TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 8 - 2019, trang 14 - 20
ISSN-0866-854X

# PHÁT TRIỂN MÔ HÌNH DỰ BÁO KHAI THÁC CHO CÁC GIẾNG DẦU KHÍ

**Nguyễn Văn Hùng, Lê Phúc Nguyên**
Trường Đại học Dầu khí Việt Nam
Email: hungnv@pvu.edu.vn

**Tóm tắt**

Trong quá trình phát triển mỏ dầu khí, công việc phân tích lưu lượng lỏng khai thác trên số liệu đo đạc rất quan trọng. Trên cơ sở các mô hình mô phỏng truyền thống đang được áp dụng rộng rãi của Arps (mô hình hàm mũ, hàm Hyperbolic và hàm điều hòa), nhóm tác giả đề xuất mô hình mô phỏng cải tiến (có xét tới ảnh hưởng của các thông số vận hành chưa được xem xét trong mô hình Arps) và đưa ra cơ sở lựa chọn mô hình mô phỏng phù hợp nhất.

Kết quả mô phỏng chỉ ra rằng phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ phản ánh kết quả khớp lịch sử tốt hơn so với phương trình điều hòa và Hyperbolic. Mô hình cải tiến do nhóm tác giả đề xuất cho kết quả với tính chính xác khớp lịch sử cao với $R^2 = 0,93$, trong khi kết quả tốt nhất của phương pháp Arps đối với hàm mũ chỉ cho $R^2 = 0,85$.

**Từ khóa:** Khớp lịch sử, dự báo khai thác, mô hình Arps, mô hình cải tiến.

## 1. Giới thiệu

Phân tích dữ liệu khai thác sẽ giúp việc dự báo lưu lượng khai thác trong tương lai chính xác hơn và đảm bảo kế hoạch khai thác an toàn và hiệu quả. Hiện nay, công việc này được thực hiện dựa trên các phương pháp truyền thống, trong đó có các mô hình Arps (1945), Fetkovich (1980), Palacio và Blasingame (1993), Agarwal và cộng sự (1993), FMB (1998) [1]. Cơ sở của các phương pháp này là dựa trên số liệu lưu lượng khai thác biểu diễn tương quan theo thời gian để xây dựng đường cong thực nghiệm hay đường cong suy giảm sát thực tế nhất. Quá trình xác định phương trình toán học như trên được gọi là phương pháp phân tích đường cong suy giảm hay quá trình khớp lịch sử. Nhược điểm của các phương pháp này là cần có giả thiết áp suất đáy giếng không thay đổi, điều kiện biên của vỉa trong giai đoạn xem xét là một hằng số và không xét tới điều kiện vận hành giếng. Điều đó có nghĩa là, giếng khai thác trong giai đoạn giả ổn định hay giai đoạn trung gian sẽ không thỏa mãn điều kiện và dẫn tới việc dự báo lưu lượng khai thác thiếu chính xác.

Một số nghiên cứu gần đây về dự báo khai thác đã được thực hiện trên vỉa dầu trong đá nứt nẻ như H.Pratikno và cộng sự [2], L.Mattar [3] sử dụng phương trình cân bằng vật chất để mô phỏng kết quả đo thực tế. Kết quả của các nghiên cứu này là đưa ra kết luận không có bất cứ mô hình nào có thể áp dụng cho tất cả giếng khai thác trên thế giới. Tùy vào đặc điểm của mỏ dầu khí mà cần thiết kết hợp dữ liệu khai thác tại khu vực đó để tiến hành chạy thử và lựa chọn mô hình cũng như thông số đi kèm để giảm sai số trong dự báo.

Như vậy có thể thấy rằng các mô hình dự báo truyền thống có nhiều nhược điểm vì trong quá trình khai thác nhiệt độ và áp suất luôn thay đổi sau thời gian nhất định. Ngoài ra, trong quá trình vận hành giếng thì kích thước hay độ mở van (choke) cũng là yếu tố quan trọng trong việc xác định lưu lượng khai thác. Nghiên cứu gần đây nhất của Sina Bairamzadeh và cộng sự [4] đã sử dụng dữ liệu khai thác của 120 giếng để đề xuất mô hình dự báo khai thác trong đó có tính tới kích thước mở choke.

Kết hợp các phương pháp dự báo khai thác bằng mô hình truyền thống và mô hình mới, bài báo sẽ giới thiệu cơ sở lý thuyết của các phương pháp và kết quả mô phỏng thông qua phần mềm lập trình do nhóm tác giả phát triển. Việc nhập các dữ liệu khai thác là thông số đầu vào sẽ thông qua phần mềm lập trình để so sánh kết quả của các phương pháp, từ đó có thể lựa chọn phương pháp phù hợp.

## 2. Cơ sở lý thuyết

Nhóm tác giả giới thiệu 3 mô hình truyền thống thực nghiệm của Arps (dạng hàm mũ, hàm Hyperbolic và hàm điều hòa - Harmonic) và phương pháp mới. Đây là cơ sở

*Ngày nhận bài: 24/6/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 24/6 - 15/7/2019.*
*Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2019.*

cho lập trình phần mềm để có kết quả giới thiệu trong phần kết quả và thảo luận. Trên cơ sở kết quả của các mô hình, bài báo sẽ giới thiệu nguyên lý lựa chọn mô hình phù hợp.

### *2.1. Đường cong suy giảm Arps*

Các mô hình của Arps thể hiện suy giảm lưu lượng khai thác và không xem xét thông số của vỉa hay của giếng, cũng như điều kiện vận hành khai thác của giếng.

- Suy giảm theo hàm mũ

Lưu lượng khai thác suy giảm được thể hiện như phương trình 1, phương pháp này thường được sử dụng cho vỉa khai thác bằng khí hòa tan.

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (1)$$

Trong đó:

$q_i$: Lưu lượng tại thời điểm t = 0;

D: Tỷ lệ suy giảm hay hệ số kinh nghiệm, xác định thông qua dữ liệu lịch sử khai thác khi biết lưu lượng khai thác tại 2 thời điểm bất kỳ ($D = \ln(q_1/q_2)/(t_2 - t_1)$).

- Suy giảm theo hàm Hyperbolic

Lưu lượng suy giảm thay đổi theo hàm số không tuyến tính trong đồ thị bán logarit được xác định theo phương trình 2:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (2)$$

Trong đó:

$q_i$: Lưu lượng tại thời điểm t = 0;

b: Hằng số nằm trong khoảng 0 - 1 (Bảng 1), b = 0 tương ứng đường cong suy giảm hàm mũ, b = 1 tương ứng trường hợp suy giảm theo hàm điều hòa.

Hệ số $D_i$ thay đổi theo thời gian theo mối tương quan:

$$D_i = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1}{dt}$$

- Suy giảm theo hàm điều hòa

Đây là trường hợp đặc biệt của suy giảm theo hàm Hyperbolic khi hệ số b = 1 (phương trình 3):

$$q_i = \frac{q_o}{1 + bD_i t} \quad (3)$$

***Bảng 1.*** *Giá trị của hằng số b*

| Giá trị của b | Đặc điểm của vỉa được áp dụng |
|---|---|
| 0 | Dòng chảy đơn pha chất lỏng (ở chế độ chịu ảnh hưởng của biên) hoặc dòng khí đơn pha áp suất cao |
| 0,1 - 0,4 | Mỏ khí khô |
| 0,4 - 0,5 | Mỏ khí đơn pha |
| 0,5 | Mỏ dầu nhẹ, chịu ảnh hưởng của nước rìa |
| 0,5 - 1,0 | Vỉa sản phẩm nhiều tầng |

***Bảng 2.*** *Phân biệt các dạng đường suy giảm lưu lượng thực nghiệm của Arps*

| Các dạng đường cong | Dạng hàm mũ | Dạng hàm Hyperbolic | Dạng hàm điều hòa (Harmonic) |
|---|---|---|---|
| Các hệ số đặc trưng | D là hằng số<br>b = 0<br>$D = \frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$ | D phụ thuộc *b*<br>0 < b < 1<br>$D = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1}{dt}$ | D tỷ lệ với lưu lượng<br>b = 1<br>$D = \frac{\frac{q_i}{q} - 1}{t_2 - t_1}$ |
| Hàm lưu lượng theo thời gian q(t) | $q = q_i e^{-Dt}$ | $q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$ | $q_i = \frac{q_o}{1 + bD_i t}$ |
| Hàm sản lượng tích lũy cộng dồn theo lưu lượng q(t) | $Q_f = \frac{q_f - q_{ab}}{D}$ | $Q_p = \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i}(q_i^{1-b} - q^{1-b})$ | $Q_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\frac{q_i}{q}$ |
| Ứng dụng đường cong tính theo tốc độ suy giảm | Xác định trữ lượng tối thiểu | Xác định trữ lượng có khả năng | Xác định trữ lượng có thể thu hồi được tại thời điểm đang xét |
| Lượng hydrocarbon có thể thu hồi (EUR) | $N_p + \frac{q_f - q_{ab}}{D}$ | $N_p + \frac{q_i^b}{(1 - b)D_i}(q_i^{1-b} - q^{1-b})$ | $N_p + \frac{q_i}{D_i} \ln\frac{q_i}{q}$ |
| Lượng hydrocarbon tại chỗ N | $N = \frac{EUR}{c_t (P_i + P_{wf})}$ | | |

Để phân biệt 3 đường cong suy giảm của Arps, Bảng 2 tổng hợp các thông số và công thức tính toán lưu lượng, ứng dụng xác định lượng hydrocarbon có thể thu hồi. Thực tế cho thấy hàm mũ cho dự báo có tính hội tụ nhanh nhất trong khi hàm dạng hài hòa thì hội tụ chậm hơn. Vì vậy, tùy vào đặc tính khai thác mà lựa chọn mô hình phù hợp. Ngoài ra, khi trong quá trình khớp lịch sử khai thác cũng cần quan tâm tới sản lượng cộng dồn để so sánh thực tế vì có thể mô hình yêu cầu số liệu với thời gian dài để quá trình mô phỏng chính xác hơn.

### *2.2. Dự báo lưu lượng khai thác bằng phương pháp mới*

Trong toàn bộ quá trình khai thác, nhiệt độ và áp suất vỉa luôn thay đổi sau một thời gian nhất định, dẫn đến áp suất và nhiệt độ đi qua đầu giếng cũng thay đổi theo. Đồng thời, kích thước và độ mở van cũng là một yếu tố quan trọng trong việc tính toán lưu lượng khai thác và dự báo. Một số tác giả trước đây đã nghiên cứu về tính toán và dự báo hàm lượng lỏng dựa vào các yếu tố trên. Năm 1949, R.F.Tangren đã giới thiệu và tổng quát hóa phương pháp tính cho hệ khí - nước qua van trong dung dịch lỏng là pha liên tục [5]. Gilbert vào năm 1954 đưa ra mối tương quan từ 268 bài test với sự thay đổi kích cỡ của van từ 6/64 inch đến 18/64 inch [6]. Phương pháp này áp dụng cho trường hợp áp suất ống khai thác lớn hơn ít nhất 70% áp suất trong đường ống. Năm 1958, P.B.Baxendell đã phát triển mô hình của Gilbert với hơn 50 bài test [7]. Năm 1960, Ros đã nghiên cứu dòng chảy đồng bộ của lưu chất qua một vật cản, đồng thời xác định được mối tương quan giữa trọng lượng của chất lưu, kích thước vật cản và áp suất của dòng dung dịch [8]. Năm 1961, Achong đã phát triển mô hình của Gilbert dựa trên cơ sở của bộ dữ liệu từ một giếng dầu tại mỏ Lake Maracaibo ở Venezula [9].

Sau khi tham khảo, phân tích các phương pháp và chạy thử nhóm tác giả xây dựng mối tương quan giữa các đại lượng: lưu lượng lỏng, nhiệt độ tại đầu giếng, áp suất tại đầu giếng, kích thước choke và tỷ số khí dầu. Trên cơ sở phân tích mô hình Gilbert và dữ liệu 120 giếng khai thác của Sina Bairamzadeh cùng cộng sự [4], mô hình tương quan lưu lượng lỏng được tổng quát như phương trình 4:

$$q_l = \Psi(T, P, GLR, D_c) \quad (4)$$

Mục đích của phương pháp này tìm ra mối tương quan, đồng thời kết quả khớp lịch sử cho độ lệch sai số trung bình tuyệt đối là nhỏ nhất so với những phương pháp khác. Mô hình đề xuất của nhóm tác giả được viết như phương trình 5 trên cơ sở thông số vỉa như Bảng 3 và 4:

$$q_l = \frac{T_{wh}^{a} \times P_{wh}^{b} \times D_{choke}^{c}}{d \times GLR^{e}} \quad (5)$$

Trong đó:

$q_l$: Lưu lượng lỏng (thùng/ngày);

$T_{wh}$: Nhiệt độ tại đầu giếng (°F);

$P_{wh}$: Áp suất tại đầu giếng (psig);

***Bảng 3.*** *Vùng dữ liệu test*

| Thông số | Giá trị nhỏ nhất | Giá trị lớn nhất |
|---|---|---|
| WHP (psig) | 103 | 1.120 |
| Choke size (inch) | 12 | 92 |
| GLR (-) | 12 | 30.782 |
| Lưu lượng (STBD) | 110 | 11.200 |
| Độ rỗng (%) | 10 | 40 |
| Độ thấm (md) | 1 | 10.000 |

***Bảng 4.*** *Vùng dữ liệu của đặc tính chất lưu trong vỉa*

| Đặc tính | Giai đoạn đầu | Hiện tại |
|---|---|---|
| Điểm bọt khí (psi) | 1.388 | 1.388 |
| Hệ số thể tích khí (CF/SCF) | 0,00957 | 0,013 |
| Hệ số thể tích dầu (bbl/STB) | 1,21 | 1,39 |
| Tỷ số khí dầu hòa tan (-) | 374 | 324 |
| Tỷ số khí dầu khai thác (-) | 460 | 645 |
| API | 26,5 | 25,8 |
| Độ nhớt dầu (cp) | 3,2 | 3,07 |
| Nhiệt độ dầu (°C) | 52,2 | 52,2 |
| Độ mặn (gr/l) | --- | 201,3 |
| Hệ số thể tích nước thành hệ (bbl/STB) | --- | 1,0018 |
| Độ nén (1/psi) | --- | $3,26 \times 10^{-6}$ |
| Độ nhớt (cp) | --- | 0,9538 |

GLR: Tỷ số khí dầu (scf/stb);

a, b, c, d và e là các hằng số: a = 0,62417; b = 0,9415; c = 1,7251; d = 7,6337; e = 0,3636 (xác định căn cứ vào thuật toán phân tích hồi quy).

Phương trình 5 được nhóm tác giả đưa ra sau khi thực hiện các phép tính toán và kiểm tra cho vỉa cát kết và có chất lưu là pha liên tục. Các thông số chất lưu được thể hiện ở Bảng 3 - 5.

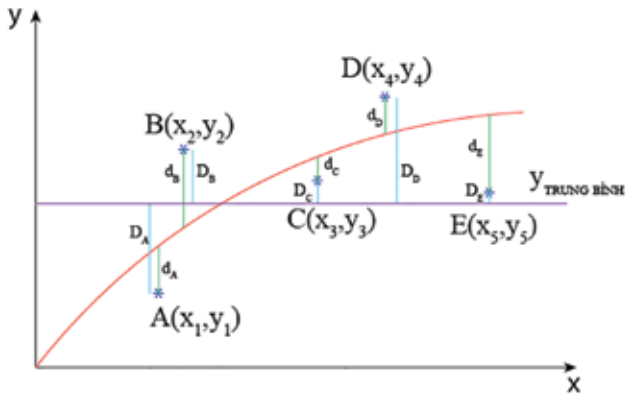
### *2.3. Cơ sở lựa chọn mô hình*

Để lựa chọn được mô hình nào chính xác nhất, nhóm tác giả sử dụng hệ số đánh giá độ chính xác của mô hình $R^2$. Giá trị $R^2$ được diễn giải như sau:

- Giá trị $R^2$ thay đổi từ 0 - 1 và không có đơn vị. Giá trị $R^2$ càng cao, mô hình cho kết quả càng chính xác.

- Khi $R^2$ = 0, mô hình khớp lịch sử là một đường thẳng nằm ngang và lưu lượng lỏng có giá trị bằng lưu lượng lỏng trong bình. Trong trường hợp này, lưu lượng lỏng không phụ thuộc với thời gian khai thác và không thể dự báo được giá trị của lưu lượng lỏng.

- Khi $R^2$ = 1, mô hình chính xác một cách tuyệt đối. Khi biết được thời gian dự báo có thể tính toán được lưu lượng lỏng một cách chính xác.




***Hình 1.*** *Đồ thị cho tính toán giá trị $R^2$*

Giá trị $R^2$ được tính toán dựa vào phương pháp biểu diễn như Hình 1.

Tính toán các giá trị và bằng phương trình 6 và 7:

$$SE_{LINE} = d_A + d_B + d_C + d_C + d_E \quad (6)$$

$$SE_{\bar{Y}} = D_A + D_B + D_C + D_D + D_E \quad (7)$$

Sau đó tính được giá trị $R^2$ bằng phương trình 8:

$$R^2 = 1 - \frac{SE_{LINE}}{SE_{\bar{Y}}} \quad (8)$$

## 3. Kết quả và thảo luận

Thông qua thông số đầu vào là lịch sử khai thác, nhóm tác giả đã viết chương trình và xây dựng giao diện sử dụng để thuận lợi cho người sử dụng. Thông số đầu vào cho mô hình Arps và mô hình mới được trình bày trong Bảng 5 và 6.

Giao diện của chương trình phục vụ việc tính toán của các mô hình Arps và mô hình mới lần lượt giới thiệu như trong Hình 2 và 3.

### *3.1. Kết quả mô hình Arps*

Đối với 3 dạng đường cong suy giảm (phương trình hàm mũ, phương trình hàm Hyperbolic và phương trình hàm điều hòa) có các thông số đầu vào là: lưu lượng khai thác ban đầu, lưu lượng khai thác tại thời điểm cuối, thời gian khai thác và giá trị b (Bảng 1). Sau khi tiến hành nhập số liệu lịch sử khai thác (load file: như Hình 2), người sử dụng nhập số liệu như Bảng 7 để tiến hành khớp lịch sử với mô hình lựa chọn như mong muốn.

Các thông số đầu ra (giá trị cần tính toán) gồm: Giá trị lưu lượng lỏng tại cuối thời điểm dự báo (Q) và hàm lượng watercut (f) tại cuối thời điểm dự báo. Ngoài ra, để dự báo được lưu lượng lỏng và hàm lượng watercut, cần xác định được giá trị hằng số suy giảm D theo thời

***Bảng 5.*** *Thông số đầu vào cho mô hình Arps*

| t (ngày) | Lưu lượng lỏng (nghìn thùng/ngày) | Hàm lượng watercut | t (ngày) | Lưu lượng lỏng (nghìn thùng/ngày) | Hàm lượng watercut |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,47043968 | 0,054657 | 41 | 1,24217355 | 0,092768 |
| 2 | 2,58024786 | 0,001217 | 42 | 0 | 1 |
| 3 | 1,1571571 | 0 | 43 | 1,28620355 | 0,056676 |
| … | … | … | … | … | … |
| 403 | 4,18934967 | 0,897599 | 445 | 1,89044935 | 0,794995 |
| 404 | 3,67904129 | 0,875469 | 446 | 5,3152529 | 0,992114 |
| 405 | 2,56347935 | 0,836655 | 447 | 4,39440367 | 0,891024 |
| 406 | 3,25863933 | 0,764567 | 448 | 3,85942226 | 0,907716 |
| 407 | 3,12268065 | 0,882734 | 449 | 5,35908 | 0,970951 |
| 408 | 3,08985767 | 0,826225 | 450 | 3,82391419 | 0,907716 |

***Bảng 6.*** *Thông số đầu vào cho mô hình mới*

| t (ngày) | Áp suất đầu giếng (psi) | T (°C) | Kích thước choke (in) | Độ mở choke (%) | Thể tích dầu ($Sm^3$) | Thể tích khí ($Sm^3$) | Thể tích nước ($Sm^3$) | Thể tích chất lỏng ($Sm^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 107,362 | 37,939 | 78,935 | 34,2133305 | 631 | 90,439 | 0 | 631 |
| 2 | 99,187 | 60,757 | 70,627 | 33,31305815 | 1,166 | 165,720 | 0 | 1,166 |
| 3 | 94,601 | 63,047 | 66,049 | 31,52678547 | 1,550 | 221,707 | 0 | 1,550 |
| 4 | 89,988 | 64,547 | 61,405 | 29,80234816 | 1,249 | 178,064 | 0 | 1,249 |
| 5 | 84,777 | 65,724 | 56,148 | 27,98664452 | 1,346 | 192,602 | 0 | 1,346 |
| … | … | … | … | … | … | … | … | … |
| 397 | 29,395 | 71,677 | 13,453 | 7,081583304 | 240 | 37,455 | 759 | 999 |
| 398 | 28,563 | 61,753 | 12,626 | 6,647107214 | 237 | 37,227 | 756 | 994 |
| 399 | 28,057 | 60,883 | 12,115 | 6,374495087 | 237 | 36,908 | 748 | 984 |
| 400 | 27,477 | 68,712 | 11,541 | 6,070946669 | 232 | 36,516 | 744 | 976 |

***Hình 2.*** *Giao diện tính toán mô hình Arps*

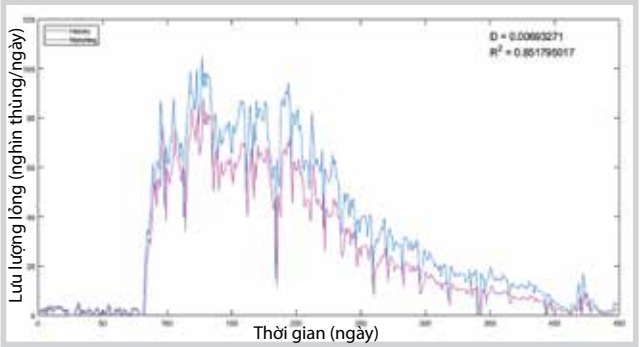
***Hình 3.*** *Giao diện tính toán mô hình mới*

***Bảng 7.*** *Nhập thông số đầu vào*

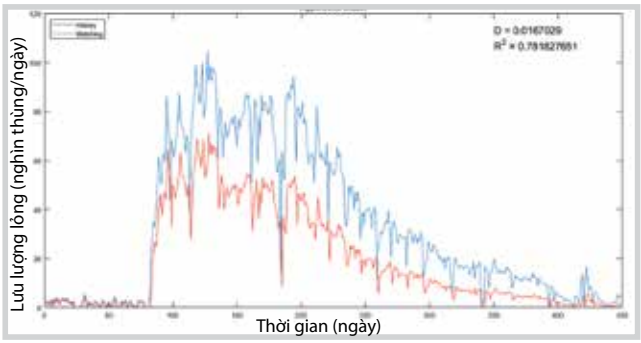
| $Q_o$ (nghìn thùng/ngày) | Q (nghìn thùng/ngày) | t (ngày) | b |
|---|---|---|---|
| 86,5733 | 3,82391 | 450 | 0,5 |

***Bảng 8.*** *Kết quả tính toán các giá trị D và $R^2$ của các phương pháp Arps*

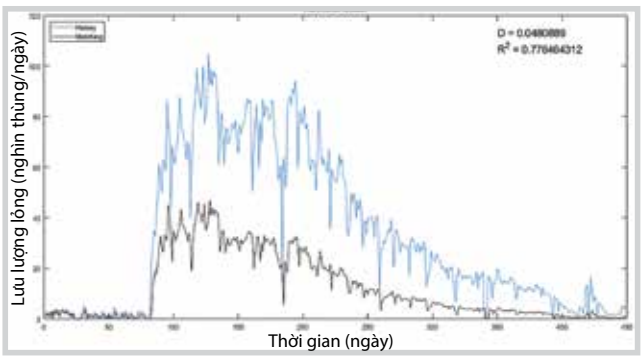
| Phương pháp | D | $R^2$ (%) |
|---|---|---|
| Hàm mũ | 0,00693271 | 85,2 |
| Hyperbolic | 0,0167029 | 78,2 |
| Điều hòa | 0,0480889 | 77,65 |




***Hình 4.*** *Khớp lịch sử bằng phương trình hàm mũ*



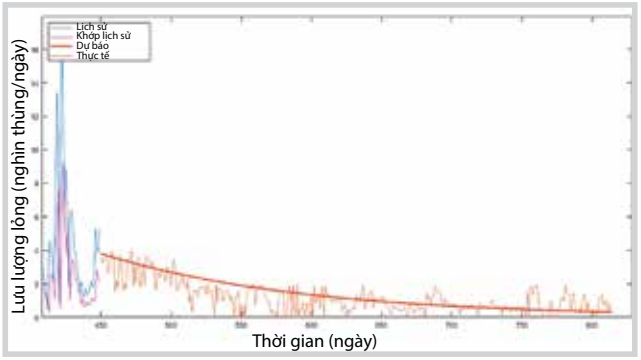

***Hình 5.*** *Khớp lịch sử bằng phương trình Hyperbolic*




***Hình 6.*** *Khớp lịch sử bằng phương trình hàm điều hòa*

***Bảng 9.*** *Các thông số đầu vào cho dự báo lưu lượng lỏng*

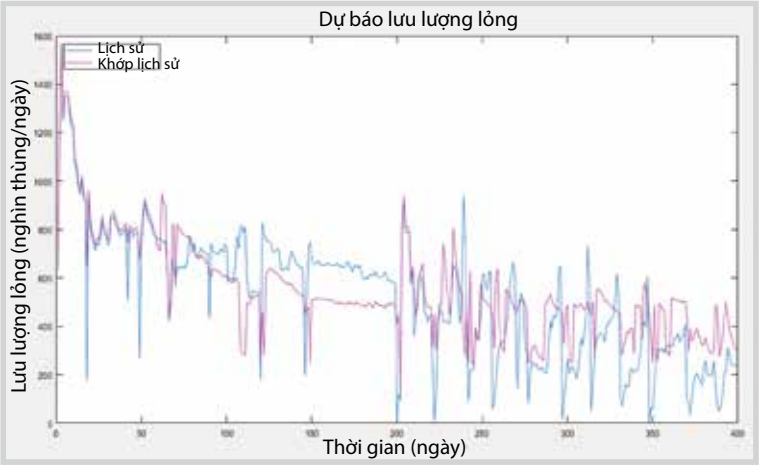
| | |
|---|---|
| $Q_o$ (nghìn thùng/ngày) (lưu lượng lỏng ban đầu) | 3,82391 |
| D (hằng số suy giảm) | 0,00693271 |
| t (ngày) (thời gian dự báo) | 365 |



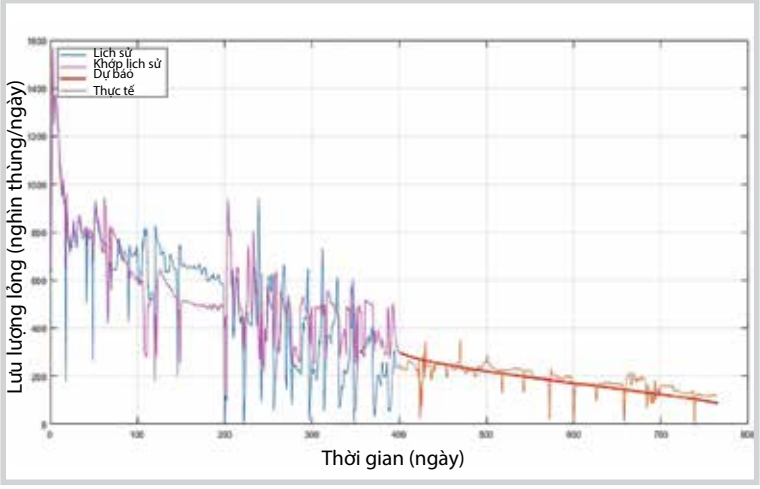

***Hình 7.*** *Kết quả dự báo lưu lượng lỏng bằng phương trình hàm mũ*

***Bảng 10.*** *Giá trị các thông số đầu vào cho mô hình mới*

| | |
|---|---|
| Áp suất đầu giếng (psi) | 27,4767 |
| Kích thước choke (inch) | 11,5408 |
| Độ mở của choke (%) | 52,6041 |
| Lưu lượng khí ($m^3$/giờ) | 36516,1 |
| Lưu lượng lỏng ($Sm^3$/giờ) | 232,24 |
| Nhiệt độ đầu giếng (F) | 68,7122 |




***Hình 8.*** *Đồ thị khớp lịch sử lưu lượng lỏng*




***Hình 9.*** *Kết quả dự báo lưu lượng khai thác bằng mô hình mới*

gian, lưu lượng lỏng tại thời điểm bắt đầu dự báo và thời gian dự báo. Sau khi nhập dữ liệu cho mô hình và vẽ đồ thị lịch sử khai thác, tiến hành tính toán giá trị của hằng số suy giảm D và khớp lịch sử tương ứng cho từng dạng đường cong suy giảm: phương trình đường cong hàm mũ, phương trình đường cong hyperbol và phương trình đường cong hàm điều hòa. Kết quả khớp lịch sử như Hình 4 - 6, với các thông số tính toán như Bảng 8.

Bảng 8 cho thấy phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ cho giá trị $R^2$ cao nhất (0,85). Điều này chứng tỏ phương pháp sử dụng phương trình hàm mũ cho độ chính xác cao nhất so với 2 phương pháp còn lại (Hyperbolic và phương trình hàm điều hòa). Vì vậy, nhóm tác giả chọn phương trình hàm mũ để tính toán và dự báo lưu lượng lỏng.

Như vậy, để dự báo lưu lượng lỏng cần lấy thông số đầu vào như đã tính toán ở phần trên và được thống kê như Bảng 9.

Tiến hành lựa chọn phần dự đoán lưu lượng lỏng trên giao diện người sử dụng như Hình 2 sẽ được kết quả như Hình 7. Kết quả dự báo cho thấy lưu lượng giảm từ 3,82391 (nghìn thùng/ngày) xuống còn 0,304475 (nghìn thùng/ngày) sau 365 ngày, tương đương giảm 92%.

### *3.2. Kết quả mô hình mới*

Tương tự với tính toán và dự báo bằng mô hình đường cong suy giảm của Arps, nhóm tác giả cũng xây dựng phần mềm để xử lý dữ liệu. Đối với mô hình này, dữ liệu đầu vào gồm các thông số thể hiện ở Bảng 10.

Sau khi xác định được đồ thị lịch sử lưu lượng lỏng, Hình 3 minh họa công cụ phần mềm để thiết lập mô hình khớp lịch sử và dự báo lưu lượng lỏng (Hình 8). Kết quả tính toán sai số cho mô hình này là $R^2 = 0,93$, kết quả này tốt hơn nhiều so với mô hình khớp lịch sử bằng mô hình hàm mũ ($R^2 = 0,85$). Ngoài ra, kết quả dự đoán khai thác cho 365 ngày tiếp theo như Hình 9. Qua kết quả dự báo, trong thời gian 1 năm tiếp theo, lưu lượng lỏng đã suy giảm từ 232,24 ($m^3$/giờ) xuống còn 40,1082 ($m^3$/giờ), tương đương 82,7%.

## 4. Kết luận

Phân tích số liệu khai thác và xây dựng mô hình dự báo lưu lượng lỏng, hàm lượng watercut là công tác quan trọng giúp dự báo sản lượng khai thác cũng như hiểu rõ hơn tình trạng giếng để vận hành hiệu quả. Công tác phân tích số liệu khai thác và dự báo yêu cầu tiến hành trên số liệu khai thác thực, ở trạng thái động, nên kết quả sẽ phản ánh chính xác hiện trạng khai thác và đặc tính vỉa thay đổi. Ngoài ra, việc phân tích số liệu dựa trên các hàm quan hệ còn dựa nhiều trên tính chủ quan của người phân tích, điều này ảnh hưởng không nhỏ đến kết quả phân tích.

Bài báo đã đưa ra kết quả dự báo lưu lượng cho các giếng theo phương pháp đường cong suy giảm của Arps và phương pháp dựa trên

mối tương quan của nhiệt độ, áp suất với kích thước van để xây dựng nên mô hình. Đây là hai phương pháp tương phản: cổ điển và hiện đại, một phương pháp dựa trên sự suy giảm của đường cong lưu lượng khai thác theo thời gian, phương pháp còn lại dựa trên sự thay đổi tương quan giữa các đại lượng.

Đối với các phương pháp của Arps thì phương trình hàm mũ phản ánh kết quả khớp lịch sử tốt hơn các phương pháp sử dụng phương trình điều hòa và hyperbolic. Kết quả dự báo sau 365 ngày khai thác cho thấy giảm 92% lưu lượng lỏng.

Phương pháp mới do nhóm tác giả đề xuất dựa trên phân tích thông số vận hành và số liệu đầy đủ của các mỏ trên thế giới cho kết quả với tính chính xác khớp lịch sử cao $R^2 = 0,93$, trong khi kết quả tốt nhất của phương pháp Arps đối với hàm mũ chỉ cho $R^2 = 0,85$. Dự báo khai thác lưu lượng lỏng sau 365 ngày khai thác chỉ ra sự suy giảm 82,7% so với thời điểm ban đầu.

**Tài liệu tham khảo**

1. Hedong Sun. *Advanced production decline analysis and application*. Gulf professional publishing. 2015.

2. H.Pratikno, J.A.Rushing, T.A.Blasingame. *Decline curve analysis using type curves - fractured wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 5 - 8 October, 2003.

3. L.Mattar, D.Anderson, G.Stotts. *Dynamic material balance-oil-or gas-in-place without shut-ins*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2006; 45(11): p. 7 - 10.

4. Sina Bairamzadeh, Ehsan Ghanaatpisheh. *A new choke correlation to predict liquid flow rate*. 2015; 27(1): p.271 - 274.

5. R.F.Tangren, C.H.Dodge, H.S.Seifert. *Compressibility effects in two-phase flow*. Journal of Applied Physics. 1949; 20(7): p.637 - 645.

6. W.E.Gilert. *Flowing and gas-lift well performance*. Drilling and Production Practice, New York. 1954.

7. P.B.Baxendell. *Producting wells on casing flow - An analysis of flowing pressure gradients*. Society of Petroleum Engineers. 1958.

8. N.C.J.Ros. *An analysis of critical simultaneous gas/liquid flow through a restriction and its application to flowmetering*. Applied science research. 1960; 9: p.374.

9. J.Achong. *Revised bean performance formula for lake maracaibo wells*. 1961.

# DEVELOPMENT OF PRODUCTION PREDICTION MODELS FOR OIL AND GAS WELLS

**Nguyen Van Hung, Le Phuc Nguyen**
Petrovietnam University
Email: hungnv@pvu.edu.vn

**Summary**

In the field development process, it is important to analyse the liquid flow rate on the actual situation. On the basis of traditional Arps simulation models including exponential function, hyperbolic function and harmonic function, the authors propose a new model to overcome this problem (taking into account the effect of operational parameters that have not been considered in the classical model) and present the basis for selection of the most suitable model.

The simulation results show that the exponential equation reflects better historical results than the harmonic and hyperbolic equations. The new method proposed by the authors results in a high accuracy of history matching with $R^2 = 0,93$, while the best results using the Arps method for exponential function are only for $R^2 = 0,85$.

**Key words:** History matching, production prediction, Arps model, new model.