

ỨNG DỤNG BƠM ĐIỆN CHÌM CHO CÁC GIẾNG KHAI THÁC THÂN DẦU MÓNG NỨT NỀ MỎ SƯ TỬ VÀNG

**ThS. Nguyễn Văn Tuấn^{1,2}, PGS.TS. Trần Văn Xuân¹
ThS. Lê Ngọc Sơn³, KS. Nguyễn Văn Quế², ThS. Trương Tuấn Anh⁴**

¹Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

²Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC)

Email: tuannv@cljoc.com.vn

Tóm tắt

Phương pháp bơm ép khí gas lift ngoài vành xuyên thường được áp dụng để duy trì lưu lượng khai thác sau giai đoạn tự phun ban đầu của giếng. Tuy nhiên, phương pháp này phụ thuộc vào công suất máy nén khí, nguồn khí, đặc điểm vật lý loại chất lưu khai thác (tỷ trọng, độ nhớt), áp suất vỉa. Trong đó, hiệu suất giảm đáng kể đối với các giếng có độ nghiêng lớn hoặc khi hàm lượng nước khai thác tăng cao, áp suất vỉa suy giảm... Do vậy, một phương pháp khai thác thay thế hiệu quả hơn là bơm điện chìm (electrical submersible pump - ESP) đã được đưa vào nghiên cứu và áp dụng. Quá trình nghiên cứu áp dụng bơm điện chìm được thí điểm cho các giếng khai thác thân dầu đá móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Vàng thuộc bể Cửu Long. Mục đích của quá trình thử nghiệm là đánh giá hoạt động của bơm điện chìm và khả năng khai thác dầu bằng bơm điện chìm so với phương pháp gaslift cho các giếng có hàm lượng nước khai thác cao. Kết quả thử nghiệm cho thấy phương pháp bơm điện chìm linh động hơn, khả năng khai thác với lưu lượng cao hơn so với phương pháp gaslift, làm giảm hàm lượng nước khai thác không chỉ của chính giếng đó mà còn của các giếng lân cận, ngoài ra giúp làm giảm áp suất (back pressure) trên toàn hệ thống tạo điều kiện cho các giếng khác khai thác cao hơn, hệ thống nội mỏ ổn định hơn, tiết kiệm được một lượng khí gaslift để sử dụng cho những mục đích khác.

Từ khóa: Bơm điện chìm (ESP), chỉ số khai thác (PI), hàm lượng nước khai thác (WC), trữ lượng thu hồi dầu dự báo cuối cùng (EUR).

1. Giới thiệu

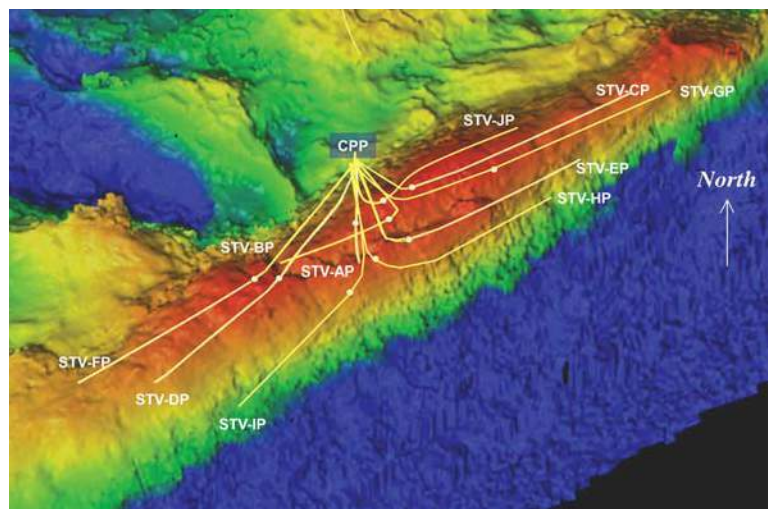
Thân dầu đá móng granite mỏ Sư Tử Vàng nằm ở bồn trũng Cửu Long thuộc thềm lục địa Nam Việt Nam. Mỏ được phát hiện vào năm 2001, dài 18km và rộng 4km (Hình 1), vùng chứa dầu nằm trong khoảng từ độ sâu 2.700m đến 4.000m.

Dầu có tỷ trọng API ± 36,5, tỷ số khí hòa tan trong dầu thấp 171scf/stb. Áp suất vỉa ban đầu 4.400psi tại 9.186,3 ftTVDss (2.800 mTVDss), nhiệt độ vỉa 302°F (150°C) và hàm lượng H₂S thấp.

Mỏ Sư Tử Vàng được đưa vào khai thác từ năm 2008. Đến nay đã có 14 giếng (bao gồm 2 giếng bơm ép) đang hoạt động. Giếng khai thác tự phun ở thời gian đầu, tuy nhiên chỉ sau 8 tháng khai thác nước đã xâm nhập vào vỉa. Hiện nay tất cả các giếng đều có hàm lượng nước khai thác cao (Hình 2).

Hiện tượng thường thấy ở các giếng khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ là khi có nước xâm nhập, hàm lượng nước sẽ tăng cao

rất nhanh và giếng ngừng tự phun sau một khoảng thời gian ngắn. Bơm ép khí gas lift ngoài ống khai thác là phương pháp khai thác hiệu quả, tiết kiệm và linh động để duy trì lưu lượng của giếng trong giai đoạn đầu mà không cần nhiều chi phí bảo trì. Tuy nhiên, càng về sau, khi hàm lượng nước khai thác tăng cao và năng lượng vỉa giảm dần, phương pháp gas lift không thể duy trì khả năng khai thác của giếng. Do đó cần phải tìm và áp dụng các phương pháp khai thác khác cho các giếng có hàm lượng nước khai thác cao,



Hình 1. Bản đồ vị trí các giếng trong mỏ Sư Tử Vàng

giúp tăng khả năng khai thác và hệ số thu hồi dầu. Trong trường hợp này bơm điện chìm là một phương pháp triển vọng với khả năng thu hồi cao hơn phương pháp gas lift trong cùng một điều kiện vận hành. Trước khi đưa vào ứng dụng cho toàn mỏ, bơm điện chìm được thiết kế và lắp thử nghiệm cho các giếng khai thác mỏ Sư Tử Vàng với mục tiêu:

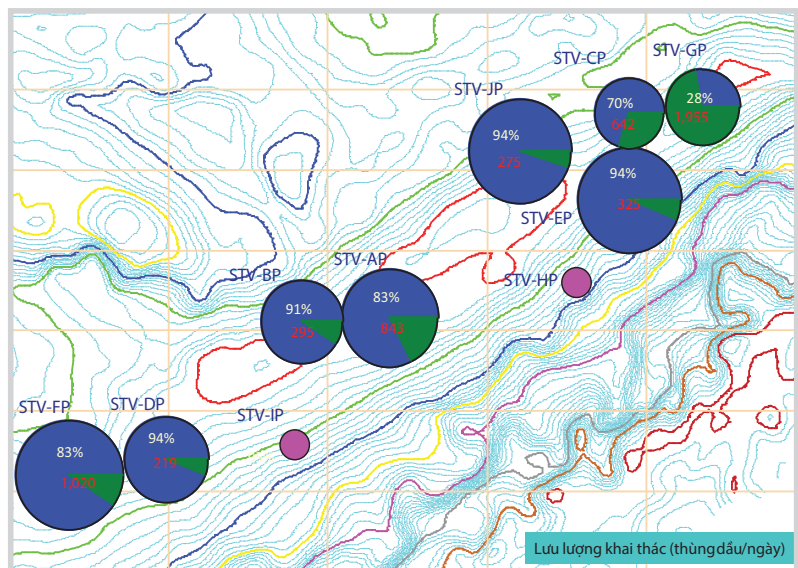
- Đánh giá hoạt động của bơm điện chìm trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao;
- Đánh giá các điểm nổi trội của bơm điện chìm so với gas lift trong việc tối ưu hóa khai thác;
- Đánh giá kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng vỉa.

2. Các tiêu chí lựa chọn giếng lắp bơm điện chìm

Các giếng khai thác được đánh giá dựa trên các tiêu chí trong bài báo “Offshore ESP Selection Criteria” SPE 146652 [1] (Bảng 1). Theo đó, ở tất cả các tiêu chí, các tính chất chất lưu của mỏ Sư Tử Vàng đều thuộc loại “lý tưởng” hoặc “chấp nhận được”, chứng tỏ mỏ Sư Tử Vàng phù hợp để ứng dụng khai thác bằng bơm điện chìm.

Khu vực Tây Nam của mỏ Sư Tử Vàng với 4 giếng khai thác và 1 giếng bơm ép được lựa chọn để thử nghiệm khai thác bằng bơm điện chìm. Năm giếng trong khu vực này có mối liên hệ thủy động mạnh mẽ với nhau và tách biệt với các giếng khác trong mỏ. Các tiêu chí chung cho việc lắp đặt bơm điện chìm ở các giếng như sau:

- Giếng không có hiện tượng sa lắng cặn; giếng có hàm lượng nước khai thác ổn định và hệ số khai thác cao; giếng có quan hệ thủy động với các giếng lân cận; giếng có lượng dầu còn lại cao (remain reserve). Kết quả đánh giá tiềm năng ứng dụng bơm điện chìm cho các giếng được trình bày trong Bảng 2.



Hình 2. Tình trạng khai thác của các giếng trong mỏ Sư Tử Vàng

Bảng 1. Các tiêu chí lựa chọn giếng để ứng dụng bơm điện chìm

Điều kiện hoàn thiện giếng/ Điều kiện khai thác	Lý tưởng	Chấp nhận được	Cần nghiên cứu thêm	Chưa phù hợp	Mỏ Sư Tử Vàng
Đường kính ngoài ống chống (inch)	≥ 9%	≥ 9%	≥ 7	≥ 7	≥ 9%
Nhiệt độ đáy (°F)	< 250	250 - 350	350 - 400	> 400	302
Hệ số khai thác (thùng/ngày/psi)	≥ 6	3 - 6	1 - 3	< 1	20 - 100
Độ sâu của bơm (ft)	< 10.000	10.000 - 14.000	14.000 - 17.000	> 17.000	< 9.186
Tiềm năng (thùng/ngày)	5.000 - 40.000	2.500 - 5.000	1.000 - 2.500	< 1.000	8.000 - 16.000
Tỷ lệ khí tại độ sâu bơm (%)	< 20	20 - 40	40 - 70	> 70	30,5

Bảng 2. Kết quả đánh giá tiềm năng ứng dụng bơm điện chìm

	Giếng STV-AP	Giếng STV-BP	Giếng STV-DP	Giếng STV-FP	Giếng STV-IP	
Hệ số khai thác (thùng/ngày/psi)	80	60	170	290	61	
Lưu lượng tối đa trong lịch sử khai thác (thùng/ngày)	12.000	14.000	14.000	16.000	7.000	
Lưu lượng tối ưu với gaslift (thùng/ngày)	5.000	4.000	6.000	7.000	7.000	
Tỷ lệ nước (%) (tháng 12/2012)	85	90	60 - 90	89	99	
Tổng lượng dầu thu hồi (triệu thùng) (tháng 12/2012)	4,15	5,63	6,68	4,57	0,1	
EUR (triệu thùng)	Gaslift	5,33	6,03	7,66	5,68	Không có
	ESP	6,21	6,25	8,00	6,09	Không có
Lượng dầu tăng (so với GL)	0,87	0,22	0,34	0,40	Không có	
Xếp hạng ứng dụng ESP	2	3	4	1	Không có	

Bảng 3. Kết quả chạy mô hình

Phương án	1	2	2A	2B	3	3A	5
Giếng lắp bơm chìm	FP	FP-AP	FP- BP	FP-KP	FP-AP-BP	FP-AP-KP	FP-AP-BP-DP-EP
Trường hợp thấp (triệu thùng)	1,72	1,81	1,50	1,98	1,75	2,07	1,86
Trường hợp trung bình (triệu thùng)	2,74	2,79	2,50	3,26	3,05	3,31	3,61
Trường hợp cao (triệu thùng)	3,30	3,72	3,43	4,11	4,19	4,60	5,39

Bảng 4. Kết quả chạy mô hình kinh tế

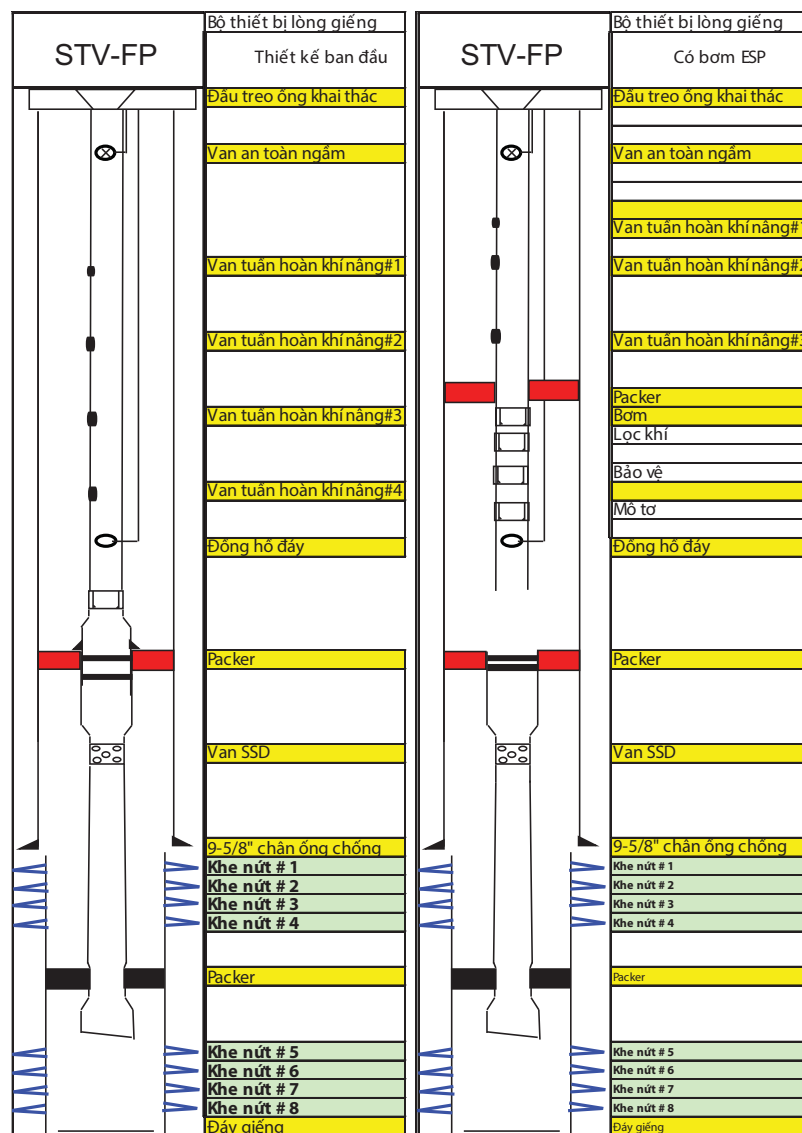
Kịch bản	Phương án	Trữ lượng thu hồi (triệu thùng)	Chi phí đầu tư (triệu USD)	Chi phí vận hành (triệu USD/3 năm)	Dự án (triệu USD)
P90	1	1,72	6,2	2,1	74,91
P50	3	3,05	14,6	6,3	126,00
P50	3A	3,31	14,6	6,3	153,16
P10	5	5,4	23	10,5	233,90

2.1. Kết quả nghiên cứu trên mô hình mô phỏng vỉa

Kết quả mô hình đã khớp hóa lịch sử được sử dụng để đánh giá các trường hợp lắp đặt bơm điện chìm khác nhau, đánh giá khả năng thu hồi của từng giếng cho từng cấp khai thác và xem xét giếng nào có thể được chuyển đổi từ gas lift sang bơm điện chìm. Với điều kiện khai thác được giữ nguyên như hiện tại, các giếng được mô phỏng lắp đặt bơm điện chìm với lưu lượng lần lượt tăng 150% (trường hợp thấp); 200% (trường hợp trung bình) và 250% (trường hợp cao) so với khai thác bằng gas lift thông thường nhưng tối đa không lớn hơn 12.000 thùng/ngày, áp suất đáy giếng tối thiểu được duy trì lớn hơn áp suất bão hòa, các giếng còn lại giữ nguyên gas lift. Kết quả mô phỏng được thể hiện ở Bảng 3.

2.2. Kết quả chạy dự báo kinh tế

Dựa trên kết quả dự báo biểu đồ sản lượng từ mô hình khai thác (Bảng 3), mô hình kinh tế đã được chạy nhằm dự báo hiệu quả kinh tế của dự án với các mức độ tin cậy khác nhau P90, P50 và P10 (Bảng 4). Trong đó chi phí đầu tư (capex) được tính cho thay bơm là 4,2 triệu USD/bơm trong trường hợp dùng HWU (hydraulic workover unit) và chi phí lắp thêm hệ thống xử lý nước khai thác (hydrocyclone) cho CPP là



Hình 3. Giếng với hệ thống gaslift cũ và hệ thống ESP-Gaslift mới

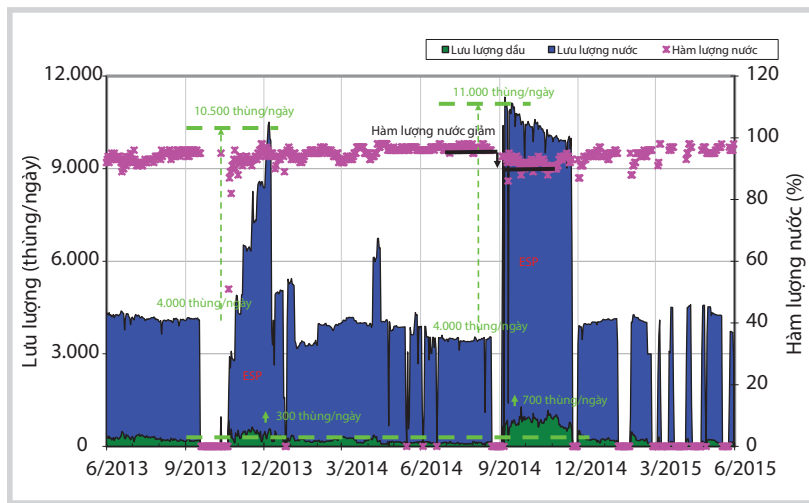
2 triệu USD, chi phí vận hành và sửa chữa là 2,1 triệu USD/3 năm (giả sử cứ 3 năm/lần bơm phải kéo lên sửa) giá dầu được tính 60 USD/thùng và tăng 2% các năm tiếp theo, tỷ lệ chiết khấu (discount rate) là 10%. Kết quả mô hình kinh tế chưa tính đến lợi nhuận mang lại do không cần dùng khí nâng của các giếng lắp đặt bơm điện chìm được dùng cho các giếng khác chưa được lắp bơm hay xuất bán.

Dựa trên kết quả tính toán từ mô hình kinh tế và tình hình thiết bị thực tế, phương án 3 gồm 3 giếng STV-AP, STV-BP và STV-FP được đề nghị lắp đặt thử hệ thống bơm điện chìm [2].

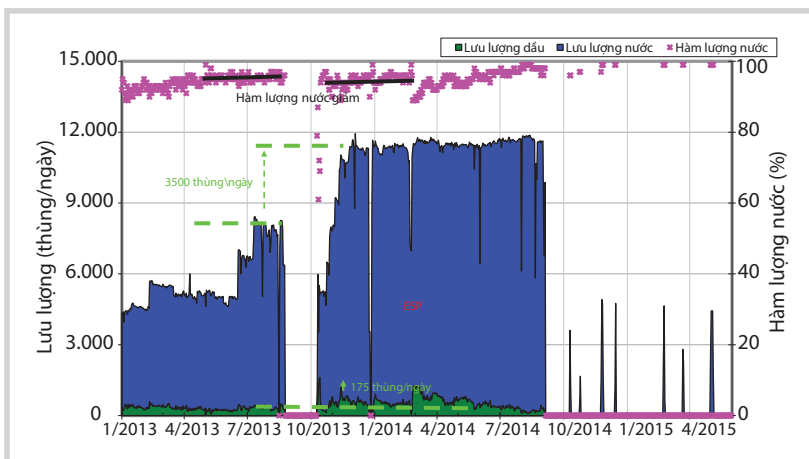
Bảng 5. Tóm tắt thời gian hoạt động của bơm điện chìm

Giai đoạn	Giếng	Thời gian hoạt động của từng bơm điện chìm (ngày)	Thời gian hoạt động trung bình (ngày)
Giai đoạn 1 2013	Giếng STV-AP	50	142
	Giếng STV-BP	330	
	Giếng STV-FP	45	
Giai đoạn 2 2014	Giếng STV-AP	82	> 152
	Giếng STV-FP	> 222 (*)	

(*) Tính đến ngày 31/3/2015



Hình 4. Động thái khai thác của giếng STV-AP



Hình 5. Động thái khai thác của giếng STV-BP

3. Thiết kế bơm điện chìm

Các lưu ý khi thiết kế bơm điện chìm: Áp suất đẩy giếng phải luôn lớn hơn áp suất bão hòa (1.100psi); bơm phải hoạt động ổn định ở lưu lượng khai thác từ 4.000 đến 16.000 thùng/ngày; ngoài lắp đặt bơm điện chìm, gas lift cũng cần được lắp đặt song song để dự phòng; cần phải có đồng hồ đo áp suất để theo dõi giếng liên tục.

Nhà cung cấp bơm sử dụng phần mềm mô phỏng ESP để thiết kế một hệ thống bơm tương thích với các điều kiện hoạt động khác nhau và đánh giá các tham số chưa chắc chắn của vỉa. Bản thiết kế giếng với hệ thống gas lift cũ và hệ thống ESP-Gaslift mới được thể hiện ở Hình 3. Phần thiết bị lòng giếng phía trên sẽ được kéo lên, thay bằng hệ thống ESP-Gas lift mới [3].

3.1. Đánh giá hoạt động bơm điện chìm

Quá trình thử nghiệm khai thác bằng bơm điện chìm mỏ Sư Tử Vàng trải qua 2 giai đoạn. Giai đoạn 1 bắt đầu vào tháng 9/2013 với 3 giếng được lắp bơm điện chìm, trong đó 2 giếng ngừng hoạt động sau lần lượt 45 và 50 ngày. Cả 2 bơm điện chìm được kéo lên để tìm nguyên nhân gây hỏng và được thay thế bằng một hệ thống bơm mới tốt hơn [4].

Tham số tiêu biểu để đánh giá hoạt động của bơm điện chìm chính là thời gian hoạt động. Thời gian hoạt động được tính là số ngày trung bình bơm điện chìm có thể hoạt động ổn định.

Ở giai đoạn 1, thời gian hoạt động của bơm điện chìm khá ngắn, kết quả điều tra sẽ được tóm tắt ở phần tiếp theo. Ở giai đoạn 2, một bơm điện chìm đã hỏng sau 82 ngày, bơm điện chìm còn lại vẫn hoạt động tốt.

3.2. Phân tích nguyên nhân hỏng của bơm điện chìm

Cả 2 bơm điện chìm bị hỏng ở giai đoạn 1 đều có nguyên nhân nằm trong phần “Thiết kế và lựa chọn bơm”. Do dầu

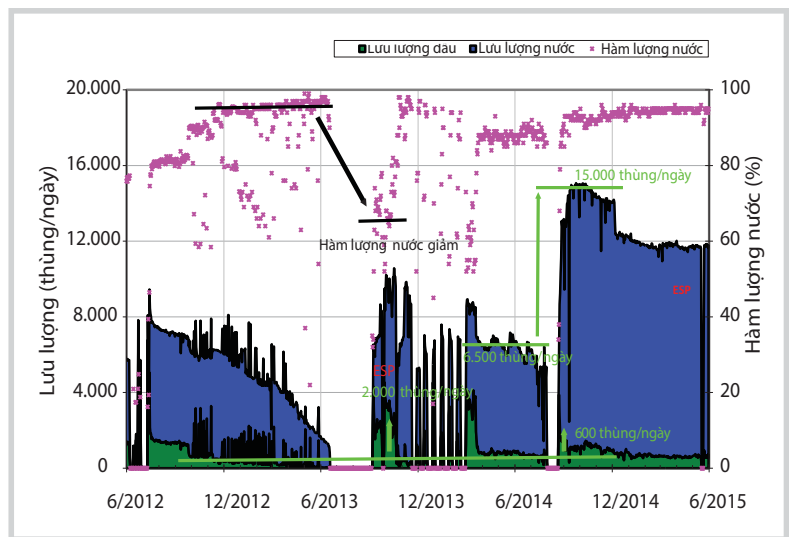
điện môi cách điện sử dụng trong mô tơ (motor) và bảo vệ (protector) được thiết kế chỉ hoạt động ổn định ở nhiệt độ dưới 180°C (360°F), nhưng khi khai thác ở lưu lượng cao, dầu và nước ở những khe nứt sâu được khai thác làm tăng cao nhiệt độ giếng (ngoài dự đoán). Đồng hồ đo nhiệt độ và áp suất ở đáy giếng ghi nhận rằng motor của bơm điện chìm đã hoạt động ở nhiệt độ khoảng 170 - 180°C. Dầu điện môi bị nung quá nóng và mất khả năng bôi trơn, dẫn đến vòng bi của motor bị phá vỡ gây hỏng bơm.

4. So sánh hoạt động của bơm điện chìm và gas lift

Giếng STV-AP: Ở giai đoạn 1, bơm điện chìm của giếng STV-AP hoạt động trong 50 ngày. Ở giai đoạn 2, bơm điện chìm hoạt động lâu hơn trong 82 ngày. Hình 4 thể hiện động thái khai thác của giếng STV-AP. Lưu lượng khai thác tăng từ 4.000 đến 11.000 thùng/ngày. Tỷ lệ nước giảm nhẹ, lưu lượng dầu tăng 300 thùng/ngày ở giai đoạn 1 và 700 thùng/ngày ở giai đoạn 2 so với phương pháp gas lift [5].

Giếng STV-BP: Bơm điện chìm ở giếng STV-BP có thời gian hoạt động lâu nhất, 330 ngày, giúp tăng lưu lượng lên đến 11.500 thùng/ngày (175 thùng dầu/ngày), hàm lượng nước khai thác giảm hơn so với khi khai thác bằng gas lift (Hình 5).

Giếng STV-FP: Ở giai đoạn 1, bơm điện chìm của giếng STV-FP hoạt động được 45 ngày. Bơm điện chìm ở giai đoạn 2 vẫn còn hoạt động (222 ngày tính đến cuối tháng 3/2015). Tuy nhiên, hệ thống đồng hồ đo nhiệt độ và áp suất đáy đã hỏng sau 111 ngày. Trong quá trình khai thác, giếng STV-FP có nhiều động thái khai thác phức tạp như giao thoa mạnh với giếng STV-DP, scale tích tụ trong giếng, packer hở và giếng bị ảnh hưởng bởi nước bơm ép. Ở giai đoạn 1, lưu lượng dầu tăng cao là tổng hợp kết quả của việc đóng giếng lâu ngày và việc lắp bơm mang lại, việc đánh giá hoạt động của bơm điện chìm giai đoạn này gặp nhiều khó khăn. Ở giai đoạn 2, ảnh hưởng của bơm điện chìm được thể hiện rõ với lưu lượng khai thác tăng cao (Hình 6).

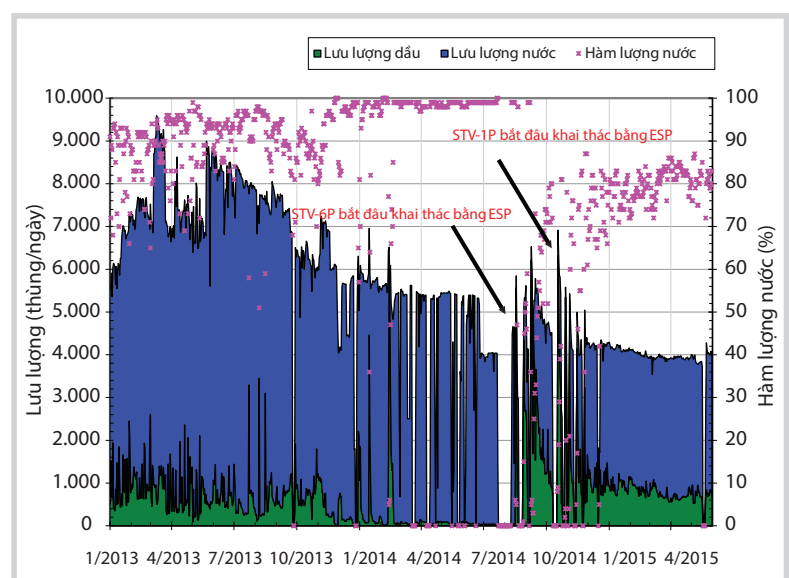


Hình 6. Động thái khai thác của giếng STV-FP

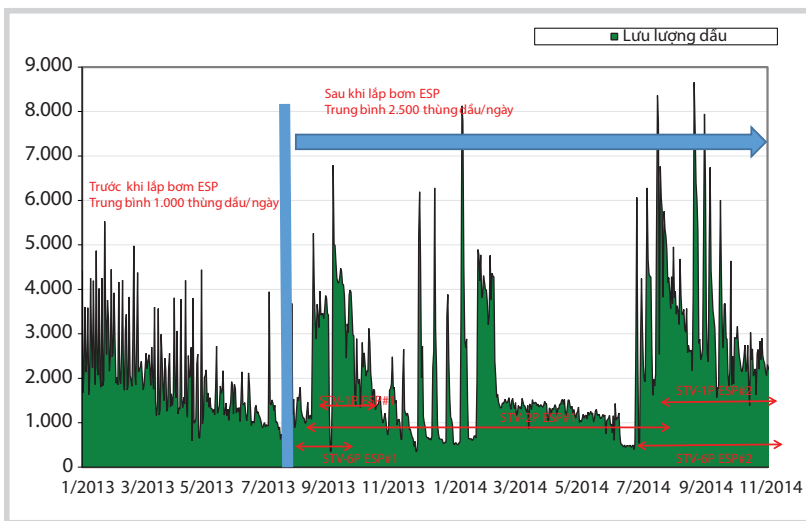
Bảng 6. So sánh kết quả khai thác bằng phương pháp bơm điện chìm với gaslift

Giai đoạn	Giếng	Lưu lượng khai thác bằng bơm điện chìm so sánh với gaslift		
		Lưu lượng chất lưu	Lưu lượng dầu	Hàm lượng nước
Giai đoạn 1 năm 2013	Giếng STV-AP	Tăng 6.500 thùng/ngày	Tăng 300 thùng/ngày	Giảm nhẹ
	Giếng STV-BP	Tăng 3.500 thùng/ngày	Tăng 175 thùng/ngày	Giảm nhẹ
Giai đoạn 2 năm 2014	Giếng STV-FP	Tăng 3.500 thùng/ngày	Tăng 2.000 thùng/ngày (*)	Giảm từ 95 - 70%
	Giếng STV-AP	Tăng 7.000 thùng/ngày	Tăng 700 thùng/ngày	Giảm từ 97 - 92%
	Giếng STV-FP	Tăng 8.500 thùng/ngày	Tăng 600 thùng/ngày	Không đổi

(*) Lưu lượng tăng sau khi đóng giếng 2 tháng, sửa packer hở và loại bỏ scale tích tụ



Hình 7. Động thái khai thác của giếng STV-DP



Hình 8. Hiệu quả khai thác bằng bơm điện chìm so với gas lift

Tóm lại, đối với các giếng khai thác thân dầu móng nứt nẻ, phương pháp bơm điện chìm cho tổng lưu lượng khai thác cao hơn phương pháp gas lift, từ 2 - 3 lần ở giếng STV-AP và giếng STV-FP và 1,5 lần ở giếng STV-BP. Lưu lượng tăng nhờ bơm điện chìm đồng nghĩa với việc dầu được khai thác từ các nứt nẻ có hệ số khai thác thấp hoặc các nứt nẻ nhỏ, từ đó giảm tỷ lệ nước khai thác. Kết quả so sánh lưu lượng khai thác, lưu lượng dầu và tỷ lệ nước giữa 2 phương pháp bơm điện chìm và gaslift được thể hiện ở Bảng 6.

Ngoài ra, lưu lượng tăng từ các giếng lắp bơm điện chìm còn ảnh hưởng trực tiếp đến các giếng lân cận. Trong trường hợp mỏ Sư Tử Vàng, sự ảnh hưởng được đánh giá là tích cực. Có thể thấy, ở 2 giai đoạn, tỷ lệ nước ở giếng STV-DP (giếng không được lắp bơm điện chìm) giảm khi giếng STV-AP, STV-FP khai thác với lưu lượng cao (Hình 7) có thể do các giếng STV-DP và STV-FP; STV-AP có chung nguồn nước kể áp, vì vậy khi giếng STV-FP; STV-AP khai thác nhiều nước đã giảm hàm lượng nước khai thác của giếng STV-DP.

Như vậy việc lắp bơm điện chìm cho các giếng khai thác trong thân dầu móng nứt nẻ khi đã bị nước xâm nhập với hàm lượng cao, khi khai thác bằng gas lift không còn hiệu quả, không chỉ giúp nâng cao sản lượng khai thác cho bản thân giếng được lắp mà còn tác động tích cực đến các giếng lân cận giúp nâng cao sản lượng của cả mỏ (Hình 8).

5. Kết quả và thảo luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc lắp bơm điện chìm là phù hợp và mang lại lợi ích kinh tế cho các giếng khai thác trong thân dầu móng với chỉ số khai thác cao khi hàm lượng nước xâm nhập lớn, tuy nhiên việc lắp bơm điện chìm cũng gây ra một số tác động không mong muốn cần xử lý như lưu lượng nước khai thác tăng đột ngột gây quá tải cho hệ thống xử lý nước ngoài giàn, việc khai thác lưu lượng cao từ các giếng lắp bơm điện chìm có thể gây sụt giảm sản lượng các giếng lân cận... Ngoài ra, lắp bơm điện chìm cũng gây khó khăn nhất định trong công tác đo khảo sát giếng định kỳ, gây quá tải hệ thống cung cấp điện ngoài giàn.

6. Kết luận

Dựa trên kết quả nghiên cứu có thể rút ra một số kết luận sau:

- Phương pháp bơm điện chìm cho phép khai thác với lưu lượng khai thác cao hơn phương pháp gas lift;

- Lưu lượng khai thác cao làm hạn chế các dòng chảy chéo giữa các giếng trong thân dầu đá móng nứt nẻ và trong một vài trường hợp, bơm điện chìm làm tăng hệ số khai thác của giếng do dầu được khai thác từ hệ thống khe nứt có độ thấm thấp (các nứt nẻ nhỏ);

- Lưu lượng khai thác cao từ các giếng lắp bơm điện chìm gây ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác các giếng lân cận. Ở mỏ Sư Tử Vàng, bơm điện chìm giúp giảm tỷ lệ nước của các giếng lân cận;

- Việc lắp đặt bơm điện chìm cho các giếng khai thác bằng gas lift sẽ làm giảm áp suất (back pressure) trên hệ thống do vậy giúp gia tăng lưu lượng khai thác cho các giếng;

- Việc dùng bơm điện chìm sẽ tiết kiệm được một lượng khí gas lift có thể được dùng bơm ép cho các giếng khác hay xuất bán cùng khí đồng hành.

Nhìn chung, bơm điện chìm cho kết quả khả quan khi áp dụng cho các giếng thân dầu móng nứt nẻ, đặc biệt là ở giai đoạn khi nước đã xâm nhập và hệ thống gas lift không thể tiếp tục giúp duy trì lưu lượng khai thác. Mặc dù hoạt động của bơm điện chìm bị ảnh hưởng bởi nhiệt độ, các thiết kế bơm điện chìm về sau đã được cải tiến để có thể hoạt động ổn định trong môi trường nhiệt độ cao.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh (VNU-HCM) trong khuôn khổ đề tài mã số B2015-20-06.

Chúng tôi xin trân trọng cảm ơn các tác giả đề tài B2015-20-06 VNU HCM hỗ trợ chúng tôi thực hiện công trình này.

Tài liệu tham khảo

1. Michael C. Romer et al. *Offshore ESP selection criteria: An industry study*. SPE Paper 146652, SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA. 20 - 21 June 2012.
2. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả nghiên cứu ứng dụng bơm ESP cho các giếng SVN*. HCM. 2015.
3. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả đánh giá ứng dụng bơm ESP cho các giếng SV*. HCM. 2015.
4. Báo cáo hội nghị ESP. *Tiềm năng áp dụng ESP cho các giếng STĐ CLJOC*. Đà Nẵng. 2014.
5. Báo cáo nội bộ CLJOC. *Kết quả đánh giá ứng dụng bơm ESP cho các giếng SD/SV*. HCM. 2014.

ESP application in Su Tu Vang fractured basement reservoir

Nguyen Van Tuan^{1,2}, Tran Van Xuan¹
Le Ngoc Son³, Nguyen Van Que², Truong Tuan Anh⁴
¹Hochiminh city University of Technology
²Cuulong JOC
³Petrovietnam
⁴PVEP POC
 Email: tuannv@cljoc.com.vn

Summary

Gas lift has been a standard method of production after the natural flow period. However, this method depends on the compressor capacity, the availability of gas as well as the efficiency of lift gas at high water cut and high deviation wells. Therefore, an alternative technique must be considered to meet technical requirements and economic considerations. For this reason, attention has been directed to testing the use of electrical submersible pump (ESP) in Su Tu Vang fractured basement reservoir (Cuu Long basin). The pilot test was aimed to investigate the application of ESP and the potential of oil production by ESP compared to gas lift in high pressure and high temperature conditions. Results from the test indicated that ESP provided a better flexibility in reservoir management, produced more oil than the gas lift method, and lowered the water cut not only in the tested well itself but also in adjacent wells. In addition, ESP helped reduce the back pressure in the whole system, thus adding more oil to the total field production and saving certain amount of gas for other purposes.

Key words: Electrical submersible pump (ESP), production index (PI), water cut (WC), estimated ultimate recovery.