

Nghiên cứu sử dụng nâng nhân tạo đối với giếng khai thác dầu nặng

Nguyễn Quốc Thắng^{1,2}, Phạm Sơn Tùng^{1,2,*}

¹Bộ môn Khoan và Khai thác Dầu khí, Khoa Kỹ Thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa Tp. HCM

²Đại học Quốc gia Thành Phố Hồ Chí Minh

Liên hệ

Phạm Sơn Tùng, Bộ môn Khoan và Khai thác Dầu khí, Khoa Kỹ Thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa Tp. HCM

Đại học Quốc gia Thành Phố Hồ Chí Minh

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 22-9-2023
- Ngày chấp nhận: 14-12-2023
- Ngày đăng: 31-3-2024

DOI:

<https://doi.org/10.32508/stdjet.v6iS17.1215>



Bản quyền

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



TÓM TẮT

Với điều kiện khai thác dầu nặng có độ nhớt cao và năng lượng tự nhiên của vỉa không đủ để mang lại hiệu quả kinh tế. Do đó, cần phải cung cấp năng lượng cho dòng chảy bằng các phương pháp khai thác nhân tạo. Nghiên cứu này cho thấy việc vận dụng của các phương pháp nâng nhân tạo phổ biến trên thế giới cho một mô hình giếng X với chất lưu là dầu nặng được xây dựng dựa trên Compositional model. Việc áp dụng Gaslift (GL) để khai thác dầu nặng được chứng minh là có hiệu quả trong bài báo này, bên cạnh việc lựa chọn loại khí bơm tối ưu nhất dựa trên kinh tế là Flue gas với tốc độ bơm 1 mmscf/d cho lưu lượng khai thác là 1201.3 stb/d, Gaslift cho thấy khả năng tác động làm giảm mạnh độ nhớt nhờ sự giãn nở của khí bơm làm giảm mật độ của dầu nặng bên trong ống khai thác. Phương pháp bơm ly tâm điện chìm (ESP) được thiết kế với lưu lượng khai thác được vượt trội hơn hẳn Gaslift tại tần số hoạt động 60Hz là 1600 stb/d khi nó làm giảm mạnh áp suất thủy tĩnh tại đáy giếng. Qua các phân tích độ nhạy, lượng nước khai thác là thông số có ảnh hưởng mạnh nhất đến hiệu quả khai thác và cũng cho thấy Gaslift không hiệu quả khi khai thác dầu nặng có lượng nước khai thác (WC) cao và tỉ lệ khí dầu (GOR) thấp, trong khi ESP thì ngược lại. Nghiên cứu này cũng cho thấy việc kết hợp hai phương pháp GL và ESP với nhau cho hiệu quả khai thác chất lỏng cải thiện gần 15% và tiết kiệm năng lượng khoảng 5% so với ESP đơn lẻ, đồng thời cũng cho thấy sự linh hoạt trong khâu vận hành hệ thống để đối phó với sự thay đổi của các thông số vỉa.

Từ khóa: Dầu nặng, Gaslift (GL), Bơm ly tâm điện chìm (ESP), Compositional model, Phân tích điểm nút, Phân tích độ nhạy, ESP kết hợp GL

GIỚI THIỆU

Hiện nay, dầu nặng và dầu siêu nặng chiếm tới 40% sản lượng khai thác trên toàn thế giới¹. Chúng có tính linh động cực thấp do có độ nhớt cao nên đa số các giếng dầu nặng thường không thể khai thác bằng dòng tự nhiên vì áp suất vỉa không đủ để nâng lưu lượng dòng chảy mong muốn. Do đó, các nghiên cứu và thử nghiệm các phương pháp nâng nhân tạo (AL) phổ biến như Gaslift (GL), bơm ly tâm điện chìm (ESP) và ESP kết hợp với GL vào khai thác dầu nặng đã được ứng dụng bởi vì tính hiệu quả của chúng vừa ít tốn chi phí và vừa ít ảnh hưởng đến môi trường.

Phương pháp Gaslift là một dạng nâng nhân tạo phổ biến, trong đó khí bơm đầu tiên được nén và sau đó được bơm vào ống sản xuất thông qua Gaslift van (GLV). Khi đi vào ống khai thác, khí nén cải thiện dòng chảy của chất lỏng bằng cách làm giảm mật độ chất lỏng và giãn nở tạo lực đẩy chất lỏng đi lên. Trong hầu hết các nghiên cứu trước đây, các tác giả cho rằng phương pháp Gaslift thường không phù hợp cho giếng dầu nặng có tỉ lệ khí dầu thấp bởi vì lượng khí đồng hành không đủ để cung cấp cho hệ thống Gaslift và sự hình thành bọt gây ra bởi cơ chế tiếp

xúc giữa pha khí và lỏng^{2,3} nhưng không chứng minh được phương pháp Gaslift không hiệu quả cho những giếng dầu nặng. Trong quá khứ đã có một số nghiên cứu đã chứng minh hiệu quả khi dùng Gaslift để tăng cường khai thác dầu nặng, như các ví dụ thực nghiệm để chứng minh hiệu quả của Gaslift khi khai thác dầu nặng có lượng nước khai thác cao ở Venezuela^{4,5} áp dụng Gaslift bằng dòng slug để giảm thiểu sự hình thành bọt và một nghiên cứu khác⁶ bằng công thức thực nghiệm cho thấy khả năng của Gaslift khi kết hợp bơm khí với dầu nhẹ có thể tăng đáng kể lưu lượng khai thác. Cho đến nay, thật sự khó bắt gặp những nghiên cứu nhằm xem xét sâu sắc khả năng ứng dụng của Gaslift vào sản xuất dầu nặng, chẳng hạn như việc thay đổi thành phần khí bơm⁷ dựa trên đặc điểm của dầu nặng để bù đắp một phần thiếu hụt tỉ lệ khí dầu (GOR) do đặc tính của dầu nặng không phù hợp để cung cấp khí cho máy nén, qua đó có thể áp dụng những loại khí bơm có giá trị kinh tế thấp mà vẫn có hiệu quả cao là một ví dụ điển hình ở nghiên cứu này. Không như Gaslift, máy bơm ly tâm điện chìm (ESP) là phương pháp AL được dùng nhiều thứ hai trên thế giới chỉ sau bơm gạt gù (Sucker Rod Pump)⁸ và được

Trích dẫn bài báo này: Thắng N Q, Tùng P S. Nghiên cứu sử dụng nâng nhân tạo đối với giếng khai thác dầu nặng. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.* 2024; 6(S17):14-37.

áp dụng rộng rãi cho các giếng dầu nặng nóng hoặc lạnh và thậm chí cho các giếng ngang⁹. Nhờ vào hoạt động của máy bơm ly tâm cung cấp áp suất để giảm áp suất đáy giếng về gần bằng không làm tăng năng lượng cho dòng tự nhiên đẩy dầu lên bề mặt. Phương pháp này cũng cho phép các kỹ sư điều chỉnh tốc độ dòng chảy mong muốn dựa trên điều kiện thiết kế ban đầu và công suất hoạt động của máy bơm¹⁰. Việc áp dụng ESP cho các giếng truyền thống đã được chứng minh hiệu quả khi Vinicius Castro và cộng sự năm 2015¹¹ đã thành công ứng dụng hệ thống ESP kép gồm ba ESP khác nhau cho dầu nặng có độ nhớt cao từ 129 đến 364 cp khi API từ 13° đến 15° tại mỏ Peregrino đạt sản lượng lên đến 104,292 stb/d, nghiên cứu cũng cho thấy tỉ lệ khai thác chất lỏng phụ thuộc vào công suất của máy bơm. Một nghiên cứu khác coi ESP là giải pháp hiệu quả nhất để khai thác dầu nặng nóng ở Nigeria¹², qua việc phân tích độ nhạy tần số hoạt động của máy bơm từ 40-60Hz cho thấy chúng có tỉ lệ thuận với tỉ lệ chất lỏng khai thác được, kết quả là một thiết kế tần số khoảng 52Hz đã cho tỉ lệ khai thác trung bình khoảng 8000 stb/d tại giếng Enuma 3T vào năm 2003. Thực tế, độ nhớt của dầu nặng và siêu nặng tỉ lệ nghịch với nhiệt độ và chúng là nguyên nhân chính làm giảm hiệu suất của ESP, để khắc phục điều này cần sử dụng các ESP có đường kính lớn hơn¹³. Bên cạnh đó, một mô phỏng số dựa trên bộ dữ liệu thực nghiệm để phân tích ảnh hưởng của độ nhớt và đặc tính vỉa đến sự thay đổi áp suất và lưu lượng dòng chảy trong giai đoạn khởi động giếng của ESP đã được thực hiện¹⁴. Đối với các giếng không truyền thống, hiệu suất của ESP tại các vị trí lắp đặt khác nhau trong giếng ngang đã được mô phỏng bằng phần mềm OLGA để đối phó với sự thay đổi của tỉ lệ khí dầu, lưu lượng nước khai thác, lưu lượng dòng chảy và áp suất đáy giếng⁸. Tổng hợp kết quả từ những nghiên cứu trước đây, nghiên cứu này đã khảo sát ảnh hưởng của 2 thông số chính là lưu lượng nước khai thác và tỉ lệ khí dầu đối đến sự thay đổi độ nhớt và lưu lượng khai thác dầu nặng khi ESP hoạt động tại các tần số khác nhau. Sau một thời gian dài áp dụng thành công các phương pháp AL đơn lẻ, các nghiên cứu mới gần đây cho thấy tính hiệu quả và linh hoạt trong khâu vận hành khi kết hợp các phương pháp AL lại với nhau để đối phó với sự thay đổi của điều kiện giếng theo thời gian sản xuất. Việc áp dụng hệ thống AL kết hợp để khai thác dầu nặng từng bước thành công khi H. Aponte và cộng sự năm 2001¹⁵ đã lần đầu tiên trình bày kỹ thuật bơm dầu thô nhẹ có API cao kết hợp với ESP bằng việc kiểm soát lưu lượng dầu nhẹ được bơm với tần số hoạt động của ESP theo điều kiện thực tế để cải thiện hiệu quả giảm độ nhớt dầu nặng và tăng áp suất nạp của ESP. Sau đó, T.Q. Việt và cộng sự năm 2020¹⁶ đã

chứng minh kết hợp bơm dầu Diesel ở GL kết hợp với ESP bằng kết quả thực tế có thể tiết kiệm chi phí và tăng cường hệ số thu hồi dầu ở những mỏ dầu nặng có hàm lượng nước khai thác cao cụ thể như ở mỏ Đông Đô, Việt Nam. Đồng thời, phương pháp kết hợp giữa ESP và Gaslift cho dầu nặng đã được nhiều tác giả nghiên cứu và cho thấy kết quả vượt trội hơn hẳn so với hệ thống AL đơn¹⁷⁻¹⁹. Hệ thống kết hợp này ban đầu được thiết kế cho hai mỏ dầu ở Colombia với hệ thống chính là ESP kết hợp với hệ thống Gaslift là thứ cấp, bằng cách bơm khí vào cột chất lỏng phía trên máy bơm, yêu cầu xả áp suất cho ESP được giảm xuống²⁰. Điều này dẫn đến áp suất chênh lệch ít hơn trên máy bơm và do đó cần ít năng lượng hơn để vận chuyển cùng một lượng chất lỏng được sản xuất lên bề mặt. Gần đây, hai tác giả Vu Le và Son Tran năm 2021¹⁸ cũng đã cho thấy hiệu quả của phương pháp kết hợp vượt trội hơn 30% so với ESP đơn lẻ, qua phân tích độ nhạy giữa lưu lượng khí bơm của GL và tần số hoạt động của ESP cũng cho thấy hệ thống AL kết hợp tiết kiệm hơn 3% lượng điện tiêu thụ và kéo dài tuổi thọ của ESP lên hơn 6 năm. Với những thành công trên, nghiên cứu này cũng vận dụng phương pháp kết hợp này để so sánh với các phương pháp AL đơn lẻ được thực hiện trong bài, một phân tích độ nhạy giữa tần số hoạt động ESP và lưu lượng khí bơm của GL được quan tâm để tìm ra điều kiện vận hành tốt nhất. Trong nghiên cứu này, cả ba phương pháp Gaslift, ESP và phương pháp kết hợp ESP và GL được tiến hành mô phỏng đồng thời và tính toán dựa trên một bộ số liệu giếng mô phỏng X với dữ liệu dầu nặng được thực hiện bằng Compositional model²¹, dữ liệu lấy từ phòng thí nghiệm và được đối chiếu gần khớp với dữ liệu thực tế. Các kết quả thu được của từng phương pháp được thực hiện bằng phần mềm SLB PIPESIM phiên bản 2017.2. Bằng việc phân tích điểm nút để đánh giá hiệu suất dòng vào/ra và sự thay đổi điều kiện áp suất của các phương pháp trên. Một mô hình Compositional gồm các loại khí bơm có tỉ trọng riêng khác nhau được thực hiện bằng phân tích độ nhạy được thực hiện để phân tích ảnh hưởng của thành phần khí bơm ở phương pháp GL và lựa chọn loại khí bơm phù hợp nhất với điều kiện giếng X. Bên cạnh đó, các phân tích độ nhạy với các thông số vỉa như lưu lượng nước khai thác (Water cut), tỉ lệ khí dầu (Gas oil ratio) và các thông số vận hành khác (Áp suất đầu giếng, lưu lượng khí bơm và tần số hoạt động của máy bơm ở ESP) được thực hiện để đánh giá ảnh hưởng của chúng đối với hiệu suất khai thác của ba phương pháp được nghiên cứu. Với việc sử dụng Compositional model thay vì Black oil model để tính toán, tác giả cho thấy kết quả thu được có độ chính xác cao hơn. Các kết quả về sự thay đổi độ nhớt và áp suất của dòng

chảy có sự khác biệt rõ rệt ở từng phương pháp. Đồng thời, qua việc so sánh các kết quả thu được cho thấy ưu thế của phương pháp kết hợp và ưu điểm của từng phương pháp theo điều kiện vận hành.

PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Trong nghiên cứu này, tác giả đã sử dụng phân tích điểm nút để xem xét hiệu suất khai thác dầu nặng của ESP, GL và ESP kết hợp GL so với khai thác bằng dòng chảy tự nhiên và phân tích độ nhạy để đánh giá ảnh hưởng của các thông số vỉa và vận hành đến hiệu suất của toàn hệ thống bằng phần mềm mô phỏng dòng chảy Computational Fluid Dynamics (CFD) - PIPESIM 2017.02 được phát triển bởi Schlumberger Limited. Mô hình dầu nặng và khí bơm ở Gaslift được thực hiện bằng Compositional model thay vì Black model nên các kết quả mang lại giá trị tin cậy và chính xác cao nhưng việc tính toán mất nhiều thời gian hơn.

Mô hình Compositional model

Các mô hình thành phần biểu thị chất lưu dưới dạng hỗn hợp các thành phần theo khối lượng hoặc khối lượng mole, chẳng hạn như hỗn hợp gồm metan, etan và propan. Các thành phần này có sự thay đổi pha dựa trên áp suất, nhiệt độ và tính chất của từng thành phần. Các phương trình trạng thái như Peng-Robinson hoặc Soave-Redlich-Kwong được sử dụng để tính toán các thuộc tính của pha. Các mô hình thành phần có thể nắm bắt các thay đổi do các quá trình như tách, trộn pha hoặc phản ứng hóa học, cũng như hành vi phức tạp của chất lỏng như ngưng tụ, hóa hơi hoặc hydrat hóa. Chúng cũng được áp dụng vào các phương pháp thu hồi dầu tăng cường như Gaslift với khí bơm là CO₂ hoặc bơm hỗn hợp các chất. Tuy nhiên, các mô hình thành phần yêu cầu nhiều dữ liệu và thông số hơn các mô hình dầu đen, do đó chúng phức tạp và khó thực hiện hơn. Hơn nữa, chúng tốn nhiều thời gian hơn cho các mô phỏng quy mô lớn hoặc nhiều pha nên cần phải nghiên cứu và phân tích dữ liệu để tăng độ tin cậy trong phòng thí nghiệm trước khi đưa vào tính toán.

Trong nghiên cứu này, mô hình dầu nặng được tiến hành trên Compositional model để phân tích sự thay đổi độ nhớt của dầu trong suốt hoạt động của các phương pháp AL được áp dụng. Dữ liệu dầu nặng như Bảng 1 bên dưới, mô hình dầu có độ API là 9.3° với độ nhớt là 560 cp ở điều kiện chuẩn và tỉ lệ khí dầu (GOR) = 44 scf/stb, lượng nước khai thác được điều chỉnh từ 0-90% để phân tích sự ảnh hưởng đến hiệu suất khai thác.

Bên cạnh đó, sáu loại thành phần khí bơm khác nhau của GL cũng được phân tích bằng mô hình Compositional model trên phần mềm PIPESIM để đánh giá

ảnh hưởng và lựa chọn loại khí bơm phù hợp nhất cho giếng X. Trong thực tế, thay đổi thành phần khí bơm có nghĩa là thay đổi tỉ trọng riêng của chúng do đó, ảnh hưởng đến hoạt động của hệ thống Gaslift và lưu lượng chất lưu khai thác được. Mỗi loại khí bơm khác nhau có thành phần và tỉ trọng riêng như Bảng 2.

Phân tích điểm nút

Phân tích nút có thể được sử dụng để tăng sản lượng giếng khai thác bằng cách xác định tốc độ dòng chảy không tối ưu và tối ưu hóa hệ thống khai thác nhân tạo. Một điểm được chọn trong hệ thống sản xuất đóng vai trò là một nút, đây là giao điểm của các đường cong hiệu suất dòng vào và dòng ra. Ví dụ, chọn vị trí nút tại đầu giếng, phương trình phân tích điểm nút được thể hiện như sau:

Dòng vào:

$$P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c \Delta P_p \quad (1)$$

Dòng ra:

$$P_{wh} = P_{sep} - \Delta P_L \quad (2)$$

Trong đó, ΔP_y là độ suy giảm áp suất trong vỉa, ΔP_c là độ suy giảm áp suất tại vị trí hoàn thiện giếng, ΔP_p là độ suy giảm áp suất trong tubing và ΔP_L là độ suy giảm áp suất trong đường ống vận chuyển.

Ở phương pháp ESP kết hợp Gaslift, đường cong gradient áp suất được chia làm 3 phần gồm phần Gaslift, phần ESP và phần dưới ESP để phân tích và phát hiện những thay đổi về độ dốc tương ứng với hiệu suất của các phần tử khác nhau.

Đối với phần Gaslift, hiệu suất dòng ra bị ảnh hưởng bởi độ nhớt của dầu nặng và tỷ trọng của cột chất lỏng. Khi đó, tổng tổn thất áp suất được tính bằng phương trình sau với a, b là đại diện cho phần phụ được chú thích như Hình 1¹⁸.

$$\Delta P_1 = \Delta P_{1a} + \Delta P_{1b} = P_d - WHP \quad (3)$$

$$\Delta P_{1b/1a} = \Delta P_{gla/1b} + \Delta P_{fla/1b} \quad (4)$$

Đối với phần ESP, tổn thất áp suất của máy bơm chịu ảnh hưởng của tần số hoạt động, lưu lượng, số lượng giai đoạn, tính chất của chất lưu, hiệu quả bơm và được đo bằng cảm biến.

$$\Delta P_2 = P_d - P_i \quad (5)$$

Còn ở phần bên dưới ESP, tổn thất áp suất chịu ảnh hưởng của áp suất hút của máy bơm, chỉ số khai thác và lưu lượng khai thác.

$$\Delta P_3 = P_{wf} - P_i = \Delta P_{g3} + \Delta P_{f3} \quad (6)$$

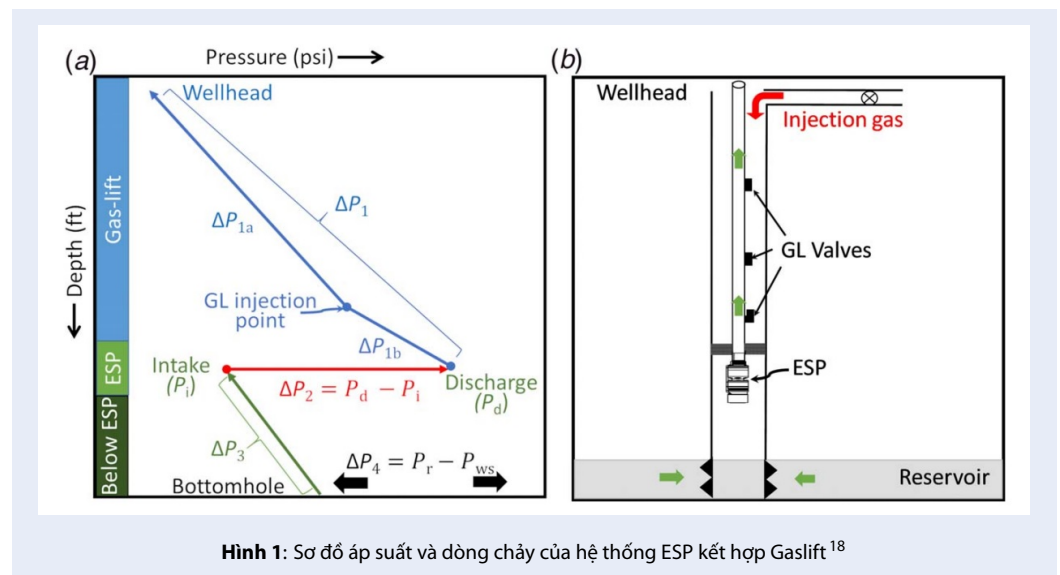
$$\Delta P_4 = P_r - P_{wf} = \frac{Q}{PI} \quad (7)$$

Bảng 1: Dữ liệu thành phần của dầu nặng

Dữ liệu thành phần dầu nặng							
Thành phần	Khối lượng phân tử (lb/lb-mol)	Nhiệt độ tới hạn ($^{\circ}$ R)	Áp suất tới hạn (psi)	Hệ số lệch tâm (-)	Tỉ lệ mole (%)		
CO ₂	44.0	547.6	1070.2	0.225	4.6		
N ₂	28.0	227.2	492.5	0.040	1.1		
CH ₄	16.0	343.1	667.4	0.008	6.7		
C ₂ -C ₄	49.1	698.2	591.8	0.161	4.1		
C ₅ -C ₉	90.4	946.1	460.7	0.295	5.7		
C ₁₀ -C ₁₉	204.5	1301.8	250.4	0.677	23.9		
C ₂₀ -35	366.2	1546.9	147.9	1.068	30.9		
C ₃₅ +	1118.0	2088.7	110.1	1.380	23		

Bảng 2: Dữ liệu thành phần khí bơm ở Gaslift

Dữ liệu thành phần khí bơm	
Thành phần	Tỉ trọng riêng
C1 (Methane)	0.552
C2 (Ethane)	1.036
C1/C2 (50% Methane/50% Ethane)	0.794
N ₂ (Nitrogen)	0.967
CO ₂ (Carbon dioxide)	1.519
Flue gas (80% N ₂ / 20% CO ₂)	1.077



Phân tích độ nhạy

Phân tích độ nhạy là thay đổi các biến số đầu vào riêng lẻ để phân tích tác động của những thay đổi đến kết quả đầu ra của một mô hình hoặc phương pháp tính toán nhất định. Trong nghiên cứu này, tác giả đã thay đổi đầu vào là các thông số vỉa và thông số vận hành hệ thống khai thác nhân tạo để phân tích ảnh hưởng của chúng đến hiệu suất khai thác.

KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

Khai thác nhờ dòng chảy tự nhiên

Khi giếng mới được khoan, áp suất trong giếng thường rất cao, do đó, dầu có thể được đẩy lên bề mặt thông qua dòng chảy tự nhiên. Tuy nhiên, do mật độ dầu nặng quá cao đã gây ra lực cản khiến năng lượng tự nhiên không đủ để tạo dòng chảy hoặc không hiệu quả. Bằng việc phân tích điểm nút, giếng mô phỏng X là một nghiên cứu điển hình cho giếng dầu nặng không thể khai thác bằng năng lượng tự nhiên của vỉa. Đồng thời, nghiên cứu cũng cho thấy sự thay đổi độ nhớt và áp suất của dòng dầu nặng theo độ sâu ống khai thác.

Hiệu suất khai thác của dòng chảy tự nhiên

Chọn điểm nút tại vị trí bản mở vỉa, có thể thấy khi khai thác tự nhiên dầu nặng có độ nhớt cao khiến việc khai thác không dễ dàng, năng lượng của vỉa không đủ để nâng dòng lên bề mặt. Do đó, khi mở dòng khai thác giếng cho sản lượng chính xác là 0.375 stb/d, đường hiệu suất của dòng vào và dòng ra được thể hiện như Hình 2. Khi đưa vào khai thác giếng này sẽ không mang lại hiệu quả kinh tế.

Sự thay đổi năng lượng theo độ sâu

Hình 3 cho thấy ảnh hưởng của nhiệt độ đến độ nhớt của dầu, càng lên trên bề mặt theo độ sâu tham chiếu của ống khai thác nhiệt độ của dầu nặng càng giảm do đó độ nhớt của dầu nặng càng tăng. Trong mô hình của nghiên cứu này, độ nhớt của dầu nặng tăng gần 100 cP khi đi từ vỉa lên bề mặt theo độ sâu của ống khai thác. Điều này đã tạo nên một áp lực lớn cho năng lượng của dòng tự nhiên không đủ để tạo nên dòng chảy khiến hiệu quả khai thác thấp.

Sau khi phân tích đường cong độ dốc của áp suất như Hình 4, đường cong được hiển thị khá dốc do ảnh hưởng của độ nhớt dầu nặng quá cao đã tạo nên sự sụt áp do thể năng vô cùng lớn, cũng có nghĩa áp suất thủy tĩnh đè lên đáy giếng càng lớn khiến dòng chảy khó chảy. Do đó, cần phải nghiên cứu và áp dụng các biện pháp khai thác nhân tạo để cung cấp năng lượng cho dòng chảy và cải thiện hiệu quả khai thác.

Áp dụng Gaslift

Để đánh giá ảnh hưởng của hệ thống Gaslift đến hiệu suất khai thác dầu nặng, đầu tiên tác giả đã thiết kế hệ thống Gaslift với vị trí đặt van tối ưu nhất cho giếng khai thác X với lượng khí bơm được mong đợi ban đầu có tỉ trọng riêng tương đối là 0.64. Đây là hỗn hợp khí thiên nhiên được tận dụng từ nguồn khí đồng hành có sẵn trong hỗn hợp dầu nặng có thành phần khoảng 80% là CH_4 và 20% là C_2H_6 và dầu nặng có GOR khoảng 44 scf/stb khá ít để cung cấp cho hệ thống Gaslift nên lưu lượng khí bơm được tác giả mong đợi là 1 mmscf/d. Lưu lượng khí bơm được cung cấp này chủ yếu phụ thuộc vào lượng khí có sẵn và đi mua nên cần phải thiết kế một cách hiệu quả nhất phù hợp với chi phí cho phép.

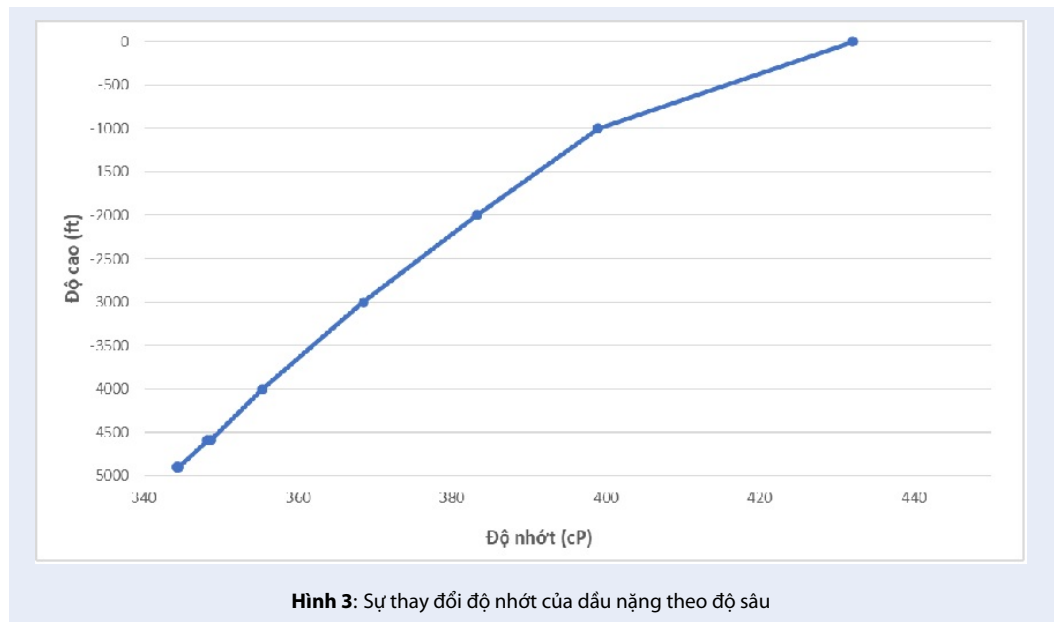
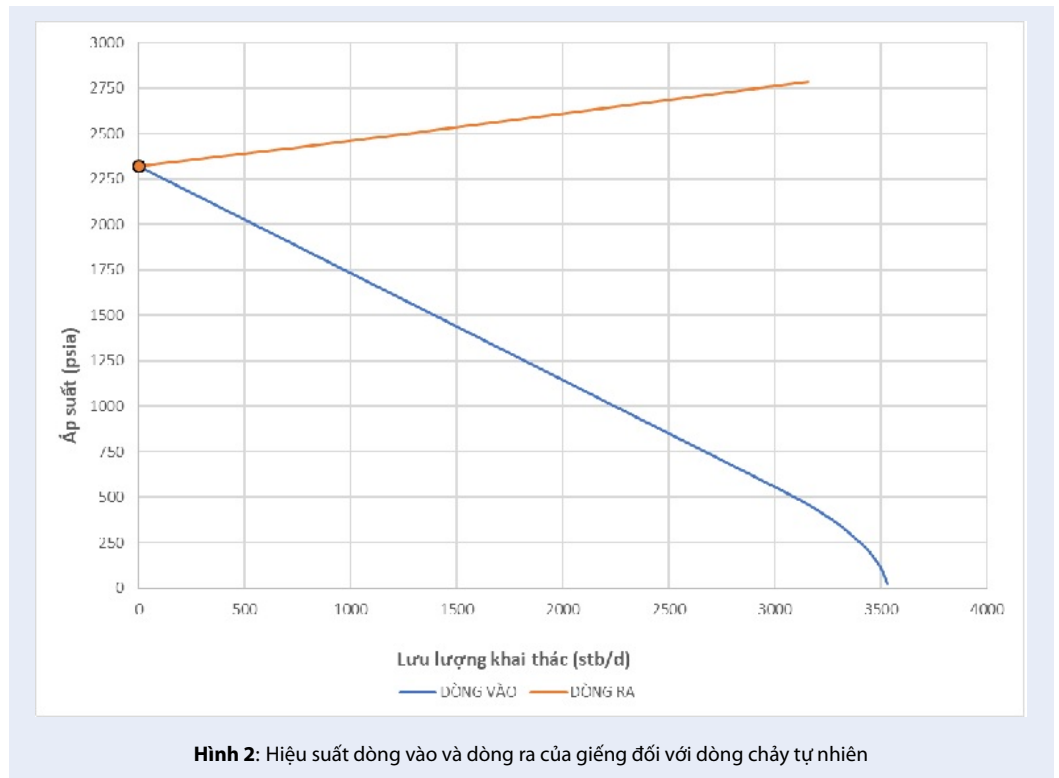
Sau khi đã thiết kế được hệ thống Gaslift tối ưu nhất, nhóm tác giả đã phân tích ảnh hưởng của thành phần khí bơm, lượng nước khai thác, áp suất đầu giếng và các thông số liên quan khác đến hiệu suất khai thác. Việc lựa chọn và phân tích ảnh hưởng của các thông số này ảnh hưởng một phần lớn đến hiệu suất của toàn hệ thống và để lựa chọn ra loại khí bơm và phương pháp thiết kế phù hợp nhất.

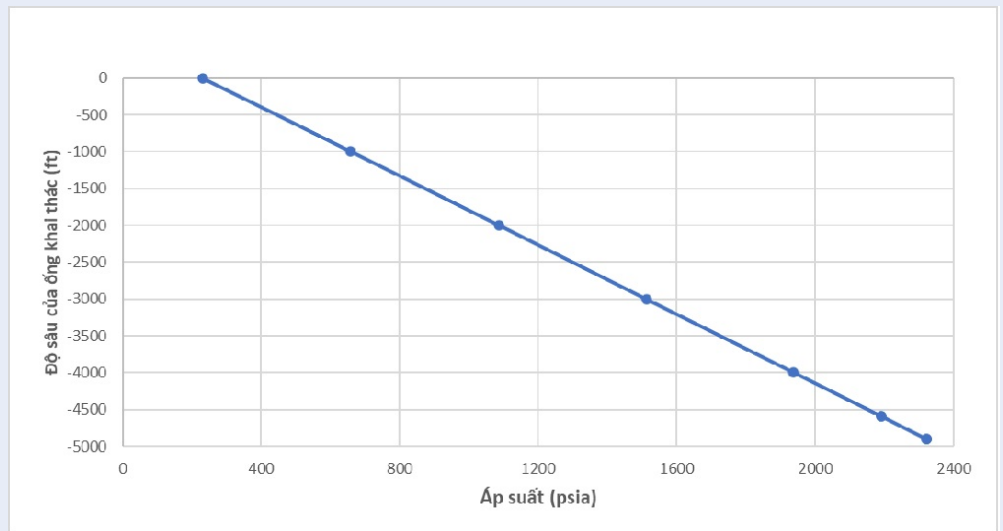
Thiết kế hệ thống gaslift

Hệ thống Gaslift được thiết kế tối ưu dựa trên độ sâu của ống khai thác và áp lực hoạt động vừa đủ với công suất của thiết bị bề mặt. Tác giả đã tìm được ba vị trí đặt van phù hợp dựa trên phương pháp đồ thị cùng với các tham số hoạt động của những van này. Trong đó, hai van đỡ tải ở vị trí 2011.99 ft và 3172.61 ft cùng với một van vận hành ở độ sâu 3645.15 ft như Hình 5. Trên lý thuyết, van gaslift ở vị trí càng sâu trên độ dài của ống khai thác càng cho hiệu suất nâng chất lỏng càng lớn nhưng phải đáp ứng được áp suất vận hành tương ứng với thiết bị bơm khí trên bề mặt. Việc chọn vị trí 3645.15 ft trên chiều dài tối đa của ống khai thác là 4593.18 ft là hoàn toàn phù hợp với hiệu suất khai thác và công suất hoạt động của thiết bị bề mặt. Lựa chọn vị trí sâu hơn không tăng lưu lượng khai thác đáng kể nhưng nó gây nên áp lực lớn hơn cho các thiết bị ở bề mặt. Cụ thể như máy nén khí trên bề mặt phải hoạt động với tần suất cao hơn để cung cấp đủ áp suất ở vị trí càng sâu.

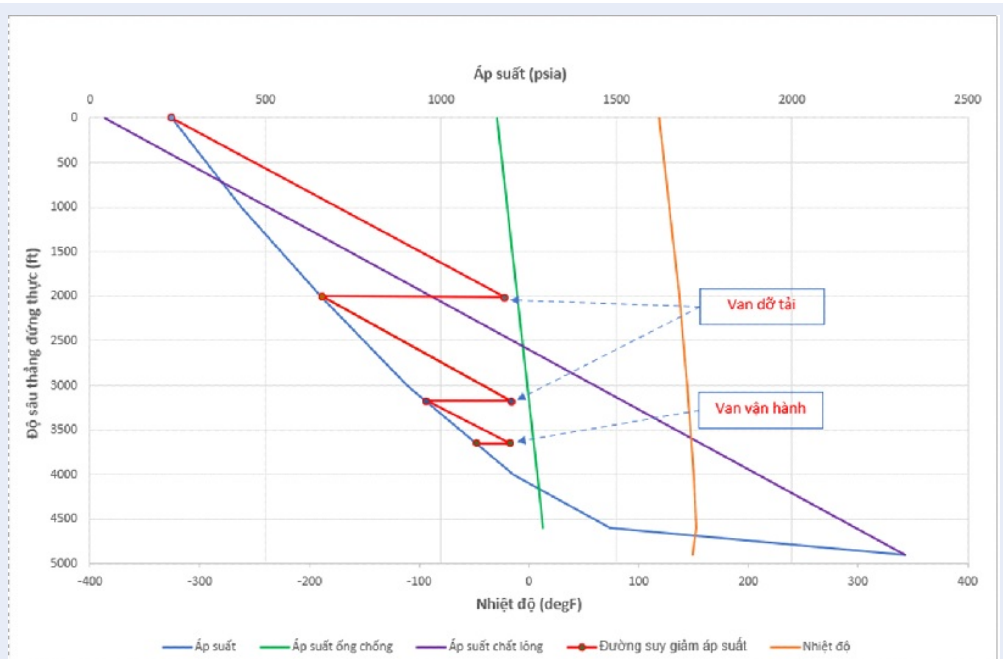
Hình 6 cho thấy lưu lượng khai thác khi áp dụng hệ thống Gaslift cho giếng X là 1169.32 stb/d tăng gần 1169 stb/d so với khai thác bằng dòng chảy tự nhiên. Do đó, có thể sử dụng Gaslift để thu hồi dầu tăng cường cho dầu nặng và phương pháp này có hiệu quả khai thác.

Dựa trên đường cong hiệu suất gaslift thể hiện trên Hình 7, đường cong có xu hướng tăng dần khi đến 3

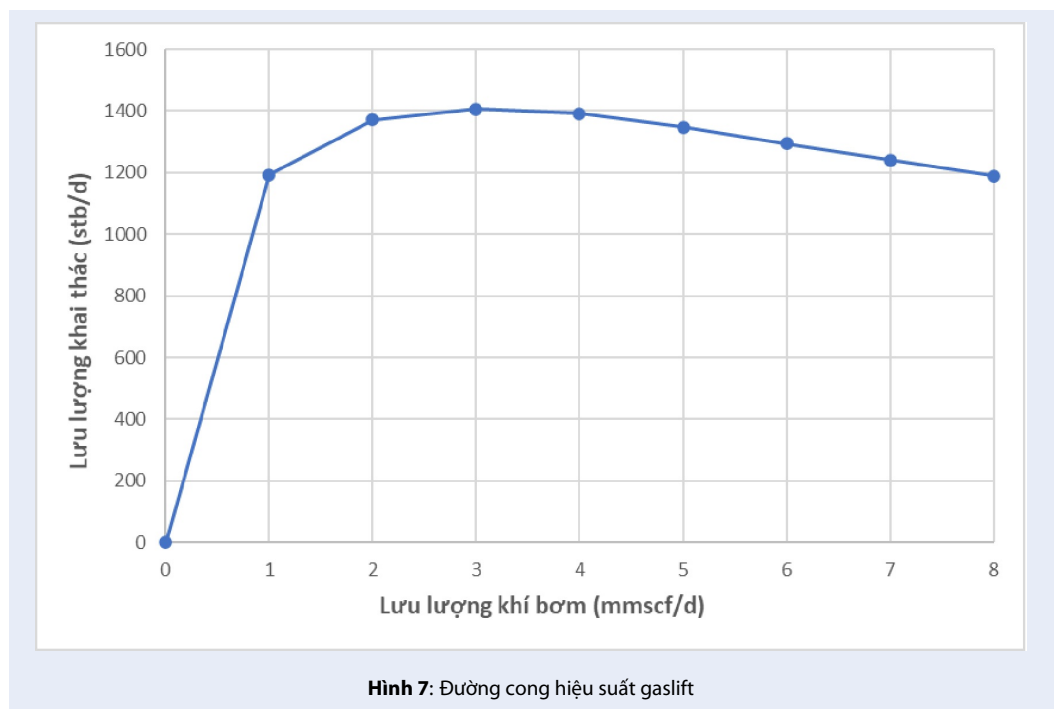
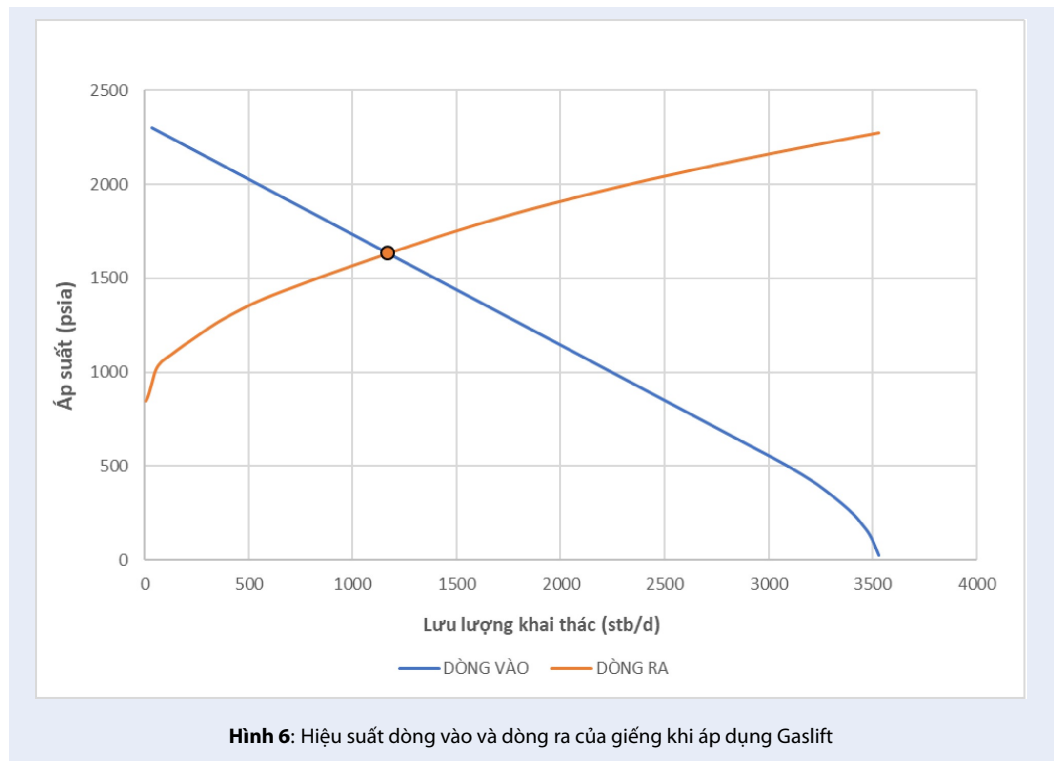




Hình 4: Sự thay đổi áp suất của dòng tự nhiên theo độ sâu



Hình 5: Cấu hình của hệ thống gaslift



mmscf/d và giảm dần về sau, hiệu suất cao nhất khi bơm khí có tỉ trọng 0.64 với lưu lượng 3 mmscf/d cho dòng 1406.33 stb/d. Lưu lượng bơm càng cao không có nghĩa là hiệu suất khai thác đạt được càng cao. Do khí bơm với áp suất cao phun từ van gaslift vào ống khai thác, nó giãn nở và trào ra thành những bọt khí áp suất cao, nên lượng khí bơm càng cao cho ra lượng bọt khí trong không gian phân cách khí lỏng càng lớn làm giảm thiểu tỉ lệ chất lỏng đi lên theo ống khai thác. Đồng thời, chi phí để vận hành hệ thống Gaslift cũng tăng không kém. Từ đó, có thể kết luận lưu lượng khí bơm được mong đợi nằm trong khoảng 1-3 mmscf/d. Tuy nhiên, để tối ưu chi phí và linh động trong khâu vận hành với lượng khí đồng hành của dầu nặng không đủ để cung cấp cho máy nén khí nên tác giả chọn mức 1 mmscf/d là tiêu chuẩn vận hành, điều này có nghĩa phải đánh đổi một lượng chất lỏng khai thác được khoảng 200 stb/d.

Độ nhớt của dầu nặng tăng dần từ vỉa lên bề bởi vì nhiệt độ giảm dần, tại độ sâu bắn mở vỉa dầu nặng có độ nhớt khoảng 345 cP sau khi đến vị trí đặt van vận hành 3645.15 ft, nhờ vào hoạt động của khí bơm làm giảm mật độ dầu nặng bên trong ống khai thác nên độ nhớt giảm khoảng 60 cP trước khi tiến lên bề mặt như thể hiện trong Hình 8. Điều này đã giảm một khoảng áp lực lớn cho năng lượng của dòng tự nhiên.

Ảnh hưởng của thành phần khí bơm

Trong nghiên cứu này, tác giả đã sử dụng Compositional model trên Pipesim để phân tích ảnh hưởng của loại khí bơm đến hiệu quả của Gaslift đồng thời để chọn lựa ra loại khí bơm có hiệu quả nhất dựa trên lưu lượng khai thác và chi phí.

Sáu loại khí bơm khác nhau được sử dụng với các cấu hình van vận hành tối ưu nhất với từng loại khí được xây dựng để phân tích ảnh hưởng của thành phần khí bơm đến hiệu quả của Gaslift. Trong đó, Methane (100% CH₄), Ethane (100% C₂H₆), hỗn hợp C₁/C₂ (50%/50%), Nitro (100% N₂), Carbonite (100% CO₂) và Flue gas (80% N₂ và 20% CO₂) đưa lựa chọn để thực hiện trên Pipesim.

Theo lý thuyết khí có tỉ trọng riêng càng thấp khi hòa vào cột chất lỏng bên trong ống khai thác sẽ cho hiệu quả giảm tỉ trọng của cột chất lỏng càng lớn. Hình 9 cho thấy hai loại khí thiên nhiên CH₄ và C₂H₄ cho hiệu quả cao nhất bởi vì chúng có tỉ trọng thấp và khi bơm chúng không tan trong hỗn hợp dầu nặng nên số lượng bọt khí tạo thành lớn làm tăng hiệu quả đỡ tải cho cột chất lỏng đi lên, nhưng điều đáng lo ngại là khí bơm với lưu lượng càng lớn (vượt 3 mmscf/d) số lượng bọt khí quá lớn sẽ giảm mạnh hiệu quả khai thác, khí có tỉ trọng cao như CO₂ cho hiệu quả khá

thấp so với phần còn lại khi bơm ở lưu lượng thấp. Flue gas và nitro cho hiệu quả khá cao và tiết kiệm lượng lớn khí bơm khí tại lưu lượng bơm là 1 mmscf/d chúng có hiệu quả tương đương cũng như chi phí để mua hai loại khí này rẻ hơn so với bơm khí thiên nhiên.

Qua phân tích trên, có thể thấy Flue gas cho hiệu quả cao nhất trên tính kinh tế khí bơm với lưu lượng mong đợi là 1 mmscf/d. Trong khi đó, bơm CH₄ cho hiệu quả không cao hơn Flue gas và không đáp ứng về mặt kinh tế khi giá mua của CH₄ (\$3.35/Mcf) quá lớn so với Flue gas (\$0.1/Mcf).

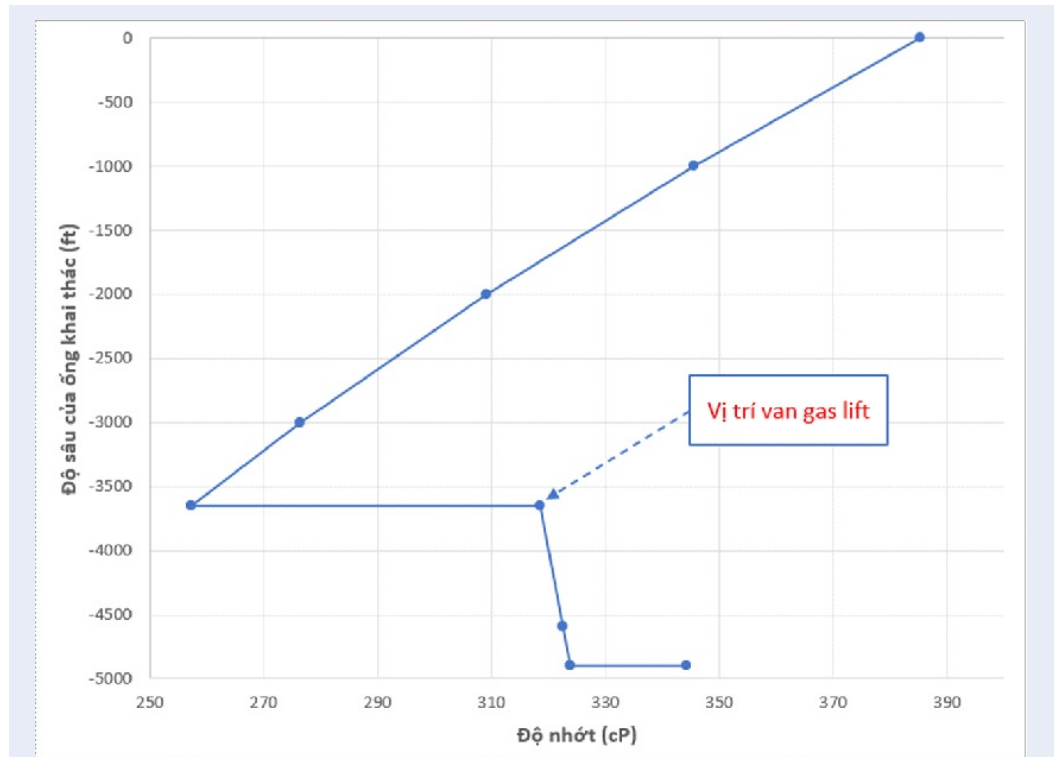
Ảnh hưởng của lượng nước khai thác

Hình 10 thể hiện sự thay đổi của lưu lượng khai thác đối với từng loại thành phần khí bơm khác nhau khi hàm lượng nước khai trong dung dịch dầu nặng khác nhau. Ban đầu, dầu nặng không có lẫn nước cho hiệu suất khai thác lớn và giảm không đáng kể khi lượng nước khai thác tăng dần ở các loại khí bơm khác nhau. Khi lượng nước khai thác tăng vượt mức 61%, lúc này mới có sự thay đổi lớn trong hỗn hợp dầu và nước, do nước có độ nhớt thấp hơn so với dầu nặng và lượng nước quá lớn đã gây ra hiện tượng nhũ hóa dầu nước từ đó khiến cho độ nhớt của dung dịch dầu và nước giảm đi nên lưu lượng khai thác mới tăng vọt gần 600 stb/d, đồng thời lượng chất lỏng khai thác được lúc này chủ yếu là nước.

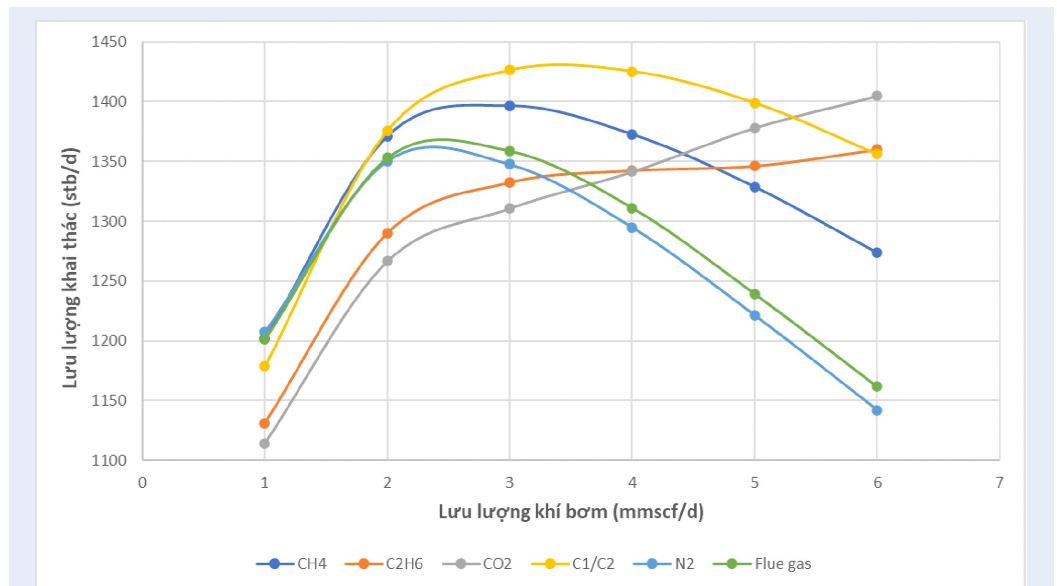
Nhìn chung, lượng nước khai thác ảnh hưởng lớn đến hiệu suất khai thác của Gaslift nhưng cũng gây ra quan ngại lớn khi dầu nặng có lượng nước khai thác càng cao sẽ xuất hiện hiện tượng nhũ hóa và hình thành hydrate. Điều này khiến việc làm sạch bên trong ống khai thác và xử lý cặn gặp nhiều khó khăn. Việc xử lý hiện tượng nhũ hóa có thể dùng tốc độ bơm khí cao để tạo ra một lực xói mòn cao trong thời gian hình thành nhũ hóa dầu nước, trong khi xử lý hydrate cần phải nghiên cứu biện pháp xử lý phù hợp.

Để phân tích ảnh hưởng rõ rệt của lượng nước khai thác trong hỗn hợp chất lưu dầu khí nước, Hình 11 thể hiện sự thay đổi đáng kể của độ nhớt của dầu khi lượng nước trong hỗn hợp cao. Có thể thấy, có sự chuyển biến khi lượng nước khai thác trong hỗn hợp vượt quá 60% đã có sự xuất hiện của nhũ tương dầu nước. Độ nhớt của dầu nặng tại đây giảm mạnh so với dầu nặng có lượng nước khai thác nhỏ.

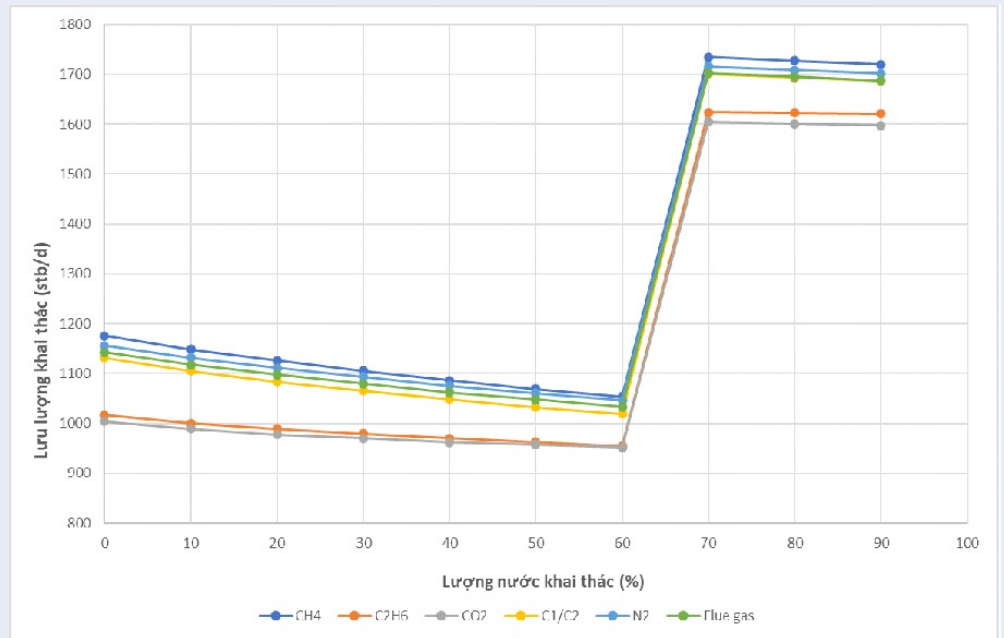
Kết quả đã chứng minh, nhiều mối tương quan đang được sử dụng chỉ phù hợp với dầu có API dưới 17° và lượng nước khai thác dưới 60%. Những mối tương quan này không áp dụng được cho dầu nặng ở API thấp và với lượng nước khai thác cao từ 50 đến 95%. Ngay cả khi sử dụng tương quan độ nhớt, các mối



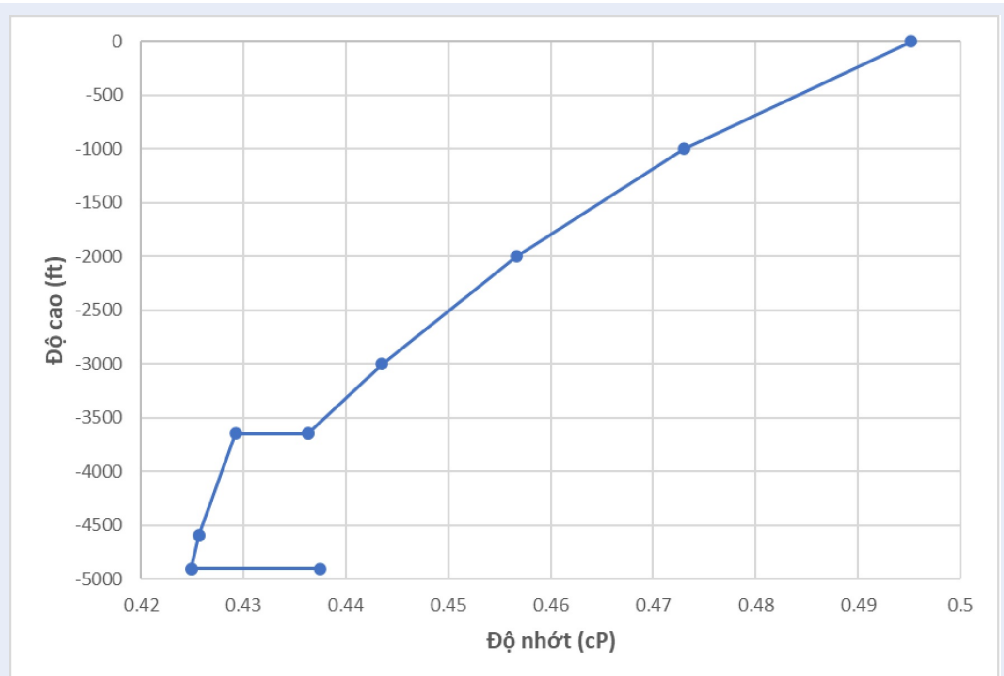
Hình 8: Sự thay đổi độ nhớt của dầu nặng theo độ sâu khi áp dụng Gaslift



Hình 9: Ảnh hưởng của thành phần khí bơm đến hiệu suất Gaslift



Hình 10: Ảnh hưởng của lượng nước khai thác đến hiệu suất Gaslift



Hình 11: Độ nhớt của dầu nặng khi lượng nước khai thác đạt 70%

tương quan cũng không thể biểu thị được điều kiện thực tế của giếng dầu nặng. Trên thực tế, tính toán tổn thất áp suất thực tế tại giếng khoan không phù hợp với mối tương quan tương ứng sau quá trình nhũ hóa⁴. Do đó, cần nghiên cứu các mối tương quan mới để dự đoán chế độ dòng chảy nhiều pha.

Ảnh hưởng của tỉ lệ khí dầu

Hình 12 trình bày hiệu suất khai thác khi thay đổi GOR ở các thành phần khí khác nhau. Điều này chỉ ra rằng việc tăng GOR làm cho cột chất lỏng nhẹ hơn dẫn đến áp suất cột chất lỏng đè lên đáy giếng trở nên nhỏ hơn và do đó lưu lượng chất lỏng tăng lên. Ở cùng một giá trị GOR, bơm CH₄ cho lưu lượng chất lỏng lớn nhất trong số các thành phần khí khác, trong khi bơm khí CO₂ tạo ra lưu lượng chất lỏng thấp nhất.

Ảnh hưởng của áp suất đầu giếng

Áp suất đầu giếng tỉ lệ nghịch với áp suất đáy giếng, khi áp suất đầu giếng càng lớn nó sẽ tạo một áp lực càng lớn lên áp suất đáy giếng do cơ chế truyền áp suất ngược. Do đó, việc tăng lưu lượng khí bơm và giảm áp suất đầu giếng ảnh hưởng quan trọng nhất đối với hiệu suất khai thác của hệ thống Gaslift. Việc hiểu rõ về những nhân tố làm tăng áp suất đầu giếng cần được nghiên cứu và thu thập số liệu cụ thể trong quá trình vận hành. Trong hệ thống Gaslift, chiều dài và đường kính ống vận chuyển cần được tinh chỉnh tối thiểu cũng như giảm áp suất bình tách có thể làm giảm mạnh áp suất đầu giếng và tăng lưu lượng dòng chảy đạt được.

Hình 13 có thể thấy được sự giảm mạnh của lưu lượng dòng chảy khi áp suất đầu giếng tăng dần ở các mức lưu lượng khí bơm khác nhau. Có thể thấy, để khai thác dầu nặng đạt được hiệu quả cao cần phải thiết kế áp suất đầu giếng đạt trong vùng 50 đến 150 psi là phù hợp.

Ảnh hưởng của độ nhám ống khai thác

Độ nhám của ống khai thác được coi là một trong những yếu tố quan trọng làm tổn thất áp suất gây ra do ma sát của chất lưu và bề mặt nhám của ống khai thác, đặc biệt có thêm sự xuất hiện của khí bơm với tốc độ cao ma sát với bề mặt ống khai thác. Do đó, cần phải chú ý đến thông số thiết kế của ống khai thác khi vận hành hệ thống Gaslift.

Hình 14 cho thấy độ nhám của ống khai thác không ảnh hưởng đáng kể như áp suất đầu giếng và lượng nước khai thác đến hiệu suất khai thác. Tuy nhiên, cần phải lựa chọn tốc độ bơm khí phù hợp, bởi vì tốc độ khí bơm càng cao tại độ nhám của ống khai thác càng lớn có thể gây ra tổn thất áp suất đáng lo ngại.

Áp dụng bơm ly tâm điện chìm

Một ESP thông thường trong giếng được đặt ở đáy ống khai thác, nó bao gồm các giai đoạn bơm ly tâm và được điều khiển bởi một động cơ điện. Hệ thống này bao gồm cả thiết bị ở đáy giếng và thiết bị bề mặt. Hệ thống ESP được thiết kế tốc độ dòng chảy mong muốn, hiệu năng và điều kiện giếng và được hiệu chỉnh dựa trên tốc độ quay của máy bơm. Hệ thống ESP có những ưu điểm về vận hành so với các phương pháp nâng nhân tạo khác và điểm khác biệt của nó là tiềm năng sản xuất cao. Hơn nữa, ESP có thể hoạt động trong các giếng thẳng đứng, giếng ngang hoặc lệch, đặc biệt, nó có thể hoạt động rất tốt với dầu có độ nhớt cao. Tuy nhiên, ở những giếng có GOR cao gây ra nhiều bất lợi trong hiệu suất nâng của ESP so với các phương pháp khác.

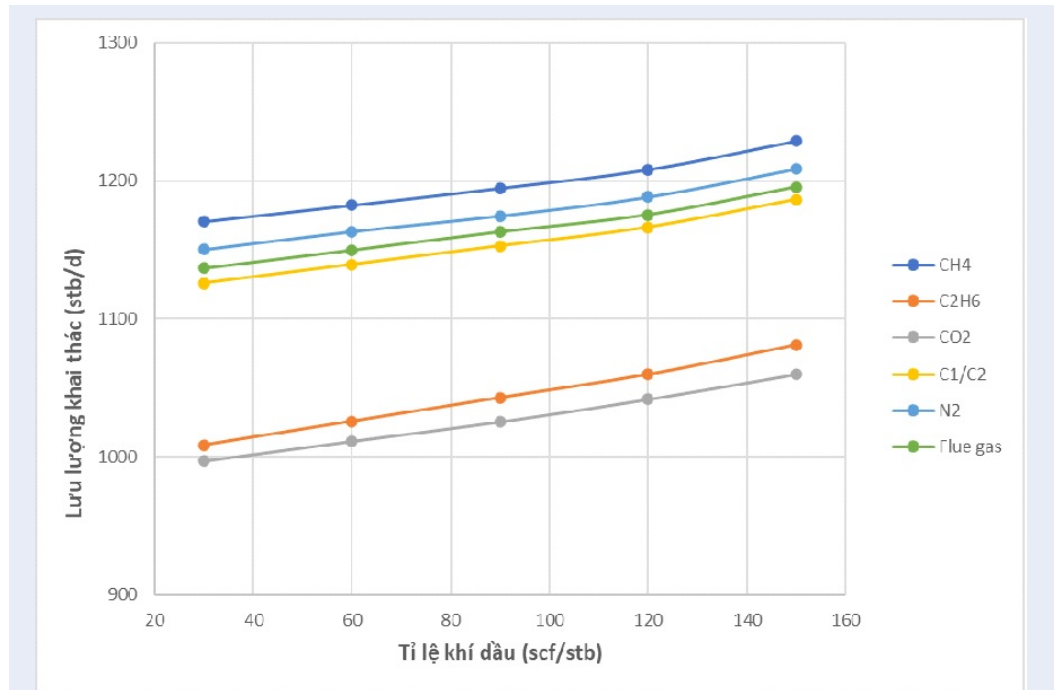
Trong luận văn tốt nghiệp này, tác giả dựa trên đặc điểm thiết kế của giếng X và mô hình thành phần dầu nặng đã dùng ở Gaslift để xây dựng hệ thống ESP. Qua nhiều thử nghiệm, máy bơm REDA DN1750 được lựa chọn là phương án có hiệu quả cao nhất phù hợp với điều kiện của giếng X. Máy bơm hoạt động với hiệu suất thiết kế ban đầu là 1600 stb/d với tầng số hoạt động là 60 Hz và hiệu quả đạt mức 65%. Cùng với đó, phân tích các thông số liên quan ảnh hưởng đến hiệu suất của ESP được tiến hành bằng phân tích độ nhạy để so sánh với hiệu suất của hệ thống Gaslift. Ở đây, tác giả chỉ tập chung vào 2 yếu tố hàm lượng nước khai thác và tỉ lệ khí dầu là ảnh hưởng chính.

Thiết kế hệ thống ESP cho giếng X

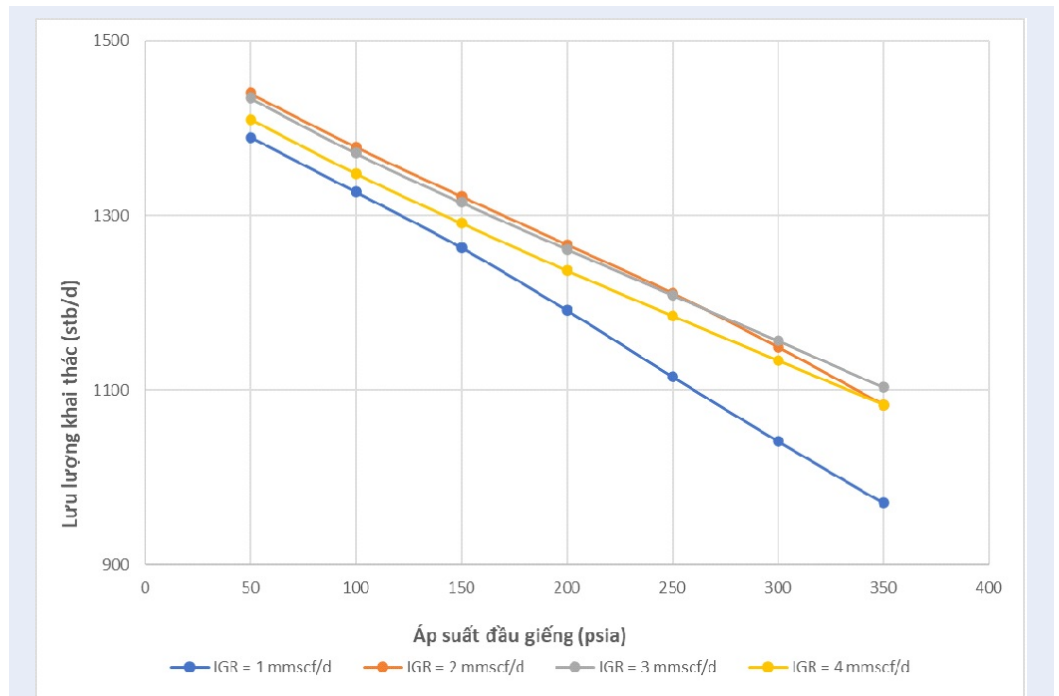
Hệ thống ESP đặt tại vị trí 4593.176 ft với tốc độ quay là 3500 vòng/phút được xây dựng trên phần Pipesim 2017. Hình 15 cho thấy hiệu suất hoạt động của ESP theo thông số đã thiết kế.

Phân tích điểm nút như Hình 17 cho thấy ESP có thể đáp ứng kỳ vọng thiết kế ban đầu với lưu lượng khai thác đạt 1600 stb/d tương ứng hiệu suất đạt được gần với ngưỡng hiệu suất nhất của máy bơm REDA DN1750 là 1750 stb/d. Với hiệu quả vận hành như Hình 16, hệ thống ESP hoạt động với tầng suất càng cao cho hiệu quả khai thác càng cao lng nghĩa với việc tiêu tốn nhiều năng lượng điện, để hồng học và tuổi thọ ngắn hơn.

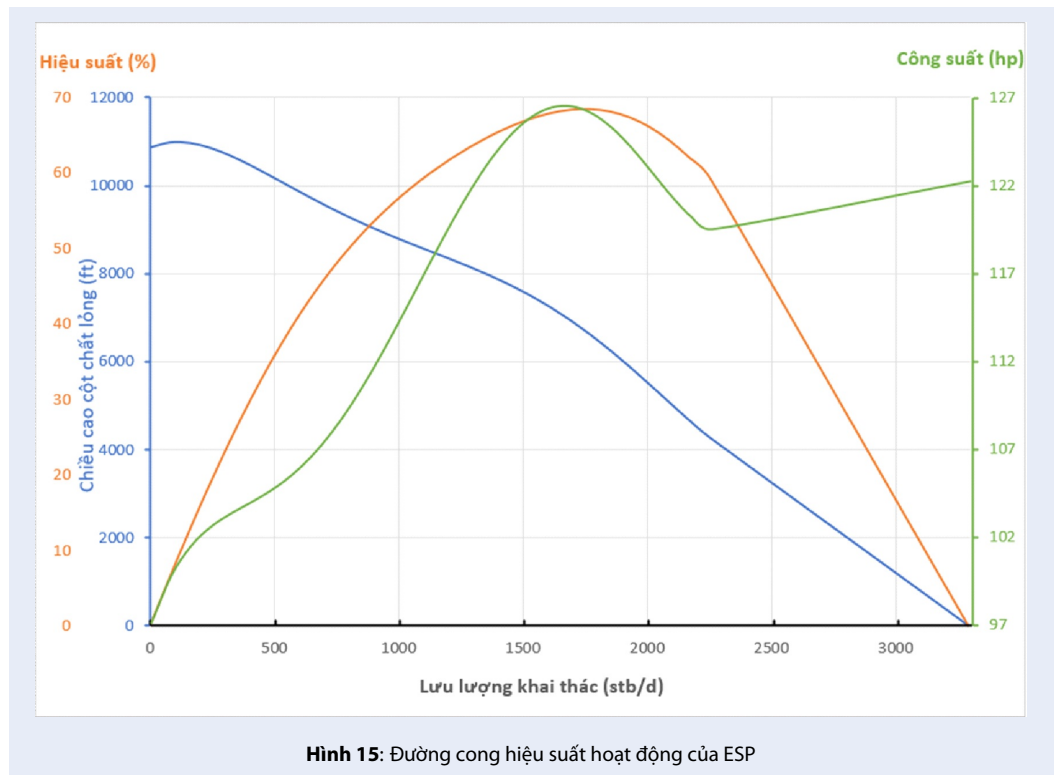
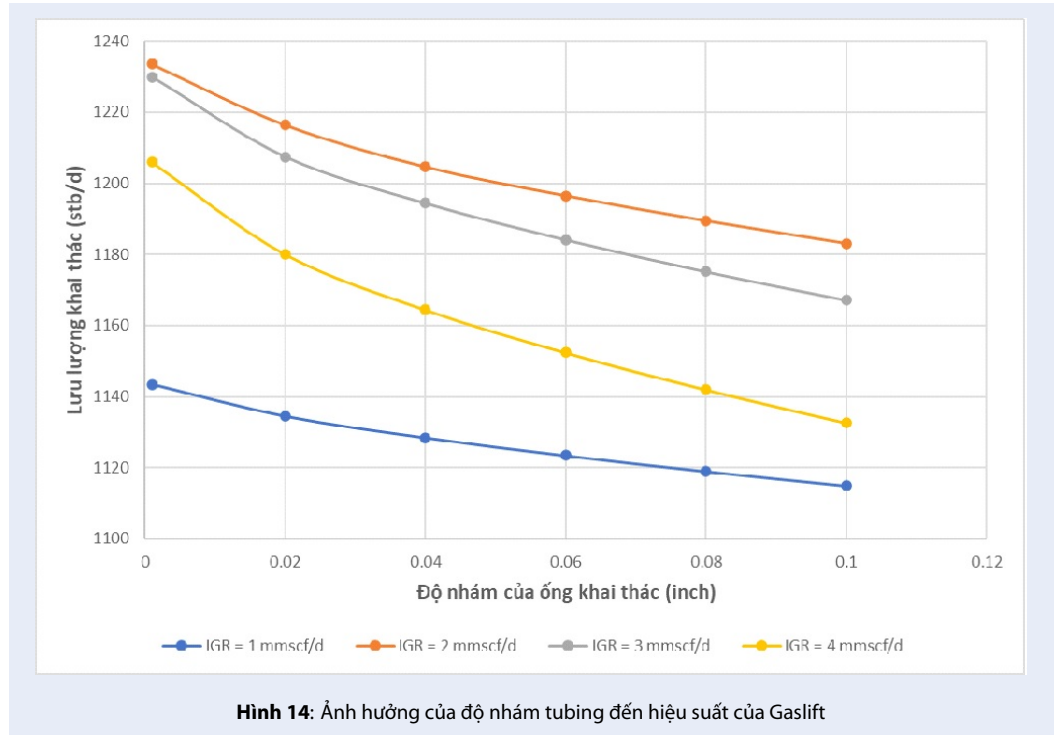
Độ nhớt của dầu nặng sau khi áp dụng hệ thống ESP giảm khoảng 45 cP như Hình 18. Mặc dù, hệ thống ESP có nhiều lợi thế hơn trong việc bù đắp tổn thất áp suất do thể năng nhờ vào áp suất xả và đỡ tải áp suất đáy giếng bằng áp suất hút của máy bơm, đồng thời nó cũng làm tăng nhiệt độ của dòng dầu nặng tại đầu ra của máy bơm nhưng về yếu tố độ nhớt làm cho dầu nặng khó khai thác vẫn không hiệu quả bằng phương

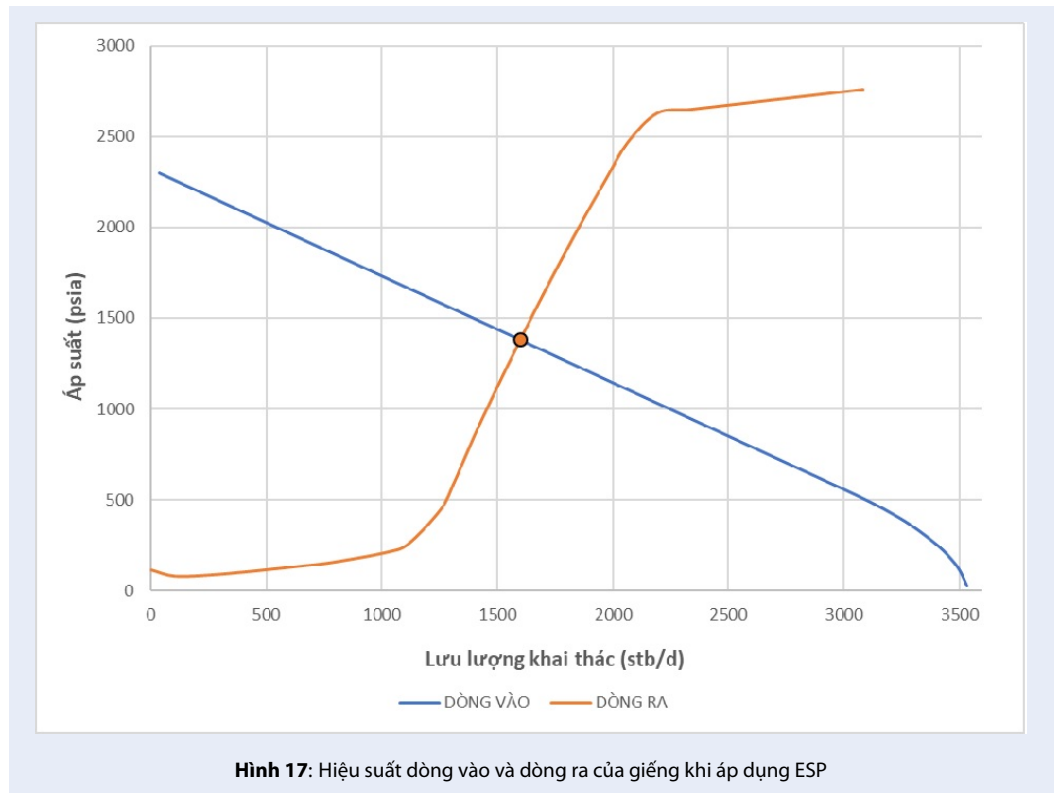
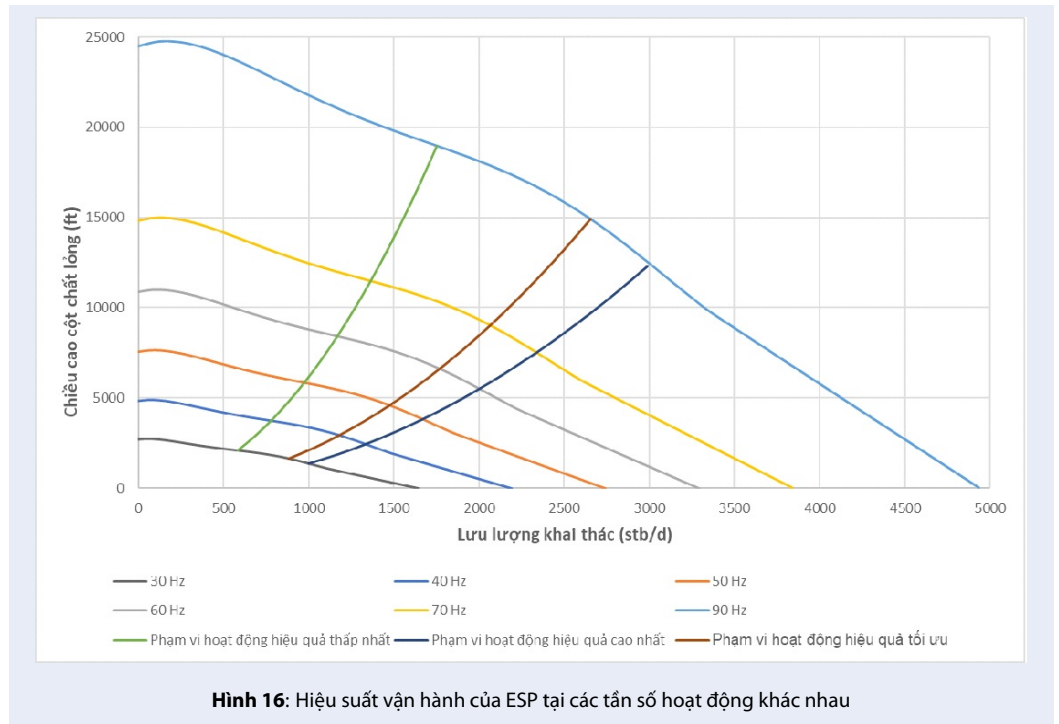


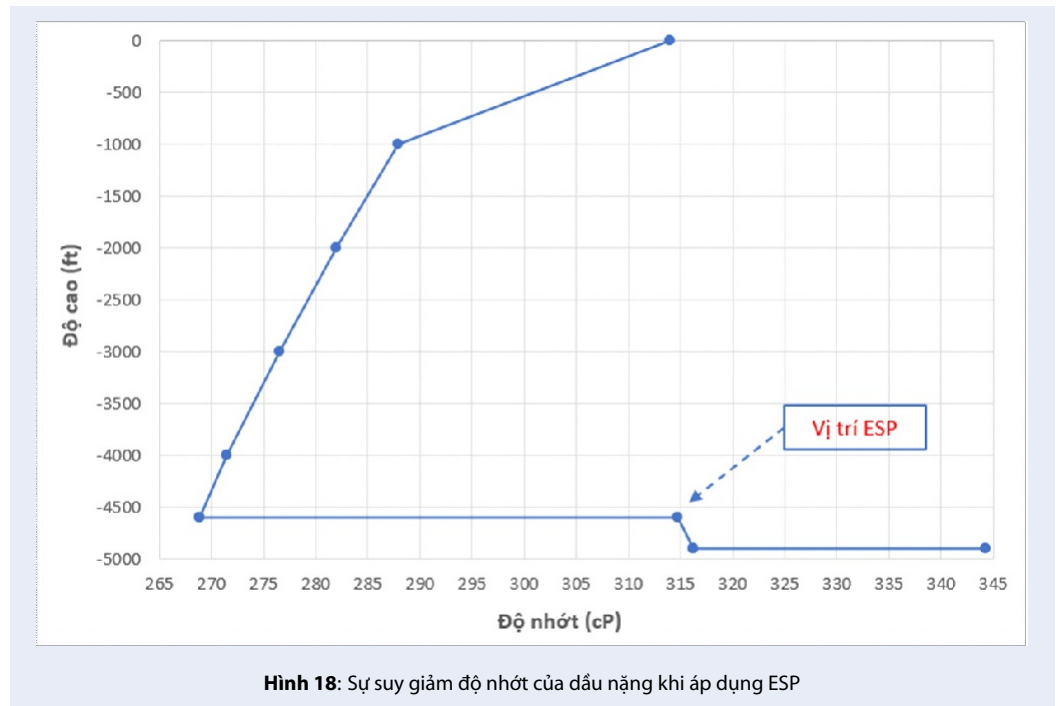
Hình 12: Ảnh hưởng của tỉ lệ khí dầu đến hiệu suất của Gaslift



Hình 13: Ảnh hưởng của áp suất đầu giếng đến hiệu suất của Gaslift







Hình 18: Sự suy giảm độ nhớt của dầu nặng khi áp dụng ESP

pháp Gaslift dùng khí để phá vỡ sức căng bề mặt của dầu nặng.

Tại vị trí đặt ESP, cấp áp suất nạp và xả của máy bơm lần lượt là 1247.6/2353.7 psi như Hình 19 đã giúp đỡ tải một phần lớn áp suất thủy tĩnh lên đáy giếng giảm gần về không. Mặt khác, do nhiệt độ tỉ lệ thuận với áp suất nên việc tăng áp suất của dầu nặng tăng khiến độ nhớt của nó giảm đi đáng kể như Hình 18. Từ đó, nó vừa cung cấp một phần năng lượng cho dòng chảy và giảm một phần cản trở do độ nhớt của dầu nặng gây ra.

Ảnh hưởng của WC đối với hệ thống ESP

Ảnh hưởng của lượng nước khai thác tại các tần số hoạt động khác nhau của máy bơm được thể hiện như Hình 20. Tương tự như Gaslift, lượng nước khai thác vẫn là một trong những yếu tố chính ảnh hưởng đến hiệu suất khai thác của toàn hệ thống ESP. Có thể thấy khi lượng nước khai thác trong vỉa tầng dẫn đến 60% không có sự thay đổi đáng trong hiệu suất khai thác, nhưng khi lượng nước khai thác cao vượt quá 60% cũng là giá trị ngưỡng của độ bão hòa dầu, độ nhớt của dầu nặng giảm đột ngột còn dưới 1 cP, mật độ dầu nặng trong đường ống khai thác do sự xâm nhập của các phân tử nước nhẹ hơn vào liên kết giữa dầu với dầu bắt đầu giảm làm cho tổn thất áp suất giảm khiến lưu lượng dòng chảy của chất lưu tăng đáng kể. Với lượng nước khai thác cao khiến lưu lượng dầu thô thu được ở bình tách giảm mạnh, nên phải cân nhắc đầu

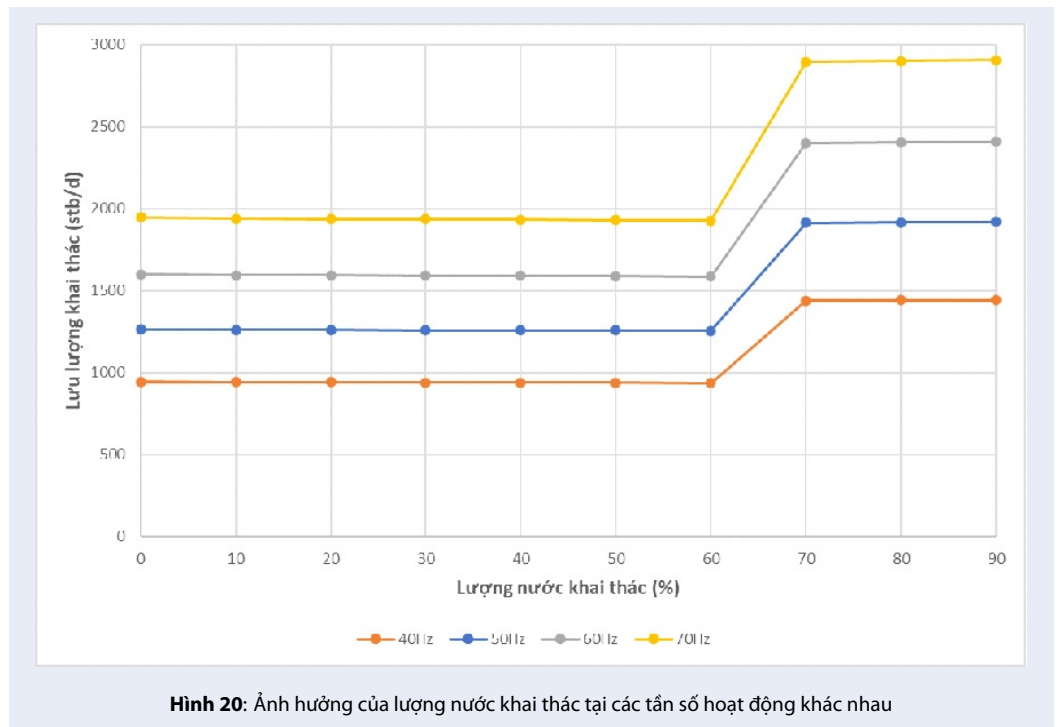
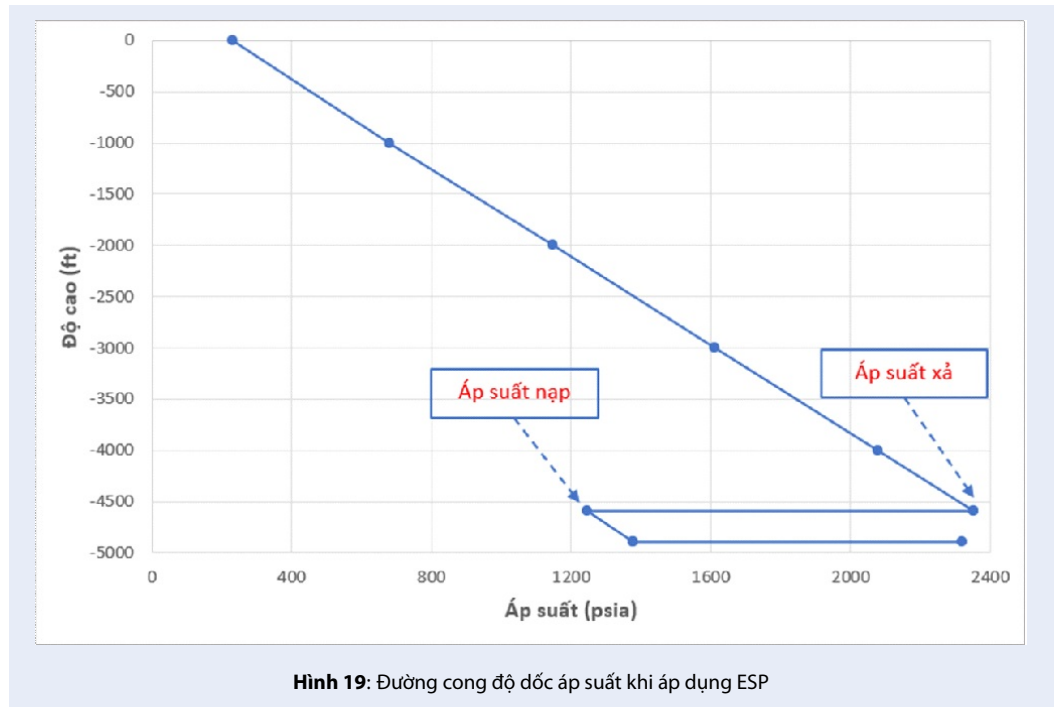
tư hệ thống ESP cho những giếng có lượng nước khai thác cao có mang lại lợi ích kinh tế hay không hoặc cần có biện pháp xử lý nước phù hợp.

Qua phân tích này, có thể phân nào kết luận được áp dụng ESP cho những giếng dầu nặng có độ nhớt cao mang lại hiệu quả khai thác rất tốt và nó cũng có thể áp dụng cho những giếng có lượng nước khai thác cao.

Ảnh hưởng của GOR đối với hệ thống ESP

Máy bơm ESP không thể hoạt động trong điều kiện tỉ lệ khí dầu cao, khi lượng khí cao nó sẽ tiến vào khoang của máy bơm làm cho thể tích chất lỏng giảm, khiến cho áp suất hút nhờ vào lực liên kết của các phân tử trong dòng chất lỏng giảm, áp lực đè lên máy bơm tăng lên khiến nghi cơ quá tải và hỏng hóc máy bơm cao. Khi đó, cả hệ thống giếng khai thác sẽ phải ngừng hoạt động để sửa chữa và khắc phục sự cố của máy bơm. Do đó, chi phí hao hụt sẽ rất lớn hay có thể kết luận không thể áp dụng ESP cho những giếng có GOR cao.

Trong nghiên cứu này, tỉ lệ khí dầu ảnh hưởng rất lớn đến hiệu suất hoạt động của ESP. Có thể thấy như Hình 21, lượng tăng của tỉ lệ khí dầu không ảnh hưởng mạnh đến máy bơm có tần số hoạt động thấp như 40 Hz. Điều đáng lo ngại, khi tần số hoạt động của máy bơm cao như 60Hz, tỉ lệ khí dầu vượt quá 150 scf/stb sẽ gây ra sự giảm mạnh mẽ đến hiệu suất máy bơm. Do đó, cần theo dõi tỉ lệ khí dầu ở đầu vào bình tách để điều chỉnh tần số hoạt động của máy bơm phù



hợp. Việc điều chỉnh này có thể làm giảm nhẹ hiệu suất khai thác nhưng nó đảm bảo cho hệ thống ESP được vận hành trơn tru và khắc phục các sự cố phát sinh làm chết máy bơm.

Áp dụng ESP kết hợp với Gaslift

Qua việc phân tích hiệu quả khi sử dụng hai phương pháp Gaslift và ESP cho dầu nặng đã phân tích trước đó trong nghiên cứu này, tác giả quyết định tiến hành kết hợp hai phương pháp với nhau để xem liệu rằng phương pháp kết hợp này có mang lại hiệu quả tốt hơn không.

Hệ thống kết hợp ESP và Gaslift được xây dựng dựa trên những thiết kế trước đó nhưng điều kiện vận hành và các yếu tố chính ảnh hưởng đến hiệu suất khai thác được điều chỉnh về mức tối ưu nhất để mang lại hiệu quả khai thác trên kinh tế. Trong đó, lưu lượng khí bơm ở Gaslift và tần số hoạt động của máy bơm của phương pháp ESP được quan tâm nhất.

Kết quả phân tích điểm nút cho thấy, lưu lượng khai thác thu được vượt trội hơn cả phương pháp Gaslift và ESP. Tại vị trí bơm 3645.151 ft với lưu lượng khí bơm là flue gas = 0.1 mmscf/d và ESP hoạt động ở tần số 60Hz, lưu lượng dòng chảy đạt được là 1676.409 stb/d như Hình 22. Việc kết hợp hai phương pháp đã tiết kiệm 10 lần lưu lượng khí bơm và phần khí này được lấy chủ yếu từ khí đồng hành khi khai thác và lượng khí có sẵn do đó, phương pháp này sẽ hiệu quả hơn khi khai thác lâu dài.

Trên thực tế có thể phối hợp điều chỉnh tần suất hoạt động của máy bơm và lưu lượng khí bơm dựa trên dữ liệu thực nghiệm để đối phó với sự thay đổi của lượng nước khai thác và tỉ lệ khí dầu khí mà ESP vẫn hoạt động tốt trong điều kiện lượng nước khai thác cao và Gaslift lại hoạt động tốt khi tỉ lệ khí dầu tăng.

Hình 23 mô tả sự giảm độ nhớt của dầu nặng tại hai vị trí đặt ESP và Gaslift van, độ nhớt của dầu giảm gần 80 cP cao nhất trong ba phương pháp. Do đó, lưu lượng dòng chảy đạt được lớn hơn cả hai phương pháp trước đó là điều chắc chắn.

Hình 24 cho thấy kết quả khi hiệu chỉnh tần số hoạt động của máy bơm và lưu lượng khí bơm, ảnh hưởng của lưu lượng khí bơm của Gaslift là không đáng kể so với tần số hoạt động của ESP. Do đó, có thể nhận định đây là phương pháp để tối ưu lưu lượng khí bơm cần thiết nhưng vẫn đạt được giá trị hiệu suất khai thác cao.

Tại vị trí đáy giếng là điểm nút, Hình 25 cho thấy sự thay đổi áp suất của 4 loại hình khai thác khác nhau. Trong khi đường cong áp suất của dòng tự nhiên khá dốc và áp suất thủy tĩnh tại đáy giếng quá lớn so với ba phương pháp AL, phương pháp GL lại có xu hướng

làm giảm áp suất bên trong ống nhờ tác động của pha khí pha loãng mật độ dầu nặng, còn ESP thì đỡ tải làm giảm áp suất thủy tĩnh đè lên đáy giếng nhờ hoạt động của máy bơm ly tâm. Phương pháp kết hợp ESP và GL là sự phối hợp hoạt động giữa 2 phương pháp đơn lẻ trên khi vẫn giữ nguyên cơ chế hoạt động của ESP và khí bơm ở GL hoạt động để giảm mật độ của cột chất lưu bên trên ESP.

Nhóm tác giả không phân tích độ nhạy của lượng nước khai thác, tỉ lệ khí dầu, áp suất đáy giếng hay là độ nhám của tubing ở phương pháp này bởi vì chúng ảnh hưởng cũng tương tự như kết quả đã phân tích ở trên nhưng đặc điểm là lưu lượng khai thác đạt được lớn hơn ở các mức giá trị lớn hơn. Cụ thể, những yếu tố này ở phương pháp Gaslift kết hợp với ESP tỉ lệ thuận với kết quả của từng phương pháp riêng lẻ và tỉ lệ với độ tăng của lưu lượng khai thác.

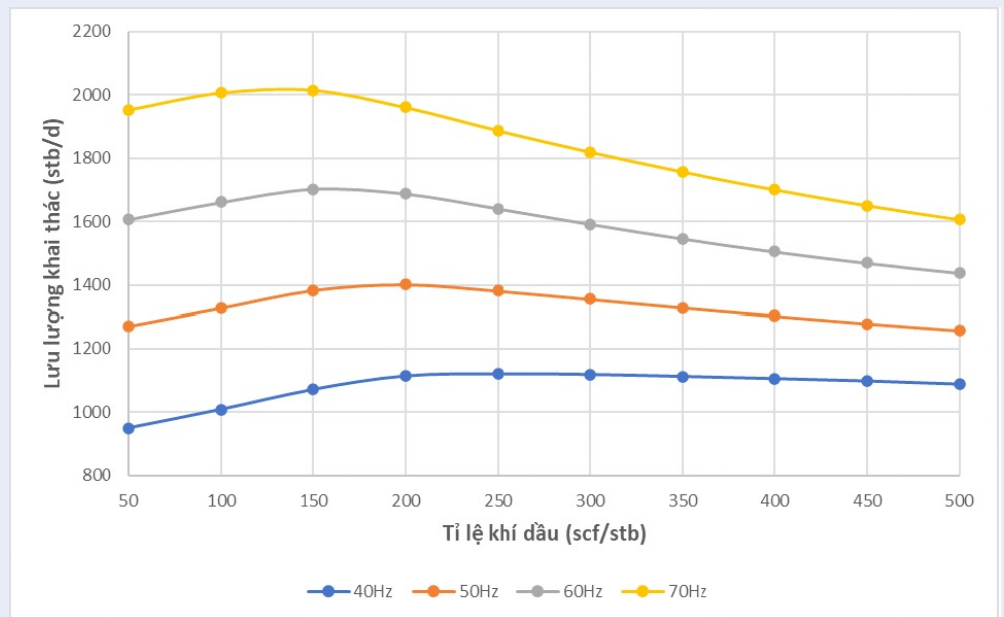
THẢO LUẬN CÁC KẾT QUẢ

- Với dữ liệu của giếng dầu nặng X, nghiên cứu đã chỉ rõ không thể khai thác dầu nặng bằng dòng chảy tự nhiên với điều kiện ban đầu của giếng.

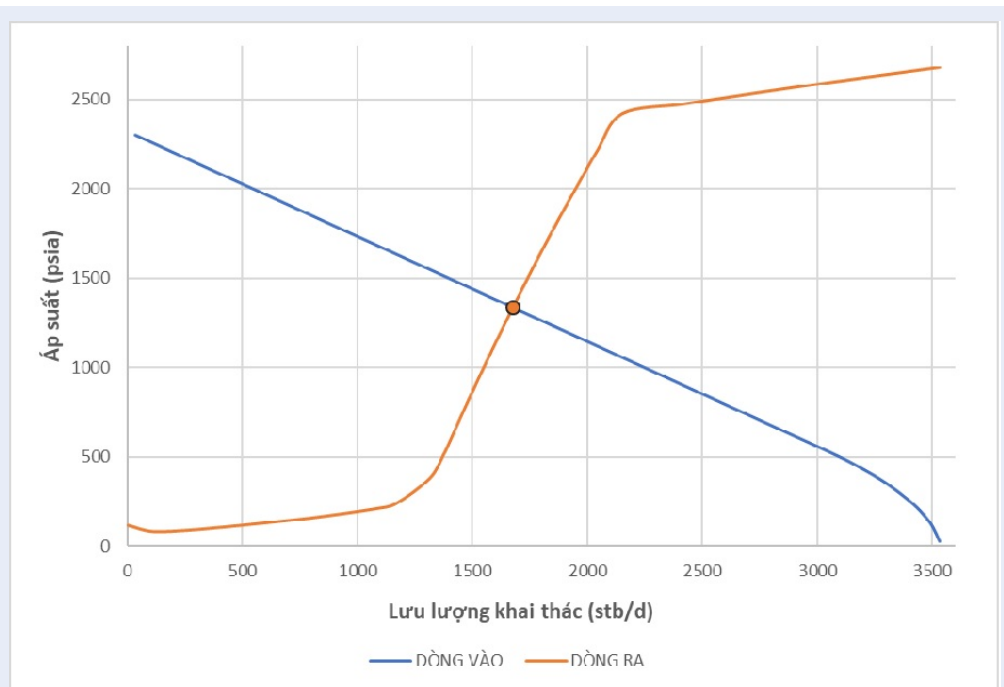
- Hệ thống Gaslift đem lại ưu thế mạnh mẽ hơn sản xuất tự nhiên nhờ khí bơm làm thay đổi tính chất của dầu nặng từ đó nâng cao lưu lượng khai thác. Kết quả cho thấy, bơm khí Flue gas với lưu lượng 1 mmscf/d mang lại hiệu quả nhất là 1201.3 stb/d. Tuy không hiệu quả hơn phương pháp ESP nhưng nó cũng đã một phần chứng minh có thể áp dụng phương pháp này vào khai thác dầu nặng.

- Hệ thống ESP mang lại hiệu quả vượt trội hơn gần 25% so với Gaslift với lưu lượng là 1600 stb/d khi khai thác dầu nặng và đây cũng là một trong những phương pháp được ưa chuộng trên thế giới. Hiệu quả ESP càng cao khi hoạt động với tần số càng cao, điều đó cũng có nghĩa hệ thống sẽ tiêu thụ nhiều điện năng hơn và tuổi thọ sẽ kém hơn với nguy cơ hỏng hóc cao. Việc lắp đặt một hệ thống ESP mới có chi phí thấp hơn 40 lần so với chi phí để sửa chữa và gỡ cài đặt một ESP bị hỏng.

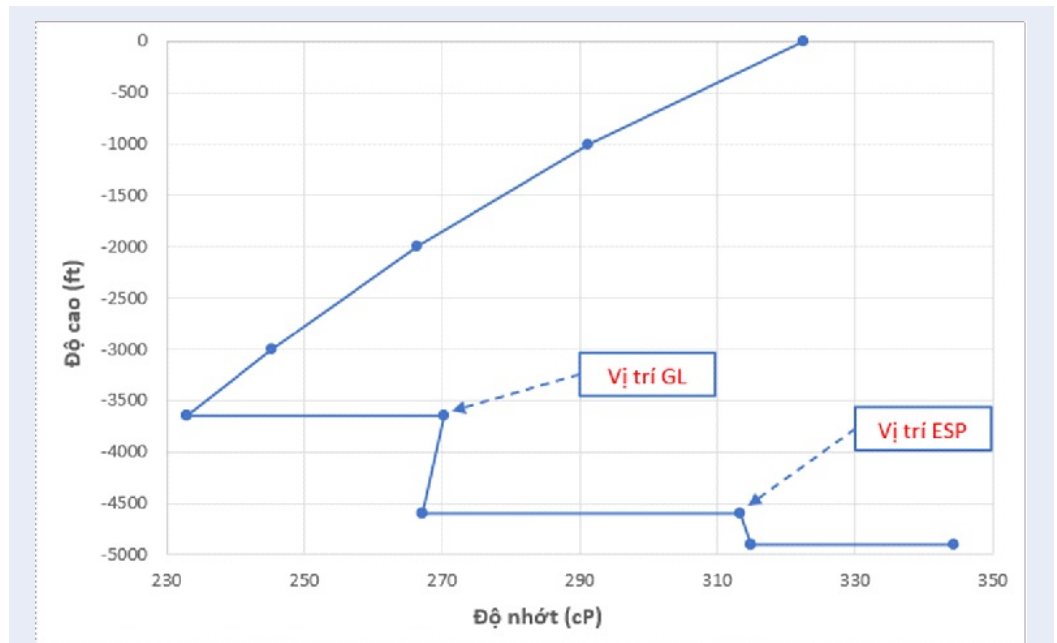
- Áp dụng hệ thống ESP kết hợp Gaslift cho hiệu quả cao nhất trong các phương pháp với năng suất cao hơn 76 stb/d so với ESP hoạt động đơn lẻ tại tần số cố định và bơm Flue gas với lưu lượng thấp là 0.1 mmscf/d. Điều này có nghĩa, sử dụng Gaslift là hệ thống phụ sẽ giúp cải thiện lưu lượng dòng chảy và cũng giúp ESP giảm tải áp lực hoạt động do cột chất lỏng bên trên đã được Gaslift đỡ tải một phần, từ đó kéo dài tuổi thọ của ESP và tiết kiệm năng lượng. Việc vận hành hệ thống kết hợp này chủ yếu là điều chỉnh lưu lượng khí bơm của Gaslift mà vẫn giữ nguyên tần số hoạt động của ESP. Cụ thể, khi tăng lưu lượng khí bơm là Flue gas từ 0.1 lên 1 mmscf/d thì lưu lượng khai thác



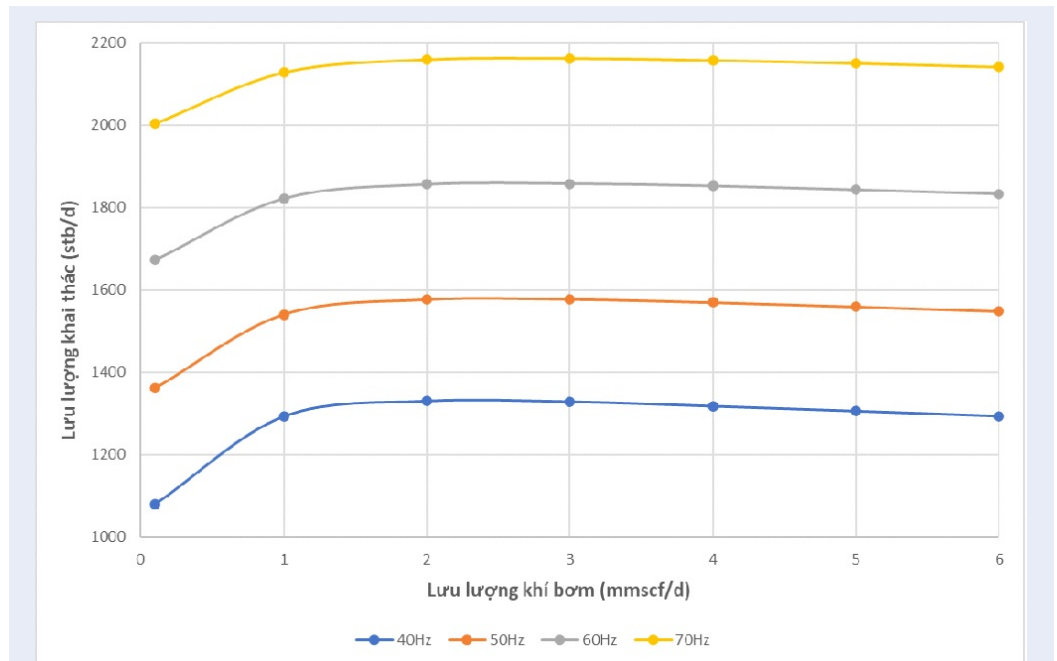
Hình 21: Ảnh hưởng của tỉ lệ khí dầu tại các tần số hoạt động khác nhau



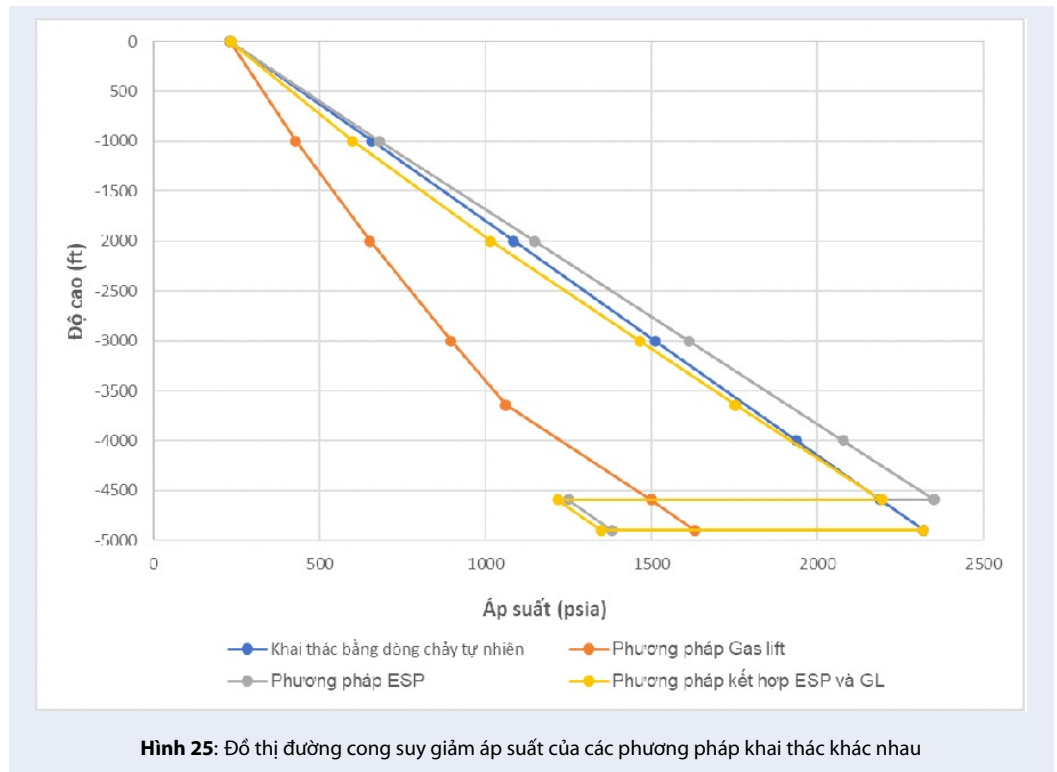
Hình 22: Hiệu suất dòng vào và dòng ra của giếng khí kết hợp ESP với Gaslift



Hình 23: Sự thay đổi độ nhớt của dầu nặng khi kết hợp ESP và Gaslift



Hình 24: Lưu lượng khai thác tại tần số hoạt động của máy bơm ở ESP và lưu lượng khí bơm ở GL khác nhau



Hình 25: Đồ thị đường cong suy giảm áp suất của các phương pháp khai thác khác nhau

được là 1834 stb/d tăng 15% so với ESP hoạt động độc lập và tiết kiệm hơn 5% năng lượng khi tiêu thụ 191 hp thay vì 201 hp khi chỉ có mỗi ESP.

- Qua việc phân tích độ nhạy của các thông số via, có thể thấy lượng nước khai thác là yếu tố chính ảnh hưởng đến hiệu suất khai thác dầu nặng khi bỏ qua hiện tượng nhũ hóa dầu nước. Đặc biệt khi lượng nước khai thác tăng đến khoảng 61% đã làm thay đổi tính chất của dầu nặng rõ rệt. Bên cạnh lượng nước khai thác, việc thiết kế áp suất đầu giếng tối thiểu nhất cũng góp phần quan trọng. Các yếu tố khác như tỉ lệ khí dầu và độ nhám của ống khai thác không có ảnh hưởng đáng kể.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết luận

- Bằng việc sử dụng Compositional thay vì Black oil để tính toán, sự thay đổi độ nhớt của dầu nặng và thông số via ảnh hưởng đến hiệu quả khai thác được thể hiện một cách trực quan hơn, đặc biệt là sự tương tác giữa thành phần khí bơm ở GL với hỗn hợp dầu nặng. Hơn thế nữa, tuy mất nhiều thời gian để tính toán nhưng các kết quả mang lại độ tin cậy cao.

- Kết quả nghiên cứu đã cho thấy có thể áp dụng phương pháp Gaslift cho những giếng khai thác dầu nặng. Để giải quyết vấn đề thiếu hụt khí bơm, có thể

sử dụng các loại khí nén có giá trị kinh tế không cao như Flue gas là một điển hình trong nghiên cứu này.

- Phương pháp ESP vẫn là phương pháp có lợi thế cao khi sử dụng cho những giếng dầu nặng, đặc biệt là những giếng có hàm lượng nước khai thác cao. Tuy nhiên, vẫn có bất lợi khi nó không thể hoạt động trong điều kiện tỉ lệ khí dầu cao.

- Có thể xem xét kết hợp hai phương pháp ESP và Gaslift cho những giếng dầu nặng để mang lại sự linh hoạt trong vận hành và tăng cường sản xuất khi cần thiết bằng cách thay đổi cách vận hành của Gaslift để đỡ tải cho phần phía trên của ESP. Qua đó, phương pháp này sẽ cho hiệu quả tối ưu nhất vừa tiết kiệm năng lượng và vừa kéo dài tuổi thọ máy bơm.

Kiến nghị

- Khi thực hiện thiết kế một hệ thống nâng nhân tạo cần phải so sánh lựa chọn giữa các phương pháp thiết kế có thể áp dụng được để lựa chọn ra phương pháp tối ưu nhất, bên cạnh đó kinh nghiệm thực tế có được qua năm tháng cũng cần được áp dụng.

- Có thể sử dụng mô hình của nghiên cứu này cho các loại giếng dầu khác, đồng thời phương pháp được áp dụng không phải là tối ưu nhất để khai thác dầu nặng thay vì phương pháp dùng nhiệt.

- Dữ liệu tính toán nên được điều chỉnh để khớp với dữ liệu thực tế nhằm có kết quả chính xác và ra quyết

định phù hợp nhất.

TỪ VIẾT TẮT

AL = Artificial lift – Nâng nhân tạo
 CFD = Computational Fluid Dynamics - Mô phỏng động lực học chất lưu
 ESP = Electric submersible pump – Bơm ly tâm điện chìm
 GL = Gaslift – Phương pháp dùng khí nâng
 GLV = Gaslift Valve – Van gaslift
 GOR = Gas oil ratio – Tỷ lệ khí dầu
 IPR = Inflow performance relationship – Tương quan hiệu suất dòng vào
 OPR = Outflow performance relationship – Tương quan hiệu suất dòng ra
 WC = Watercut – Lượng nước khai thác
 WHP = Wellhead pressure – Áp suất đầu giếng

DANH PHÁP

P_{wf} = áp suất đáy giếng, psi
 P_r, P_{ws} = áp suất vỉa, psi
 P_i = áp suất nạp của máy bơm, psi
 P_d = áp suất xả của máy bơm, psi
 Q = lưu lượng khai thác, stb/d
 PI = chỉ số khai thác, stb/d/psi
 DP = độ suy giảm áp suất, psi
 P_{sep} = áp suất bình tách, psi

CHỈ SỐ DƯỚI DÒNG

f = friction – Ma sát
 g = gravitation – Trọng lực
 i = intake – Đầu nạp của ESP
 d = discharge – Đầu xả của ESP
 l = liquid – Chất lỏng
 r = reservoir – Vỉa
 wc = water cut – Lượng nước khai thác
 wf = well flowing bottomhole – Dòng chảy tại đáy giếng

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nghiên cứu không có bất kỳ xung đột lợi ích nào

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

Nguyễn Quốc Thắng thu thập dữ liệu, xây dựng mô hình, phân tích kết quả và viết bản thảo bài báo.
 Phạm Sơn Tùng tham gia vào việc đưa ra ý tưởng, định hướng và giám sát quá trình hoàn thiện bài báo, phân tích kết quả, kiểm tra và chỉnh sửa lại bài báo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Faergestad IM. Heavy oil. Schlumberger; 2016.
2. Abdel-Waly AA, Darwish TA, Osman Salama A, El-Naggar M. Study Optimizes Gaslift in Gulf of Suez Field. Oil & Gas Journal. 1996;94:38-44.

3. Taheri A, Hooshmandkoochi A. Optimum Selection of Artificial-Lift System for Iranian Heavy-Oil Fields. In: SPE Western Regional, USA, 8-10 May 2006; Available from: <https://doi.org/10.2118/99912-MS>.
4. Dou Hong'en, Chang Yuwen, Hu Dandan, Cai Wenxin, Zhao Guozhen. Application of Gaslift to a High-Water-Cut Heavy-Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela. SPE Production & Operations. 2007;22:46-49; Available from: <https://doi.org/10.2118/97370-PA>.
5. Jose Luis Ortiz Volcan. Development of Heavy Oil Offshore Lake Maracaibo Field Using Slug Gaslift: A Case History. In: Brasil Offshore Conference and Exhibition, Brazil, 14-17 June 2011; Available from: <https://doi.org/10.2118/143920-MS>.
6. Zhong HQ, Zhu S, Zeng WG, Wang XL, Zhang F. Research on heavy oil gaslift assisted with light oil injected from the annulus. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018;8:1465-1471; Available from: <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0437-4>.
7. Shedid A, Shedid MS. Simulation Study of Technical and Feasible Gaslift performance. International Journal of Petroleum Science and Technology. 2016;10(1):21-44.
8. Nemoto RH, Hackworth MR, Pereyra E, Sarica C. Dynamic Simulation of Electrical Submersible Pump ESP Applied to Producing Wells in Unconventional Reservoirs. In: SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas, Virtual event, November 2020; Available from: <https://doi.org/10.2118/201159-MS>.
9. Prasanna Mali, Ahmad Al-Jasmi. Evaluation of Artificial Lift Modes for Heavy Oil Reservoirs. In: SPE Heavy oil Conference-Canada, Alberta, Canada, 10-12 June 2014; Available from: <https://doi.org/10.2118/170040-MS>.
10. Verde WM, Biazuzzi J, Porcel CE, Estevam V, Tavares A, Neto SJA, Rocha PSMV, Bannwart AC. Experimental investigation of pressure drop in failed Electrical Submersible Pump (ESP) under liquid single-phase and gas-liquid two-phase flow. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021;198; Available from: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108127>.
11. Vinicius Castro, Daniela Leite, Daniel Lemos, Jean Marins, Rui Pessoa, João Magalhães. ESP Application on Heavy oil in Peregrino Field. In: SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean, Salvador, Bahia, Brazil, May 2015; Available from: <https://doi.org/10.2118/173948-MS>.
12. Joseph Amiebibama, Iwo George Papamie S. Electric Submersible pump (ESP), A Better solution to Heavy Oil Production in Nigeria: Case Study of Enuma 3T in Niger Delta. International Journal of Earth Science and Geophysics. 2021;7(2).
13. Uribe JL, Morales GJ. ESP Optimization in an Extra Heavy Oilfield: A Case Study in Colombian Llanos Basin. In: SPE Heavy Oil Conference-Canada, Alberta, Canada, 2014; Available from: <https://doi.org/10.2118/170039-MS>.
14. Guerrero-Sarabia I, Fairuzov YV. Startup of an ESP Well Producing Heavy Crude Oil. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition San Antonio, Texas, USA, September 2006; Available from: <https://doi.org/10.2118/102953-MS>.
15. Aponte H, Toussaint L, Ramos M. Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 2001; Available from: <https://doi.org/10.2118/69708-MS>.
16. Quoc Viet TQ, Hung VV, An NH. Production Technology Solutions to Enhance Heavy Oil Recovery of Marginal Fields, Offshore Vietnam. PetroVietnam Journal. 2020;10:41-48; Available from: <https://doi.org/10.47800/PVJ.2020.10-04>.
17. Tran ST, Vu HV, Le VM, Nguyen TN, Nguyen LH, Prajunla P, Dong HM. Hybrid system of ESP and Gaslift application from conceptual design pilot test to system analysis. In: SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, Manama, Kingdom of Bahrain, November 2016; Available from: <https://doi.org/10.2118/184215-MS>.

18. Le V, Tran S. Hybrid Electrical-Submersible-Pump/Gas-Lift Application to Improve Heavy Oil Production: From System Design to Field Optimization. *Journal of Energy Resources Technology*. 2021;144;Available from: <https://doi.org/10.1115/1.4052979>.
19. Pham ST, Tran DH. Production optimization of a network of multiple wells with each well using a combination of Electrical Submersible Pump and Gaslift. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021;12:631-659;Available from: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01313-z>.
20. Borja H, Castano R. Production Optimization by Combined Artificial Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. In: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering conference, Venezuela, 1999*;Available from: <https://doi.org/10.2118/53966-MS>.
21. Nicolás Bueno, Juan M. Mejía, Julián J. Martínez. Flue gas and nitrogen co-injection during cyclic steam stimulation in heavy oil reservoirs: a numerical evaluation. *Colombia, 2021*;

Using artificial lifts for heavy oil wells

Quoc Thang Nguyen^{1,2}, Son Tung Pham^{1,2,*}

ABSTRACT

Due to the heavy oil with high viscosity and the natural energy of the reservoir is not enough to make the flowrate which brings economic efficiency. Therefore, it is necessary to energize the flow by using artificial lift methods. This study shows the application of popular artificial lifting methods in the world for an X well model with heavy oil fluid built based on the Compositional model. The application of Gaslift (GL) to product heavy oil is demonstrated to be effective in this article, along with selecting the most optimal injection gas component based on economics, the total flow rate of 1201.3 stb/d thanks to using Flue gas with a injection gas rate of 1 mmscf/d. Gaslift shows the ability to strongly reduce viscosity thanks to the expansion of injection gas, reducing the density of heavy oil inside the tubing. The electrical submersible pump (ESP) method is designed with a production flowrate that is superior to Gaslift at the operating frequency of 60HZ with the flowrate is 1600 stb/d when it strongly reduces hydrostatic pressure at the bottomhole. Through sensitivity analysis, Water cut (WC) is the reservoir parameter that has the strongest influence on production efficiency and shows that Gaslift is not effective when producing heavy oil with high water cut (WC) and low gas oil ratio (GOR), while ESP is the opposite. This study also shows that combining the two GL and ESP methods together improves liquid production efficiency by nearly 15% and saves energy by about 5% compared to ESP alone, while also showing flexibility active in system operation to cope with changes in reservoir conditions.

Key words: Heavy oil, Gaslift (GL), Electrical submersible pump (ESP), Compositional model, Nodal analysis, Sensitivity analysis, Combination of ESP and Gaslift

¹Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

²Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Son Tung Pham, Department of Drilling and Production Engineering, Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HCMUT), 268 Ly Thuong Kiet Street, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

Vietnam National University Ho Chi Minh City, Linh Trung Ward, Thu Duc City, Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

History

- Received: 22-9-2023
- Accepted: 14-12-2023
- Published Online: 31-3-2024

DOI : <https://doi.org/10.32508/stdjet.v6iS17.1215>



Cite this article : Nguyen Q T, Pham S T. **Using artificial lifts for heavy oil wells.** *Sci. Tech. Dev. J. –Engineering and Technology* 2024, 6(S17):14-37.