Tạp chí Phát triển Khoa học và Công nghệ – Kĩ thuật và Công nghệ, 4(SI3):SI107-SI116

Open Access Full Text Article

Bài nghiên cứu

Kết hợp hai phương pháp nâng nhân tạo sử dụng bơm điện chìm và Gaslift cho giếng ngoài khơi Việt Nam

Phạm Sơn Tùng[1,*], Trần Đình Hậu[1], Trương Lê Hiếu Nghĩa[2]

Use your smartphone to scan this QR code and download this article

TÓM TẮT

Các hệ thống nâng nhân tạo đã được sử dụng từ lâu trên toàn thế giới. Các hệ thống nâng nhân tạo tác động lên cột chất lưu trong ống khai thác nhằm đưa cột chất lưu lên bề mặt. Thông qua việc sử dụng và phân tích sự tác động cùng với sự hạn chế của từng phương pháp, từ đó ta có thể thiết kế một hệ thống nâng nhân tạo nhằm tối ưu lưu lượng khai thác. Ngoài ra, những hạn chế thực tế như áp suất bơm khí và lưu lượng khí có sẵn gây ra sự hạn chế khi ta sử dụng GL, hoặc công suất bơm và nguồn điện cung cấp gây ra sự hạn chế đối với việc sử dụng ESP. Với những mặt hạn chế đó, ta có thể kết hợp hai phương pháp trên lại với nhau để tạo một hệ thống khai thác hiệu quả.

Trong nghiên cứu này, phân tích những tác động lên cột chất lưu trong ống khai thác khi kết hợp phương pháp GL và ESP. Với mỗi phương pháp nâng nhân tạo ta sẽ phân tích dựa vào phương pháp "equivalent depth", để biểu diễn các điểm áp suất tại từng vị trí trong ống khai thác. Thêm vào đó, phương pháp phân tích điểm nút "nodal analysis" được sử dụng để đưa ra lưu lượng khai thác khi ta kết hợp hai phương pháp. Dựa vào sự phân tích của hai phương pháp "equivalent depth" và "nodal analysis" đã chứng minh được tính khả thi của phương pháp kết hợp này cho nhiều giếng khai thác, đặc biệt với những giếng có độ sâu lớn. Và hệ thống này có thể được sử dụng cho giếng trong khoảng thời gian dài.

Từ khoá: Bơm điện chìm, Khí nâng Gaslift, Độ sâu tương đương, Phân tích điểm nút

[1]*Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, Việt Nam*

[2]*Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước – PVEP POC, Việt Nam*

Liên hệ

Phạm Sơn Tùng, Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, Việt Nam

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 17/5/2021
- Ngày chấp nhận: 06/9/2021
- Ngày đăng: 04/11/2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4iSI3.843

Check for updates

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.

VNU-HCM Press

GIỚI THIỆU

Hiện nay, sử dụng phương pháp nâng nhân tạo đã được ứng dụng rất nhiều nơi trên toàn thế giới. Nhờ vào sự ứng dụng đó, sản lượng khai thác của các mỏ cũng tăng lên. Nhưng kèm theo đó, những vấn đề ảnh hưởng đến các phương pháp được đưa ra [1,2]. Sự ảnh hưởng chủ yếu được nêu ra đó chính là năng lượng do các phương pháp tạo ra chưa đủ để đưa chất lưu lên bề mặt hoặc chưa đạt được sản lượng khai thác. Nguyên nhân của những vấn đề trên đó là chiều cao cột áp trên thiết bị, hay còn gọi là áp suất thủy tĩnh tác động lên thiết bị. Điều này không đã không đem lại hiệu quả kinh tế cao cho công ty khai thác. Từ những vấn đề đó, các kỹ sư dầu khí không ngừng cải tiến các phương pháp trên nhằm cải thiện sản lượng khai thác đạt hiệu quả cao. Mục đích của sự cải tiến này là hạ thấp chiều cao thủy lực của cột chất lưu trên thiết bị, làm giảm áp suất thủy tĩnh tác động lên thiết bị.

Dựa vào điểm tối ưu khai thác, đó là giao điểm của hai đường IPR và VLP. Điểm này được xem là điểm tối ưu khai thác của một hệ thống khai thác. Việc phân tích điểm tối ưu khai thác ta có thể xác định được mô hình khai thác nào là mang lại hiệu quả kinh tế nhất. Nếu ta phân tích các phương pháp nâng nhân tạo trên mô hình phân tích điểm nút ta có thể xác định được những tác động của mục tiêu của các phương pháp. Đối với ESP, năng lượng của phương pháp này là gây ra cục bộ tại một vị trí mà bơm được lắp đặt dọc trên ống khai thác. Trong khi đó GL liên tục sẽ tác động lên cột chất lưu bắt đầu từ van bơm khí vận hành. GL liên tục sẽ làm giảm cột áp suất thủy tĩnh tác động lên năng lượng của vỉa. Việc sử dụng phương pháp nâng nhân tạo theo kiểu truyền thống, trong một số trường hợp sẽ gây ra sự hạn chế trong việc khai thác [1]. Vậy nên sự cải tiến phương pháp là cần thiết để khai thác thác đạt sản lượng hiệu quả nhất. Nghiên cứu này sẽ đưa ra phương pháp kết hợp ESP và GL trong một giếng. Cùng với đó ta sẽ phân tích phương pháp này bằng phương pháp phân tích điểm nút để thấy được sản lượng của giếng được tăng lên. Song song với đó, ta cũng phân tích bằng phương pháp độ sâu tương đương để thấy được mặt lợi ích về áp suất yêu cầu trong giếng hoặc chiều cao mực thủy lực yêu cầu.

Phương pháp sử dụng bơm điện chìm ESP

Việc sử dụng ESP trong thu hồi dầu tăng cường đã được sử dụng rất nhiều trên thế giới. Ví dụ như việc thiết lập ESP trong duy trì vòng đời của mỏ tại Oman [3]. Việc sử dụng ESP còn nhiều hạn chế bởi

Trích dẫn bài báo này: Tùng P S, Hậu T D, Nghĩa T L H. **Kết hợp hai phương pháp nâng nhân tạo sử dụng bơm điện chìm và Gaslift cho giếng ngoài khơi Việt Nam**. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.;* 4(SI3):SI107-SI116.

những tác động của chất lưu như độ nhớt, tỷ lệ GOR, nhiệt độ,… Nhưng điều quan tâm ở đây chính là áp suất do bơm tạo ra cho dòng chất lưu trong ống. Hình 1 biểu diễn đường gradient áp suất trong cột ống khai thác do bơm tạo ra. Áp suất do bơm gây ra là áp suất cục bộ tại độ sâu lắp đặt bơm. Hay nói các khác, năng lượng do bơm tạo ra đẩy cột chất lưu từ độ sâu lắp đặt đi lên bề mặt.

Theo phương trình Q > 0 nếu $P_t < (P_{wf}$ - DP_f -D$P_g)$ (1)[4] thì lưu lượng chất lưu chỉ khai thác được khi điều kiện trên thoả mãn.

Nhưng trong vòng đời mỏ, áp suất đáy giếng sẽ giảm dần theo thời gian tới khi bất đẳng thức (1) đổi dấu. Khi đó cần lắp đặt ESP để tăng phần áp suất đẩy. Khi đó, ta xử lí phương trình trên trở thành:

$$P_{wf} + P_b - P_t - \triangle P_f - \triangle P_g$$

Áp suất bơm sẽ được cộng dồn vào áp suất đáy giếng để tạo thành áp suất đẩy cột chất lưu lên trên.

Nhưng áp suất bơm chỉ tác động vào lực đẩy cột chất lưu. Để duy trì một lưu lượng bơm cần thiết với sự giảm áp suất ở đáy giếng cần phải tăng áp suất của bơm, đồng nghĩa với việc tăng công suất của bơm. Điều này sẽ làm tăng chi phí vận hành khai thác, dẫn đến không hiệu quả về mặt kinh tế.

Phương pháp Gaslift liên tục

Một thành phần quan trọng quá trình khai thác đó là độ giảm áp suất. Ta có thể gọi đó là VLP. Như ta đã biết độ giảm áp suất trong khai thác dầu khí bao gồm: độ giảm áp suất do gravity DPg, độ giảm áp suất do ma sát DPf, độ giảm áp suất do sự thay đổi vận tốc DPac. Do đó, tổng sự thay đổi áp suất trong một đơn vị chiều dài có thể tính theo công thức:

$$\triangle P_{total} = \triangle P_g + \triangle P_f + \triangle P_a \quad (2)$$

Dựa vào sự giảm áp suất đó, ta có thể sử dụng phương pháp GL để làm giảm sự giảm áp suất đó đến mức tối ưu nhất. GL là phương pháp sử dụng khí đế bơm vào dòng chất lưu trong tubing. Mục đích của phương pháp này là tăng tỉ lệ khí lỏng GLR. Việc tăng tỉ lệ GLR dẫn đến giảm đường gradient áp suất trong ống khai thác. Điều này đồng nghĩa với việc tăng giá trị VLP của ống khai thác bằng việc tác động vào chất lưu trong ống khai thác.

Cũng giống như ESP, GL cũng có những hạn chế nhất định trong việc khai thác. Hạn chế đó ta có thể dễ dàng thấy được đó là sự hạn chế về độ sâu van GL. Thông thường, GL chỉ được sử dụng trong các giếng có độ sâu tương đối nông[2,5]. Với các mỏ ngoài khơi vùng Đông Nam Á đã chỉ ra rằng việc sử dụng GL trong khai thác bị giới hạn bởi độ sâu, dẫn tới việc sản lượng khai thác không đạt yêu cầu. Đối mặt với sự giới hạn đó, người ta không ngừng cải thiện thông qua phương pháp DGL[2]. DGL được xem là phương pháp nâng cấp từ phương pháp GL thông thường. Bảng 1 thể hiện kết quả khai thác của hệ thống DGL đã làm tăng sản lượng khai thác, đồng nghĩa với việc sự giới hạn của phương pháp GL truyền thống được khắc phục để nâng cao hiệu quả khai thác. Số liệu từ Bảng 1 cho thấy, với giếng 1 sản lượng tăng gần 37% và xấp sỉ 235% đối với giếng 2. Từ đó cho thấy, sự cải tiến trong công nghệ là cần thiết trong việc duy trì mỏ để nâng cao sản lượng khai thác dầu khí.

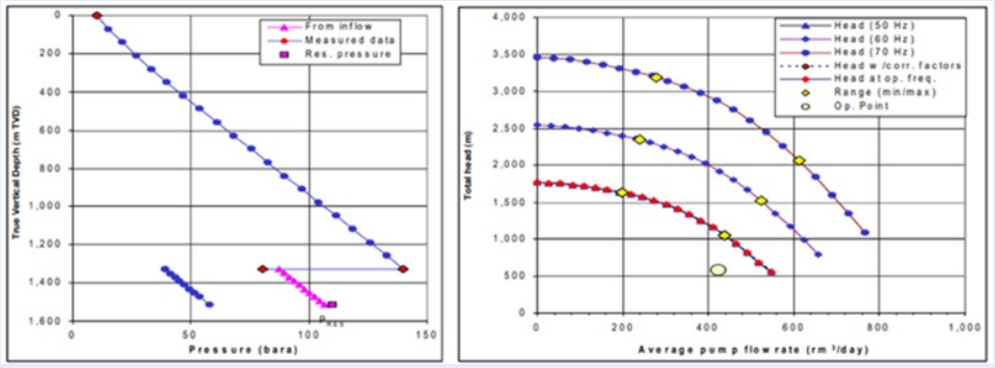
Kết hợp ESP và Gas lift

Như sự phân tích trên của bài báo, mỗi phương pháp nâng nhân tạo đều có những ưu điểm riêng và kèm theo đó là những nhược điểm mà ta đã phân tích khá rõ ràng. Từ đó, một phương pháp khác được đưa ra, đó chính là kết hợp hai phương pháp GL với ESP để tạo thành một hệ thống nâng nhân tạo. Việc kết hợp hai phương pháp ESP và GL trên đã được áp dụng tại một số nơi trên thế giới.[6–9] Nhưng bài báo trên đã cho ta thấy, sản lượng khai thác tăng khi ta kết hợp hai phương pháp lại với nhau. Cụ thể, mỏ ngoài khơi tại Úc[9] đã tăng năng suất lên đến 60% so với việc sử dụng ESP theo kiểu truyền thống, các giếng lân cận cũng cải thiện từ 40% đến 80%.

PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Equivalent depth (Phương pháp độ sâu tương đương)

Sự kết hợp ESP và GL đều nhằm mục đích đó là tác động vào cột áp suất thủy tĩnh của cột chất lưu trong ống khai thác. Mối quan hệ giữa áp suất và độ sâu được biểu diễn dưới dạng đồ thì Hình 2. Trong bài báo này, tác giả đã cho giá trị áp suất tại đầu giếng là không đổi. Khi đó, ESP sẽ làm cho áp suất tăng cục bộ tại một điểm và GL làm giảm độ tổn thất áp suất. Đồ thị Hình 2 đã thể hiện 2 đường gradient, trong đó đường thứ nhất nét đứt là đường gradient áp suất khi chưa thiết lập hệ thống GL có gốc dốc nhỏ hơn đường gradient áp suất khi đã thiết lập hệ thống GL nét liền. Với đồ thị ở Hình 3, tác giả đã đưa ra một phương pháp đó là "equivalent depth". Dựa vào phương pháp này, kỹ sư khai thác có thể đánh giá lợi ích của hệ thống. Phương pháp này dựa trên áp suất để đưa ra một độ sâu tương đương có cùng áp suất. Thông thường, độ sâu tương đương đưa ra nông hơn để thiết kế hệ thống. Điều này cũng đồng nghĩa với việc áp suất yêu cầu nhỏ hơn. Dựa vào Hình 3, ta có thể thấy nếu ta dùng hệ thống nâng thông thường chỉ sử dụng ESP thì áp suất được yêu cầu có thể rất lớn.



Hình 1: Phân bố áp suất theo độ sâu của giếng [3].

Bảng 1: Lưu lượng khai thác giữa GL thông thường và Deep Gas lift [2].

Well No	Convetional Mode			
	Gross (bpd)	Net (bopd)	Average BSW(%)	Average FBHP(%)
1	317	59	80	1500
2	66	53	18	1180
Well No	DeepLift Mode			
	Gross (bpd)	Net (bopd)	Average BSW(%)	Average FBHP(%)
1	427	95	76	1350
2	221	172	22	880

Nhưng nếu kết hợp với GL thì áp suất cần thiết của bơm trong giếng sẽ bằng áp suất yêu cầu bơm truyền thống trừ đi khoảng áp suất AB. Từ đó ta có thể thấy được lợi ích khi kết hợp hai phương pháp ESP và GL.

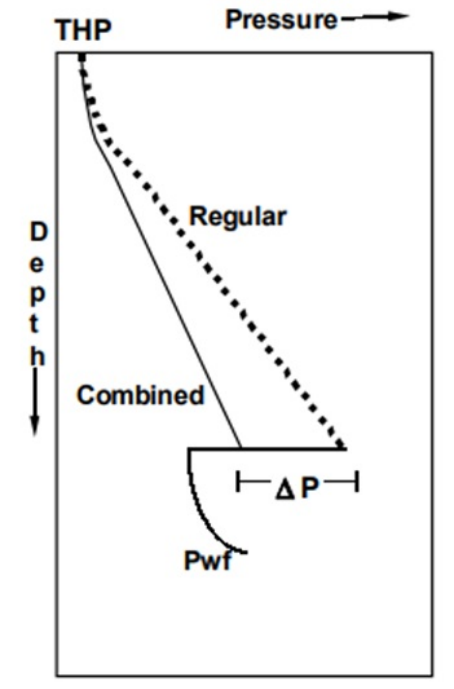
Nodal analysis (Phương pháp phân tích điểm nút)

Trong hệ thống khai thác, lưu lượng được khai thác được xác định tại điểm giao nhau của đường IPR và VLP. Đối với việc sử dụng việc nâng nhân tạo thì ta có thể sử dụng phương pháp này trong việc tìm ra lưu lượng khai thác của hệ thống. Dựa vào đặc điểm đó là phương pháp GL sẽ gây ảnh hưởng đến giá trị VLP là thay đổi đường VLP trong đồ thị phân tích điểm nút. Đối sử dụng ESP, tùy thuộc vào điểm nút thì ESP làm thay đổi đường IPR hoặc VLP [10]. Cụ thể khi xét điểm đặt tại đầu vào của bơm thì giá trị của VLP sẽ giảm và đường IPR không thay đổi, ngược lại khi đạt tại đầu ra của bơm thì giá trị IPR tăng và đường VLP không đổi. Để đơn giản trong bài toán này, ta gắn sự ảnh hưởng của GL làm thay đổi giá trị VLP và ESP là thay đổi giá trị IPR trong hệ thống, tương ứng là ta sẽ đặt điểm nút phân tích tại đầu ra của bơm.

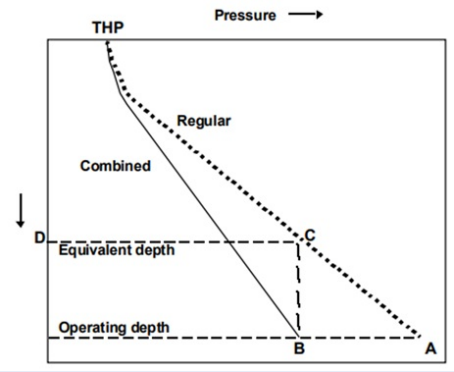
Sự thay đổi đường IPR phụ thuộc vào áp suất tạo ra do hoạt động của bơm. Đối với điểm nút xét tại đầu ra của bơm, thì áp suất tạo ra do bơm làm tăng đường IPR (Hình 4). Áp suất tạo ra do bơm phụ thuộc vào công suất bơm. Khi áp suất tạo ra do bơm càng lớn thì công suất bơm cần lắp đặt càng cao. Trong khai thác, chỉ sử dụng một bơm trong suốt vòng đời bơm nên muốn thay đổi công suất bơm thì những người kỹ sư chỉ cần thay đổi tần số hoạt động bơm. Vì vậy muốn thay đổi áp suất yêu cầu tạo ra do bơm cần thay đổi tần số hoạt động bơm bằng điện thế đầu vào. Mối quan hệ giữa công suất bơm và điện thế đầu vào được thể hiện theo công thức (3), (4) [11]:

$$U_2 = U_1 \left(\frac{f_1}{f_2} \right) \tag{3}$$

$$HP_2 = HP_1 \left(\frac{f_2}{f_1} \right) \tag{4}$$



Hình 2: Gradient áp suất sử dụng ESP truyền thống và được kết hợp GL [7].

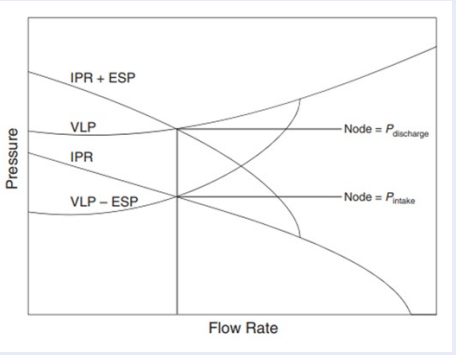


Hình 3: Yêu cầu bơm khi kết hợp GL [7].

ĐỐI TƯỢNG NGHIÊN CỨU

Giếng X nằm ngoài khơi phía nam Việt Nam. Giếng có độ sâu MD = 1796 m và có áp suất vỉa trung bình là 1968 psi. Với áp suất trung bình này thì giếng không khai thác tự nhiên bằng năng lượng do vỉa tạo ra. Vì vậy, người ta đã áp dụng phương pháp nâng nhân tạo cho giếng này.

Giếng X thuộc cụm mỏ Đông Đô. Giếng khai thác trong tầng Miocene, với lượng khí GOR rất thấp và áp suất điểm bọt khí rất thấp vào khoảng 92 psi. Bởi



Hình 4: Ảnh hưởng của ESP đến đường IPR và VLP [10].

vì lượng khí hòa tan trong dầu rất thấp nên khối lượng riêng của chất lưu khai thác cao, tạo nên độ giảm áp suất theo độ sâu lớn.

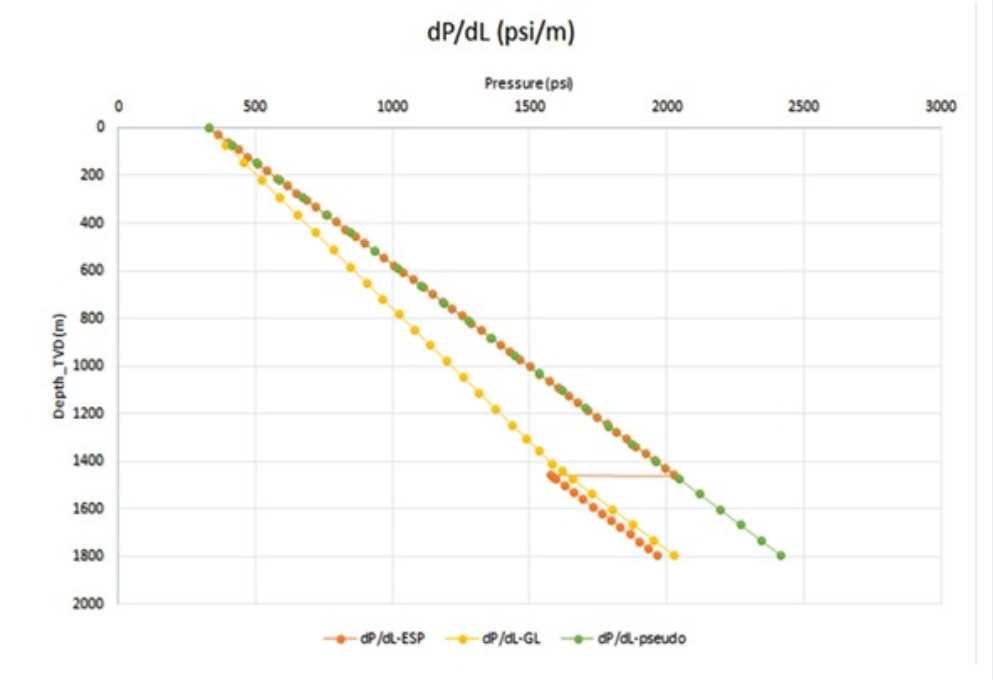
Độ sâu của giếng khai thác tương đối sâu cộng với sự ảnh hưởng của tính chất của chất lưu trong giếng nên giếng không thể áp dụng phương pháp nâng nhân tạo theo kiểu truyền thống để khai thác đạt hiệu quả kinh tế. Vì vậy, những kỹ sư đã kết hợp hai phương pháp nâng nhân tạo điển hình đó là phương pháp gas lift liên tục và bơm điện chìm (ESP).

Hình 5 cho ta thấy chuỗi thiết bị được khai thác trong lòng giếng X. Chuỗi gồm 4 van GL, trong đó 3 van trên có nhiệm vụ unloading và van cuối cùng thực hiện quá trình bơm khí vào ống khai thác. ESP được thiết kế ở cuối cùng của chuỗi tubing. Cả hai phương pháp đều được áp dụng cho giếng này để đạt được hiệu quả kinh tế trong khai thác.

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN.

Equivalent depth (Phương pháp độ sâu tương đương)

Dựa vào công thức (1) ta để cập đến, theo lý thuyết khi áp suất đầu giếng khác 0 thì lượng chất lưu trong giếng mới được khai thác. Nhưng trong thực tế, hệ thống khai thác phải yêu cầu áp suất đầu giếng phải ở một giá trị nào đó. Như trong giếng ta phân tích, yêu cầu đó là gần bằng 330 psi và lưu lượng khai thác 1423 stb/day. Giá trị trên tương đối cao, khi đó hệ thống nâng nhân tạo sẽ thiết kế và lắp đặt để tác động vào cột chất lưu trong ống khai thác. Hình 6 thể hiện các đường gradient áp suất trong ống khai thác. Với một yêu cầu về áp suất đầu giếng, khai thác với một lưu lượng nhất định. Rõ ràng với áp suất trung bình vỉa thì không thể khai thác được. Đường màu cam thể hiện gradient áp suất khi ta lắp đặt ESP. Đường màu xanh thể hiện đường giả gradient áp suất khi không lắp đặt nâng nhân tạo nhưng vẫn khai thác với áp suất

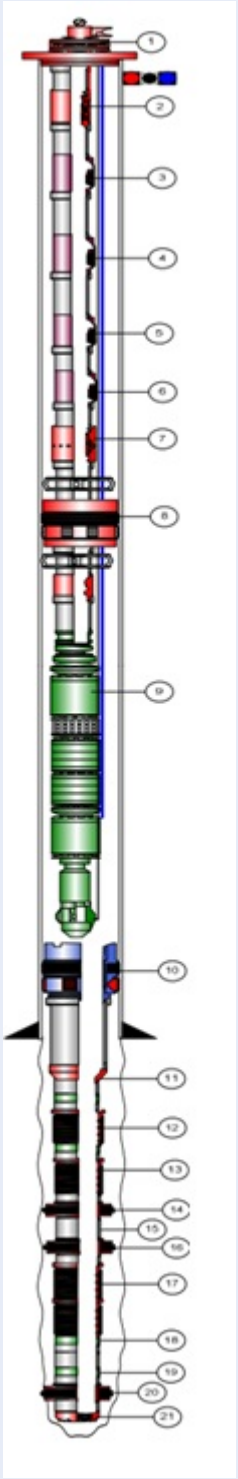


Hình 6: Các đường gradient áp suất.

đầu giếng yêu cầu. Đường màu cam thể hiện gradient áp suất khi sử dụng phương pháp GL và lưu lượng khí bơm giới hạn 2 mmscf/day. Khi sử dụng GL giếng cũng không thể khai thác được với áp suất đầu giếng yêu cầu. Dựa vào đó ta thấy, đối với giếng này chỉ sử dụng được phương pháp ESP thiết lập cho giếng. Những yêu cầu về công suất bơm để tạo ra năng lượng tác động lên cột chất lưu bị giới hạn. Do đó khi ta kết hợp hai phương pháp này lại với nhau sẽ có mặt lợi về năng lượng cần cung cấp để vận hành thiết bị. Điều này có nghĩa là tạo ra sự chênh lệch áp suất bơm cần cung cấp ít hơn. Lợi ích đó được thể hiện rất rõ về kích thước thiết bị, nguồn điện, chi phí vận hành….

Dựa vào đồ thị hình số 6, ta có thể đánh giá mặt có lợi về áp suất khi sử dụng nâng nhân tạo với phương pháp độ sâu tương đương. Độ sâu tương đương là phương pháp có thể được áp dụng để phân tích áp suất theo độ sâu khi có tác động từ bên ngoài. Theo phương pháp này, tại một độ sâu chỉ tồn tại một giá trị áp suất nhất định. Cụ thể là khi vận hành GL ta thấy gradient của cột áp suất chất lưu trong ống khai thác nhỏ hơn khi không vận hành. Áp suất tạo ra do bơm trên đồ thị Hình 7 và Hình 8, áp suất được cộng với áp suất tại điểm đó khi chưa lắp đặt bơm để tạo ra năng lượng đẩy cột chất lưu trong ống. Khi ta kết hợp hai phương pháp ta xác định được điểm X là điểm giao nhau giữa đường gradient áp suất theo GL và đường tăng áp suất do ESP. Từ điểm giao ta khi ta kẻ đường thẳng đứng với độ biến thiên áp suất bằng 0 tại điểm A. Đường vừa kẻ sẽ cắt đường gradient chỉ sử dụng ESP tại điểm B. Khi đó ta thấy có sự chênh lệch giữa điểm X và điểm B theo phương thẳng đứng là 272.48 m. Và từ điểm X ta có thể tính sự chênh lệch áp suất vừa xác định với áp suất yêu cầu bơm ta tìm được là 389.94 psi. Số liệu này có nghĩa là khi ta kết hợp GL với ESP thì yêu cầu về năng lượng do bơm tạo ra sẽ nhỏ hơn nhưng vẫn đạt được lưu lượng khai thác và áp suất đầu giếng yêu cầu. So với áp suất bơm tạo ra được thiết kế ban đầu cần 540.16 psi nhưng khi kết hợp với GL thì áp suất yêu cầu cần được tạo ra là 60.22 psi. Và có lợi chiều cao mực thủy lực là 272.48 m chất lưu.

Phương pháp độ sâu tương đương được xây dựng để đánh giá lợi ích khi sử dụng hệ thống nâng nhân tạo. Phương pháp này đã đánh giá về mặt động lực học của dòng lưu chất trong ống khai thác do hệ thống nâng nhân tạo tác động. Hơn nữa, phương pháp này có thể đánh giá được hệ thống với sự thay đổi những yếu tố liên quan như áp suất vỉa, áp suất đầu giếng, lưu lượng khai thác, và các thông số liên quan đến gradient áp suất. Để xây dựng phương pháp này trong một điều kiện cụ thể ta bắt đầu với đường gradient áp suất do khi ta thiết kế ESP gây ra. Từ đường gradient phía trên bơm, ta xây dựng đường giả áp suất. Đường giả áp suất là đường mà ta giả sử với áp suất đầu giếng và



Hình 5: Chuỗi tubing khai thác thác trong lòng giếng X.

lưu lương thiết kế thì cần một áp suất vỉa tương ứng để ta khai thác với năng lượng vỉa. Khi đó, ứng với giả áp suất vỉa như trên ta sẽ thiết kế GL với thiết bị cần thiết để thiết lập và lượng khí bơm giới hạn. Bởi vì, khi lượng khí bơm đi vào cột chất lưu sẽ làm giảm trọng lượng riêng của cột chất lưu trong ống, vì vậy đường gradient áp suất do GL tạo ra có độ dốc lớn hơn độ dốc khi chưa thiết lập. Khi đó, với một dòng IPR chảy vào giếng ta có thể thiết kế hệ thống nâng nhân tạo ở một độ sâu nông hơn đồng nghĩa với việc áp suất yêu cầu nhỏ hơn.

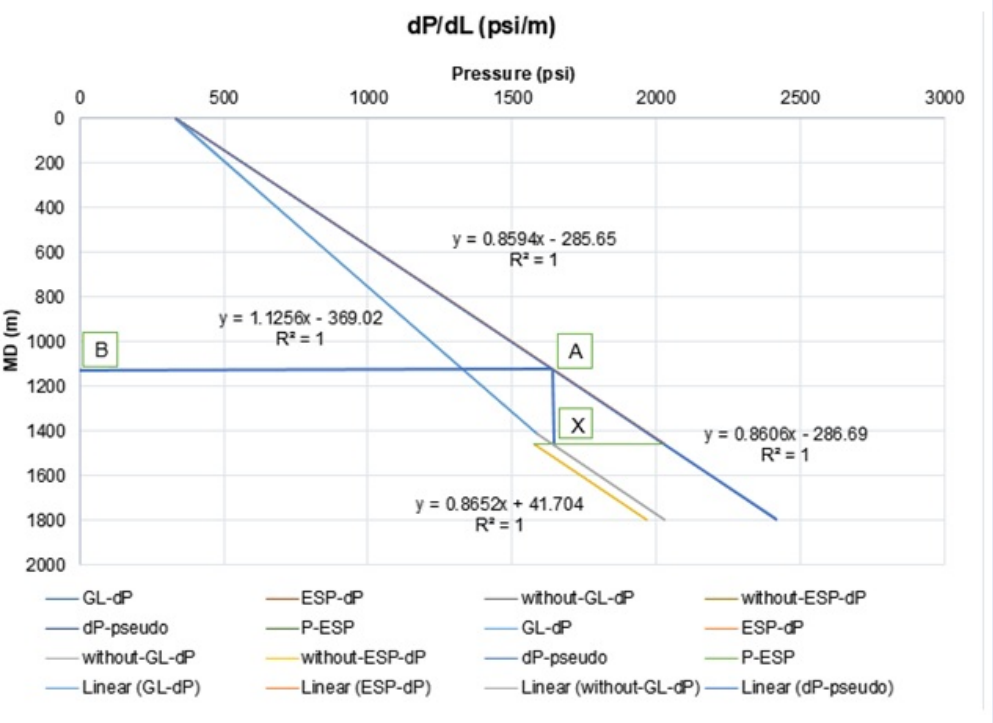
Nodal analysis (Phương pháp phân tích điểm nút)

Để xây dựng hệ thống kết hợp GL và ESP trong phương pháp này ta cần thiết lập riêng từng phương pháp. Khi ta thiết kế GL cho hệ thống khai thác, ta xác định được đường VLP của hệ thống. Sự thay đổi về lượng khí bơm cũng gây ảnh hưởng tới đường VLP. Tương tự, đối với ESP ta cũng xác định được đường IPR cho hệ thống. Đối với ESP, sự thay đổi tần số hoạt động bơm sẽ làm thay đổi đường IPR nhưng không được phép vượt quá 60Hz. Bởi vì có thể làm giảm tuổi thọ bơm. Khi ta có được đường IPR và VLP, giao hai đường trên lại ta sẽ có lưu lượng khai thác của hệ thống.

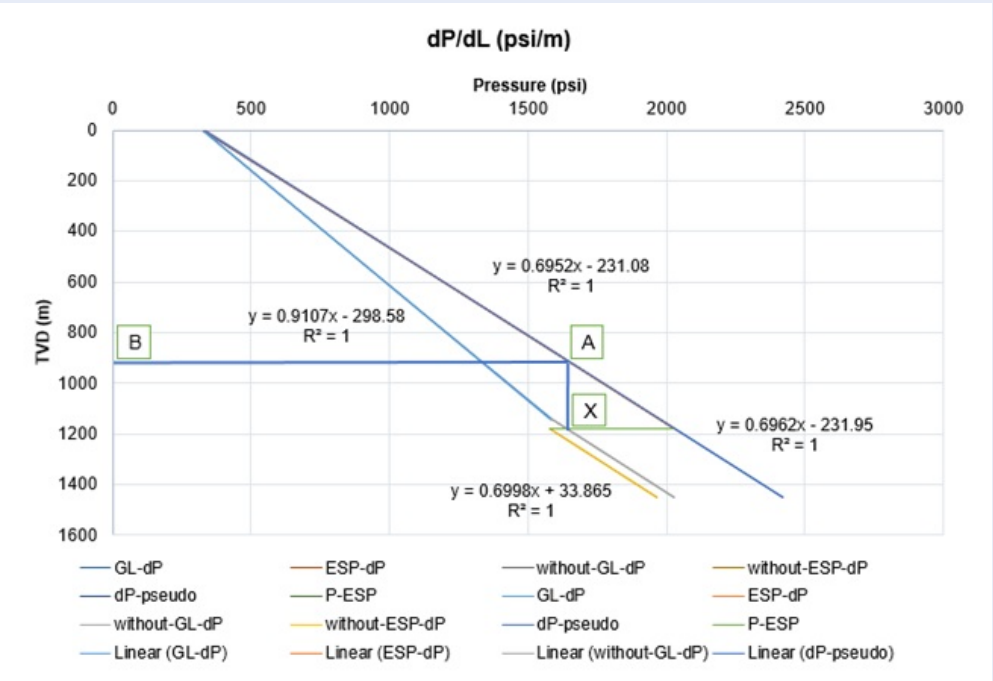
Đồ thị Hình 9 thể hiện điểm giao nhau của đường IPR và đường VLP của hệ thống khai thác với sự thay đổi tần số bơm tại những lưu lượng khí được bơm khác nhau. Dựa vào đồ thị Hình 9, ta có thể thấy được với lượng tăng tần số hoạt động của bơm thì giá trị đường IPR được tăng lên, ở cùng một tốc độ khai thác tần số hoạt động càng cao thì giá trị tăng IPR càng lớn. Phụ thuộc vào giới hạn lưu lượng của máy bơm được sử dụng mà khi lưu lượng dòng vào lớn hơn lưu lượng giới hạn bơm khi đó ESP sẽ không tác động lên giá trị của đường IPR. Đối với đường VLP, lưu lượng khí bơm đã làm giảm đường cong hiệu suất dòng ra VLP. Lưu lượng khí càng lớn thì độ giảm áp suất của đường VLP trong một giá trị lưu lượng càng lớn. Khi giao các đường IPR và VLP lại với nhau ta sẽ được điểm hoạt động tối ưu của hệ thống khai thác (Bảng 2). Dễ dàng thấy với một lưu lượng khí được bơm vào giếng nhất định và tần số hoạt động của bơm càng lớn thì lưu lượng khai thác được sẽ càng cao. Tương tự với một tần số hoạt động bơm nhất định và lưu lượng khí bơm vào càng lớn thì áp suất thu được càng cao.

KẾT LUẬN

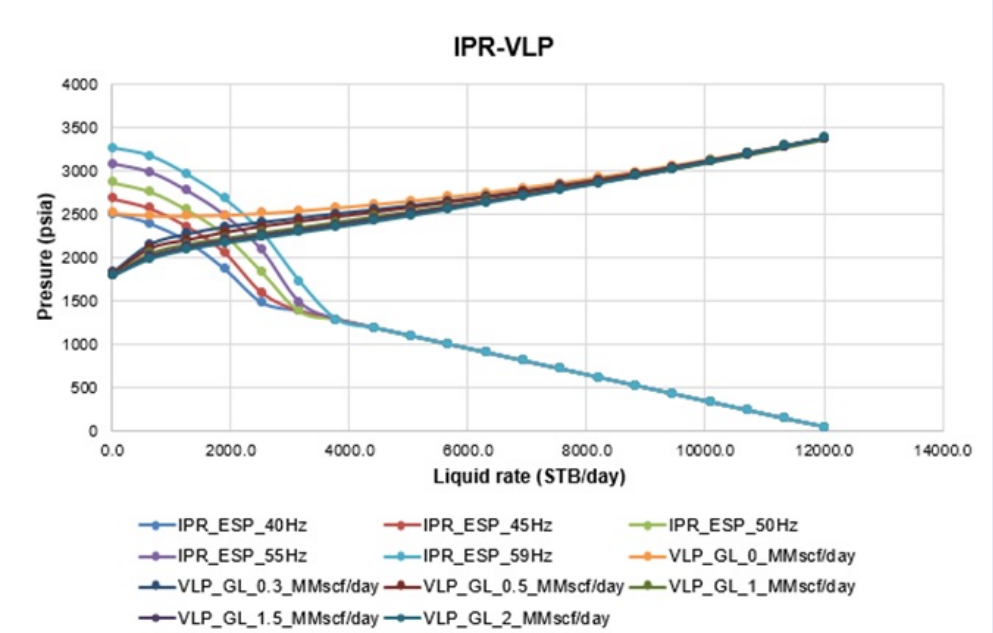
Khi sử dụng phương pháp Equivalent Depth để phân tích ta đã thấy rõ được sự yêu cầu về áp suất bơm khi kết hợp ESP và GL sẽ ít hơn so với chỉ sử dụng mỗi



Hình 7: Phương pháp độ sâu tương đương cho giếng theo MD giếng X.



Hình 8: Phương pháp độ sâu tương đương cho giếng theo TVD giếng X.



Hình 9: Đồ thị IPR và VLP trong giếng kết hợp ESP và GL.

Bảng 2: Lưu lượng khai thác tối ưu của từng hệ thống.

Gas rate injection	Operating frequency					
	40 Hz		45 Hz		50 Hz	
	Liquid rate	Oil rate	Liquid rate	Oil rate	Liquid rate	Oil rate
(MMscf/day)	STB/day		STB/day		STB/day	
0	0	0	892	387	1422	617
0.3	1103	479	1419	616	1752	760
0.5	1220	529	1520	660	1852	804
1	1314	570	1611	699	1957	849
1.5	1370	595	1664	722	1995	866
2	1409	611	1704	740	2025	879
Lưu lượng khí nâng	Tần số hoạt động					
	55 Hz		59 Hz			
	Liquid rate	Oil rate	Liquid rate	Oil rate		
(MMscf/day)	STB/day		STB/day			
0	2258	980	2575	1117		
0.3	2429	1054	2692	1168		
0.5	2493	1082	2736	1188		
1	2589	1124	2810	1220		
1.5	2623	1138	2844	1234		
2	2648	1149	2869	1245		

một phương pháp ESP. Sự bơm khí đi vào ống khai thác đã làm giảm mật độ của chất lưu trong ống khai thác từ đó giảm được độ giảm áp suất. Khi ta sử dụng phương pháp GL độ giảm áp suất dọc theo ống khai thác nhỏ hơn so với không sử dụng GL. Thêm vào đó phương pháp nodal analysis được đưa ra trong bài báo này đã chỉ ra được điểm khai thác tối ưu của từng lưu lượng khí bơm ứng với từng tần số bơm kết hợp. Ứng với một lưu lượng khai thác ta có thể quyết định một hệ thống nâng nhân tạo có hiệu quả nhất về kinh tế. Đối với việc tăng lưu lượng khai thác, việc tăng tần số hoạt động quá lớn cho bơm sẽ làm giảm tuổi thọ bơm. Vì vậy dựa vào phương pháp phân tích điểm nút bên trên, ta có thể để bơm hoạt động với tần số trung bình kết hợp với GL bơm khí với lưu lượng đã tính để khai thác với lưu lượng yêu cầu.

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

GL = Gas lift (phương pháp nâng khí).
DGL = Deep Gas lift (Phương pháp nâng khí sâu).
ESP = Electric submersible pump (Bơm điện chìm).
IPR = Inflow performance relationship (Hiệu suất dòng vào).
VLP = Vertical lift performance relationship (Hiệu suất nâng dọc / Hiệu suất dòng ra (OPR)).

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU

Q = Total fluid flow rate (Lưu lượng chất lưu), STB/D
Pt = Wellhead pressure (Áp suất đầu giếng), psi
UPwf = Bottom-hole pressure (Áp suất đầu giếng), psi
DPf = Pressure losses due to friction (Độ giảm áp suất do ma sát), psi
DPg = Pressure losses due to gravity (Độ giảm áp suất do thế năng), psi
DPa = Pressure losses due to change speed (Độ giảm áp suất do thay đổi áp suất), psi.
Pb = Pressure head gain due to ESP (Áp suất do bơm điện chìm), psi
GLR = Gas liquid ratio (Tỉ lệ khí và lưu lượng lỏng), rb/stb.
U = voltages (hiệu điện thế), V.
f = frequency operation (tần số hoạt động bơm/ tần số điện áp), Hz.
HP = motor power (công suất bơm), Hp

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả không có bất cứ xung đột lợi ích với bất kỳ một cá nhân hay cơ quan, tổ chức nào.

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

Các tác giả đều tham gia vào công việc thu thập và xử lý dữ liệu, xây dựng mô hình và xử lý kết quả, phân tích kết quả, viết bài nghiên cứu.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Anthony E, Grauwde G, et al. Increased Rates, Reserves, and Revenues from Heavy Oil Reservoir Using ESP Technology: A Suriname Case Study. 2009;.
2. Kongdachudomkul C, et al. DeepLift - The Innovative Gaslift Bypass Packer Technique. 2011;PMID: 22014160. Available from: https://doi.org/10.2523/IPTC-14760-MS.
3. Al-Bimani A, Armacanqui S, Al-Barwani B. Electrical Submersible Pumping System: Striving for Sustainable Run-Life Improvement in Oman Oil Fields. 2008;Available from: https://doi.org/10.2523/12601-MS.
4. Saputelli L, 1997. Combined Artificial Lift System;.
5. Tahir HM, et al. Pilot Installation of a Deep Gas Lift System Conveyed with Coiled Tubing Catenary Method Increases Production of an Idle Well in Brunei. 2016;Available from: https://doi.org/10.2118/182205-MS.
6. Aitken KJ, et al. Combined ESP/Automated- Gas-Lift Completions in High- GOR/High-Sand Wells on the Australian Northwest Shelf. 2000;Available from: https://doi.org/10.2118/64466-MS.
7. Borja H. Production Optimization by Combined Artificial-Lift Systems and Its Application in Two Colombian Fields. 1999;Available from: https://doi.org/10.2118/53966-MS.
8. Saputelli L. Combined Artificial Lift System - An Innovative approach. 1997;Available from: https://doi.org/10.2118/39041-MS.
9. Denney D. ESP/Automated-Gas-Lift Completions for High-GOR. Thick-Sand Wells. 2001;Available from: https://doi.org/10.2118/0501-0047-JPT.
10. Bruijnen PM. Nodal Analysis by Use of ESP Intake and Discharge Pressure Gauges. 2016;Available from: https://doi.org/10.2118/178433-PA.
11. Takacs G. How to improve poor system efficiencies of ESP installations controlled by surface chokes. 2011;Available from: https://doi.org/10.1007/s13202-011-0011-9.

Science & Technology Development Journal – Engineering and Technology, 4(SI3):SI107-SI116

Open Access Full Text Article

Research Article

Combination of electrical submersible pump and gaslift for offshore wells in Vietnam

Pham Son Tung[1,*], Tran Dinh Hau[1], Truong Le Hieu Nghia[2]

Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

Artificial lifting systems have been in use for a long time all over the world. Artificial lifting systems act on the fluid column in the tubing to support and push the fluid column to the surface. Through the use of each method separately, we can analyze the advantages and disadvantages, the impacts and limitations of each method on the fluid column in the tubing, from which we can design an artificial lifting system to optimize production. In addition, practical limitations also have negative effects on the system such as injection pressure and injection gas available causing a restriction on the production when using GL, or pump horsepower and power supply causes limitations when using ESP. For those reasons, we can combine the two methods together to create an efficient production system.

In this study paper, the effects on the fluid column in the tubing are analyzed when combining two methods, which are the GL method and the ESP method. Each method causes a different effect on the fluid column. That difference in this paper will be analyzed based on the "equivalent depth" method, which will represent the pressure points at each position in the tubing when using each artificial lifting method. In addition, we will use the "nodal analysis" method to find out the actual product of the production system when using a combination of the two methods. Based on the analysis of two methods "equivalent depth" and "nodal analysis", it has been proved that it is feasible and appropriate to combine the two methods GL and ESP for many special production wells that can be used for specific fields, such as deep wells. The systems of this combination can be used for wells for long time with respect to the pressure drop over time.

Key words: Electrical Submersible Pump, Gaslift, Equivalent Depth, Nodal Analysis

[1]*Faculty of Geology & Petroleum Engineering, Hochiminh City University of Technology, VNU-HCM, Vietnam*

[2]*PetroVietnam Exploration Production Corporation – PVEP POC, Vietnam*

Correspondence

Pham Son Tung, Faculty of Geology & Petroleum Engineering, Hochiminh City University of Technology, VNU-HCM, Vietnam

Email: phamsontung@hcmut.edu.vn

History

- Received: 17/5/2021
- Accepted: 06/9/2021
- Published: 04/11/2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4iSI3.843

Check for updates

Copyright

© VNU-HCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.

VNU-HCM Press

Cite this article : Tung P S, Hau T D, Nghia T L H. **Combination of electrical submersible pump and gaslift for offshore wells in Vietnam**. *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology;* 4(SI3):SI107-SI116.