuy nhiên, số điểm giả



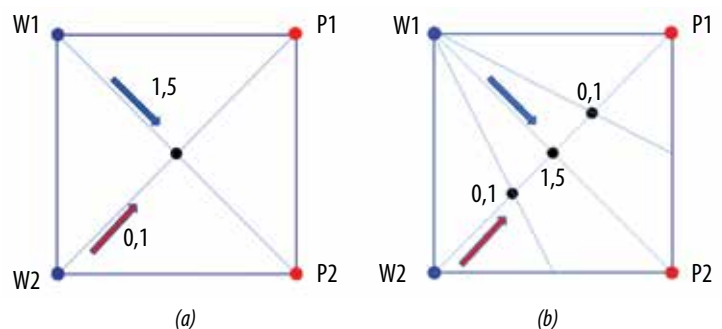
Hình 1. Quy trình thành lập bản đồ trọng số độ dẫn động.

lập lớn sẽ gây khó khăn và làm tăng thời gian tính toán. Bên cạnh đó, vị trí các điểm giả lập trùng nhau hoặc gần nhau với các giá trị khác biệt dẫn đến hiện tượng không hội tụ (convergence), đòi hỏi bài toán cần nhiều vòng lặp và thời gian để xử lý. Do đó, Kaviani [14], HuiZao [15] đã đưa ra lý thuyết để loại bỏ và hiệu chỉnh các điểm giả lập không cần thiết.

Điểm giả lập trùng với giếng khai thác: Một trong các trường hợp thường gặp trong thực tế là giếng bơm ép nằm trên cùng một đường thẳng với 2 hay nhiều giếng khai thác, dẫn tới điểm giả lập có thể trùng hoặc gần với vị trí giếng khai thác. Kaviani [14] đề xuất cách tiếp cận gọi là cửa sổ giếng để thiết lập các kết nối giếng theo khoảng cách giếng. Ví dụ trường hợp 5 giếng được thể hiện trong Hình 2 $L_{i,j} = L_{j,i}$ là khoảng cách giữa các giếng i và j . Tất cả các cặp giếng đều được kết nối và các kết nối này được biểu diễn bằng các đường thẳng. Tuy nhiên, không phải tất cả kết nối này đều cần thiết. Cụ thể, giếng 2, 5 và 4 gần như thẳng hàng; do đó, Kaviani cho rằng chỉ có 1 sự tương tác trực tiếp tương đối nhỏ giữa giếng 2 và 4. Kết nối giữa giếng 2 và 4 có thể xem xét loại bỏ. Bằng lập luận tương tự, kết nối trực tiếp giữa giếng 1 và giếng 3 cũng được loại bỏ.



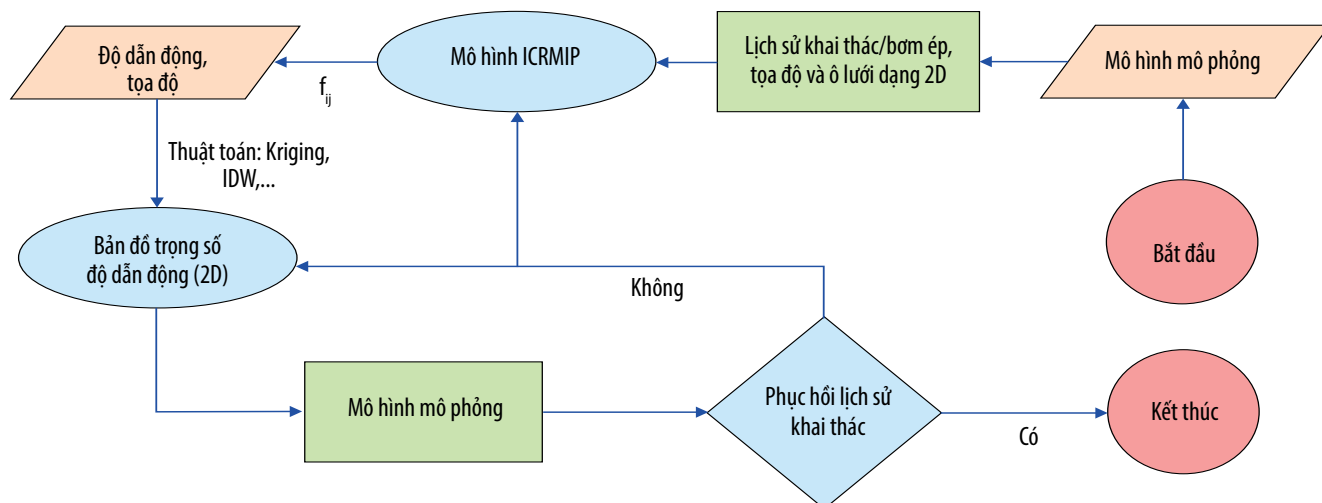
Hình 2. Mạng lưới kết nối giếng.



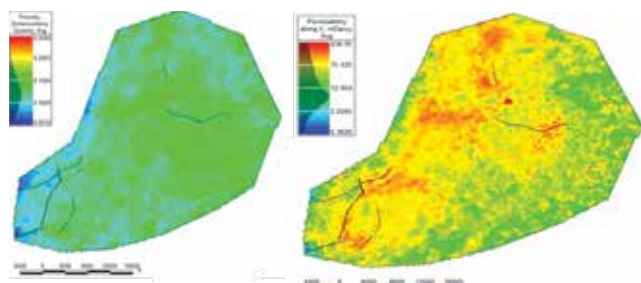
Hình 3. Mạng lưới kết nối giếng trong trường hợp điểm giả lập trùng nhau.

Trong quá trình xem xét các kết nối, nếu 2 góc trong một tam giác nhỏ hơn 1 giá trị xác định (15°) thì kết nối sẽ được loại bỏ. Với cách tiếp cận này, các kết nối của Hình 2a được thay thế bằng các kết nối được hiển thị trong Hình 2b.

Điểm giả lập trùng nhau: Trường hợp xảy ra khi điểm giả lập giữa cặp giếng bơm ép này trùng với điểm giả lập của cặp giếng bơm ép kia. Hình 3 biểu diễn vị trí giếng bơm ép W1, W2 và giếng

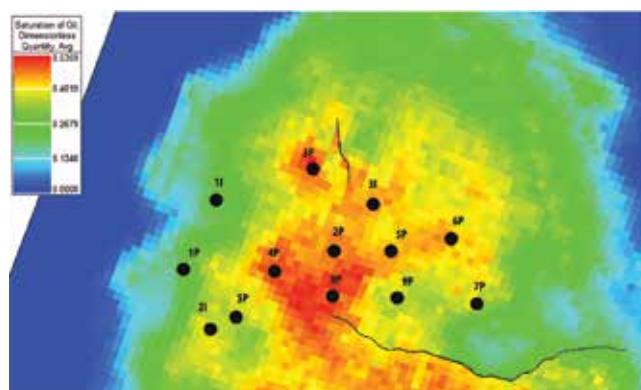


Hình 4. Quy trình nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác.



(a) Phân bố độ rỗng (b) Phân bố độ thấm

Hình 5. Bản đồ phân bố độ rỗng (a) và độ thấm (b) của đối tượng Miocene bể Cửu Long.



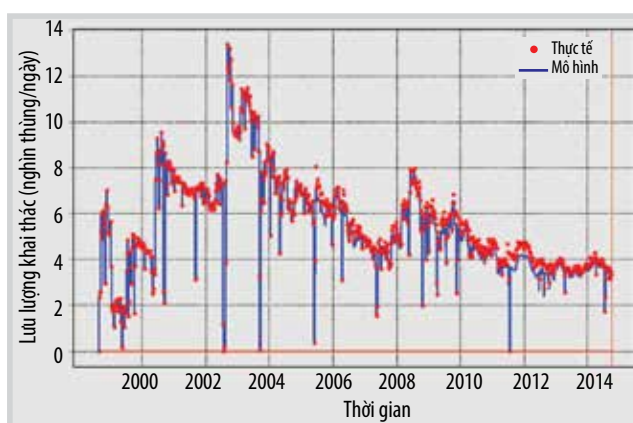
Hình 6. Vị trí khu vực nghiên cứu trên mô hình mô phỏng.

Bảng 1. So sánh sản lượng khai thác dầu, chất lưu giữa mô hình mô phỏng và thực tế

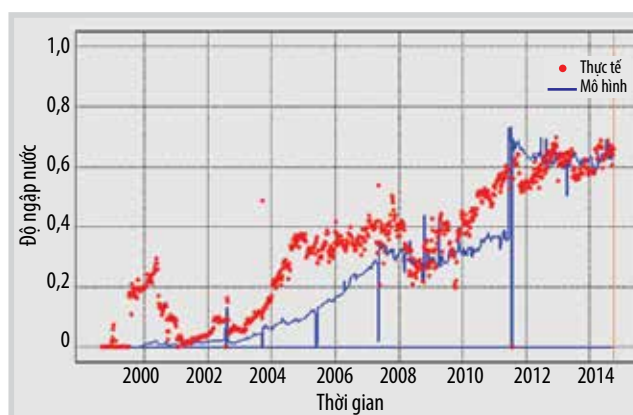
Chỉ tiêu	Thực tế	Mô hình mô phỏng	Sai số
Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	31,6	-2,8%
Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	43,8	-11,7

khai thác P1, P2. Trọng số độ dẫn động giữa giếng W1-P2 và W2-P1 lần lượt là 1,5 và 0,1. Thông thường điểm giả lập giữa 2 cặp giếng trên sẽ được gán tại trung điểm mỗi cặp và 2 vị trí này trùng nhau (Hình 3a).

Để giải quyết bài toán trên, HuiZao [15] đã bổ sung thêm 2 điểm giả lập và gán 2 điểm này với trọng số dẫn



Hình 7. So sánh lịch sử khai thác dầu giữa mô hình và thực tế.

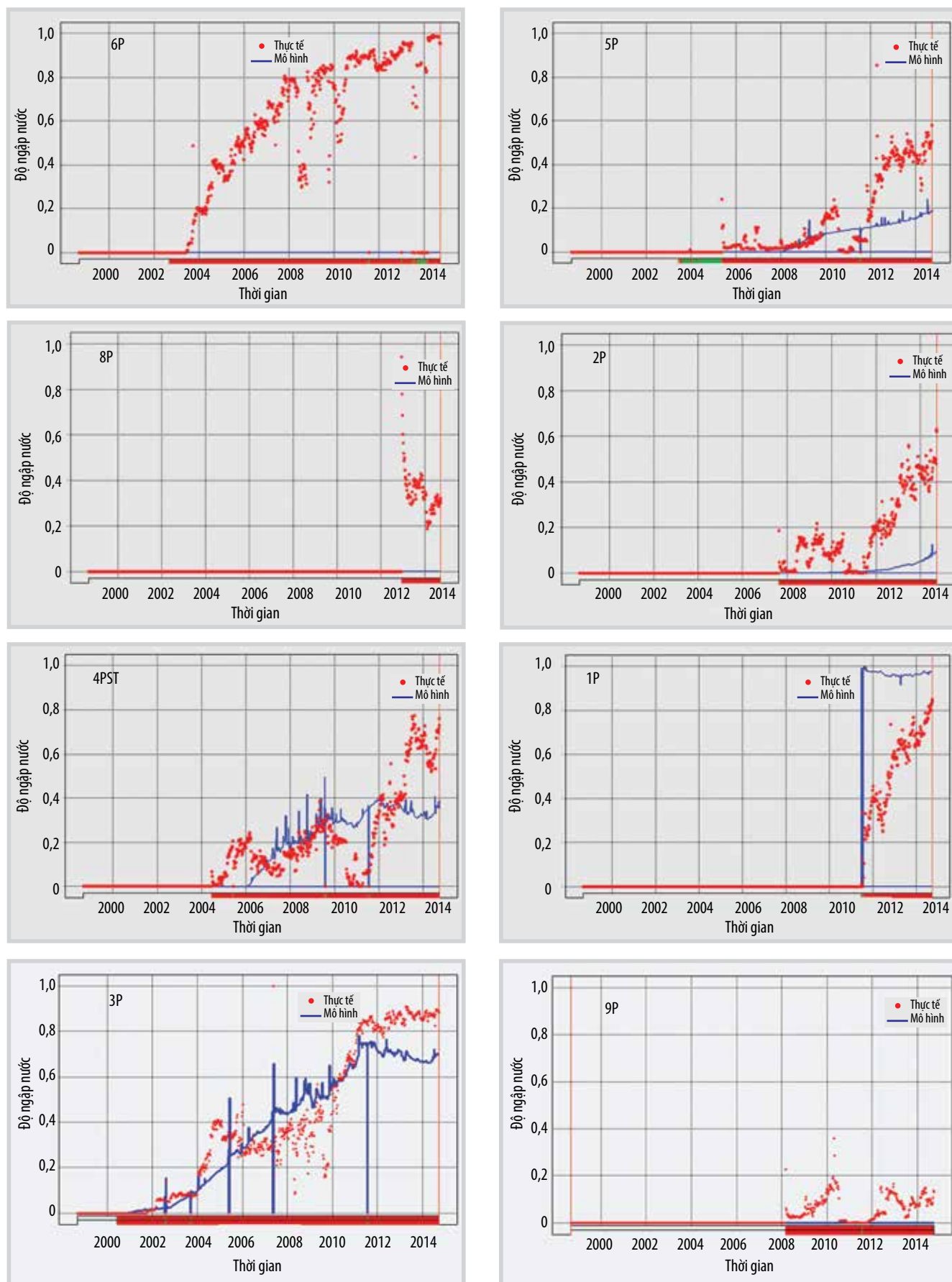


Hình 8. So sánh độ ngập nước giữa mô hình và thực tế.

động có giá trị thấp hơn (Hình 3b). Việc bổ sung 2 điểm giả lập vẫn đảm bảo yêu cầu của bài toán khi mức độ liên thông giữa cặp giếng W1-P2 tốt hơn so với cặp giếng W2-P1.

2.3. Quy trình phục hồi lịch sử khai thác

Trên cơ sở mô hình ICRMIP áp dụng cho đối tượng thực hiện bơm ép nước, nhóm tác giả tiến hành tính toán



Hình 9. So sánh độ ngập nước các giếng trong mô hình và khai thác.

độ dẫn động, trọng số độ dẫn động và bản đồ hóa điểm dữ liệu trọng số độ dẫn động trên nền ô lưới 2D của mô hình mở sẵn có. Kết quả bản đồ trọng số độ dẫn động được đưa trực tiếp vào mô hình mô phỏng khai thác để thực hiện phục hồi lịch sử khai thác. Quy trình phục hồi lịch sử khai thác từ kết quả mô hình ICRMP được biểu diễn trong Hình 4.

3. Nâng cao chất lượng mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene bể Cửu Long

3.1. Tổng quan mô hình mô phỏng khai thác

Mô hình mô phỏng khai thác đối tượng Miocene bể Cửu Long được xây dựng trên cơ sở đầu ra của mô hình địa chất 3D, kết hợp tài liệu chất lưu, tài liệu mẫu lõi đặc biệt, điều kiện vỉa ban đầu và tài liệu khai thác. Phương pháp tiếp cận đa kịch bản (multi-scenario) và đa thực tế (multi-realization) được sử dụng trong mô hình địa chất nhằm phân tích độ rủi ro của các thông số đầu vào. Thay vì kiểm tra tổ hợp các thông số rủi ro và chọn mô hình đại diện, thông số rủi ro chính của mỗi khu vực được sử dụng như nhân tố chính để lựa chọn mô hình. Độ rỗng trong mô hình được xác định từ tài liệu giếng khoan và mẫu lõi, dự báo phân bố kết hợp khái niệm về thành tạo môi trường trầm tích. Độ thấm được xác định trên cơ sở quan hệ rỗng thấm đạt được từ tài liệu phân tích mẫu tiêu chuẩn. Phân bố độ rỗng, thấm được biểu diễn trên Hình 5.

Mô hình mô phỏng khai thác được xây dựng với độ lớn 3 chiều x, y, z: $153 \times 174 \times 69$ trong đó mỗi ô lưới có kích thước $100\text{m} \times 100\text{m} \times 10\text{m}$. Tổng số ô lưới hoạt động tham gia vào quá trình mô phỏng đạt 555.747 ô lưới.

Trên mô hình mô phỏng khai thác, khu vực nghiên cứu (13 giếng khai thác và bơm ép) nằm tại phía Tây Bắc của mỏ được ngăn cách bởi khu vực phía Đông Nam bởi ranh giới trầm tích đầm hồ và đứt gãy biên độ nhỏ.

Mô hình mô phỏng khai thác sử dụng lưu lượng khai thác dầu làm điều kiện ràng buộc. Theo toàn khu vực, chỉ số công nghệ khai thác (lưu lượng dầu và chất lưu) mô hình thấp hơn thực tế (Hình 7). Độ ngập nước toàn khu vực trong mô hình có cùng xu hướng với độ ngập nước thực tế tuy nhiên thời điểm xuất hiện nước trễ hơn (Hình 8). Tại một số thời điểm lưu lượng khai thác dầu không đạt được lưu lượng khai thác lịch sử và độ ngập nước trong mô hình thấp hơn so với độ ngập nước thực tế. Bảng 1 biểu diễn sai số về sản lượng dầu cộng dồn và sản lượng chất lưu cộng dồn giữa mô hình mô phỏng và thực tế.

Thống kê cho thấy có sự khác biệt lớn giữa kết quả mô phỏng và kết quả thực tế, cụ thể là 6/10 giếng khai thác

chênh lệch trên 20% về tổng sản lượng chất lưu cộng dồn, các giếng không đạt được độ ngập nước lịch sử. Hình 9 biểu diễn độ ngập nước giữa mô hình và thực tế tại các giếng 1P, 2P, 4SPT, 5P, 6P và 8P. Tại các giếng 5P và 2P, độ ngập nước trong mô hình thấp hơn và đến trễ hơn so với thực tế, trong khi tại giếng 1P độ ngập nước mô hình cao hơn so với thực tế với xu hướng đi ngang trên 90%. Đối với các giếng 6P và 8P, mô hình không ghi nhận nước nhưng thực tế nước tại 2 giếng trên lần lượt đạt tới 95% và 30% (thời điểm cuối lịch sử).

Động thái ngập nước từng giếng cho thấy tại một số khu vực, mô hình chưa phản ánh đúng đặc điểm địa chất của mỏ và mức độ tương tác giữa giếng khai thác - bơm ép, do đó cần thực hiện các bước hiệu chỉnh trong mô hình. Để phục hồi lịch sử khai thác trong mô hình, các kỹ sư mô phỏng có thể tiến hành hiệu chỉnh các thông số vỉa chứa như độ thấm, độ dẫn động... Việc hiệu chỉnh bằng tay và theo phương pháp "trial and error" (thử sai).

Nhóm tác giả sử dụng kết quả đánh giá ảnh hưởng giếng tương tác bơm ép - khai thác từ mô hình điện trở điện dung cải tiến để phục vụ quá trình phục hồi lịch sử. Kết quả đánh giá từ mô hình ICRMIP được đưa qua công cụ để tạo bản đồ 2D/3D thay thế cho việc hiệu chỉnh trực tiếp bằng tay.

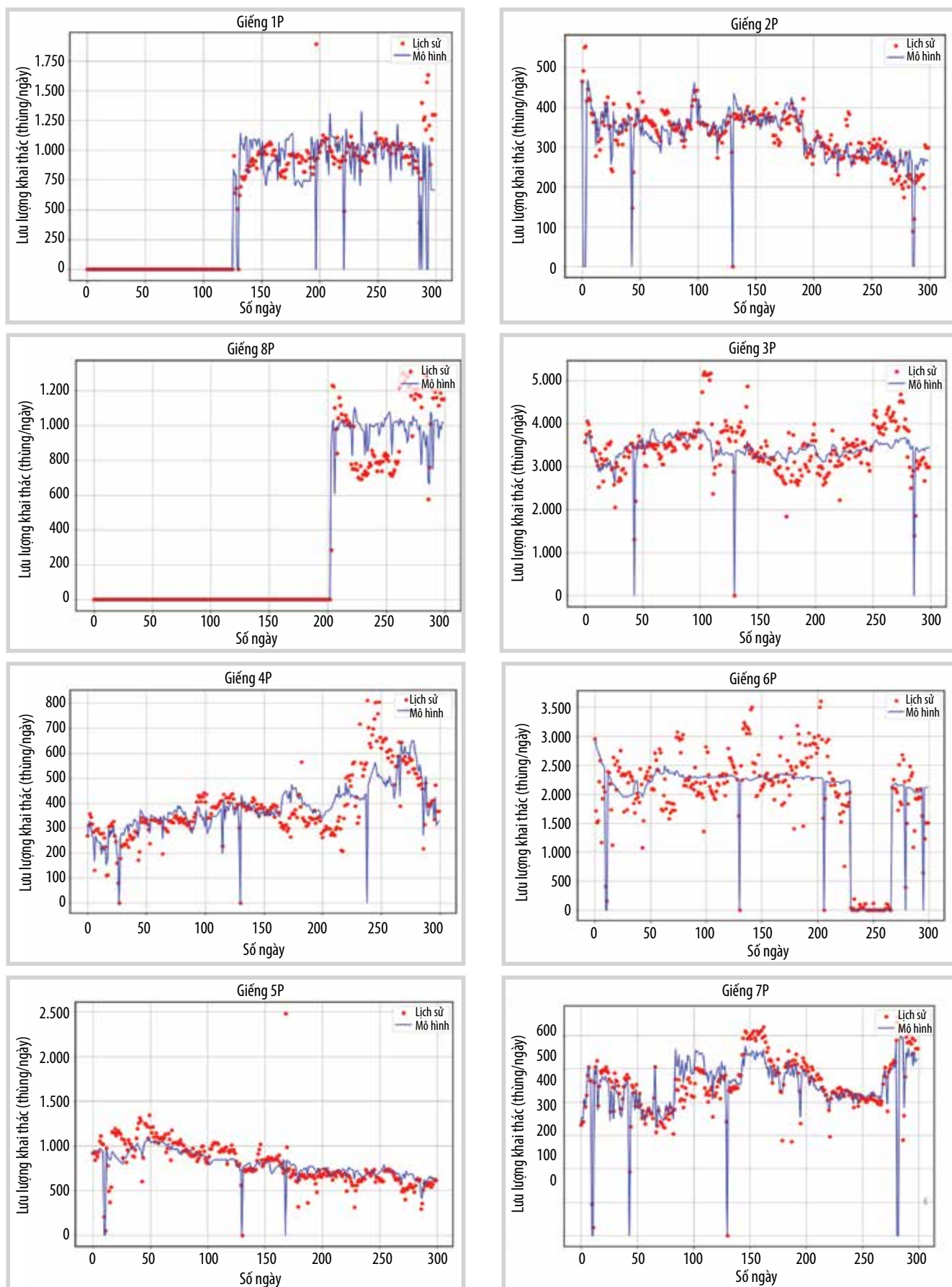
3.2. Ứng dụng mô hình ICRMIP cho đối tượng Miocene bể Cửu Long

Dữ liệu đầu vào của mô hình ICRMIP gồm:

- Lưu lượng khai thác chất lưu của 10 giếng khai thác;
- Áp suất đáy giếng của 10 giếng khai thác;
- Lưu lượng bơm ép chất lưu (nước và khí);
- Chỉ số năng suất giếng của 10 giếng khai thác.

3.2.1. Phục hồi lịch sử khai thác chất lưu

Hình 10 cho thấy kết quả phục hồi lịch sử khai thác chất lưu của 5 giếng khai thác (2P, 3P, 4P, 6P và 7P) tương đối tốt với sai số tương đối trung bình (ARE) dưới 15%. Trong đó, giếng 7P và 2P có sai số tương đối trung bình thấp nhất lần lượt là 6% và 7%. Bên cạnh đó, 3 giếng khai thác (1P, 6P, 8P) cho kết quả phục hồi lịch sử khai thác chất lưu chưa tốt với sai số tương đối trung bình lớn (ARE thuộc khoảng 16% - 23%). Lý do chính là các giếng này mới được đưa vào khai thác (1P, 8P) hoặc mới đưa hoạt động trở lại (6P) có lịch sử khai thác chất lưu ngắn và dữ liệu áp suất đáy giếng thu thập được còn hạn chế.



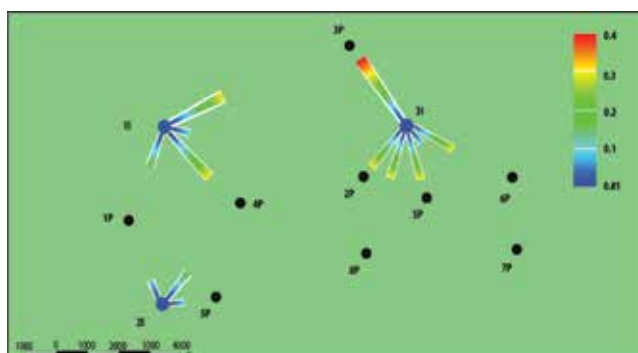
Hình 10. Kết quả phục hồi lịch sử các giếng khai thác.

Bảng 2. Thông số đầu ra mô hình ICRMIP

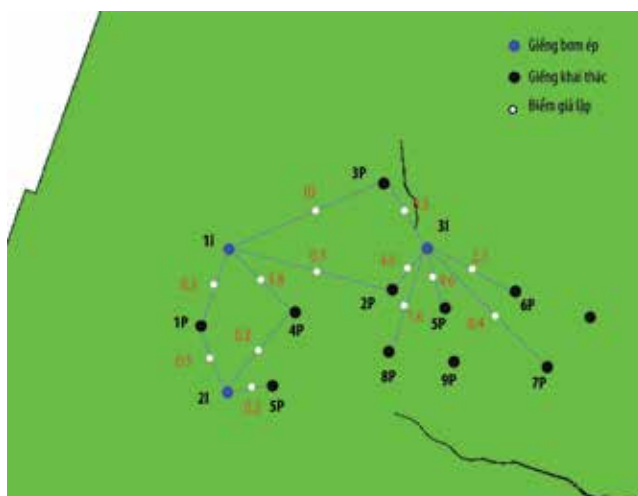
		Mức độ tương tác (%)							
Giếng khai thác	Giếng bơm ép	1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
		1I	6%	2%	13%	14%	-	-	-
2I	3%	-	-	8%	-	-	-	-	
3I	-	10%	37%	-	11%	15%	3%	16%	
		Nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày)							
Giếng khai thác	Giếng bơm ép	1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
		1I	145	62	101	28	-	-	-
2I	145	-	-	220	-	-	-	-	
3I	-	71	101	-	127	167	66	196	

Bảng 3. Độ dẫn động của giếng bơm ép và giếng khai thác

		1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P	
Giếng khai thác	Giếng bơm ép	1I	0,15	0,05	0,46	0,42	-	-	-	-
		2I	0,2	-	-	0,1	-	-	-	-
3I	-	0,4	0,2	-	-	0,4	0,35	0,18	0,3	



Hình 11. Mức độ tương tác của các giếng bơm ép đến giếng khai thác.



Hình 12. Vị trí giếng khoan và điểm giá lập.

3.2.2. Đánh giá ảnh hưởng của các giếng bơm ép đến giếng khai thác

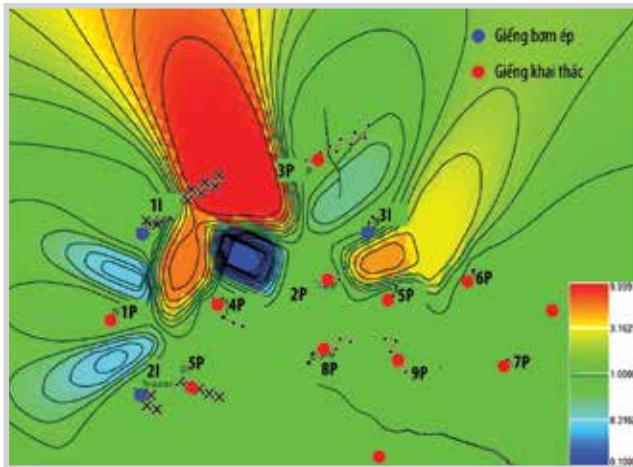
Giếng bơm ép 3I và 1I được bố trí tại rìa của vỉa sản phẩm đối xứng qua cấu trúc dạng yên ngựa (khu vực giếng 1P); giếng bơm ép 2I được bố trí tại phần thấp của khối nhô cao nhằm hỗ trợ năng lượng cho các giếng phần đỉnh (4P, 2P, 3P, 8P). Giếng bơm ép 1I và 3I được hoàn thiện kiểu giếng ngang, cộng hưởng cùng với năng lượng từ vùng nước rìa tới các giếng khai thác kỳ vọng tốt tới các vùng trung tâm thuộc khối nhô cao (1P, 2P, 3P và 4P), ảnh hưởng yếu hoặc kém tới các giếng phía Nam của cấu tạo.

Theo kết quả đánh giá, giếng bơm ép 3I có ảnh hưởng mạnh nhất tới giếng 3P với tỷ trọng 37% và ảnh hưởng với tỷ trọng tương đối đồng đều đối với các giếng còn lại (2P, 5P, 6P, 8P). Giếng 7P chịu ảnh hưởng thấp hơn với tỷ trọng khoảng 3%.

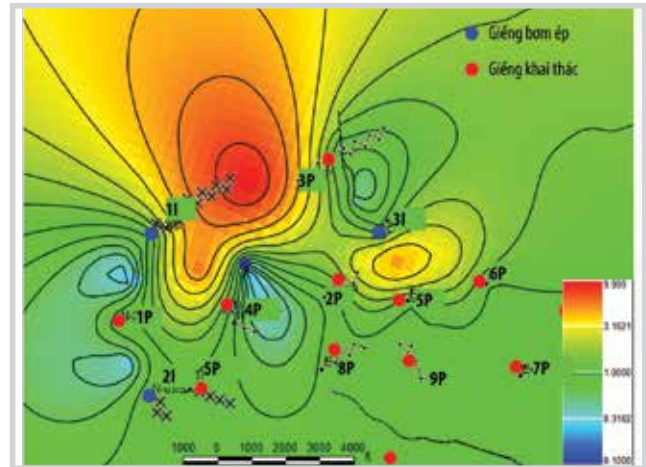
Giếng 2I là giếng bơm ép đầu tiên tại khu vực, lưu lượng bơm ép trung bình khoảng 5.000 thùng/ngày, nhịp độ bơm ép ổn định trong giai đoạn 2009 - 2012. Mô hình ICRMIP đã xác định giếng bơm ép 2I có ảnh hưởng tới các giếng vùng trung tâm như 1P và 4P. Kết quả bơm ép chất chỉ thị cho thấy mức độ phù hợp với kết quả đánh giá từ mô hình ICRMIP khi chất chỉ thị xuất hiện tại giếng 1P, 4P, không xuất hiện tại giếng 2P.

Bảng 4. Trọng số độ dẫn động giữa giếng bơm ép và giếng khai thác

Giếng khai thác \ Giếng bơm ép	1P	2P	3P	4P	5P	6P	7P	8P
1I	0,3	0,1	10	5,8	-	-	-	-
2I	0,5	-	-	0,2	-	-	-	-
3I	-	4,6	0,5	-	4,6	2,7	0,4	1,6

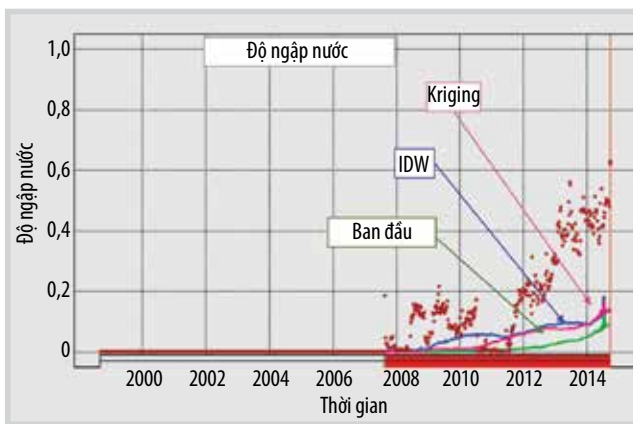


(a)

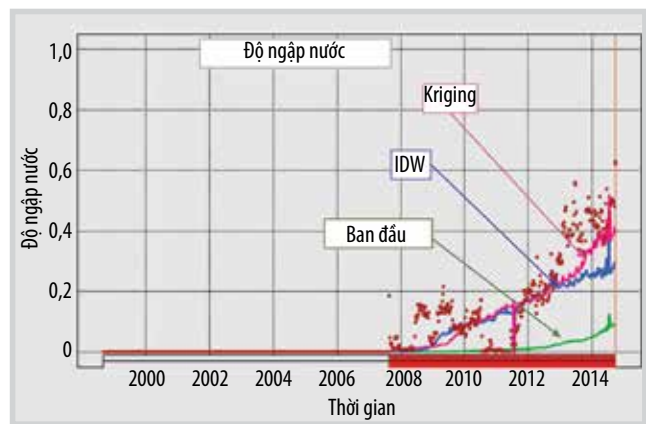


(b)

Hình 13. Bản đồ nội suy trọng số độ dẫn động sử dụng thuật toán IDW (a) và thuật toán Kriging (b).



(a)



(b)

Hình 14. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 2P: Độ dẫn động ban đầu (a) và sau khi điều chỉnh độ dẫn động (b).

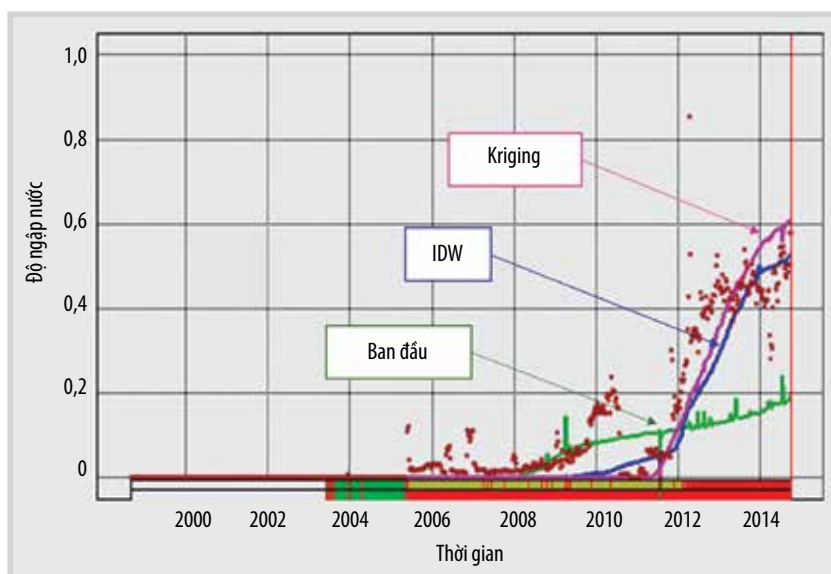
Giếng bơm ép 1I có ảnh hưởng lớn nhất tới các giếng 3P vùng phía Bắc và 4P vùng trung tâm, ảnh hưởng yếu tới giếng 1P vùng phía Nam và hỗ trợ kém tới giếng 2P. Tại giếng 1I, tiến hành bơm chất chỉ thị, kết quả khảo sát và phân tích mẫu chất lưu khai thác tại các giếng quan sát đã ghi nhận sự hiện diện của chất chỉ thị tại giếng 1P, 3P, và 4P. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa các giếng bơm ép đến các giếng khai thác bằng mô hình ICRMIP cho thấy sự phù hợp với kết quả bơm ép chất chỉ thị.

3.3. Xây dựng bản đồ trọng số độ dẫn động đối tượng Miocene bể Cửu Long

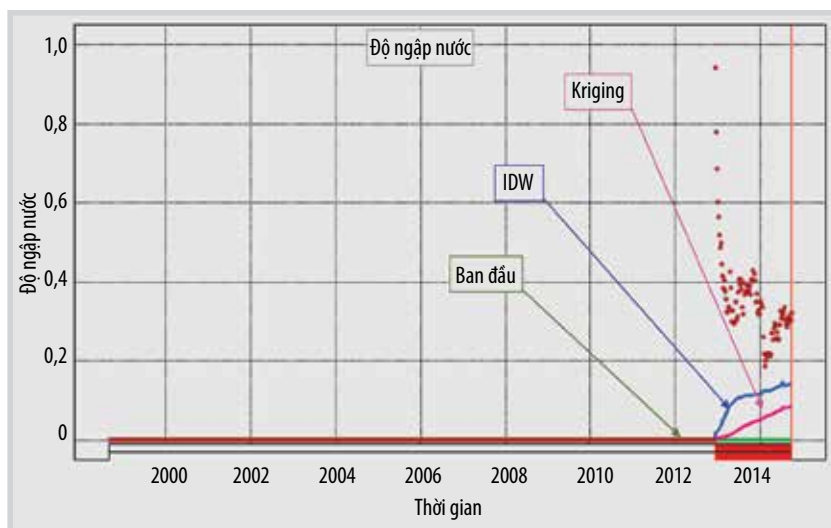
Từ kết quả hệ số tương tác f_{ij} giữa giếng khai thác và

giếng bơm ép, nhóm tác giả tính toán giá trị tuyệt đối độ dẫn động giữa giếng bơm ép i và giếng khai thác j theo nội dung và phương trình đã được đề cập tại phần trên. Kết quả được biểu diễn trong Bảng 3.

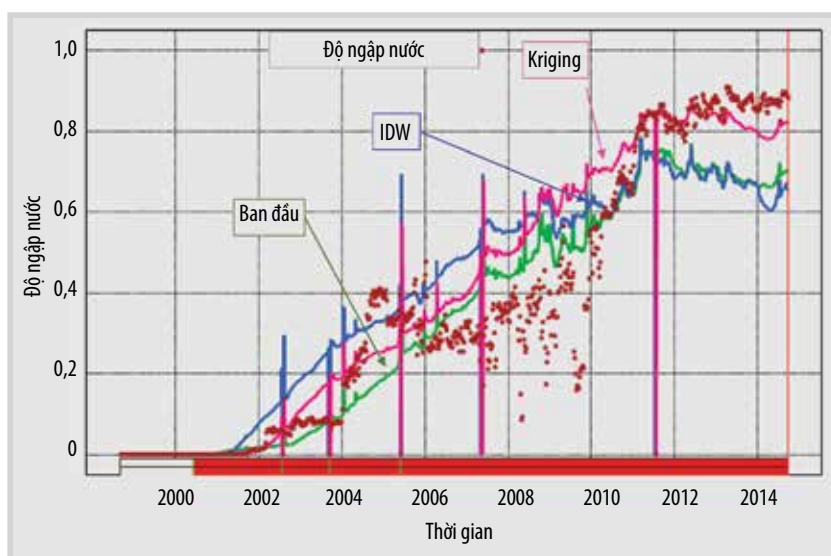
Giá trị tuyệt đối độ dẫn động không được đưa trực tiếp vào trong mô hình mà sẽ được phân phối chuẩn theo hàm logarithm thang 0,1 tới 10 và đưa theo dạng trọng số độ dẫn động. Trọng số độ dẫn động là mức độ tương quan (tương đối) giữa các giá trị tuyệt đối độ dẫn động. Trọng số độ dẫn động sẽ được nhân với giá trị độ dẫn động tuyệt đối có sẵn trong mô hình, việc này đảm bảo chỉ thay đổi độ dẫn động trong mô hình tại các khu vực có tương tác giữa giếng bơm ép và giếng khai thác. Kết quả



Hình 15. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 5P.



Hình 16. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 8P.



Hình 17. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 3P.

tính toán trọng số độ dẫn động được biểu diễn trong Bảng 4.

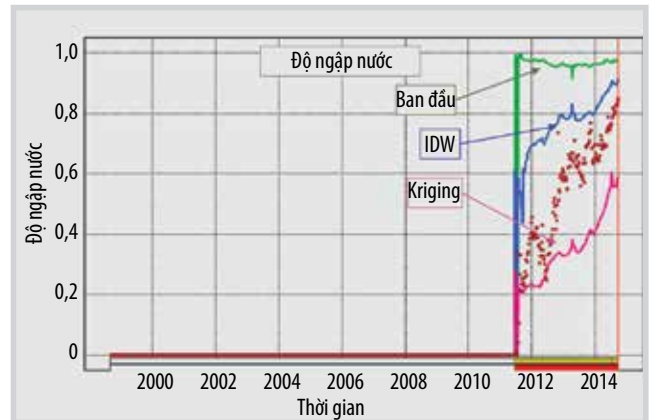
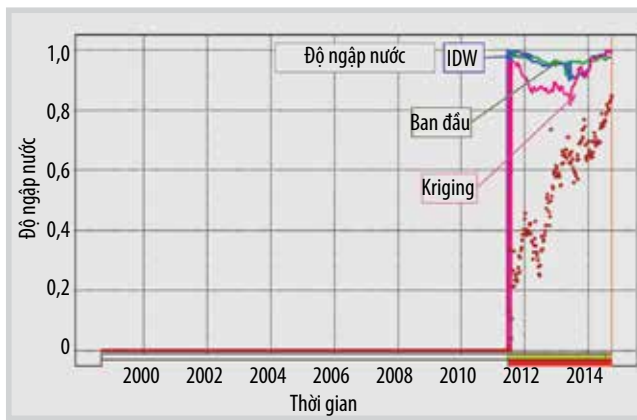
Công cụ chuyển đổi dữ liệu sang dạng bản đồ số tự động xác định vị trí các điểm giả lập, vị trí các điểm giả lập được gán giá trị trọng số độ dẫn động theo Bảng 4. Các điểm giả lập sẽ tuân theo lý thuyết lựa chọn ô lưới và thành lập bản đồ, vị trí điểm giả lập là trung điểm giữa giếng khai thác và giếng bơm ép. Hình 12 biểu diễn vị trí giếng và vị trí điểm giả lập.

Công cụ chuyển đổi tiến hành nội suy điểm dữ liệu theo 2 thuật toán Kriging và IDW.

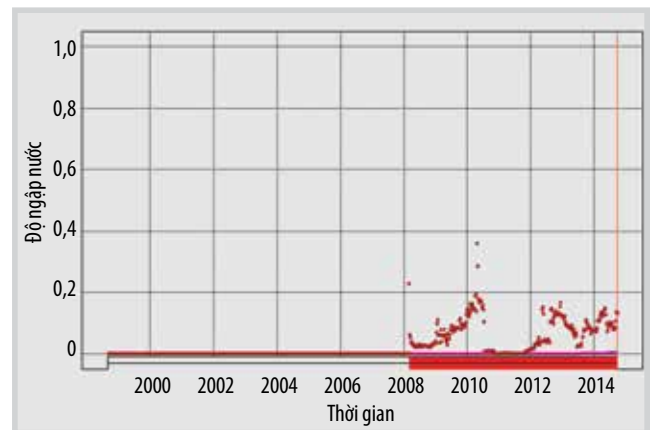
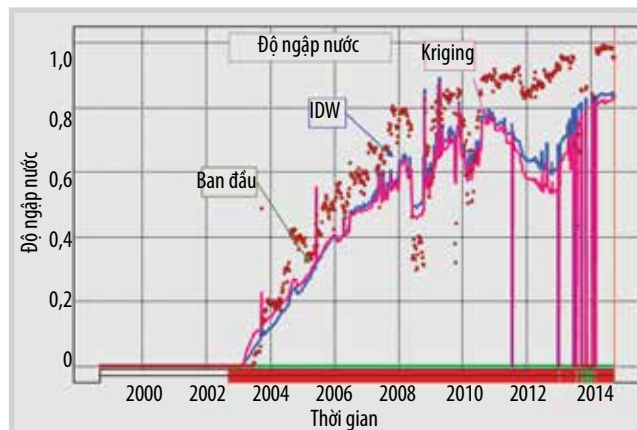
Với cùng một tập dữ liệu đưa vào, bản đồ nội suy trọng số độ dẫn động theo 2 phương pháp Kriging và IDW có nhiều điểm khác nhau. Về điểm chung, cả 2 phương pháp đều tạo ra bản đồ có cùng xu hướng. Khu vực giếng 1I và 3P có độ dẫn động/trọng số độ dẫn động tốt nhất trong các cặp giếng khai thác/bơm ép được nội suy với giá trị giảm dần ra các khu vực còn lại, trong khi khu vực giếng 1I và 2P được nội suy tăng dần từ tâm ra các khu vực còn lại. Hai bản đồ đều đảm bảo sự chuyển tiếp tự nhiên giữa các điểm. Tuy nhiên, bản đồ Kriging có biên độ và độ dốc giữa các đường bao là thấp hơn so với bản đồ IDW.

3.4. Phục hồi lịch sử khai thác mô hình

Bản đồ dạng 3D về trọng số độ dẫn động theo 2 thuật toán được đưa trực tiếp vào mô hình thông qua từ khóa MULTIPLY. Định dạng bản đồ 3D, tuy nhiên thông số bản đồ chỉ thay đổi theo chiều X và Y, không thay đổi theo chiều Z (chiều thẳng đứng). Kết quả chạy mô hình cho thấy, lịch sử các giếng khai thác được cải thiện đặc biệt động thái độ ngập nước khi 5/10 giếng khai thác có độ ngập nước gần với thực tế hơn so với mô hình ban đầu. Kết quả cũng cho thấy có sự khác biệt về kết quả khi áp dụng 2 thuật toán, tuy nhiên sự khác nhau là không lớn.



Hình 18. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 1P: Độ dẫn động ban đầu (a) và sau khi điều chỉnh độ dẫn động (b).



Hình 19. Kết quả phục hồi lịch sử giếng 6P (a) và 9P (b).

Bảng 5. So sánh chỉ số khai thác giữa mô hình và thực tế trong mô hình ban đầu

Mô hình	Thông số	Thực tế	Mô hình	Sai số
Ban đầu	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	31,6	-2,8%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	43,8	-11,7%
Kriging	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	32,4	-0,3%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	51,7	+4,2%
IDM	Tổng sản lượng dầu (triệu thùng)	32,5	32,3	-0,31%
	Tổng sản lượng chất lưu (triệu thùng)	49,6	53,3	+7,5%

Giếng 2P là giếng có lưu lượng khai thác lớn nhất tại khu vực, giếng nằm về phía Nam và cách giếng bơm ép 31 khoảng 500 m. Độ ngập nước thực tế tại giếng 2P bắt đầu tăng nhanh từ năm 2012, tương ứng với thời điểm đưa giếng bơm ép 31 vào hoạt động, độ ngập nước 2 giếng đạt khoảng 50% vào thời điểm cuối năm 2014. Trọng số độ dẫn động đã xác định giá trị 1,6 giữa giếng khai thác 2P và giếng bơm ép 31. Kết quả chạy mô hình khi sử dụng bản đồ trọng số độ dẫn động cho hiệu quả cải thiện độ ngập nước tại giếng 2P, tuy nhiên mức độ cải thiện chưa đáng kể (Hình 14a). Trên cơ sở kết quả này, mô hình sẽ gia tăng độ dẫn động giữa giếng 2P và 31 theo phương pháp thử sai, trọng số độ dẫn động giữa các cặp giếng khác được

giữ nguyên. Bản đồ trọng số độ dẫn động sau đó tự động được xây dựng lại và đưa vào mô hình mô phỏng khai thác. Giá trị trọng số độ dẫn động cuối cùng cho kết quả phù hợp giữa mô hình và thực tế là 9,2 (Hình 14b).

Tương tự giếng khoan 2P, nhóm tác giả tiến hành các bước hiệu chỉnh tại giếng 5P, 8P, 3P, 1P trong đó giếng khoan 1P cần phải thực hiện thử sai độ dẫn động nhiều lần. Việc thử sai này không làm ảnh hưởng tới động thái khai thác trong mô hình các giếng lân cận. Hình 15 - 18 biểu diễn kết quả phục hồi lịch sử độ ngập nước của các giếng khoan 5P, 8P, 3P, 1P.

Đối với các giếng khai thác 6P, 9P, 7P, những giếng

có mức độ tương tác thấp hơn đối với giếng bơm ép, mô hình phục hồi lịch sử mặc định trọng số độ dẫn động không thay đổi hoặc thay đổi với giá trị nhỏ. Hình 19 biểu diễn kết quả phục hồi lịch sử của các giếng 6P và 9P.

So sánh tổng sản lượng dầu và chất lưu tại khu vực nghiên cứu giữa mô hình sử dụng 2 thuật toán, mô hình ban đầu và thực tế khai thác cho thấy hiệu quả rõ rệt trong việc giảm độ sai lệch giữa mô hình và thực tế. Tổng sản lượng dầu mô hình theo thuật toán Kriging và IDW chỉ sai lệch -0,3% và -0,31%, trong khi tổng sản lượng dầu mô hình ban đầu sai lệch -2,8%. Đối với tổng sản lượng chất lưu khai thác, mô hình mô phỏng sử dụng kết quả bản đồ Kriging và IDW có độ sai lệch +4,2% và +7,5% so với tài liệu thực tế. Kết quả thống kê cũng cho thấy, độ sai lệch khi sử dụng thuật toán Kriging thấp hơn thuật toán IDW, tuy nhiên sự sai lệch khác nhau là không lớn và có thể cải thiện qua các bước hiệu chỉnh chi tiết.

4. Kết luận

Bài báo đã xây dựng quy trình ứng dụng kết quả của phương pháp phi tuyến (mô hình điện trở điện dung cải tiến) trong hỗ trợ nâng cao hiệu quả xây dựng mô hình mô phỏng khai thác thông qua thuật toán nội suy (IDW và Kriging).

Nhóm tác giả lựa chọn khu vực phía Tây Bắc đối tượng Miocene mỏ X bể Cửu Long, áp dụng quy trình đã xây dựng để tiến hành đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép lên khai thác bằng phần mềm điện trở điện dung cải tiến, xác định độ dẫn động, trọng số độ dẫn động, xây dựng bản đồ trọng số độ dẫn động và thực hiện nâng cao hiệu quả phục hồi lịch sử trong mô hình mô phỏng khai thác, cụ thể:

Khu vực nghiên cứu gồm 10 giếng khai thác, 3 giếng bơm ép. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa giếng bơm ép - khai thác theo mô hình điện trở điện dung cải tiến phù hợp với kết quả đánh giá từ công tác bơm ép chất chỉ thị tại khu vực và động thái khai thác khu vực.

Bản đồ trọng số độ dẫn động biểu diễn mức độ liên thông giữa cặp giếng bơm ép - khai thác. Một số khu vực có độ liên thông tốt như 11-3P, 3I-5P, trong khi các khu vực có độ liên thông thấp hơn như 11-1P, 2ST-1P, 11-2P. Kết quả tạo bản đồ trọng số độ dẫn động theo 2 thuật toán IDW và Kriging có cùng xu hướng tuy nhiên độ dốc đường bao là khác nhau.

Áp dụng bản đồ trọng số độ dẫn động trong mô hình mô phỏng khai thác đã cho thấy hiệu quả cao trong việc nâng cao phục hồi lịch sử khai thác. 7/10 giếng khoan đã

cải thiện thông số độ ngập nước so với mô hình ban đầu. Sai số tổng sản lượng dầu, chất lưu khai thác trong mô hình so với thực tế lần lượt giảm từ -2,8% xuống -0,3% và từ +11,7% xuống +4,2% (+7,5%).

Theo kết quả tính toán, độ sai lệch khi sử dụng thuật toán Kriging là thấp hơn thuật toán IDW, tuy nhiên sự khác biệt là không lớn và có thể cải thiện qua các bước hiệu chỉnh chi tiết.

Lời cảm ơn

Bài báo là kết quả nghiên cứu của Đề tài cấp Viện Dầu khí Việt Nam theo Quyết định giao nhiệm vụ số 5885/QĐ-VĐKVN ngày 1/11/2021. Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Viện Dầu khí Việt Nam đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] M. Cancelliere, SPE, F. Verga, SPE, and D. Viberti, "Benefits and limitations of assisted history matching", *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, 6 - 8 September 2011*. DOI: 10.2118/146278-MS.
- [2] Ali A. Yousef, Pablo Gentil, Jerry L. Jensen, and Larry W. Lake, "A capacitance model to infer interwell connectivity from production- and injection-rate fluctuations", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 9, No. 6, pp. 630 - 646, 2006. DOI: 10.2118/95322-PA.
- [3] A.A. Yousef, L.W. Lake, and J.L. Jensen, "Analysis and interpretation of interwell connectivity from production and injection rate fluctuations using a capacitance model", *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 22 - 26 April 2006*. DOI: 10.2118/99998-MS.
- [4] Daigang Wang, Yong Li, Jing Zhang, Chenji Wei, Yuwei Jiao, and Qi Wang, "Improved CRM model for interwell connectivity estimation and production optimization: Case study for karst reservoirs", *Energies*, Vol. 12, No. 5, 2019. DOI:10.3390/en12050816.
- [5] Danial Kaviani and Peter P. Valkó, "Inferring interwell connectivity using multiwell productivity index (MPI)", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 73, No. 1 - 2, pp. 48 - 58, 2010. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.05.006.
- [6] Trần Đăng Tú, Trần Xuân Quý, Đinh Đức Huy, Phạm Trường Giang, và Lê Thế Hùng, "Tích hợp phương trình điện trở điện dung cải tiến và tỷ phần dòng chảy Gentil trong dự báo khai thác: Vấn đề và giải pháp", *Tạp chí Dầu*

khí, Số 4, trang 5 - 17, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.04-01.

[7] Surya Udayakumar, Dhivya Srinivas, and Aarthi Nagamanikam, *Crime hotspot mapping and analysis using interpolation method*. Lambert Academic Publishing, 2018.

[8] Mohammad Salehian and Murat Çınar, "Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut in and horizontal wells", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Vol. 9, pp. 2811 - 2830, 219. DOI: 10.1007/s13202-019-0655-4.

[9] George Y. Lu and David W. Wong, "An adaptive inverse-distance weighting spatial interpolation technique", *Computers & Geosciences*, Vol. 34, No. 9, pp. 1044 - 1055, 2008. DOI: 10.1016/j.cageo.2007.07.010.

[10] Kevin Johnston, Jay M. Ver Hoef, Konstantin Kivoruchko, and Neil Lucas, *Using ArcGIS geostatistical analyst*. ESRI Press, 2004.

[11] Yoshitada Mito, Mohd Ashraf Mohamad Ismail, and Takuji Yamamoto, "Multidimensional scaling and inverse distance weighting transform for image

processing of hydrogeological structure in rock mass", *Journal of Hydrology*, Vol. 411, No. 1 - 2, pp. 25 - 36, 2011. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2011.09.018.

[12] Wei-Hsin Chen, Hung-Jen Hsu, Gopalakrishnan Kumar, Wojciech M. Budzianowski, and Hwai Chyuan Ong, "Predictions of biochar production and torrefaction performance from sugarcane bagasse using interpolation and regression analysis", *Bioresource Technology*, Vol. 246, pp. 12 - 19, 2017. DOI: 10.1016/j.biortech.2017.07.184.

[13] Trương Xuân Luận, "Giáo trình Địa thống kê". Trường Đại học Mở - Địa chất Hà Nội, 2010.

[14] Danial Kaviani, Peter Valkó, and Jerry Jensen, "Analysis of injection and production data for open and large reservoirs", *Energies*, Vol. 4, No. 11, pp. 1950 - 1972. DOI: 10.3390/en4111950, 2011. DOI: 10.3390/en4111950.

[15] Hui Zhao, Zhijiang Kang, Xiansong Zhang, Haitao Sun, Lin Cao, and Albert C. Reynolds, "A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application", *SPE Journal*, Vol. 21, No. 6, pp. 2175 - 2194, 2016. DOI: 10.2118/173213-PA.

IMPROVING THE QUALITY OF PRODUCTION SIMULATION MODEL BY APPLYING THE RESULTS OF NONLINEAR SIGNAL PROCESSING METHODS

Tran Xuan Quy¹, Tran Dang Tu¹, Pham Truong Giang¹, Le The Hung¹, Dinh Duc Huy¹, Nguyen Khac Long², Kieu Duc Thinh³

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

³ThuyLoi University

Email: quytx.epc@vpi.pvn.vn

Summary

The petroleum production simulation model is a reliable and commonly used tool by petroleum engineers in field operation and management. Production history matching is a vital link while building and completing the simulation model such that it accurately reflects reservoir behavior. In addition to the methods such as direct modification and automatic/assisted history matching, the authors propose a solution to improve the efficiency of history matching by applying the results of nonlinear signal processing methods and data point mapping method through interpolation algorithm. The method is applied for 3 water injection wells, 10 production wells at Miocene reservoir of the water flooding field X in Cuu Long Basin. The results show that the water-cut parameter of 7/10 production wells really improved in comparison to the initial model. The error of oil and liquid cumulative production in the simulation model compared to reality data respectively decreases from -2.8% to -0.3% and from +11.7% to less than 5%.

Key words: Simulation model, history matching, nonlinear signal processing, interpolation algorithm, water injection.