

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

Trần Đăng Tú, Trần Xuân Quý, Đinh Đức Huy, Phạm Trường Giang, Lê Thế Hùng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: tutd@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.04-01>

Tóm tắt

Đối với các mỏ có thực hiện bơm ép nước, cần quan tâm đến các yếu tố dự báo sản lượng khai thác dầu/khí/nước, áp suất giếng/vía/mỏ, đặc biệt là mức độ tương tác giữa giếng bơm ép và khai thác để đưa ra các quyết định phù hợp trong công tác điều hành và tối ưu sản lượng khai thác. Ngoài các công cụ chuyên dụng đang được sử dụng hiện nay (như mô hình mô phỏng số, phân tích đường cong suy giảm), nhóm tác giả đề xuất giải pháp tích hợp phương trình điện trở - điện dung cải tiến và phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil (ICRMIP-G) 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, qua đó dự báo tổng sản lượng dầu khai thác cho đối tượng nghiên cứu. Mô hình ICRMIP-G được áp dụng 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%) đã chứng minh được tính khả thi khi cho kết quả có độ tin cậy cao.

Từ khóa: Phương trình điện dung - điện trở cải tiến, tỷ phần dòng chảy Gentil, lưu lượng dầu, độ ngập nước, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Phương trình điện trở - điện dung (CRM) là phương trình có đầu vào - đầu ra đặc trưng cho các đặc tính của vỉa chứa trong đó coi lưu lượng bơm ép là tín hiệu đầu vào và lưu lượng khai thác là tín hiệu đầu ra.

Sự tương tự giữa mạch điện RC (điện trở R và điện dung C) và CRM, mạch điện RC song song có dòng điện I1, I2 tương ứng là giếng bơm ép và giếng khai thác, hiệu điện thế ΔU tương ứng với chênh áp ΔP , điện trở R tương ứng với vỉa chứa. Tương tự, trong lĩnh vực dầu khí, mô hình CRM như là mô hình cân bằng vật chất, trong đó lưu lượng bơm ép vào bể thông qua mô hình vỉa chứa có thể dự báo lưu lượng chất lưu chảy ra. Hình 1 cho thấy biến động tổng sản lượng chất lưu (dầu và nước) khi thay đổi từng cấp lưu lượng bơm ép trong CRM.

Sayarpour và cộng sự [1] giới thiệu các giải pháp phân tích phương trình vi phân cơ bản cho phương trình điện dung (CM) dựa trên nguyên lý xếp chồng nghiệm theo thời gian và trình bày các giải pháp này theo 3 thể tích vỉa chứa khác nhau:

- Thể tích của toàn bộ mỏ hoặc mô hình bể trầm tích (CRMT);
- Thể tích kênh dẫn của từng giếng khai thác (CRMP);
- Thể tích kênh dẫn giữa các cặp giếng bơm ép - khai thác (CRMIP).

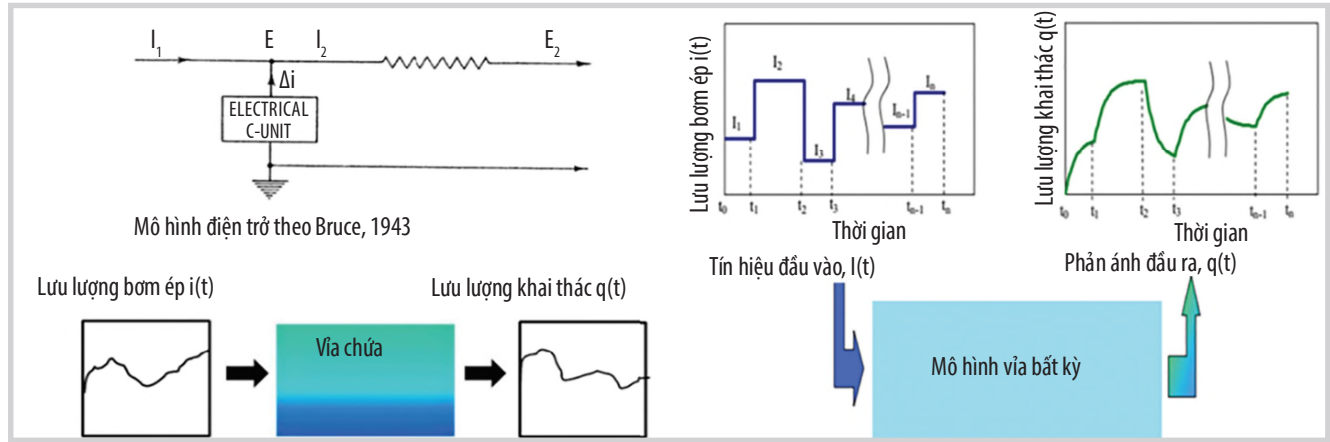
Fei Cao và cộng sự [2] đã nghiên cứu dự báo lưu lượng dầu bằng cách sử dụng kết hợp giữa phương trình điện trở - điện dung (dự báo lưu lượng chất lưu khai thác) và phương trình Koval (dự báo độ ngập nước). Nghiên cứu này đã sử dụng thuật toán tối ưu để tái lập lịch sử khai thác và lịch sử độ ngập nước xác định mức độ tương tác, thời gian tương tác của các giếng bơm ép đến giếng khai thác và các thông số của phương trình Koval (K, V_p). Kết quả nghiên cứu cho thấy sản lượng dầu được dự báo tương đối tốt với sai số thấp ($Q_{\text{dầu}} < 7\%$). Tuy nhiên, nghiên cứu này chưa đánh giá được ảnh hưởng của tầng ngập nước đến các giếng khai thác.

Để khắc phục nhược điểm nghiên cứu của Fei Cao [2], Daigang Wang [3] đã cải tiến phương trình điện trở - điện dung CRMIP thành phương trình ICRMIP có tính đến mức độ ảnh hưởng của tầng nước đáy đến các giếng khai thác. Nghiên cứu này đã sử dụng kết hợp mô hình ICRMIP-Koval để tái lập lịch sử khai thác, lịch sử độ ngập nước bằng cách



Ngày nhận bài: 18/4/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 18/4 - 4/5/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/5/2022.



Hình 1. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm ép lên lưu lượng khai thác khi thay đổi từng cấp bơm ép trong CRM [4].

áp dụng thuật toán tối ưu StoSAG (Stochastic Simplex Approximate Gradient) để dự báo khai thác và xác định lưu lượng bơm ép tối ưu bằng cách tối ưu hàm mục tiêu. Kết quả nghiên cứu cho thấy khi thể tích nước bơm ép cộng dồn giả sử không đổi thì sản lượng dầu cộng dồn của các giếng này sau khi tối ưu hóa nhịp độ khai thác - bơm ép trong vỉa karst carbonate thì sản lượng dầu gia tăng đáng kể.

Mô hình điện trở - điện dung đã bắt đầu được nghiên cứu ứng dụng cho các mỏ tại Việt Nam [4 - 6].

Dựa vào các nghiên cứu trên, nhằm bổ sung và hoàn thiện mô hình để dự báo sản lượng khai thác dầu trong những trường hợp có tác động gây nhiễu từ nguồn năng lượng tự nhiên trong vỉa bơm ép nước, trong tầng nước đáy, nhóm tác giả đề xuất tích hợp phương trình điện trở - điện dung cải tiến và phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil để đánh giá ảnh hưởng của giếng bơm ép đến giếng khai thác và ảnh hưởng của tầng nước đáy đến giếng khai thác cũng như dự báo nhanh tổng sản lượng dầu khai thác cộng dồn với độ tin cậy cao.

2. Phương trình điện trở - điện dung

2.1. Cơ sở lý thuyết [5]

Phương trình CRM chủ yếu được xây dựng dựa trên các phương trình sau:

Phương trình liên tục:

$$C_t V_p \frac{dp}{dt} = i(t) - q(t) \quad (1)$$

Phương trình lưu lượng khai thác:

$$q(t) = J(p - p_{wf}) \quad (2)$$

$$q(t) = q(t_0)e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} + I(t)(1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}}) - (C_t V_p) \left(\frac{P_{wf,t} - P_{wf,0}}{t - t_0} \right) (1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}})$$

Trong đó:

$p(t)$: Áp suất vỉa trung bình ở thời điểm t (psi);

$p_{wf}(t)$: Áp suất đáy ở thời điểm t (psi);

$I(t)$: Lưu lượng bơm ép của giếng bơm ép trong khoảng thời gian t (thùng/ngày);

$q(t)$: Lưu lượng khai thác ở thời điểm t (thùng/ngày);

$i(t)$: Lưu lượng bơm ép ở thời điểm t (thùng/ngày).

Từ phương trình (2) cho thấy lưu lượng khai thác phụ thuộc chủ yếu vào 3 thành phần chính:

- Nguồn năng lượng kế thừa ở thời điểm trước, $q(t_0)e^{-\frac{t-t_0}{\tau}}$;
- Nguồn dầu được đẩy từ nguồn nước bơm ép bổ sung ở giai đoạn tiếp theo, $I(t)(1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}})$;
- Lượng thể tích ảnh hưởng do sự co giãn vật chất của vỉa, $(C_t V_p) \left(\frac{P_{wf,t} - P_{wf,0}}{t - t_0} \right) (1 - e^{-\frac{t-t_0}{\tau}})$.

2.2. Phương trình điện trở - điện dung cải tiến và tỷ phần dòng chảy Gentil

Daigang Wang [3] đã cải tiến dựa trên phương trình thực nghiệm CRMIP có dạng như sau:

$$\frac{dq_{ij}(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_{ij}} q_{ij}(t) = \frac{1}{\tau_{ij}} [f_{ij} I_i(t) + e_{wij}] - J_{ij} \frac{dP_{wf,j}}{dt} \quad (3)$$

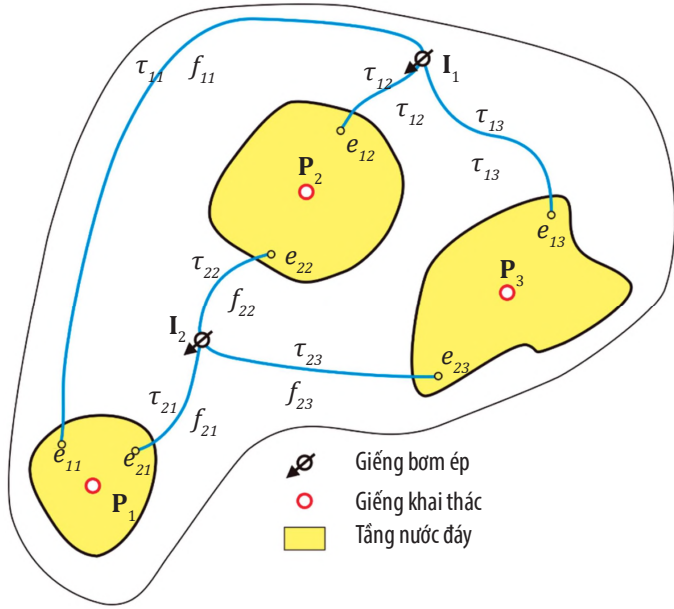
Trong đó:

$q_{ij}(t)$: 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_{wij} : Lưu lượng nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày);

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



Hình 2. Phương trình điện trở - điện dung cải tiến có đánh giá ảnh hưởng của tầng nước đáy đến giếng khai thác [3].

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 .

Dạng bán giải tích cho phương trình (3) được xếp chồng trong không gian có dạng:

$$q_{ij}^{cal}(t_k) = q_{ij}^{cal}(t_{k-1}) e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij} / M_{ij}^k}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_{ij} / M_{ij}^k}} \right) \left[e_{wij} + f_{ij} I_i^{(k)} - J_{ij} \cdot \tau_{ij} \frac{\Delta p_{wf,j}^k}{\Delta t_k} \right] \quad (4)$$

Theo nguyên lý xếp chồng theo thời gian, phương trình (4) có dạng:

$$q_{ij}(t_k) = q_{ij}(t_0) e^{-\frac{(t_k-t_0)}{\tau_{ij}}} + \sum_{s=1}^k \left[\left(1 - e^{-\frac{(-\Delta t_s)}{\tau_{ij}}} \right) \left(e_{wij} + f_{ij} I_i^{(s)} - J_{ij} \cdot \tau_{ij} \frac{\Delta p_{wf,j}^s}{\Delta t_s} \right) e^{-\frac{(t_k-t_s)}{\tau_{ij}}} \right] \quad (5)$$

Đối với cặp giếng bơm ép - khai thác, lưu lượng khai thác chất lưu $q_j(t_k)$ của giếng khai thác j ở thời điểm t_k được biểu diễn như sau:

$$q_j(t_k) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_k) \quad (6)$$

Khi tầng nước đáy hoạt động và áp suất đáy giếng của các giếng khai thác thay đổi không đáng kể thì có 4 thông số chưa biết cho mỗi cặp giếng bơm ép - khai thác như f_{ij} , $q_{ij}(t_0)$, τ_{ij} và e_{wij} . Tổng số các thông số chưa biết là $4XN_{pro}XN_{inj}$. Hơn nữa, khi vừa chứa sử dụng phương pháp bơm ép nước mà không ảnh hưởng bởi tầng nước đáy thì dạng bán giải tích của phương trình (6) có thể được đơn giản hóa như phương trình thực nghiệm CRMIP truyền thống. Để đảm bảo sự cân bằng giữa bơm ép và khai thác thì hệ số tương tác f_{ij} và lưu lượng khai thác chất lưu $q_{ij}(t_0)$ phải thỏa mãn các điều kiện sau:

$$\sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} \leq 1, j = 1, 2, \dots, N_{pro} \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{inj}} q_{ij}(t_0) = q_j(t_0) \quad (8)$$

Phương trình điện trở - điện dung cải tiến (3) chỉ dự báo khai thác dựa trên phân tích dữ liệu ban đầu được phát triển cho dòng 1 pha, trước hết là dự báo lưu lượng chất lưu khai thác cho các giếng. Để tính sản lượng dầu từ tổng sản lượng khai thác chất lưu, phương trình tỷ phần dòng chảy đề xuất bởi Gentil [7] đã được sử dụng. Phương trình thể hiện mối tương quan thực nghiệm giữa hệ số nước dầu và lượng nước được bơm ép cộng dồn. Theo Gentil, độ ngập nước của giếng khai thác có dạng:

$$f_w = 1 - \frac{1}{1 + aW_i^b} \quad (9)$$

$$W_i = \sum_i f_{ij} I_i \quad (10)$$

Trong đó:

a, b : Hệ số hồi quy được xác định bởi phức hồi lịch sử ($a, b \geq 0$);

W_i : Lưu lượng nước bơm ép cộng dồn của các giếng bơm ép có ảnh hưởng đến giếng khai thác;

I_i : Lưu lượng bơm ép đến ở thời điểm t_k (thùng/ngày).

Đối với dòng chảy hai pha dầu - nước, lưu lượng khai thác dầu $q_{oj}(t_k)$ hoặc nước $q_{wj}(t_k)$ của giếng khai thác j ở thời điểm t_k được biểu thị như sau:

$$q_{wj}(t_k) = q_j(t_k) f_{wj}(t_k) \quad (11)$$

$$q_{oj}(t_k) = q_j(t_k) [1 - f_{wj}(t_k)] \quad (12)$$

Sử dụng mô hình ICRMIP-G để ước tính hệ số tương tác giữa giếng bơm ép đến giếng khai thác, 6 ẩn số chưa biết cho mỗi cặp giếng bơm ép - khai thác là hệ số tương tác (f_{ij}), thời gian tương tác (τ_{ij}), lưu lượng nước vỉa xâm nhập (e_{wij}), lưu lượng khai thác chất lưu ở thời điểm t_0 và hệ số hồi quy a, b - được xác định bằng phương pháp hồi quy đa biến phi tuyến tính, hàm mục tiêu có bình phương nhỏ nhất được mô tả như sau:

$$\underset{u \in R^{N_u}}{\text{minimise}} J(u) = \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_{pro}} \{ [q_j^{cal}(t_k) - q_j^{obs}(t_k)]^2 \} \quad (13)$$

$$\underset{u \in R^{N_u}}{\text{minimise}} J(u) = \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_{pro}} \{ [WC_j^{cal}(t_k) - WC_j^{obs}(t_k)]^2 \}$$

Trong đó:

$q_j^{cal}(t_k)$: Lưu lượng khai thác chất lưu tính toán tại thời điểm t_k (thùng/ngày);

$q_j^{obs}(t_k)$: Lưu lượng khai thác chất lưu thực tế tại thời điểm t_k (thùng/ngày);

$WC_j^{cal}(t_k)$: Độ ngập nước tính toán tại thời điểm t_k (%);

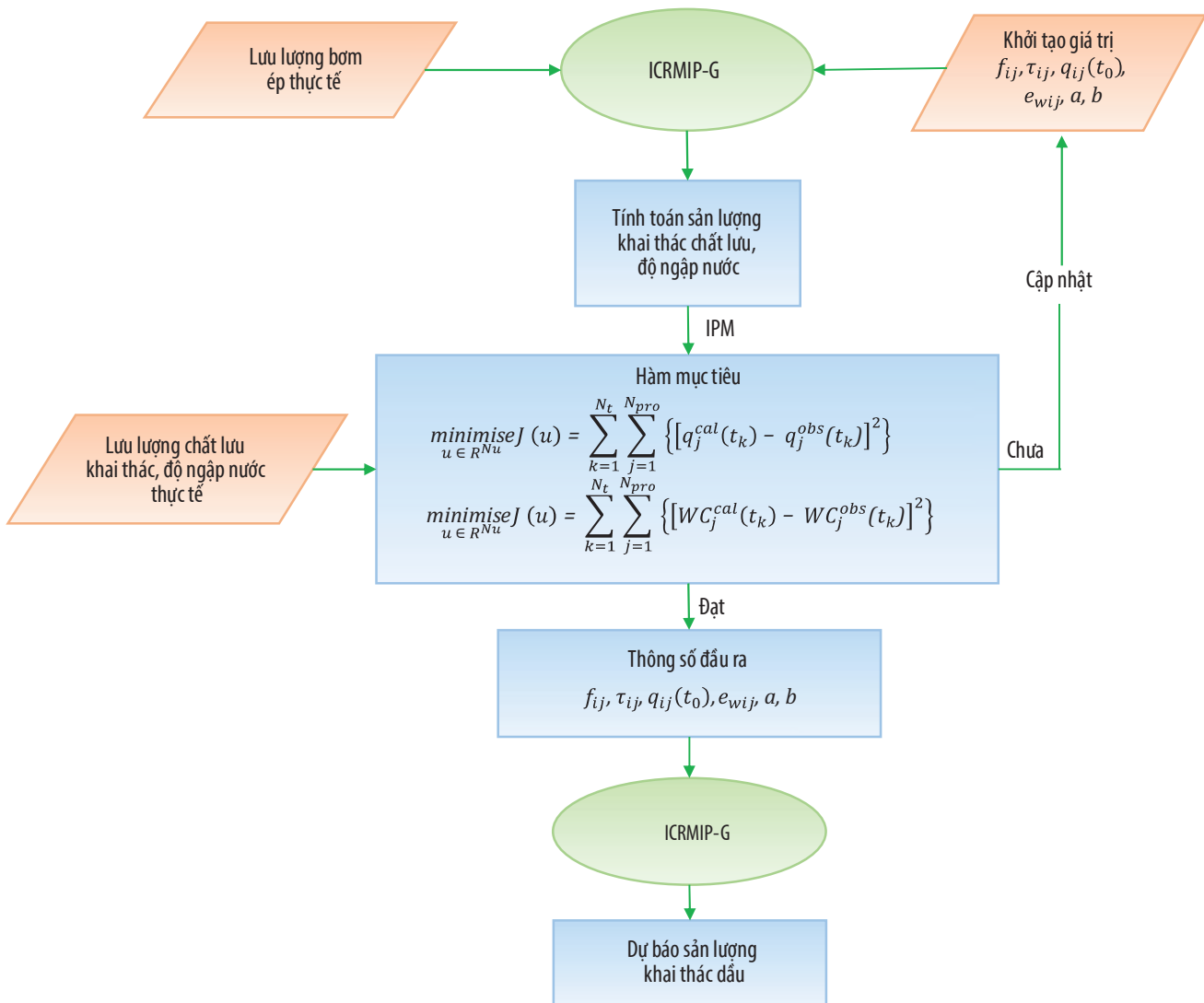
$WC_j^{obs}(t_k)$: Độ ngập nước thực tế tại thời điểm t_k (%).

Ngoài phương trình (7) và (8), hàm mục tiêu cũng bị ràng buộc bởi:

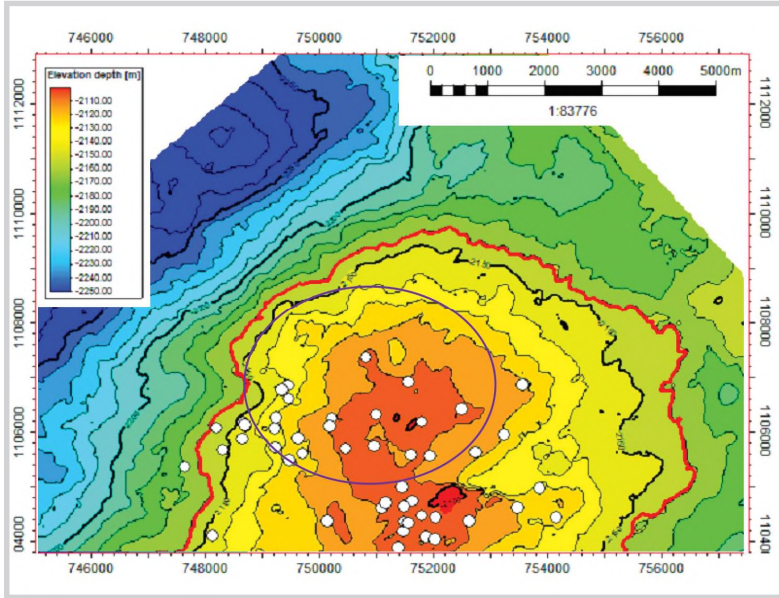
$$\begin{aligned} \tau_{ij} &\geq 0, f_{ij} \geq 0, e_{wij} \geq 0 \\ a &\geq 0, b \geq 0 \end{aligned} \quad (14)$$

2.3. Quy trình tính toán

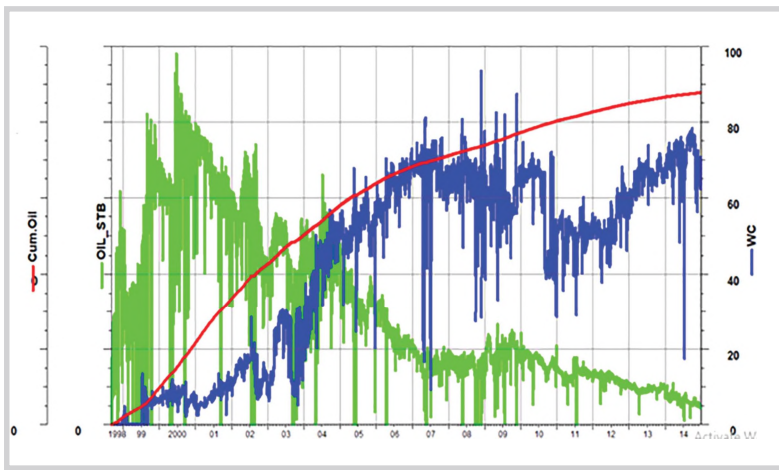
Một chương trình được viết trên giao diện Matlab sử dụng thuật toán tối ưu điểm trong (interior-point algorithm) nhằm tối ưu kết quả và thời gian quá trình phục hồi lịch sử khai thác, độ ngập nước (WC). Quy trình tính toán được biểu diễn ở Hình 3.



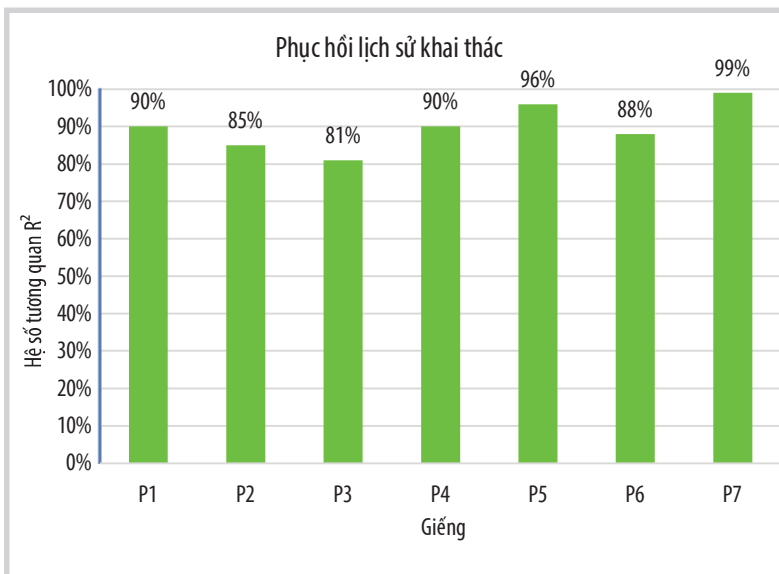
Hình 3. Quy trình tính toán.



Hình 4. Bản đồ vị trí giếng đối tượng Miocene.



Hình 5. Biểu đồ sản lượng khai thác giàn A mỏ X.



Hình 6. Hệ số tương quan R² trong phục hồi lịch sử khai thác.

3. Thông tin khu vực nghiên cứu

Theo các nghiên cứu về đặc điểm địa chất, đối tượng Miocene, mỏ X, đặc trưng bởi môi trường cửa sông, thân cát tương đối dày (5 - 30 m), phân bố trên diện rộng, chiều dày thân cát giảm dần theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, mức độ liên thông tốt với thông số độ rỗng thay đổi từ 10 - 32% ($F_{tb} \sim 15\%$), độ thấm thay đổi từ vài chục đến hàng nghìn mD ($K_{tb} \sim 70$ mD). Các đứt gãy xuất hiện tại đối tượng nghiên cứu thường có biên độ dịch chuyển lớn theo hướng Tây Bắc - Đông Nam và Đông Tây; các đứt gãy nhỏ ít gặp và khó xác định qua tài liệu địa chấn. Tầng chứa Miocene dưới, mỏ X, bắt đầu được khai thác công nghiệp từ 1998 và tính tới hết năm 2014 hệ số thu hồi đạt 21,5%. Hỗ trợ gaslift được áp dụng từ năm 2003 và thực hiện bơm ép nước được bắt đầu năm 2006. Nhằm hạn chế tốc độ suy giảm và cải thiện hiệu quả khai thác, bơm ép nước được triển khai trên diện rộng từ 2009 với vị trí các giếng hầu hết đặt tại phần rìa của cấu tạo. Động thái khai thác đối tượng Miocene dưới được chia thành 2 khu vực: phía Bắc có tỷ số GOR thấp, độ ngập nước cao, áp suất đáy giếng ổn định, trong khi đó phía Nam có tỷ số GOR cao, độ ngập nước thấp, áp suất đáy giếng suy giảm nhanh. Tại khu vực phía Bắc, phương pháp bơm chất chỉ thị được thực hiện nhằm đánh giá mức độ liên thông của vỉa chứa phục vụ công tác tối ưu khai thác và vận hành mỏ. Công tác bơm ép chất chỉ thị được triển khai vào giai đoạn 2012 - 2013 tại giếng bơm ép I1, sau thời gian quan trắc và thực hiện lấy mẫu chất lưu phân tích, chất chỉ thị được phát hiện tại các giếng khai thác P1, P4, P5, P7.

Trong phạm vi bài báo này, nhóm tác giả sẽ ứng dụng mô hình ICRMIP-G cho 7 giếng đang khai thác ở giàn WHP-A (P1, P2, P3, P4, P5, P6 và P7) và 3 giếng bơm ép I1, I2, I3 nhằm dự báo thời gian di chuyển, mức độ liên thông và ảnh hưởng của mỗi giếng bơm ép tới từng giếng khai thác, qua đó đánh giá mức độ ảnh hưởng bơm ép và dự báo khai thác. Khu vực lựa chọn nghiên cứu tương đối độc lập về mặt thủy động

lực so với các khu vực còn lại, đảm bảo tính toàn vẹn về cân bằng vật chất, yếu tố tiên quyết khi áp dụng mô hình ICRMIP-G. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa giếng bơm ép đến giếng khai thác từ mô hình ICRMIP-G được kiểm chứng bằng kết quả bơm ép chất chỉ thị.

Thông tin đầu vào của mô hình ICRMIP-G là dữ liệu khai thác của giàn A gồm lưu lượng khai thác chất lưu, lưu lượng bơm ép và áp suất đáy giếng. Dữ liệu này sẽ được chia thành 2 tập dữ liệu như sau:

Tập dữ liệu I: Từ thời điểm giếng I2 bắt đầu bơm ép ngày 25/1/2009 đến tháng 12/2012; Dùng để phục hồi lịch sử khai thác, xác định các thông số của mô hình ICRMIP-G;

Tập dữ liệu II: Từ 1/2013 đến tháng 9/2014; Dùng để đánh giá hiệu quả dự báo của mô hình.

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Phục hồi lịch sử khai thác

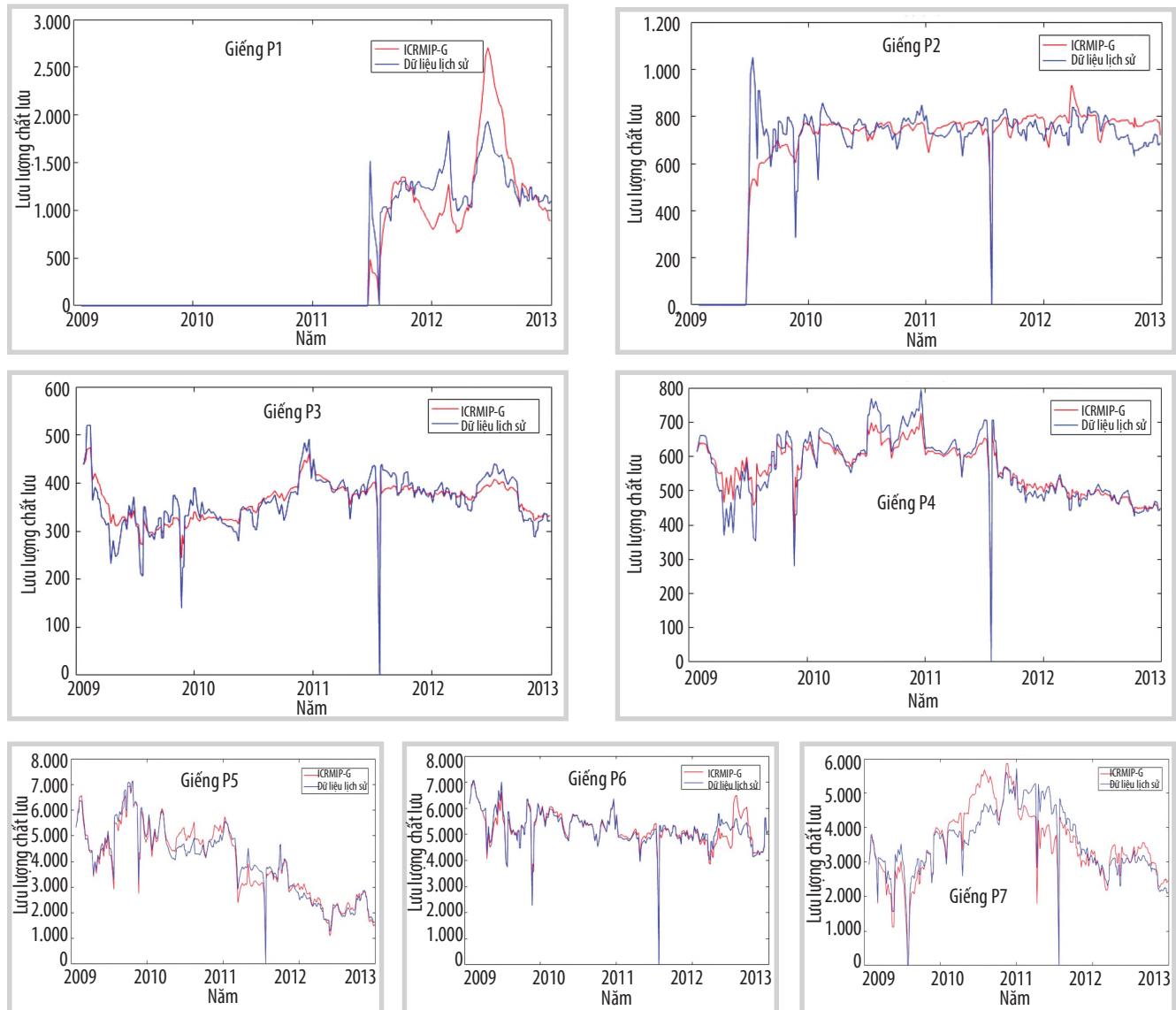
4.1.1. Sản lượng khai thác chất lưu

Hình 6 cho thấy kết quả phục hồi lịch sử lưu lượng khai thác chất lưu rất tốt, hệ số tương quan của các giếng $R^2 > 0,8$ trong đó:

- 5 giếng P1, P2, P3, P4 và P6 có hệ số tương quan $R^2 \in [0,8; 0,9]$
- 2 giếng P5 và P7 có hệ số tương quan $R^2 > 0,96$.

a. Đánh giá mức độ tương tác của các giếng bơm ép đến giếng khai thác

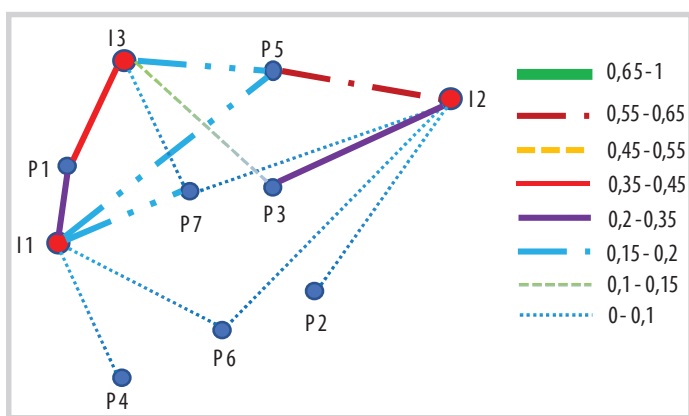
Theo thông tin địa chất và công nghệ mỏ, vỉa sản phẩm có xu hướng phân bố cao dần từ Đông Bắc sang Tây



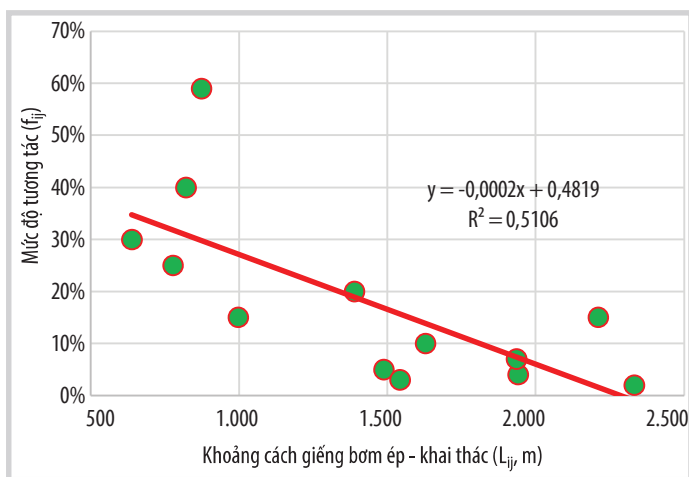
Hình 7. Phục hồi lịch sử khai thác chất lưu.

Bảng 1. Thông số đầu ra mô hình ICRMIP-G

Mức độ tương tác (%)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
I1	25%	-	-	5%	15%	4%	15%
I2	-	5%	30%	-	59%	2%	3%
I3	40%	-	10%	-	20%	-	-
Hằng số thời gian (ngày)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
I1	207	-	-	446	77	500	300
I2	-	17	2.000	-	26	500	2.000
I3	315	-	117	-	400	-	-
Nước vỉa xâm nhập (thùng/ngày)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
I1	256	-	-	273	98	31	0
I2	-	10	0	-	482	30	0
I3	0	-	202	-	0	28	-



Hình 8. Mức độ tương tác của các giếng bơm ép đến giếng khai thác.



Hình 9. Hàm quan hệ giữa hệ số tương tác f_{ij} với khoảng cách từ giếng bơm ép đến giếng khai thác.

Nam. Giếng bơm ép I3 và I1 được bố trí tại rìa của vỉa sản phẩm đối xứng qua cấu trúc dạng yên ngựa (khu vực giếng P1); giếng bơm ép I2 được bố trí tại phần thấp của khối nhô cao nhằm hỗ trợ năng lượng cho các giếng phần đỉnh (P7, P3, P5, P2). Kết quả nghiên cứu địa vật lý giếng khoan và mẫu lõi cho thấy tính chất vỉa chứa tốt dần từ sườn phía Đông ($K_{tb} \sim 150$ mD) sang phía Tây ($K_{tb} \sim 80$ mD). Giếng bơm ép I1 và I3 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 (P1, P3, P5 và P7), ảnh hưởng yếu hoặc kém tới các giếng phía Nam của cấu tạo (P4, P6 và P2).

Kết quả đánh giá mức độ ảnh hưởng của từng giếng bơm ép tới giếng khai thác được thể hiện trên Hình 8 và Bảng 1. Theo kết quả đánh giá, giếng bơm ép I3 có ảnh hưởng mạnh nhất tới giếng P1 với tỷ trọng 40%; thời gian nước bơm ép đến giếng khai thác P1 kể từ thời điểm bắt đầu bơm ép khoảng 315 ngày. Thực tế khai thác đã cho thấy sau khoảng 1 năm bơm ép, nước bắt đầu xuất hiện tại giếng P1, độ ngập nước sau đó tăng nhanh, cho tới thời điểm hiện tại đã đạt 88%.

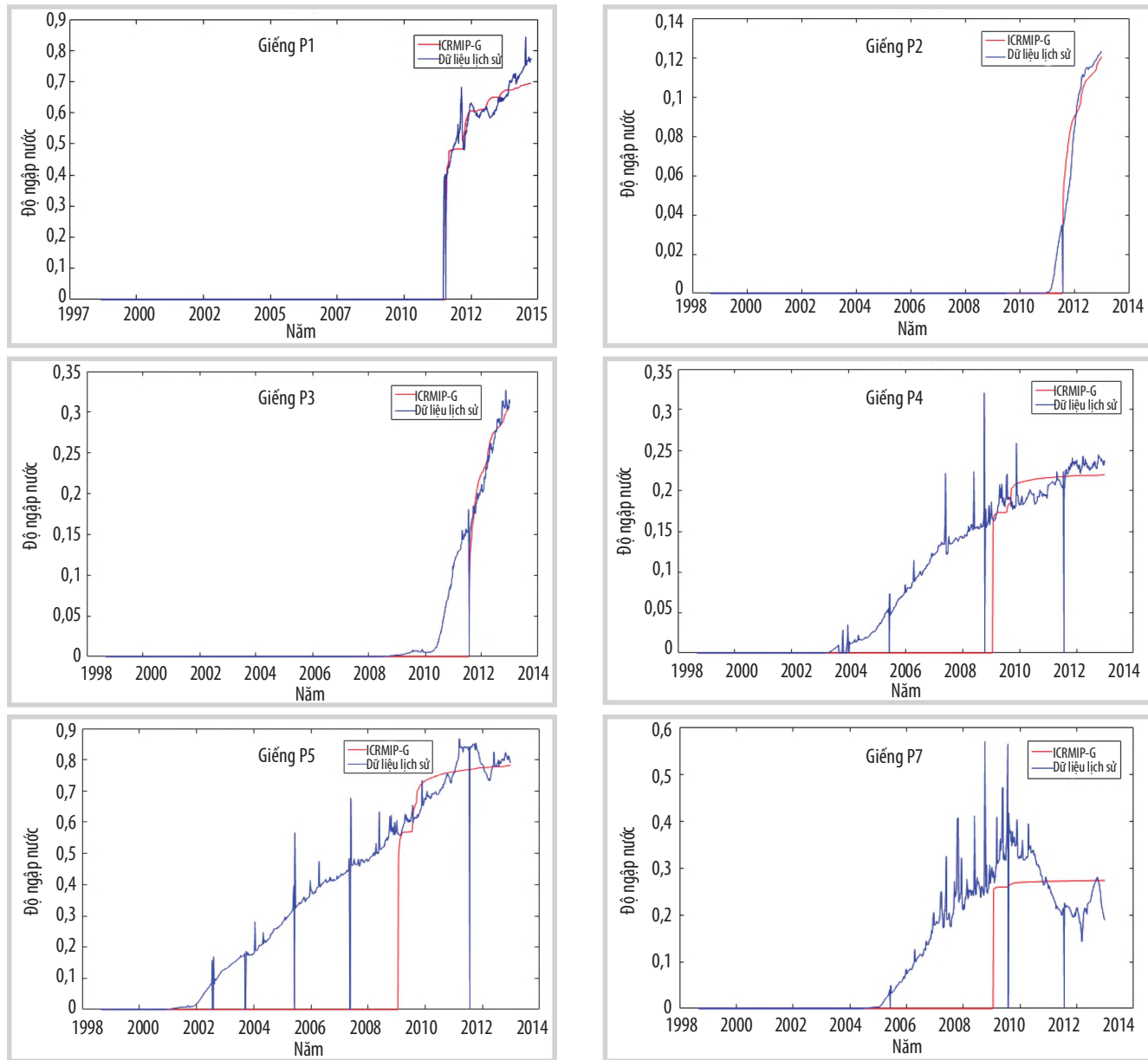
Giếng I2 là giếng bơm ép đầu tiên tại khu vực, lưu lượng bơm ép trung bình khoảng 5.000 thùng/ngày, nhịp độ bơm ép ổn định trong giai đoạn 2009 - 2012. Mô hình ICRMIP-G đã xác định giếng bơm ép I2 có ảnh hưởng mạnh nhất tới các giếng vùng trung tâm như P5 và P3, ảnh hưởng yếu hoặc không ảnh hưởng tới các giếng còn lại.

Giếng bơm ép I1 có ảnh hưởng lớn nhất tới các giếng P1, P5 và P7 vùng trung tâm, ảnh hưởng yếu tới các giếng P4, P6 vùng phía Nam và hỗ trợ kém tới giếng P2 và P3. Tại giếng I1, 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 P1, P4, P5, P6 và P7. Kết quả đánh giá mức độ tương tác giữa các giếng bơm ép đến các giếng khai thác bằng mô hình ICRMIP-G cho thấy sự phù hợp với kết quả bơm ép chất chỉ thị.

Nhóm tác giả xây dựng mối quan hệ giữa hệ số tương tác f_{ij} với khoảng cách từ giếng bơm ép đến giếng khai thác tương ứng. Hàm xu hướng được xây dựng với sai số $R_2 = 0,5106$ đã cho thấy mối quan hệ tuyến tính giữa hệ số f_{ij} và L_{ij} . Trên Hình 9, các giếng

Bảng 2. Mức độ hỗ trợ nước vận động đến giếng khai thác

Giếng khai thác		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
Nước vỉa xâm nhập		8%	3%	11%	53%	13%	28%	0%
Tổng nước bơm ép		92%	97%	89%	47%	87%	72%	100%
Nước bơm ép	I1	39%	-	-	100%	18%	83%	86%
	I2	-	100%	72%	-	59%	17%	14%
	I3	61%	-	28%	-	23%	-	-



Hình 10. Phục hồi lịch sử độ ngập nước.

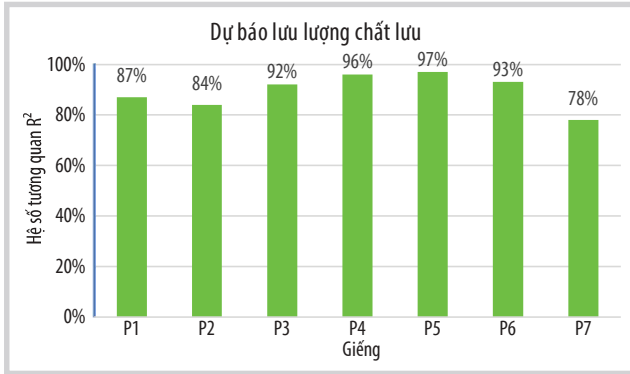
khai thác có vị trí gần giếng bơm ép và ở khối nhô cao vùng trung tâm chịu ảnh hưởng nhiều hơn, và 1 giếng bơm ép sẽ ảnh hưởng đến 2 hay 3 giếng khai thác lân cận. Các giếng khai thác có khoảng cách gần giếng bơm ép (< 1.000 m) chịu ảnh hưởng tương đối rõ rệt, với các giếng có khoảng cách trung bình (1.000 - 2.000 m) chịu ảnh hưởng yếu và các giếng có khoảng cách xa (> 2000 m) chịu ảnh hưởng kém hoặc không ảnh hưởng.

b. Đánh giá mức độ hỗ trợ của nước vận động đến giếng khai thác

Nhóm tác giả đánh giá ảnh hưởng của tầng nước đáy/biên đến các giếng khai thác bằng cách xác định lưu lượng nước vỉa xâm nhập sử dụng mô hình ICRMIP-G (Bảng 1). Trên cơ sở đó, tính toán đánh giá mức độ hỗ trợ của nước vận động đến giếng khai thác (Bảng 2).

Dựa trên kết quả đánh giá mức độ hỗ trợ từ nguồn

nước vận động (Bảng 2) cho thấy các giếng ở khu vực rìa và xa giếng bơm ép có sự tham gia từ nguồn nước vỉa/biên. Trong đó, ảnh hưởng rõ rệt tại các giếng P4 (53%) và P6 (28%) từ nước vỉa, phần còn lại của nước bơm ép.



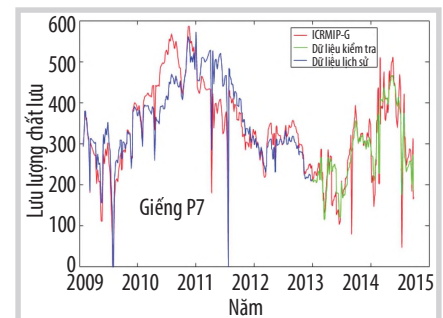
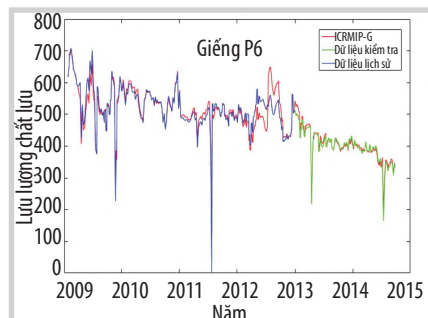
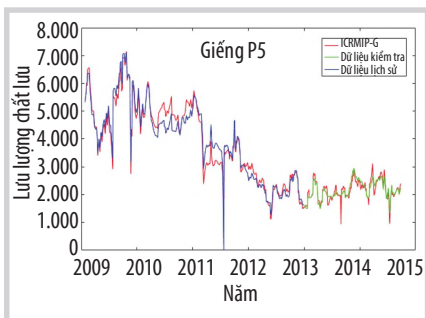
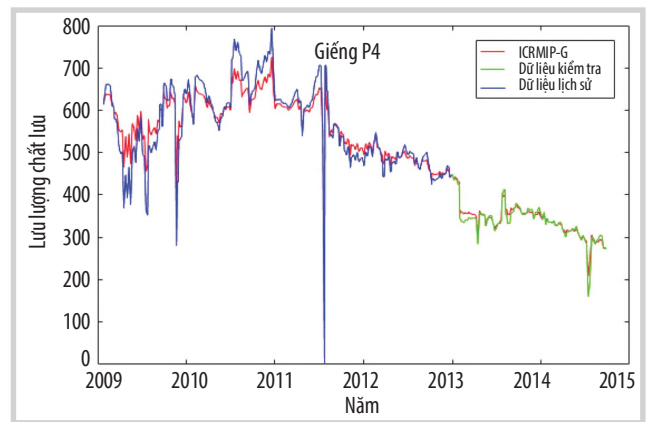
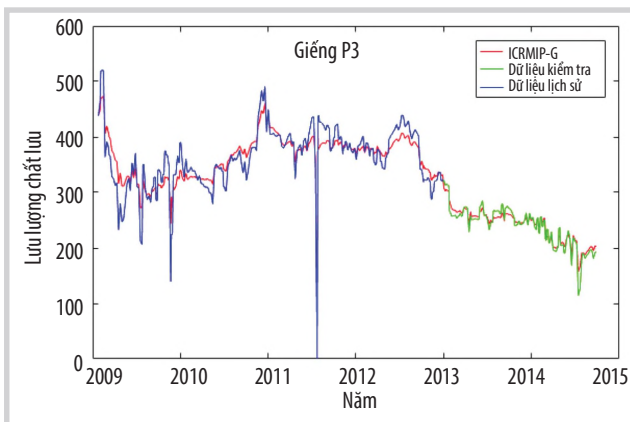
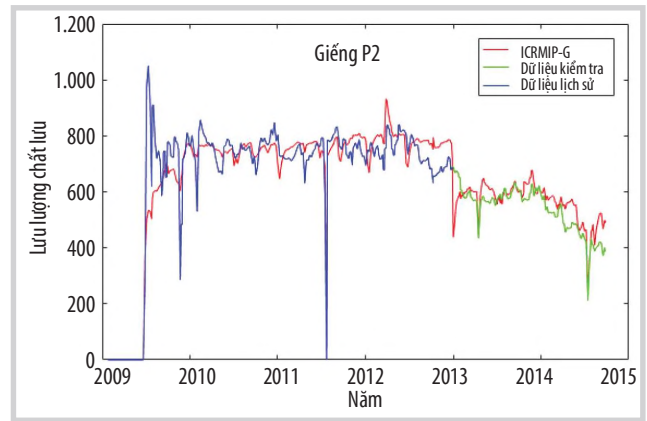
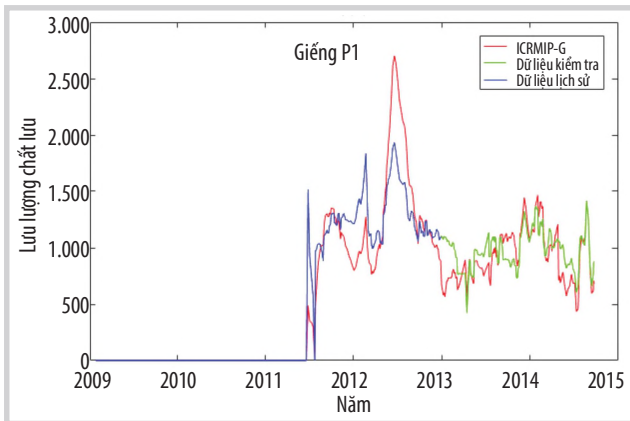
Hình 11. Hệ số tương quan R² trong dự báo lưu lượng chất lưu.

Ngược lại, các giếng có vị trí gần với giếng bơm ép và ở phần cao của cấu tạo cho thấy hiệu quả hỗ trợ rõ rệt từ nước bơm ép là giếng khai thác P7 (100%), P1 (92%).

Giếng khai thác P6, P7 có mức độ hỗ trợ từ nước bơm ép lần lượt là 72% và 100% trong đó giếng bơm ép I1 có mức độ hỗ trợ từ nước bơm ép rõ rệt hơn giếng bơm ép I2. Giếng khai thác P1, P3 có mức độ hỗ trợ từ nước bơm ép lần lượt là 92% và 89% trong đó giếng khai thác P1, P3 có mức độ hỗ trợ từ nước bơm ép lần lượt chủ yếu từ 2 giếng bơm ép I1 và I3, I2 và I3. Ngoài ra, giếng khai thác P2 và P5 lần lượt cho thấy mức độ hỗ trợ nước bơm ép duy nhất từ giếng bơm ép I2 (100%) và từ cả 3 giếng bơm ép I1, I2, I3.

4.1.2. Độ ngập nước (WC)

Với các thông số đầu ra của mô hình ICRMIP-G, nhóm



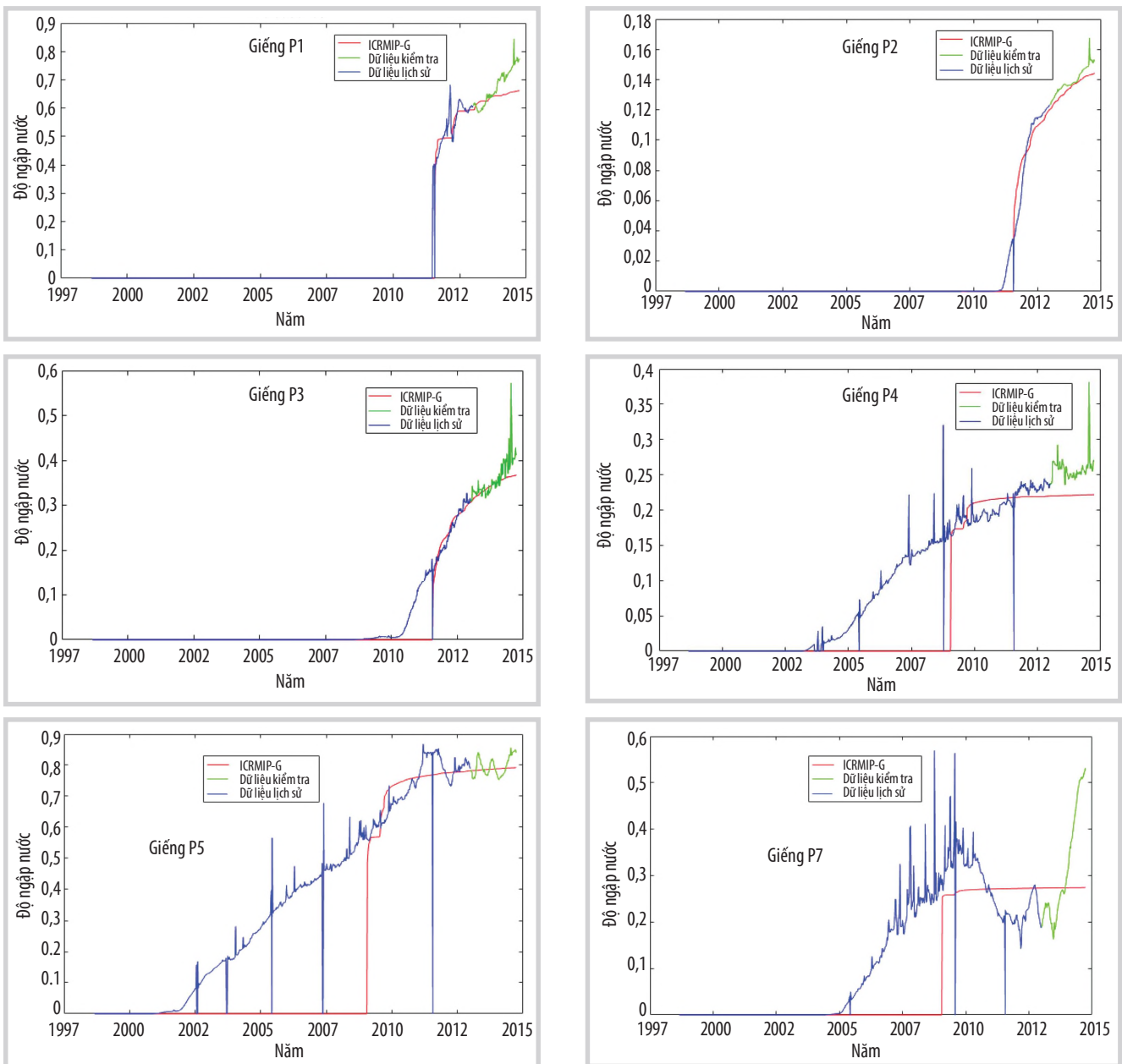
Hình 12. Kết quả dự báo khai thác lưu lượng chất lưu.

tác giả phục hồi lịch sử độ ngập nước cho 6 giếng khai thác (P1, P2, P3, P4, P5, P7), không phục hồi lịch sử độ ngập nước cho giếng P6 do giếng có độ ngập nước < 1%. Tỷ phần dòng chảy Gentil được xây dựng trên cơ sở phương trình hệ số mũ của lưu lượng nước bơm ép cộng dồn xâm nhập vào giếng khai thác. Do đó đối với các trường hợp vỉa chứa tồn tại tầng ngập nước, phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil sẽ không xét tới lượng nước vỉa xâm nhập vào giếng ở thời điểm trước bơm ép. Đây là hạn chế của mô hình và sẽ tiếp tục được tối ưu trong các nghiên cứu sau. Như vậy, thời điểm bắt đầu phục hồi lịch sử độ ngập nước được xác định tại thời điểm bắt đầu bơm ép.

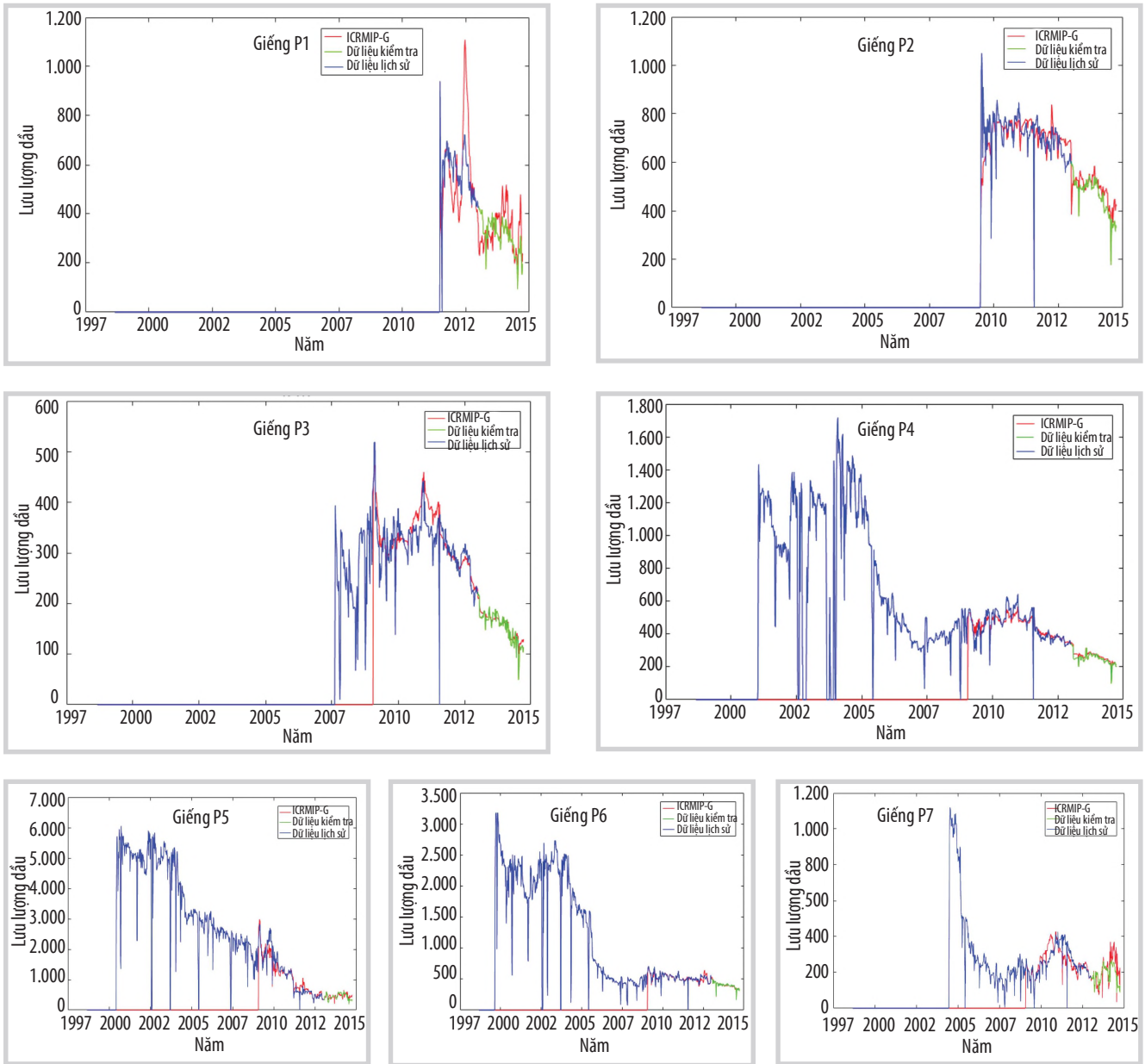
Hình 10 cho thấy có 4 giếng P1, P2, P3, P5 có kết quả phục hồi lịch sử độ ngập nước phản ánh đúng xu hướng. Ngoài ra, còn 2 giếng P4 và P7 cho kết quả dự báo còn chưa phản ánh đúng xu thế do sự phức tạp của đường cong độ ngập nước.

4.2. Dự báo khai thác

Với các kết quả phục hồi lịch sử tương đối tốt, nhóm tác giả tiếp tục sử dụng mô hình ICRMIP-G để đánh giá hiệu quả dự báo khai thác của mô hình trên tập dữ liệu II: Kế hoạch bơm ép và giá trị áp suất đáy giếng từ tháng 1/2013 đến tháng 9/2014 được sử dụng làm đầu vào mô hình ICRMIP-G để dự báo khai thác chất lưu cũng như dự báo độ ngập nước.



Hình 13. Kết quả dự báo độ ngập nước.



Hình 14. Dự báo khai thác dầu.

4.2.1. Dự báo khai thác chất lưu

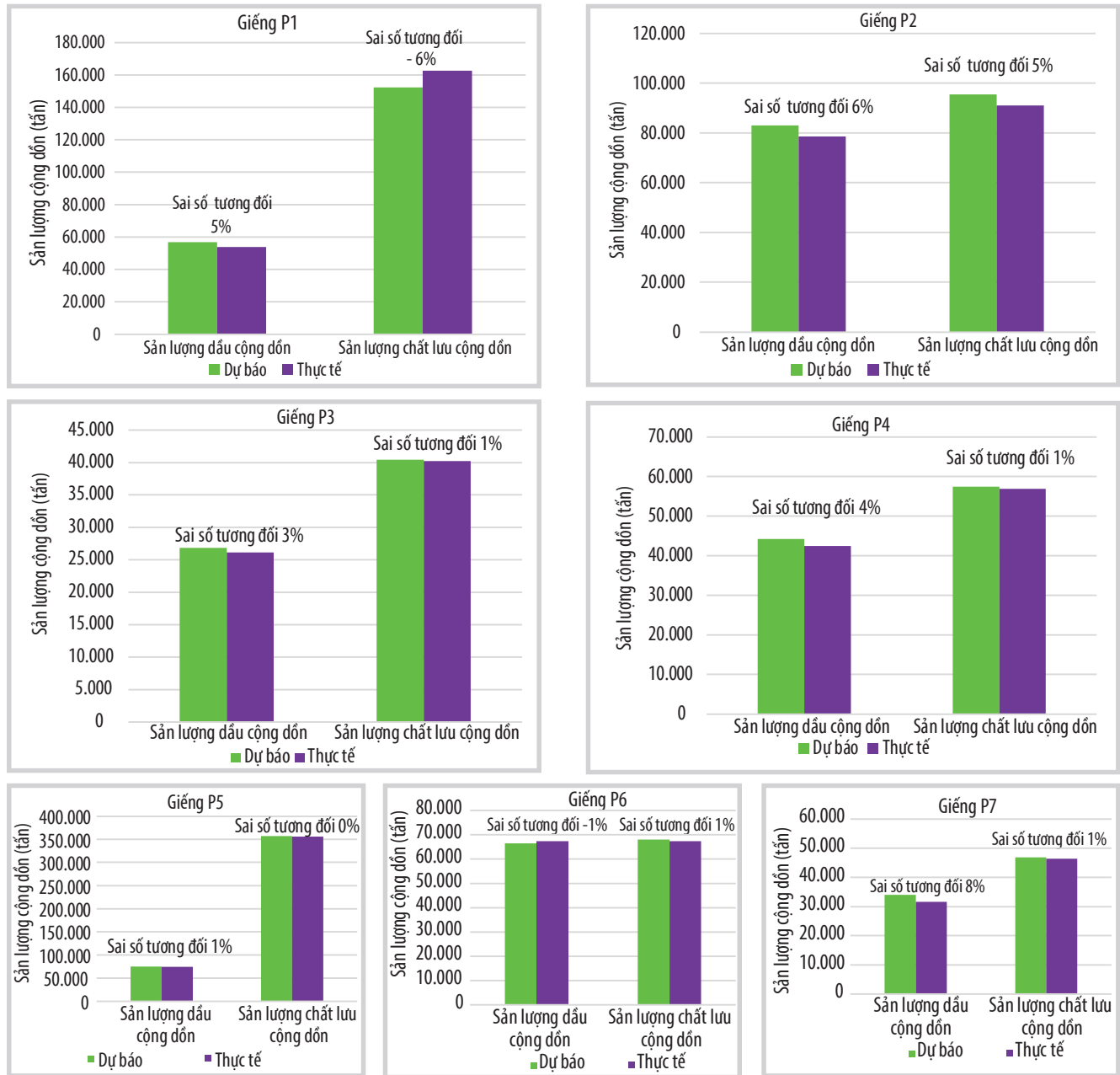
Hình 11 và 12 cho thấy kết quả dự báo khai thác chất lưu trên tập dữ liệu II tương đối tốt trong đó có 6 giếng có hệ số tương quan $R^2 > 0,8$, có 1 giếng hệ số tương quan $R^2 = 0,78$.

4.2.2. Dự báo sản lượng khai thác dầu

Sản lượng khai thác dầu được tính toán trên cơ sở dự báo sản lượng khai thác chất lưu và độ ngập nước. Nhóm tác giả sử dụng mô hình ICRMIP-G để dự báo lưu lượng khai thác chất lưu trong giai đoạn 21 tháng, trong khi độ ngập nước được dự báo thông qua phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil. Độ ngập nước trong mô hình và độ ngập

nước thực tế tại phần lớn các giếng có xu hướng chung với sai số thấp như giếng số P1, P2, P3 và P5. Một số giếng khai thác có động thái ngập nước phức tạp, độ ngập nước tăng/giảm bất thường như giếng số P4 và P7, phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil chưa giải quyết các bài toán trên.

Sai số tương đối giữa tổng sản lượng dầu từ mô hình ICRMIP-G và thực tế (Hình 15) của 7 giếng khai thác thấp hơn 8% cho thấy mức độ tin cậy cao của mô hình. Tại giếng khai thác P7, sai số sản lượng dầu cộng dồn khoảng 1% tuy nhiên sai số sản lượng dầu cộng dồn cao tới 8% nguyên nhân do sự phức tạp của đường cong độ ngập nước dẫn đến kết quả dự báo khi sử dụng tỷ phần dòng chảy Gentil chưa phản ánh đúng xu hướng.



Hình 15. Đánh giá sai số tương đối.

5. Kết luận

Công cụ tích hợp ICRMIP-G cho thấy hiệu quả dự báo khai thác với độ tin cậy cao. Dựa trên hiệu quả đánh giá cho thấy với các giếng bơm ép được bố trí có khoảng cách 500 - 1.000 m sẽ cho hiệu quả hỗ trợ khai thác tốt. So với các phương pháp dự báo khai thác truyền thống, phương pháp sử dụng mô hình ICRMIP-G dự báo nhanh và khách quan với khả năng đánh giá mức độ liên thông giữa giếng bơm ép và giếng khai thác, xây dựng các phương án sản lượng khai thác dầu khí biết trước các điều kiện vận hành của giếng/mỏ, kết quả mô hình giúp nhà điều hành có thêm cơ sở để đưa ra các quyết định trong công tác vận hành và quản lý mỏ.

Việc áp dụng mô hình ICRMIP-G cho khu vực giàn A thuộc đối tượng Miocene, mỏ X, cho thấy:

- Kết quả phục hồi lịch sử khai thác chất lưu có hệ số tương quan tương đối tốt với $R^2 > 0,8$.
- Kết quả dự báo khai thác tổng sản lượng dầu cộng dồn trong 21 tháng với sai số tương đối nhỏ hơn 8%.

Điều đó cho thấy sử dụng mô hình ICRMIP-G để dự báo nhanh sản lượng dầu khai thác trong tương lai rất khả thi với kết quả có độ tin cậy cao. Tuy nhiên, kết quả mô hình ICRMIP-G khi dự báo độ ngập nước chưa phản ánh đúng thực tế đối với các giếng khoan có sự thay đổi lớn về công tác vận hành (như ngăn cách nước, chuyển tầng khai

thác, nứt vỉa thủy lực ...); phương trình tỷ phần dòng chảy Gentil có hạn chế đối với các giếng khoan/mở khai thác dưới chế độ nước đáy/nước biên.

Ngoài ra, kết quả mô hình ICRMIP-G còn chưa phản ánh đúng khi dữ liệu khai thác (áp suất, lịch sử khai thác, lịch sử bơm ép, WC...) không đầy đủ, vẫn cần có nhiều giả định, ảnh hưởng tới tính khách quan của kết quả. Một số trường hợp vỉa có sự hỗ trợ tích cực của nguồn năng lượng tự nhiên dẫn đến khó khăn trong phân tích và đánh giá hiệu quả.

Lời cảm ơn

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 theo Quyết định giao nhiệm vụ số 5885/QĐ-VĐKVN ngày 1/11/2021.

Tài liệu tham khảo

[1] M. Sayarpour, E. Zuluaga, C.S. Kabir, and Larry W. Lake, "The use of capacitance-resistive models for rapid estimation of waterflood performance and optimization", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 69, No. 3 - 4, pp. 227 - 238, 2009. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.09.006.

[2] Fei Cao, Haishan Luo, and Larry W. Lake, "Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from filed data with koval method combined with the capacitance/

resistance model", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 18, No. 4, pp. 534 - 553, 2015. DOI: 10.2118/173315-PA.

[3] Daigang Wang, Yong Li, Jing Zhang, Chenji Wei, Yuwei Jiao, and Qi Wang, "Improved CRM model for inter-well connectivity estimation and production optimization: Case study for karst reservoirs", *Energies*, Vol. 12, No. 5, 2019. DOI:10.3390/en12050816.

[4] Nguyễn Văn Đô, Trần Văn Tiến, Trần Nguyên Long, và Lê Vũ Quân, "Áp dụng mô hình điện dung đánh giá mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 28 - 36, 2019.

[5] Tạ Quốc Dũng, Huỳnh Văn Thuận, Phùng Văn Hải, và Lê Thế Hà, "Ứng dụng mô hình điện dung - điện trở mở rộng vào vỉa bơm ép nước", *Tạp chí Dầu khí*, Số 9, trang 20 - 29, 2020.

[6] Nguyễn Văn Đô, "Quản lý giếng bơm ép bằng phương pháp điện trở điện dung và đồ thị Hall", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, trang 20 - 25, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.04-03.

[7] Pablo Hugo Gentil, *The use of multilinear regression model in patterned waterfloods: Physical meaning of the regression coefficients*. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 2005.

INTEGRATION OF IMPROVED CAPACITANCE RESISTANCE AND GENTIL FRACTIONAL FLOW EQUATION IN PRODUCTION FORECASTING: PROBLEMS AND SOLUTIONS

Tran Dang Tu, Tran Xuan Quy, Dinh Duc Huy, Pham Trung Giang, Le The Hung

Vietnam Petroleum Institute

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Summary

For fields with water injection, attention should be paid to elements that forecast oil/gas/water production and well/reservoir/field pressure, especially the inter-well connectivity in order to make appropriate decisions in operation and production optimisation. Beside the specialised tools currently being utilised (such as numerical simulation models and decline curve analysis), the authors propose integrating improved capacitive resistance and Gentil fractional flow equations (ICRMIP-G) to evaluate the interaction of injection wells with production wells and that of the bottom/marginal aquifer with the production wells, thereby forecasting the total oil production for the research subject. The ICRMIP-G model applied to forecast cumulative oil production in 21 months for the Lower Miocene formation of the Cuu Long basin with low relative error (< 8%) has proven its feasibility when giving high reliable results.

Key words: Improved capacitance-resistance equation, Gentil fractional flow, oil rate, watercut, Cuu Long basin.