

GIẢI PHÁP TỐI ƯU GASLIFT TẠI CÁC GIÀN ĐẦU GIẾNG BỂ CỬU LONG VỚI HÀM LƯỢNG NƯỚC CAO

Nguyễn Hải An

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Khai thác thứ cấp bằng gaslift đang được áp dụng rộng rãi ở các giếng dầu vào cuối thời kỳ khai thác, đặc biệt là khu vực có hàm lượng nước cao và lẫn tạp chất cơ học. Hàm lượng nước trong chất lưu khai thác càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift dùng để bơm ép cũng giảm đi đáng kể, đồng thời cần thêm chi phí xử lý nước. . . ảnh hưởng nghiêm trọng đến hiệu quả kinh tế của mỏ.

Để tối đa hóa hiệu quả kinh tế của mỏ cần tính đến chi phí bơm ép khí gaslift (gồm chi phí nén khí), giá bán dầu và khí, chi phí sản xuất khác, sự mất giá của tiền và tỷ lệ lạm phát... Trong bài báo này, chỉ tiêu kinh tế dòng tiền thuần (net cash flow) của mỏ được tính toán để đạt mức tối đa, từ đó điều chỉnh các thông số quyết định trong suốt thời gian khai thác của mỏ bằng cách phân bổ lưu lượng khí bơm ép tối từng giếng khai thác.

Từ khóa: Gaslift, tối ưu hóa khai thác dầu khí, giàn đầu giếng, dòng tiền thuần, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Các mỏ dầu ở bể Cửu Long đã qua giai đoạn khai thác đỉnh và đang ở giai đoạn suy thoái sản lượng dầu khí với hàm lượng nước (WCT) trong dòng sản phẩm ở mức rất cao.

Các giếng khai thác đã và đang áp dụng khai thác thứ cấp bằng gaslift trên cơ sở sử dụng khí đồng hành làm khí nâng, được nén cao áp và cấp từ các giàn xử lý hoặc FPSO. Theo thời gian, năng lượng vỉa giảm dần đến nhu cầu dùng khí gaslift để bơm ép cho các giàn đầu giếng tăng lên đáng kể trong khi khả năng nén và cung cấp khí gaslift có hạn nên có thể dẫn đến tình trạng thiếu hụt nguồn khí gaslift trong tương lai. Hàm lượng nước trong chất lưu khai thác ngày càng tăng lên, lượng dầu khai thác được trên một đơn vị khí gaslift cũng giảm đi đáng kể, cần thêm chi phí xử lý nước... ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của mỏ.

Vi vậy, việc đảm bảo hiệu quả sử dụng khí gaslift cho các giàn đầu giếng ngày càng trở nên cấp thiết, đòi hỏi phải nghiên cứu, tối ưu hóa chế độ công nghệ cho từng loại giếng, lượng khí phân bổ cho các giếng trên toàn mỏ

mà vẫn đảm bảo được sản lượng khai thác dầu trong từng giai đoạn khai thác của mỏ.

Từ thực trạng của các mỏ tại bể Cửu Long hiện nay (năng lượng vỉa giảm dần với hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác ngày càng tăng, số lượng giếng có lưu lượng thấp chiếm tỷ trọng cao, chi phí khí nén để khai thác 1 đơn vị thể tích dầu tăng theo thời gian, hiệu quả khai thác thấp và tổn hại vỉa lớn...), tác giả nghiên cứu và đề xuất các giải pháp công nghệ - kỹ thuật nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác gaslift.

2. Cơ sở giải pháp tối ưu chế độ gaslift

2.1. Chế độ gaslift khai thác tối ưu từng giếng

Khi nghiên cứu động thái của các giếng đơn lẻ, khí nén bơm vào cột chất lỏng càng tăng thì lưu lượng dầu khai thác cũng tăng do tỷ trọng của chất lưu giảm. Tuy nhiên, lưu lượng chất lưu khai thác chỉ tăng đến một giá trị Q_{max} . Nếu tiếp tục tăng lưu lượng khí nén thì lưu lượng khai thác lại giảm. Mối quan hệ giữa lưu lượng giếng khai thác gaslift và khí nén được biểu diễn bởi phương trình [1]:

$$Q(V) = aV^2 + bV + c \quad (1)$$

Trong đó:

Q: Lưu lượng chất lưu khai thác;

V: Lưu lượng khí nén;

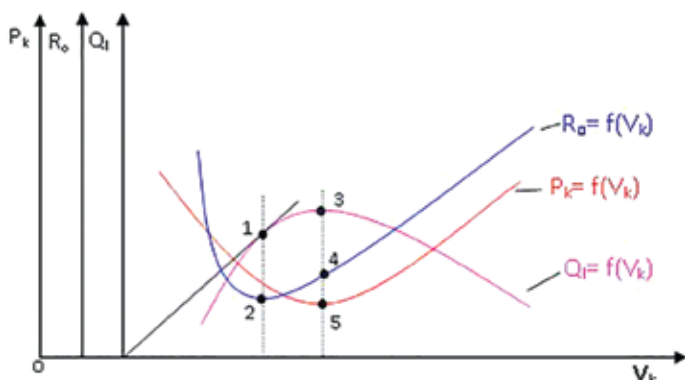
a, b, c: Các hệ số của hàm, được xác định trong quá trình tính toán và khảo sát giếng gaslift.

Vẽ đồ thị mối quan hệ của sản lượng khai thác $Q_1 = f(V_k)$, lưu lượng riêng của khí nén $R_o = f(V_k)$ và áp suất khí nén $P_k = f(V_k)$. Từ Hình 1 có thể xác định chế độ làm việc tối ưu hay tối đa lưu lượng chất lưu của giếng gaslift.

Hệ đường cong trên đồ thị cho thấy khi tăng lượng khí nén V_k , lưu lượng khai thác giếng Q_1 ban đầu tăng dần lên. Điều này được giải thích là do giảm áp suất đáy P_d (mật độ hỗn hợp chất lỏng trong ống nâng giảm), kéo theo áp suất khí nén (P_k) cũng giảm theo. Sự giảm của áp suất khí nén đến một giá trị nào đó và bắt đầu tăng trở lại (do lượng khí nén tăng mà tiết diện ống không thay đổi), do đó đường cong $P_k = f(V_k)$ phải có giá trị cực tiểu (tại điểm 5). Tại thời điểm áp suất khí nén đạt giá trị cực tiểu, khi đó chênh lệch áp suất giữa vỉa và đáy có giá trị lớn nhất, nên đường cong $Q_1 = f(V_k)$ có giá trị cực đại (tại điểm 3). Khi áp suất khí nén tăng dẫn đến sự gia tăng áp suất đáy, do đó lưu lượng khai thác giếng giảm theo.

Xác định chế độ làm việc tối ưu của giếng: Từ gốc tọa độ kẻ đường thẳng tiếp tuyến với đường cong $Q_1 = f(V_k)$. Điểm tiếp tuyến thỏa mãn Q/V là lớn nhất (điểm 1), nghĩa là tại đây chi phí lượng khí nén để khai thác một đơn vị sản phẩm là nhỏ nhất và đường cong $R_o = f(V_k)$ đạt giá trị cực tiểu tại điểm 2. Đây chính là chế độ tối ưu được xác định trên quan điểm về năng lượng.

Đối với điểm 3 với giá trị sản lượng cực đại mà giếng có thể khai thác bằng gaslift (nếu không bị giới hạn lượng khí nén), lưu lượng riêng của khí nén khi sản lượng giếng đạt cực đại (điểm 4) sẽ lớn hơn khi khai thác giếng tại chế độ tối ưu (điểm 2). Trong thực tế sản xuất, chế độ làm việc của từng giếng được lựa chọn trong khoảng từ chế độ khai thác tối ưu đến chế độ khai thác cực đại (từ điểm 1 - 3).



Hình 1. Tương quan giữa sản lượng chất lưu khai thác và lưu lượng khí nén

2.2. Tối ưu tổ hợp các giếng

Các giàn đầu giếng được thiết kế thiết bị công nghệ tối thiểu (tách tạm và đo lưu lượng chất lưu từ giếng, phân phối khí gaslift, bơm hóa phẩm...) và trang bị từ 4 - 8 vị trí để khoan giếng phát triển mở. Các giàn đầu giếng này chủ yếu là giếng khai thác dầu khí và được kết nối bằng đường ống thu gom sản phẩm dẫn tới trung tâm xử lý (giàn CPP hoặc FPSO).

Trung tâm xử lý sẽ đảm trách công việc: tách dầu - khí - nước; xử lý và/hoặc ổn định sản phẩm dầu khí; nén khí cung cấp lại cho các giàn đầu giếng hoặc xuất về bờ; xử lý nước đạt chuẩn trước khi xả thải. Thực tế vận hành khai thác ở giai đoạn hiện nay cho thấy độ ngập nước của các giếng đều cao hoặc rất cao (giếng khai thác tầng đá móng có WCT lên tới 80 - 90%) dẫn tới thiếu hụt lưu lượng khí nén cho gaslift và quá tải năng lực của hệ thống đường ống vận chuyển chất lưu từ giàn đầu giếng về xử lý.

Thực tế sản xuất cho thấy quá trình khai thác và vận hành thiết bị liên quan trực tiếp với nhau từ các giếng tới hệ thống thiết bị thu gom, tách pha và nén khí cao áp [2]. Bài toán trở thành việc tối đa hóa tổng lượng dầu khai thác Q_o từ n giếng trên giàn với lưu lượng từng giếng q_{oi} được lựa chọn tối ưu từ lưu lượng bơm ép khí q_{gi} . Trên cơ sở tối ưu phân bổ lưu lượng khí nâng cho từng giếng q_{gi} , Nishikiori [3] đưa ra phương trình tổng quát như sau:

$$Q_o = \sum_{i=1}^n q_{oi} = f(Q_g) = f(q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gn}) \quad (2)$$

Lượng khí nén cho cả cụm giếng biểu diễn bởi véc tơ cột với n chiều:

$$Q_g = (q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gn})^T \quad (3)$$

Công việc tối ưu khai thác dầu của cụm giếng thực chất là phân bổ hợp lý lượng khí nén tới các giếng để có lưu lượng khai thác dầu cao nhất theo công thức:

$$Max(Q_o) = Maxf(Q_g) \quad (4)$$

Đồng thời thỏa mãn một số điều kiện biên: lưu lượng khí nén phân bổ tới từng giếng không âm và không lớn hơn tổng lưu lượng khí nén cấp cho giàn:

$$Q_g = \sum_{i=1}^n q_{gi} \leq Q_{gPip}; q_{gi} \geq 0 \quad (5)$$

$Q_1 \leq Q_{ip}$ lưu lượng chất lưu vận chuyển của đường ống;

$$Q_l = Q_o + Q_w \quad (6)$$

Q bị hạn chế bởi công suất vận chuyển của đường ống nên để đảm bảo $\max(Q_o)$, bài toán cần bổ sung thêm việc giảm thiểu lưu lượng nước khai thác, tức là $\min(Q_w)$ hay giảm thiểu độ ngập nước min (WTC).

2.3. Hàm mục tiêu

Trong nội dung nghiên cứu này, mô hình lợi nhuận kinh tế chính là hàm mục tiêu của quá trình tối ưu hóa khai thác gaslift liên tục. Điều đó có nghĩa là các mô hình được xây dựng và tính toán sao cho hiệu quả kinh tế đạt lớn nhất.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_o \quad (7)$$

Trong đó:

t: Thời gian tính dòng tiền;

n: Tổng thời gian dự án;

r: Tỷ lệ chiết khấu;

C_t : Dòng tiền thuần tại thời gian t;

C_o : Chi phí đầu tư ban đầu của dự án.

Ở giai đoạn đầu khai thác mỏ, giếng có thể khai thác tự phun và hàm lượng nước của giếng thấp, lượng dầu khai thác tỷ lệ thuận với lợi nhuận. Tuy nhiên, sau thời gian dài khai thác, năng lượng vỉa suy giảm đáng kể nên giếng không còn khả năng tự phun. Thông thường, khi khả năng tự phun kém hiệu quả, giếng sẽ được chuyển sang dùng phương pháp khai thác nâng cơ học, dẫn đến làm tăng chi phí. Mặt khác, độ ngập nước của giếng cao, đồng nghĩa với lượng dầu thu được trên một đơn vị chất lưu khai thác được sẽ giảm, kèm theo đó là chi phí tăng lên do sự tăng chi phí của việc tách và xử lý nước đủ điều kiện xả thải.

Mô hình lợi nhuận kinh tế giúp ước lượng lợi nhuận trong một khoảng thời gian cho trước, gồm cả doanh thu và chi phí. Những mô hình này tính toán dòng tiền thuần (C_t) bằng giá trị hiện tại của dòng doanh thu PV_{rev} trừ đi giá trị hiện tại của chi phí sản xuất PV_{cost} , trong đó doanh thu PV_{rev} phản ánh giá trị thương mại của dầu khí.

PV_{cost} được tính như giá trị hiện tại của tổng lượng chi phí cần có để duy trì sự khai thác của giàn trong khoảng thời gian cho trước. Chi phí này bằng tổng chi phí sản xuất và thuế. Chi

phí sản xuất liên quan đến quá trình khai thác và bảo trì của giếng. Chi phí trả thuế được ước tính dựa trên giá trị hiện tại của dòng doanh thu và luật thuế hiện hành. Tuy nhiên, để đơn giản hóa trong tính toán, coi thuế là giá trị không đổi và chỉ xét tối ưu về doanh thu và chi phí sản xuất. Trên cơ sở đó tác giả xem xét các trường hợp tương ứng với các mức lưu lượng khí nén khác nhau cung cấp cho hệ thống.

Dòng tiền thuần trong khoảng thời gian t được tổng quát như sau:

$$C_t = PV_{rev}(t) - PV_{cost}(t) \quad (8)$$

Chi tiết:

$$C_t = \int_0^T \left[\sum_{i=1}^{N_{prod}} r_o(t) q_{o,i}(t) - \sum_{i=1}^{N_{prod}} r_{g,comp}(t) q_{g,comp,i}(t) - \sum_{i=1}^{N_{prod}} r_{w,disp}(t) q_{w,disp,i}(t) \right]$$

Trong đó: $PV_{rev}(t) = [(Lượng\ dầu\ khai\ thác \times\ Giá\ dầu)]t$;

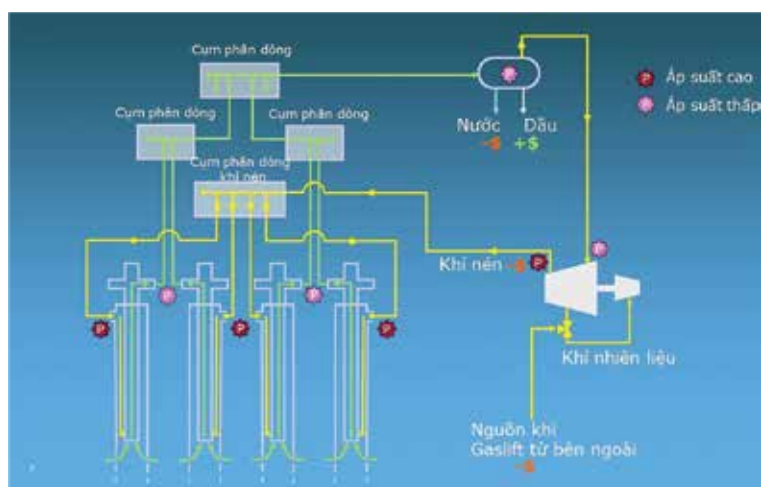
$PV_{cost}(t) = [Lượng\ khí \times\ Chi\ phí\ nén]t + [Lượng\ nước\ khai\ thác \times\ Chi\ phí\ xử\ lý\ nước]t$.

Trong khuôn khổ của nghiên cứu này, tác giả tính giá trị C_t cho khoảng thời gian 30 ngày.

$$\{C_t\}_{30} = PV_{rev}(30) - PV_{cost}(30)$$

Trong đó: $PV_{rev}(30) = [Lượng\ dầu\ khai\ thác\ trong\ 30\ ngày \times\ Giá\ dầu]t$

$PV_{cost}(30) = [Lượng\ khí\ nén\ trong\ 30\ ngày \times\ Chi\ phí\ nén] + [Lượng\ nước\ khai\ thác\ trong\ 30\ ngày \times\ Chi\ phí\ xử\ lý\ nước]$.



Hình 2. Sơ đồ hệ thống cho tính toán chi phí khí nén

3. Kết quả ứng dụng và thảo luận

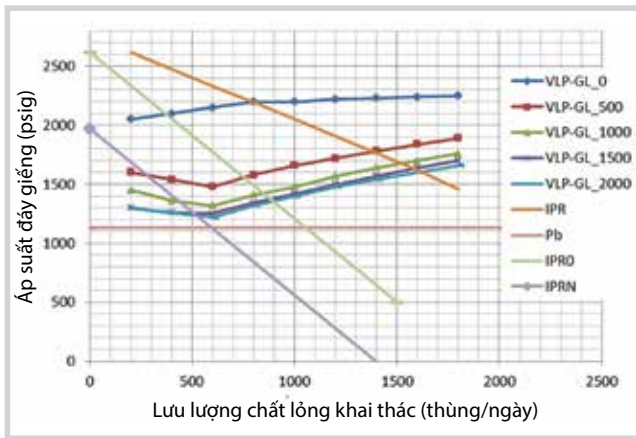
Giàn đầu giếng (giàn nhẹ) đã và đang được sử dụng rất hiệu quả trong sơ đồ thiết bị khai thác dầu khí tại các công trình ngoài khơi bể Cửu Long. Các giàn đầu giếng được kết nối tới trung tâm xử lý (giàn xử lý trung tâm hoặc FPSO) bằng các đường ống ngầm dưới đáy biển để vận chuyển dầu khí cũng như cung cấp khí nén, nước bơm ép.

Xác định chế độ công nghệ gaslift cho các giếng khai thác giàn WHP-A: Giàn đầu giếng WHP-A đang hoạt động với 5 giếng khai thác dầu khí, trong đó: 3 giếng khai thác từ tầng móng và 2 giếng từ tầng cát kết lục nguyên. Sau thời gian dài khai thác, năng lượng tự nhiên các vỉa đã suy kiệt. Số liệu khảo sát thông số khai thác các giếng cho thấy áp suất các vỉa sản phẩm dầu khí các mỏ ở bể Cửu Long đều suy giảm hoặc hàm lượng nước trong giếng tăng cao, các giếng không tự phun và chủ yếu được chuyển sang chế độ khai thác thứ cấp bằng gaslift sử dụng khí đồng hành. Lưu lượng cung cấp khí gaslift trung bình từng giếng từ 0,5 tới 2 triệu ft³ chuẩn/ngày qua van điều tiết vào khoảng không vành xuyên và các van gaslift được lắp đặt đúng vị trí tối ưu.

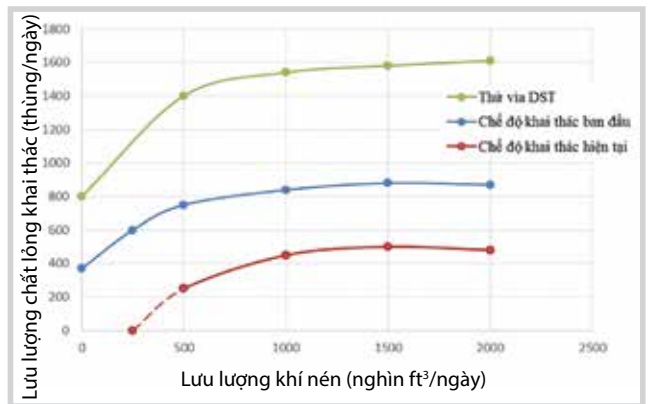
Trong thực tế sản xuất, các giếng được định kỳ khảo sát lưu lượng - áp suất chế độ khai thác ổn định thông qua xem xét hệ số khí/lỏng (gas liquid ratio - GLR). Bản chất của phương pháp khảo sát này là dựa vào việc thay đổi lưu lượng khai thác bằng cách thay đổi lượng khí nén và các thông số làm việc liên quan khác như: áp suất của khí nén, áp suất đáy và áp suất miệng giếng.

Trên cơ sở tài liệu khảo sát giếng, phân tích mối tương quan dòng chảy chất lưu từ vỉa vào giếng và lên tới miệng giếng trước khi vào hệ thống thiết bị bề mặt. Biểu đồ tương quan áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác được xây dựng cho từng giếng như trên các Hình 3 - 12. Trong đó, tại mỗi thời điểm khảo sát sẽ xây dựng biểu đồ mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén (còn gọi là đường cong đặc tính nâng của giếng). Với nghiên cứu này, mỗi giếng đều được xây dựng họ đường cong đặc tính nâng trong 3 trường hợp: theo kết quả thử vỉa, theo chế độ khai thác ban đầu và theo chế độ khai thác hiện tại.

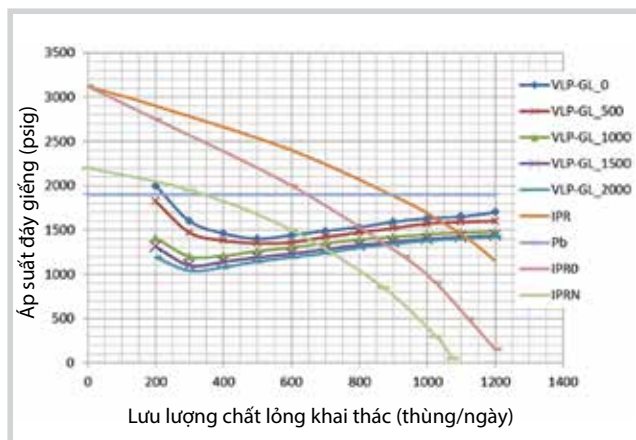
Nhận xét chung: Qua xây dựng mô hình trên cho



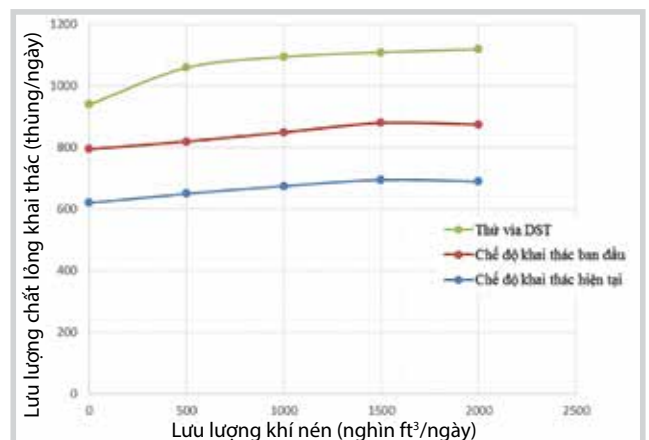
Hình 3. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng LM-Prod



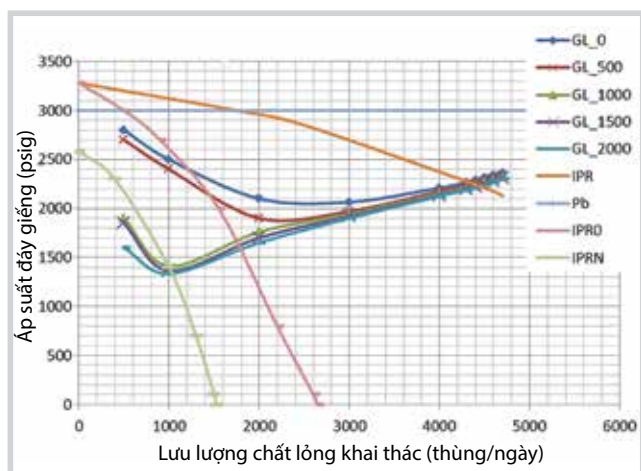
Hình 4. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng LM-Prod



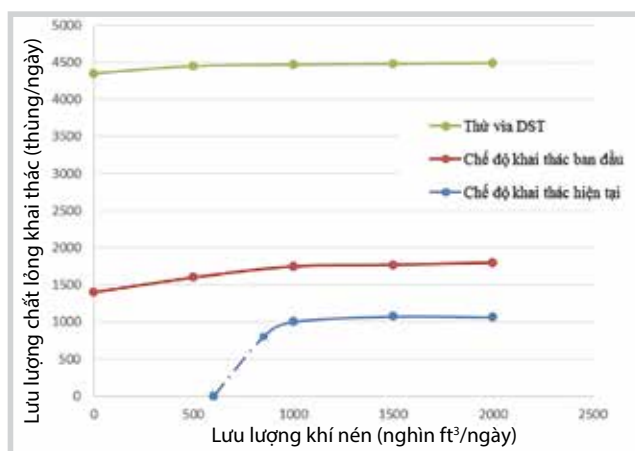
Hình 5. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng LO-Prod



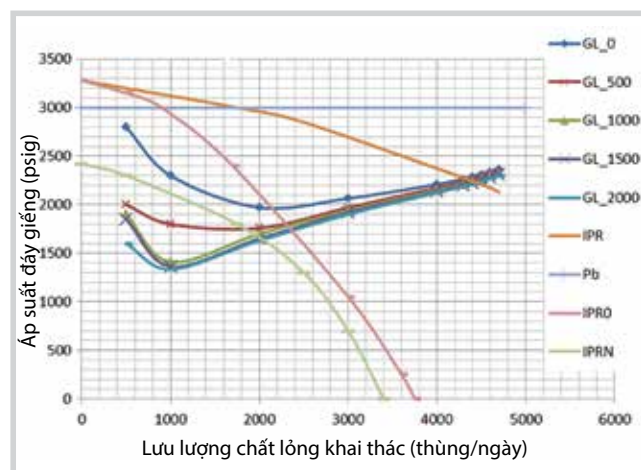
Hình 6. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng LO-Prod



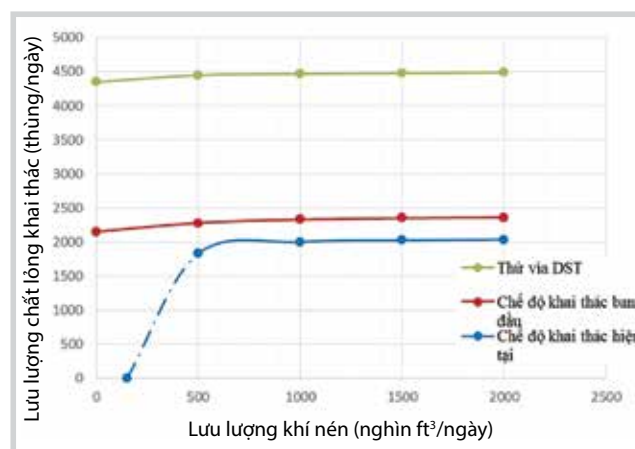
Hình 7. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-01Prod



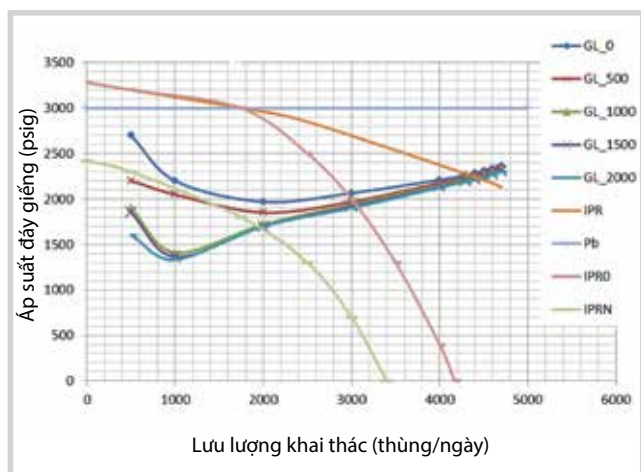
Hình 8. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-01Prod



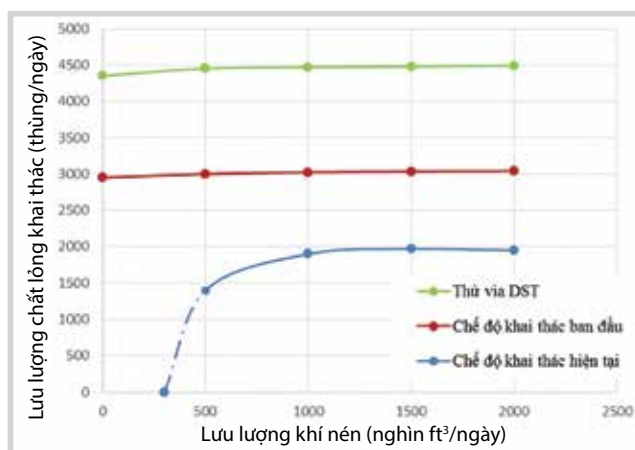
Hình 9. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-02Prod



Hình 10. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-02Prod



Hình 11. Áp suất đáy giếng theo lưu lượng chất lỏng khai thác - giếng B-03Prod

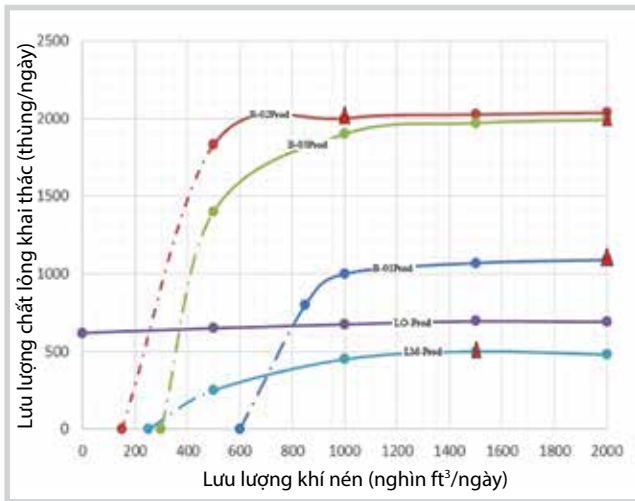


Hình 12. Mối quan hệ giữa lưu lượng chất lỏng khai thác và lưu lượng khí nén khi thực hiện thử vỉa, ở chế độ khai thác ban đầu và hiện tại - giếng B-03Prod

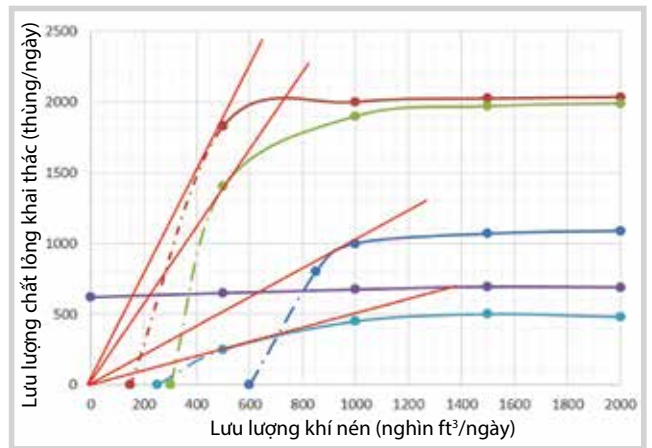
thấy tầng Oligocene dưới có năng lượng còn tương đối cao, vì thế giếng LO-Prod vẫn còn khả năng khai thác tự phun, chưa nhất thiết phải khai thác bằng gaslift. Vì vậy, chỉ cần xét với 4 giếng còn lại. Những giếng ở tầng móng có hàm lượng nước cao (WCT từ 70 - 90%) đòi hỏi phải có phương pháp tối ưu khai thác giúp đạt hiệu quả cao nhất

mà không quá làm tổn hại đến vỉa khí phải khai thác lên quá nhiều nước.

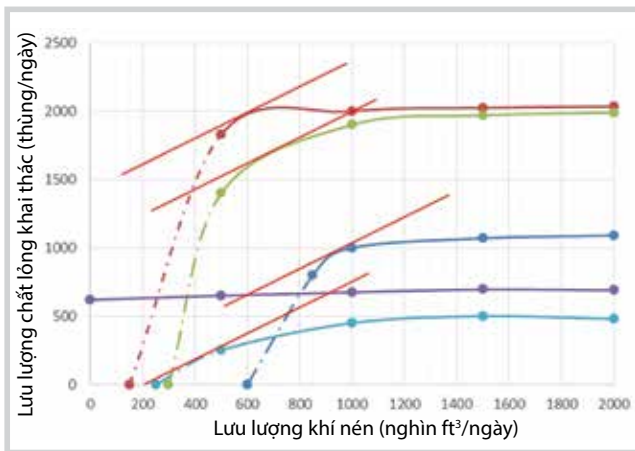
Tổng hợp các đường đặc tính năng của tất cả các giếng ở thời điểm nghiên cứu (Hình 13), qua đó lưu lượng chất lưu khai thác của từng giếng được xác định bởi lưu



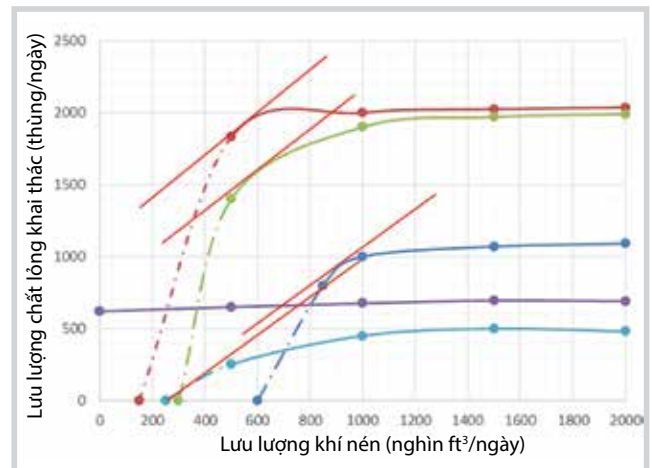
Hình 13. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng khí không giới hạn lưu lượng khí nén - Trường hợp A



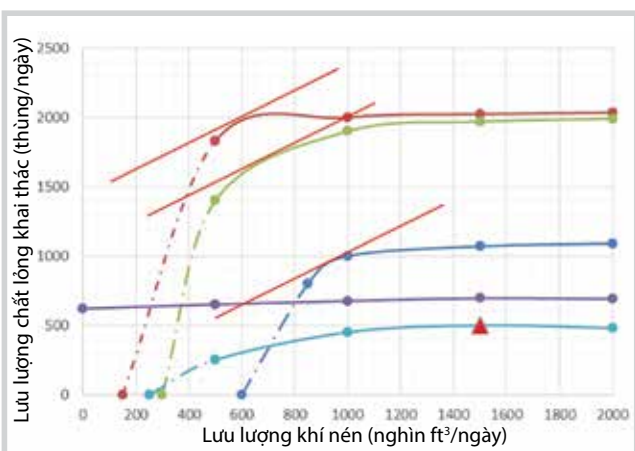
Hình 14. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp B



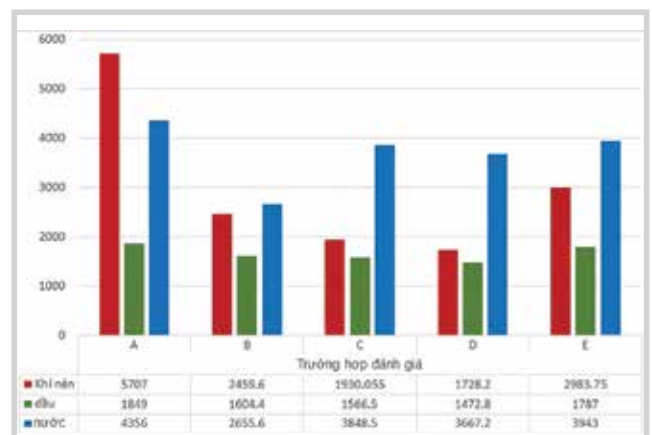
Hình 15. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu C



Hình 16. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu D



Hình 17. Lưu lượng khai thác theo lưu lượng khí nén ở các giếng trong trường hợp tối ưu E



Hình 18. So sánh lưu lượng khí nén cung cấp và lưu lượng khai thác chất lưu cho từng trường hợp

lượng khí nén được phân bổ. Trong trường hợp không bị giới hạn lưu lượng khí nén, điểm cực đại thường được sử dụng để khai thác dầu tối đa. Thực tế cho thấy khi hàm lượng nước cao dẫn tới lượng nước khai thác lớn đáng kể, có thể vượt công suất của hệ thống thu gom, vận chuyển

chất lưu tới FPSO.

Hình 14 - 17 biểu diễn các trường hợp đánh giá tối ưu chế độ khai thác trên cơ sở thay đổi hướng tiếp cận của tiếp tuyến của đường cong đặc tính nâng để xác định lưu lượng khí nén được phân bổ và lưu lượng chất lưu khai thác. Kết quả đánh giá thông số làm việc của giếng và

chỉ tiêu kinh tế tương ứng theo các trường hợp được thể hiện trong Bảng 1.

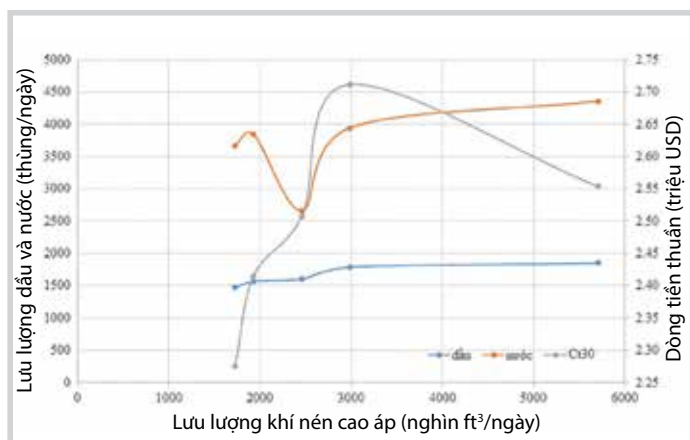
- + Trường hợp A: Lưu lượng khai thác cực đại;
- + Trường hợp B: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác được vẽ đi qua gốc tọa độ;
- + Trường hợp C: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau, các tiếp tuyến

này được chọn dựa trên động thái khai thác của cụm giếng khai thác trong tầng móng;

- + Trường hợp D: Các tiếp tuyến của đường lưu lượng khai thác của các giếng song song với nhau và được chọn dựa trên động thái khai thác của giếng LM-01Prod tầng Miocene dưới;

- + Trường hợp E: Các giếng tầng móng được giữ nguyên chế độ khai thác đã được chọn ở trường hợp chế độ khai thác tối ưu C, chỉ điều chỉnh lưu lượng khí nén cấp cho giếng LM-01Prod ở tầng Miocene nên để giếng làm việc ở chế độ khai thác cực đại.

Lưu lượng dầu của trường hợp A (cơ sở) cao hơn không đáng kể so với các trường hợp khác, nhưng nước khai thác rất lớn và lượng khí nén cần cung cấp rất cao, tương đương trên 3 nghìn ft^3 để nâng được 1 thùng dầu. Trường hợp D và C có hiệu quả khai thác rất cao và phù hợp với điều kiện giới hạn lượng khí nén cung cấp cho giàn WHP-A. Trường hợp B thể hiện kết quả trung gian tối ưu theo truyền thống cho từng giếng, tức là chế độ cân bằng lượng khí nâng và chất lỏng khai thác.



Hình 19. Phụ thuộc của lưu lượng chất lưu khai thác và dòng tiền thuần theo lưu lượng khí nén

Bảng 1. Đánh giá hiệu quả kinh tế các trường hợp

Các trường hợp	Giếng	B-01Prod	B-02Prod	LM-Prod	B-03Prod	OP-Prod	WHP-A	Dòng tiền thuần trong 30 ngày (USD)
A	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	2.000	1.000	1.500	2.000	0	6.500	2.553.380
	Q_l (thùng/ngày)	1.090	2.025	500	1.990	600	6.205	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	1.886	544	1.427	1.851	0	5.707	
	Q_o (thùng/ngày)	153	608	350	199	540	1.849	
	Q_w (thùng/ngày)	937	1.418	150	1.791	60	4.356	
B	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	920	450	280	1.400	0	3.050	2.507.220
	Q_l (thùng/ngày)	960	1.650	550	500	600	4.260	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	819,2	78,75	199,15	1.362,5	0	2.459,6	
	Q_o (thùng/ngày)	134,4	495	385	50	540	1.604,4	
	Q_w (thùng/ngày)	825,6	1.155	165	450	60	2.655,6	
C	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	930	600	400	700	0	2.630	2.415.085
	Q_l (thùng/ngày)	950	1.980	185	1700	600	5.415	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	830,25	154,5	372,81	572,5		1.930,06	
	Q_o (thùng/ngày)	133	594	129,5	170	540	1.566,5	
D	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	910	500	330	650	0	2.390	2.275.470
	Q_l (thùng/ngày)	920	1.910	100	1.610	600	5.140	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	813,4	70,25	315,3	529,25	0	1.728,2	
	Q_o (thùng/ngày)	128,8	573	70	161	540	1.472,8	
	Q_w (thùng/ngày)	791,2	1.337	30	1.449	60	3.667,2	
E	Q_{gl} (nghìn ft^3 /ngày)	930	600	1500	700	0	3730	2.711.483
	Q_l (thùng/ngày)	950	1980	500	1700	600	5730	
	Q_{gcomp} (nghìn ft^3 /ngày)	830,25	154,5	1426,5	572,5	0	2983,75	
	Q_o (thùng/ngày)	133	594	350	170	540	1787	
	Q_w (thùng/ngày)	817	1386	150	1530	60	3943	

Kết quả đánh giá còn cho thấy mức độ ảnh hưởng của lượng khí cung cấp cho giàn, có thể làm giảm tới 20% lưu lượng dầu (1473 thùng/ngày so với 1849 thùng/ngày) nếu lượng khí bị hạn chế dưới 2 triệu ft³/ngày.

Chỉ tiêu kinh tế (tổng dòng tiền thuần trong khoảng thời gian 30 ngày) đã được tính toán cùng với các thông số kỹ thuật tương ứng với từng trường hợp đánh giá (các chỉ số giá dầu và chi phí đều được lấy bằng nhau trong mọi trường hợp; do không ảnh hưởng đến xu hướng kết quả nghiên cứu nên tác giả không đưa ra cụ thể). Số liệu trên Hình 19 cho thấy trường hợp E có giá trị dòng tiền thuần cao nhất mặc dù lưu lượng khai thác dầu thấp hơn 62 thùng/ngày (tương đối) so với trường hợp cơ sở. Trường hợp A và B có tổng dòng tiền thuần tương đồng nhau trong khi trường hợp A cần sử dụng gấp 2,3 lần lượng khí nén. Nén khí và xử lý nước khai thác là các khoản chi phí có ảnh hưởng lớn đến dòng tiền thuần của trường hợp A - khai thác cực đại cũng như trường hợp B.

4. Kết luận

Công nghệ gaslift được sử dụng có hiệu quả tại các mỏ dầu bể Cửu Long trong giai đoạn sản lượng khai thác suy giảm. Hiệu quả khai thác giảm mạnh do yêu cầu tăng lượng khí nén cao áp (đôi khi vượt quá công suất vận chuyển của đường ống hoặc lượng khí có thể cấp cho giàn) và chi phí xử lý nước tăng cao, dẫn đến lợi nhuận của dự án cũng bị ảnh hưởng đáng kể.

Đặc tính vỉa và chất lưu vỉa thay đổi theo điều kiện khai thác, động thái làm việc của các giếng không ổn định

và chịu ảnh hưởng lớn, đòi hỏi phải có giải pháp điều chỉnh chế độ công nghệ phù hợp theo thời gian. Giải pháp đề xuất sử dụng phương pháp đồ thị biểu diễn mối quan hệ giếng - vỉa cho cụm 5 giếng làm cơ sở phân bổ hợp lý lượng khí nén nhằm tối ưu chế độ công nghệ cho các cụm giếng khai thác ngoài khơi để mang lại giá trị lợi nhuận cao nhất.

Kết quả phân tích cho thấy các thông số chế độ của giếng có thể điều chỉnh và lựa chọn thông qua việc phân bổ lượng khí nén cung cấp cho từng giếng. Thông số khảo sát của giếng khai thác như hàm lượng nước, hệ số khí - dầu, áp suất miệng giếng... liên tục được cập nhật sẽ cho phép xây dựng các đường cong đặc tính nâng và dự báo sản lượng khai thác dầu, tính toán hiệu quả kinh tế do cụm giếng mang lại.

Tài liệu tham khảo

1. Cao Ngọc Lâm. *Công nghệ khai thác dầu khí*. Đại học Mở - Địa chất. 2002.
2. Lê Xuân Lân, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Hải An, Nguyễn Thế Vinh, Lê Huy Hoàng. *Công nghệ mỏ dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 2017.
3. N.Nishikiori, R.A.Redner, D.R.Doty, Z.Schmidt. *An improved method for gas lift allocation optimization*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. 8 - 11 October, 1989.

SOLUTIONS TO GAS LIFT OPTIMISATION OF OIL WELLS WITH HIGH WATER-CUT IN CUU LONG BASIN

Nguyen Hai An

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Artificial gas lift is frequently used in secondary recovery to boost the production rate of mature oil fields, especially in areas with high water-cut and suspended solids. The high water-cut of production stream may require large amount of gas for lifting a unit volume of crude. In addition, the production operation is costly because the ratios of water/oil become higher and oil production rates decline dramatically.

To maximise the economic return of oil production, it is important to into account the cost of lift gas injection (including re-compression costs), the sale price of oil and gas, other production costs, the money discount rate and the rate of inflation. In this paper, the net cash flow of the field is maximised, then decisive parameters will be adjusted over the production life of the field by allocating the flow rate of injected gas to each production well. .

Key words: Gas lift, gas lift optimisation, wellhead platform, net cash flow, Cuu Long basin.