

## Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <http://jmes.humg.edu.vn>

# Solutions to increase the C-2P well production performance at X oil field, Block 09-2



Khoan Duy Do<sup>1</sup>, Thinh Van Nguyen<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup> PetroVietnam Exploration Production Corporation, Hanoi, Vietnam

<sup>2</sup> Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 04<sup>th</sup> May 2023

Revised 06<sup>th</sup> Sept. 2023

Accepted 30<sup>th</sup> Sept. 2023

#### Keywords:

Gaslift,  
Deeping the gaslift valve,  
Tubing Pack off,  
X oil field.

### ABSTRACT

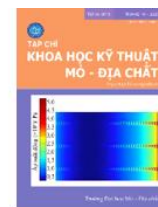
*The well C-2P had its first oil production in July 2008, the initial production rate is 3,000 barrels/day. Due to the reservoir pressure depletion in 2017-2018, the well faced difficulties in kicking off to open the well for production. In November 2018, when the C-5PST2 well was put into production, the C-2P well was not produced by natural flowing. The kicking off has been attempted many times but the well still won't flow. The main reason the well couldn't flow is due to low reservoir pressure which has not enough energy to push all the fluid in the well to the surface after each well shutdown. The flow assurance study shows, at the reservoir pressure of 3,000 Psi, and tubing head pressure of 950 Psi, the well can't flow naturally. In addition, with the reservoir pressure of 3,000 psia and applying the gaslift injection rate of 1.0 MMscf/d, injection point at 3,030 mTVD, the well flowed. The continuous gaslift pump helps maintain the well's production in case the reservoir pressure drops even lower to 2,000 psi, and at the same time, optimizing the gaslift pump flow helps to increase the well production by 100-300 barrels of oil/day. When the reservoir pressure drops lower, it is necessary to lower the gaslift valve deeper to continue kicking off the well and maintain the well production performance. On the other hand, due to the lack of a gaslift valve for the original design of C-2P well so it's necessary to have gaslift tubing pack off in order to bring the well back to production, maintain stability and improve production. This paper, therefore, presents the results of the research on the solution to increase the production output of the C-2P well located in X oil field used gaslift valve combining with the tubing pack off. Results of the research on the application of solution show that the well's production output has increased significantly (0.354 million barrels) in the first year of applying the solution.*

Copyright © 2023 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

\*Corresponding author

E - mail: [nguyenvanthinh@humg.edu.vn](mailto:nguyenvanthinh@humg.edu.vn)

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(5).09



## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>

# Nghiên cứu giải pháp nâng cao sản lượng khai thác giếng C-2P mỏ X, Block 09-2

Đỗ Duy Khoản<sup>1</sup>, Nguyễn Văn Thịnh<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup> Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, Hà Nội, Việt Nam

<sup>2</sup> Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 04/5/2023

Sửa xong 06/9/2023

Chấp nhận đăng 30/9/2023

Từ khóa:

Gaslift,

Hạ sâu van gaslift,

Mỏ X,

Ống khai thác phụ.

### TÓM TẮT

Giếng C-2P được đưa vào khai thác từ tháng 7/2008, lưu lượng ban đầu đạt 3.000 thùng/ngày. Sau thời gian khai thác, giai đoạn từ năm 2017-2018, do áp suất vỉa suy giảm, giếng gặp nhiều khó khăn trong quá trình gọi dòng mở lại giếng. Tháng 11/2018, khi đưa giếng C-5PST2 vào khai thác, giếng C-2P không cho dòng bằng khai thác tự nhiên. Mặc dù đã tiến hành gọi dòng nhiều lần nhưng giếng vẫn không cho dòng. Nguyên nhân chính là do áp suất vỉa suy giảm, không đủ năng lượng để đẩy toàn bộ chất lưu trong lòng giếng lên bề mặt sau mỗi lần đóng giếng/đóng mỏ. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng cho thấy, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp suất miệng 950 psi, giếng không cho dòng. Thêm vào đó, từ kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng cho thấy, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp dụng bơm gaslift với lưu lượng 1,0 triệu bộ khối khí/ngày, độ sâu đặt van gaslift ở 3.030 mTVD, giếng cho dòng. Việc bơm gaslift liên tục giúp duy trì khai thác của giếng trong trường hợp áp suất vỉa giảm xuống thấp hơn, thậm chí xuống 2.000 psi. Khi áp suất vỉa suy giảm thấp hơn, cần hạ sâu van gaslift để tiếp tục gọi dòng giếng và duy trì khai thác giếng. Mặt khác do thiết kế giếng ban đầu không có van gaslift, do đó muốn lắp thêm van gaslift và đưa giếng vào khai thác, cần phải sử dụng bộ ống khai thác phụ (tubing pack off). Việc lắp đặt thêm van nhằm duy trì ổn định và nâng cao sản lượng khai thác giếng là cần thiết và là giải pháp cấp bách để đưa giếng trở lại khai thác. Bài báo trình bày giải pháp để nâng cao sản lượng khai thác của giếng C-2P mỏ X bằng giải pháp lắp đặt và hạ sâu van gaslift thông qua bộ thiết bị tubing pack off. Kết quả áp dụng giải pháp cho thấy, sản lượng khai thác của giếng đã tăng lên đáng kể (0,354 triệu thùng dầu) trong năm đầu tiên áp dụng giải pháp.

© 2023 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

## 1. Mở đầu

Mỏ X trong Lô 09.2 thuộc phần trung tâm vùng trũng Đông Nam của bể Cửu Long. Mỏ đang được quản lý khai thác bởi công ty Điều hành

\*Tác giả liên hệ

E - mail: [nguyenvanhtinh@humg.edu.vn](mailto:nguyenvanhtinh@humg.edu.vn)

DOI: 10.46326/JMES.2023.64(5).09

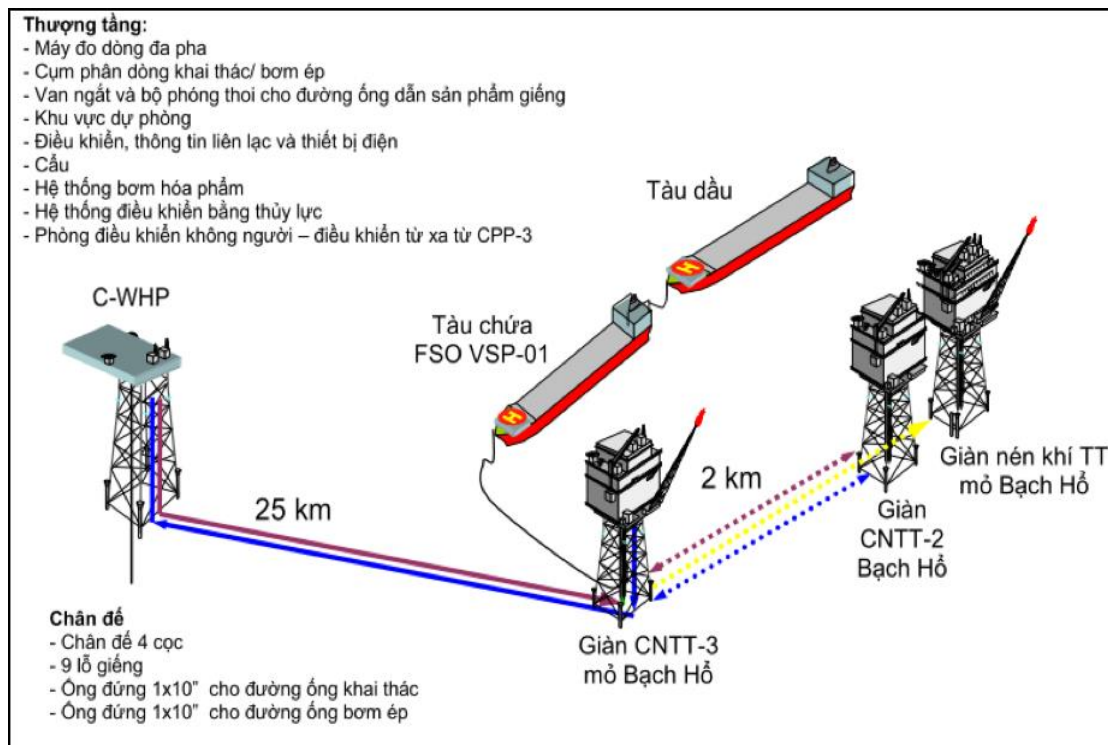
chung HLHV (HLHV JOC). Ở mỏ X, tầng đá móng nứt nẻ là vỉa chứa dầu chính (HVJOC, 2006). Mỏ đã đi vào phát triển khai thác và đón dòng dầu đầu tiên (First Oil) vào ngày 25/7/2008. Hệ thống khai thác mỏ X bao gồm 01 giàn đầu giếng và hệ thống các đường ống kết nối từ mỏ tới hệ thống khai thác mỏ Bạch Hổ. Giàn đầu giếng C (WHP-C) là giàn không người ở, được thiết kế có 9 ống dẫn hướng giếng khoan, thiết bị tối thiểu và được điều khiển từ giàn CPP-3 của mỏ Bạch Hổ. Tổng sản lượng khai thác đến 31/5/2023 đạt 28,1 triệu thùng dầu (RF 16,7%) (HVJOC, 2007, 2022). Hiện tại mỏ đang khai thác với lưu lượng 6.500 thùng/ngày bởi 5 giếng khai thác (C-1PST1, C-2PST1, C-3P, C-4XST, C-5PST2), 1 giếng bơm ép nước C-6PST1 (dừng bơm từ 2013). Dự kiến nhà điều hành sẽ khoan thêm 01 giếng mới C-8P và khoan cắt thân (sidetrack) 01 giếng từ C-2P. Về cơ bản, giếng khoan C-2P bao gồm các chi tiết sau: Tubing 4-1/2" 15.1#95Kpsi 1 Cr; đồng hồ đo áp suất đáy DHPG; giếng được thiết kế hoàn thiện cho chế độ tự phun, do vậy không lắp đặt hệ thống mandrel cho gaslift từ ban đầu.

Dòng sản phẩm khai thác từ các giếng mỏ X được vận chuyển qua đường ống dẫn sản phẩm đa pha bằng năng lượng tự nhiên tại giàn WHP-C đến

giàn CPP-3 để tách khí và xử lý dầu. Sản phẩm sau khi xử lý trên giàn CPP-3 được bơm chuyển đến tàu chứa nổi (FSO) VSP-01. Lượng khí đã tách từ sản phẩm ở mỏ X sẽ gộp lẫn vào với khí khai thác từ mỏ Bạch Hổ, vận chuyển tới giàn nén khí trung tâm CCP để xử lý tiếp và chuyển về trạm xử lý khí Dinh Cố (Hình 1).

Tại mỏ CVN, giếng C-2P được đưa vào khai thác từ tháng 7/2008, lưu lượng ban đầu đạt 3.000 thùng/ngày. Sau thời gian khai thác, giai đoạn từ năm 2017÷2018, do áp suất vỉa suy giảm, giếng gặp nhiều khó khăn trong quá trình gọi dòng mở lại giếng. Tháng 11/2018, khi đưa giếng C-5PST2 vào khai thác, giếng C-2P không cho dòng bằng khai thác tự nhiên. Đơn vị vận hành đã tiến hành gọi dòng nhiều lần nhưng giếng vẫn không cho dòng. Nguyên nhân chính dẫn đến giếng không cho dòng là do áp suất vỉa suy giảm, không đủ năng lượng để đẩy toàn bộ chất lưu trong lòng giếng lên bề mặt sau mỗi lần đóng giếng. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng cho thấy, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp suất miệng 950 psi, giếng không cho dòng.

Từ kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp dụng bơm gaslift với lưu lượng 1.0 MMscf/d, độ



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm tại mỏ X (HVJOC, 2022).

sâu đặt van ở 3.030 mTVD, giếng cho dòng. Ngoài ra, việc bơm gaslift liên tục giúp duy trì khai thác của giếng trong trường hợp áp suất vỉa giảm xuống thấp hơn, thậm chí xuống 2.000 psi, đồng thời việc tối ưu lưu lượng bơm gaslift giúp nâng cao sản lượng khai thác giếng thêm 100÷300 thùng dầu/ngày. Ngoài ra, trường hợp áp suất vỉa suy giảm thấp hơn, cần hạ sâu van gaslift để tiếp tục gọi dòng giếng và duy trì khai thác giếng.

## 2. Cơ sở lý thuyết

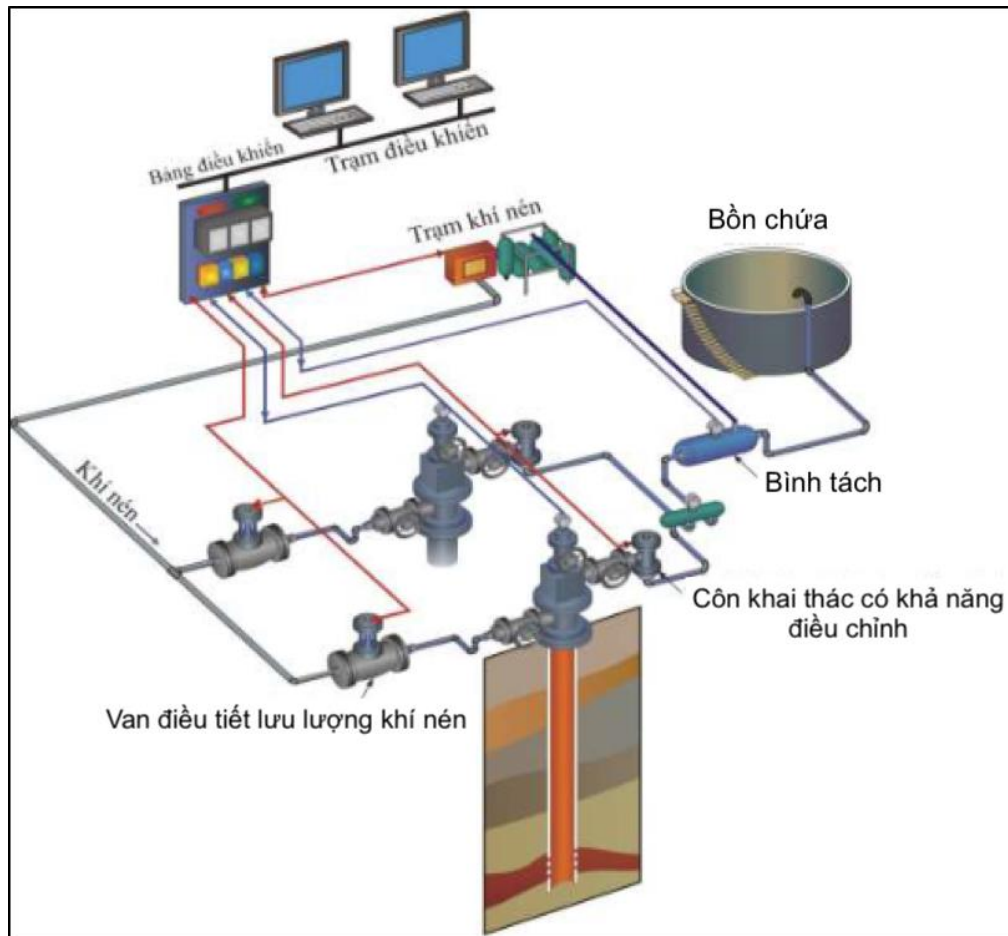
### 2.1. Giới thiệu chung về khai thác dầu bằng gaslift

Trong khai thác dầu khí, gaslift là phương pháp khai thác cơ học khí giếng dầu không thể tự phun theo lưu lượng yêu cầu, dựa trên nguyên tắc bơm nén khí cao áp vào vùng không gian vành xuyên (hay ngược lại) nhằm đưa khí cao áp đi vào trong ống khai thác qua van gaslift với mục đích

làm giảm mật độ cột chất lỏng trên van (tăng yếu tố khí) sao cho năng lượng vỉa đủ thắng tổng tổn hao năng lượng để đưa dòng sản phẩm lên bề mặt (Phùng và nnk., 1999; Lê, 2006; James và nnk., 2008; Bugti, 2014). Như vậy, nguyên tắc làm việc của gaslift tương tự như đối với giếng tự phun, nghĩa là cả hai hoạt động được nhờ vào sự giãn nở của khí nén (Abdalsadig và nnk., 2016). Tuy nhiên, phương pháp khai thác bằng gaslift hoạt động được nhờ vào khí nén từ trên mặt đất hay từ một vỉa khí cao áp khác (các Hình 2, 3).

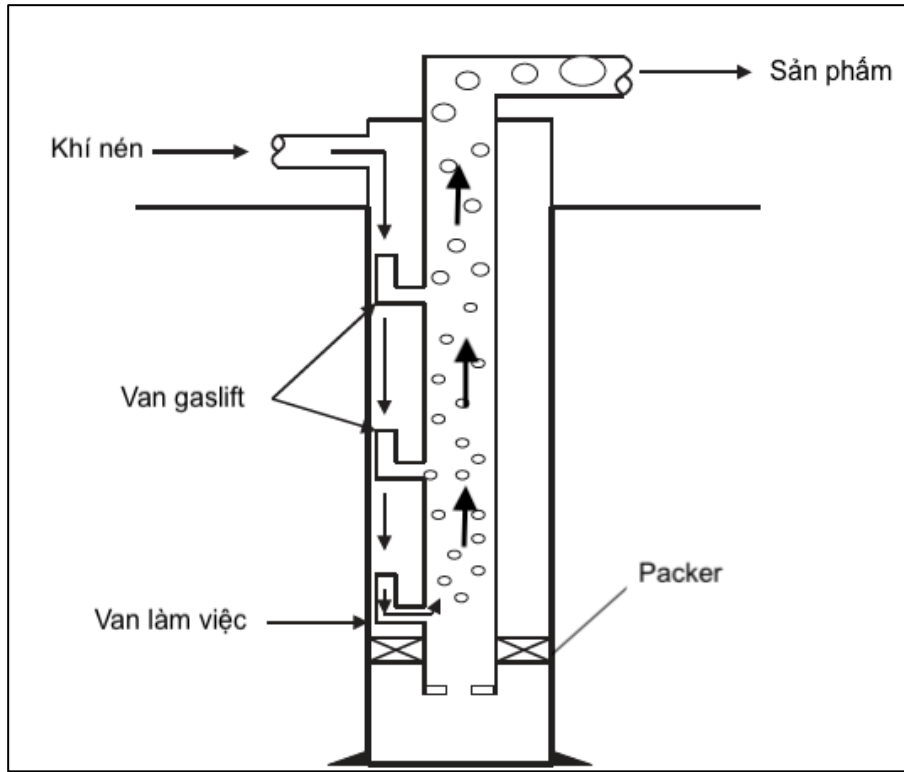
Trong khai thác dầu bằng gaslift, phụ thuộc vào chế độ nén khí cao áp vào giếng có thể chia ra làm hai chế độ: chế độ khai thác bằng gaslift liên tục và chế độ khai thác bằng gaslift không liên tục (gaslift định kỳ).

*Khai thác dầu bằng gaslift liên tục:* Được tiến hành nhờ nén khí vào vùng khoảng không vành xuyên (khoảng không giữa cột ống chống khai

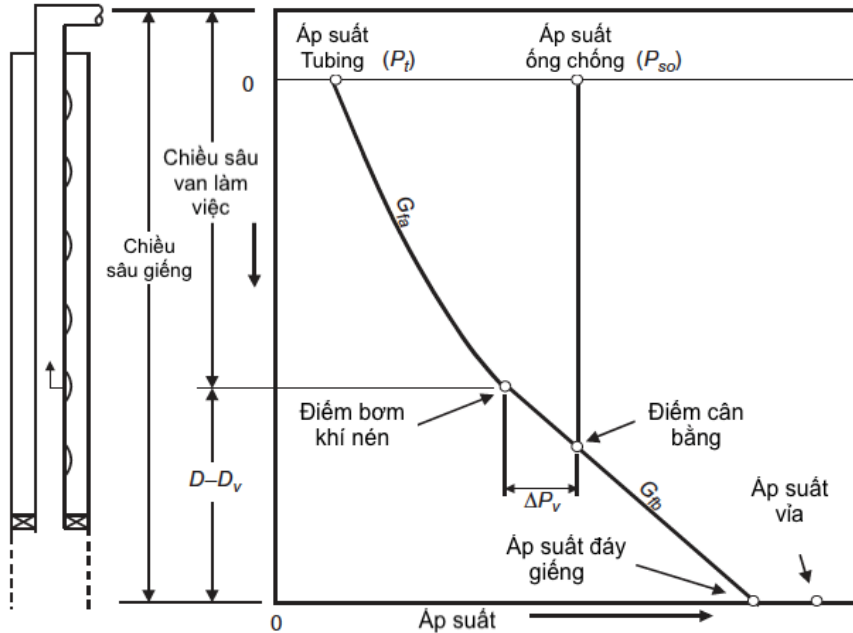


Hình 2. Sơ đồ minh họa tổng quan khai thác dầu bằng gaslift (Nguyễn, 2022).





Hình 3. Sơ đồ minh họa giếng khai thác dầu bằng gaslift.



Hình 4. Mối quan hệ áp suất trong phương pháp khai thác gaslift liên tục (Boyun và nnk., 2017).

thác và cột OKT) và hỗn hợp sản phẩm khai thác theo cột OKT lên mặt đất diễn ra liên tục. Mối quan

hệ áp suất trong phương pháp khai thác gaslift liên tục được thể hiện như trong Hình 4 (Boyun và

nnk., 2017). Khai thác bằng gaslift liên tục có các ưu điểm sau: Năng lượng của khí nén và khí đồng hành được tận dụng tại miệng giếng để vận chuyển sản phẩm đi tiếp đến bộ phận thu gom và xử lý; Khí nén được bơm vào giếng và khai thác với lưu lượng tương đối ổn định, hạn chế được nhiều vấn đề phức tạp trong toàn bộ hệ thống gaslift; Chỉ cần sử dụng côn điều khiển để điều chỉnh lưu lượng khí nén. Tuy nhiên, phương pháp khai thác này cũng tồn tại một nhược điểm khi áp dụng cho các giếng có lưu lượng lớn nhưng mực nước động quá thấp.

*Khai thác dầu bằng gaslift định kỳ:* Thông thường trong quá trình phát triển mỏ, các thông số liên quan đến địa chất và kỹ thuật thay đổi theo chiều hướng không thuận lợi, chẳng hạn như áp suất vỉa giảm đáng kể so với ban đầu, hệ số sản phẩm giảm, độ ngậm nước tăng,... Trong thực tế khai thác dầu có rất nhiều giải pháp công nghệ và kỹ thuật nhằm giải quyết các vấn đề trên như giải pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, xử lý vùng cận đáy giếng, cách ly các tầng vỉa đã bị ngập nước,... Đối với những giếng khai thác bằng gaslift, những ảnh hưởng trên cũng rất đáng kể. Chẳng hạn như áp suất vỉa giảm kéo theo giảm độ ngậm chìm tương đối (htd) của cột ống khai thác (OKT) điều này sẽ dẫn đến giảm hiệu quả khai thác giếng. Trong thực tế khai thác dầu bằng gaslift liên tục, hệ thống "vỉa sản phẩm giếng khai thác" làm việc hiệu quả chỉ khi độ ngậm chìm tương đối htd không thấp hơn 0,5÷0,6. Trong trường hợp htd giảm dưới giá trị này thì lưu lượng riêng của khí nén tăng rất đáng kể, điều này sẽ làm cho việc khai thác bằng gaslift theo chế độ liên tục không còn hiệu quả nữa. Để giải quyết vấn đề này có thể chuyển giếng sang khai thác bằng các phương pháp cơ học khác nhờ máy bơm hay chuyển sang khai thác bằng gaslift theo chế độ định kỳ.

Việc chuyển giếng sang khai thác bằng các loại máy bơm không phải lúc nào cũng thành công, nhất là đối với những trường hợp khai thác có điều kiện địa chất và kỹ thuật không lấy làm thuận lợi cho các thông số làm việc của máy bơm, chẳng hạn như: nhiệt độ vỉa cao, yếu tố khí sản phẩm khai thác lớn, sản phẩm khai thác có cát, độ nghiêng thân giếng lớn,...

Khai thác gaslift định kỳ được tiến hành bằng cách ép khí nén vào khoảng không vành xuyên và hỗn hợp sản phẩm khai thác theo cột OKT lên mặt đất diễn ra không liên tục mà có định kỳ được tính

toán dựa theo các thông số địa chất - kỹ thuật của đối tượng khai thác. Khả năng áp dụng phương pháp khai thác gaslift định kỳ: Giếng có hệ số sản phẩm thấp; giếng sâu và mực chất lỏng thấp; giếng có lưu lượng khai thác nhỏ; giếng có áp suất đáy thấp nhưng hệ số sản phẩm cao. Phương pháp gaslift định kỳ có các ưu điểm sau: Kinh tế và linh hoạt (giá thành khai thác và giá thiết bị cho các giếng sâu với mực chất lỏng thấp nhỏ hơn so với các phương pháp khai thác cơ học khác); linh hoạt trên diện rộng cả về lưu lượng lẫn độ sâu giếng. Tuy nhiên, phương pháp này cũng tồn tại một số nhược điểm như: Lưu lượng cực đại bị giới hạn; không thích hợp đối với giếng sâu với cột OKT nhỏ, đặc biệt là ống dạng "mì ống" do khả năng tải của ống bị giới hạn; áp suất dao động mạnh vùng cận đáy giếng, có thể dẫn đến sự phá hủy đáy giếng; rất khó điều khiển trong hệ thống gaslift khép kín và nhỏ.

## **2.2. Các yếu tố ảnh hưởng tới hiệu quả của phương pháp gaslift**

**Lưu lượng khí nén:** Để khai thác có hiệu quả ta phải đảm bảo đủ khí nén theo yêu cầu. Lưu lượng này được tính bằng tổng lưu lượng khí nén được bơm vào tất cả các giếng trong vùng khai thác. Khai thác sẽ đạt hiệu quả khi khí bơm ép đạt được lưu lượng tối ưu.

**Cấu trúc ống khai thác:** Để khai thác ổn định, kích thước ống khai thác là một yếu tố quan trọng khi thiết kế. Kích thước của ống khai thác quá nhỏ sẽ gây ra tổn thất ma sát. Tuy nhiên nếu quá lớn sẽ làm cho dòng chảy mất ổn định. Để thiết kế được ống khai thác tối ưu cho dòng chảy hai pha trong giếng thẳng đứng cần phải có dữ liệu chính xác.

**Tính chất của dòng chảy khai thác:** Độ nhớt, độ ngậm nước, độ ngậm dầu, sức căng bề mặt.

**Áp suất khí nén, chiều sâu nhúng chìm:** Áp suất khí nén quá thấp sẽ không khai thác được lưu lượng mong muốn. Nếu chiều sâu nhúng chìm quá lớn thì áp suất khởi động cũng rất lớn và ngược lại khí nén sẽ không nâng được dầu lên mặt đất.

**Chất lượng khí nén:** thông thường trước khi bơm khí vào giếng người ta phải xử lý chúng, bởi các tạp chất lẫn trong khí. Hiệu quả của hệ thống khai thác bằng Gaslift phụ thuộc vào áp suất cao của khí có sẵn.

**Máy nén khí:** máy nén khí được lựa chọn phù hợp với giá trị áp suất, khả năng áp dụng, công suất, môi trường hoạt động và nguồn kinh phí.

Ngoài ra hiệu quả của phương pháp khai thác bằng gaslift còn phụ thuộc vào hệ số sản phẩm, lượng khí tách ra khỏi dầu và áp suất trên nhánh xả.

### 3. Giải pháp nâng cao sản lượng khai thác giếng C-2P

#### 3.1. Cấu trúc giếng C-2P

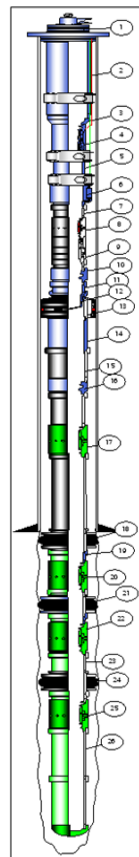
Giếng khoan C-2P được hoàn thiện vào tháng 10/2008, bộ hoàn thiện của giếng gồm: Tubing 4-1/2" 15.1#95Kpsi 1 Cr; đồng hồ đo áp suất đáy ĐHPG. Giếng được thiết kế hoàn thiện cho chế độ tự phun, do vậy không lắp đặt hệ thống madrel cho gaslift từ ban đầu. Chi tiết bộ hoàn thiện giếng được thể hiện như trong Hình 5.

#### 3.2. Lịch sử khai thác giếng C-2P

Giếng C-2P được đưa vào khai thác từ tháng 7/2008, lưu lượng ban đầu đạt 3.000 thùng/ngày. Sau thời gian khai thác, giai đoạn từ năm

2017÷2018, do áp suất vỉa suy giảm, giếng gặp nhiều khó khăn trong quá trình gọi dòng mở lại giếng. Trước thời điểm tháng 11/2018, khi chưa đưa giếng C-5PST2 vào khai thác, giếng C-2P khai thác ổn định với lưu lượng 850 thùng/ngày. Khi được đưa vào khai thác (ngày 13/11/2018) áp suất miệng giếng C-2P tăng do áp suất đường ống vận chuyển dầu của mỏ từ giàn đầu giếng về hệ thống thu gom tăng (do hiện tượng áp suất ngược) dẫn đến lưu lượng giếng C-2P giảm từ 850 thùng/ngày xuống còn 600 thùng/ngày vào ngày 1/12/2018. Sau đó thời gian ngắn, lưu lượng giếng tiếp tục giảm nhanh và giếng không cho dòng bằng khai thác tự nhiên vào ngày 7/12/2018 (lưu lượng bằng 0 thùng/ngày). Đã tiến hành gọi dòng nhiều lần nhưng giếng vẫn không cho dòng. Nguyên nhân chính là do áp suất vỉa đã suy giảm, không đủ lớn để tự nâng cột chất lỏng từ đáy giếng lên bề mặt. Vì vậy cần có giải pháp để giảm tỷ trọng chất lỏng trong giếng và đưa giếng trở lại khai thác nhằm nâng cao sản lượng khai thác mỏ và gia tăng hệ số thu hồi của mỏ.

- Giếng được hoàn thiện tháng 10/2008
- Ống khai thác (4-1/2" 15.1#) được thiết kế cho chế độ tự phun, không có gaslift mandrels
- Sau hơn 10 năm khai thác, áp suất vỉa suy giảm dẫn đến giếng ngừng chảy vào tháng 12/2018



As Run - 15 Oct 2008

Item	Description	OD (in)	ID (in)	Top Depth (m)	Bottom Depth (m)	Length (m)
1	Elevation - FMC tubing hanger			0		
2	5-1/2" 95Kpsi 1 Cr Tubing	5.5	4.670	0	153.44	153.440
	5-1/2" Flow Coupling	6.196	4.650	153.44	156.588	3.148
4	5-1/2" X 4-1/2" TRMAOX-10E Safety Valve	7.923	3.812	156.588	158.565	1.977
	5-1/2" Flow Coupling	6.196	4.660	158.565	162.114	3.549
	Crossover	6.05	3.826	162.114	163.946	1.832
5	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	163.946	403.354	239.408
6a	4-1/2" SGM for Permanent Gauge	5.96	3.245	403.354	409.647	6.293
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	409.647	416.184	6.537
6b	4-1/2" SGM for Permanent Gauge	5.96	3.245	416.184	418.174	1.990
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	418.174	418.989	0.815
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Pup Joint	5.042	3.826	418.989	418.465	0.524
8	4-1/2" SSD 3.813 (Closed) Down to open	5.025	3.813	418.465	418.489	0.024
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Pup Joint	5.042	3.826	418.489	419.727	1.238
	4-1/2" Flow Coupling	5.196	3.826	419.727	420.125	0.398
9	4-1/2" DB-6HP3.862 Landing Nipple	5.057	3.862	420.125	420.121	0.004
	4-1/2" Flow Coupling	5.196	3.826	420.121	420.541	0.420
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	420.541	421.106	0.565
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Pup Joint	5.978	3.826	421.106	421.916	0.810
10	FRFR-30 SK	6.265	4.790	421.916	423.116	1.200
11	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Pup Joint	5.978	3.826	423.116	423.963	0.847
	Crossover	6.05	3.826	423.963	423.738	0.225
12	5-1/2" Stinger	6.05	3.826	423.738	423.691	0.047
13	3.56 X 5-1/2" MSF Production Packer	8.243	4.670	423.691	423.596	0.095
14	Millut Extension	7.676	6.276	423.596	423.266	0.330
	Crossover	7.676	3.826	423.266	423.101	0.165
15	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	423.101	421.898	1.203
	4-1/2" Flow Coupling	5.196	3.826	421.898	421.646	0.252
16	4-1/2" DB-6-HP-3.313 Landing Nipple	5.057	3.313	421.646	421.634	0.012
	4-1/2" Flow Coupling	5.196	3.826	421.634	421.403	0.231
17	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	421.403	422.276	0.873
	Sliding Sleeve (Open), Up to close	5.5	3.313	422.276	422.259	0.017
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	422.259	423.913	1.654
18	Speed Packer	8.16	3.826	423.913	423.562	0.351
19	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	423.562	424.857	1.295
20	Sliding Sleeve (Open), Down to close	5.5	3.313	424.857	424.811	0.046
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	424.811	426.232	1.421
21	Speed Packer	8.16	3.826	426.232	426.222	0.010
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	426.222	426.969	0.747
22	Sliding Sleeve (Open), Down to close	5.5	3.313	426.969	426.972	0.003
23	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	426.972	428.180	1.208
24	Speed Packer	8.16	3.826	428.180	428.184	0.004
	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	428.184	429.595	1.411
25	Sliding Sleeve (Open), Down to close	5.5	3.313	429.595	429.595	0.000
26	4-1/2" 95Kpsi 1 Cr, Tubing	4.5	3.826	429.595	430.455	0.860
28	Ball Plug	5.63		430.455	430.455	0.000

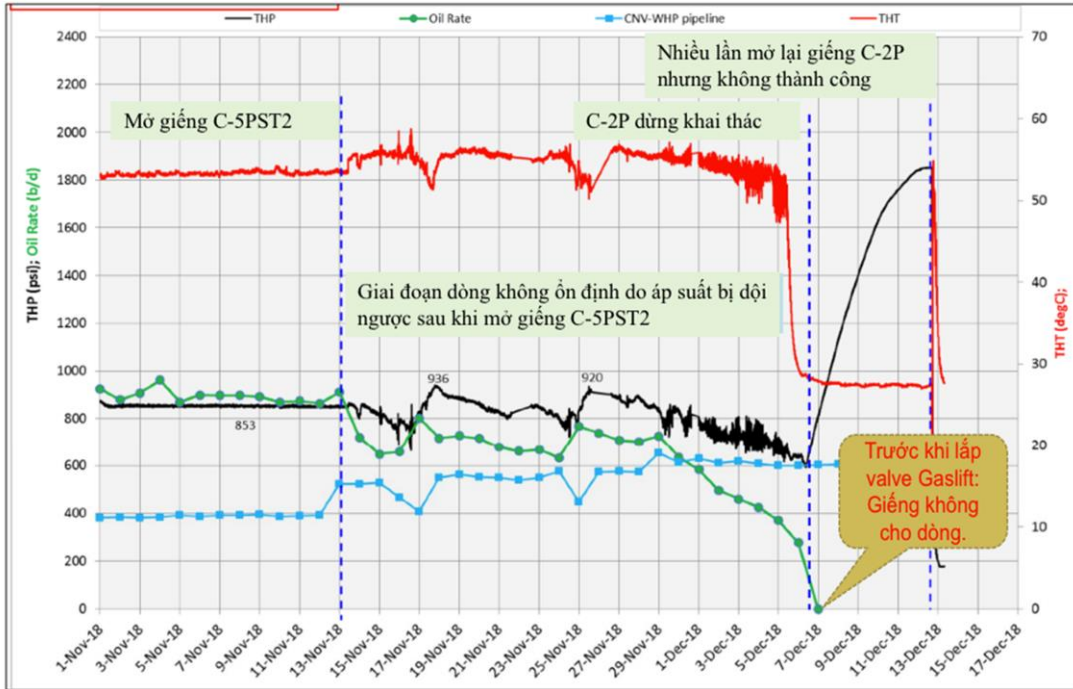
Hình 5. Sơ đồ cấu trúc giếng C-2P, mỏ X (HVJOC, 2008).

Chi tiết về trạng thái khai thác của giếng C-2P trước khi lắp van gaslift được thể hiện trong Hình 6.

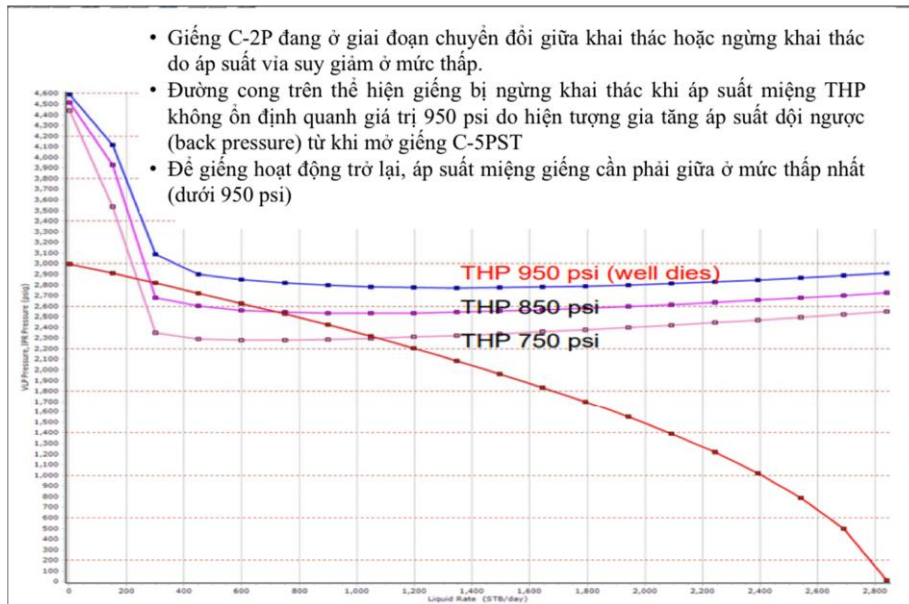
**3.3. Giải pháp lắp đặt và hạ sâu van gaslift bằng tubing pack off, mỏ X**

Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng, nguyên nhân chính dẫn đến giếng không

cho dòng là do áp suất vỉa suy giảm, không đủ năng lượng để đẩy toàn bộ chất lưu trong lòng giếng lên bề mặt sau mỗi lần đóng giếng. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng cho thấy, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp suất miệng 950 psi, giếng không cho dòng (Hình 7).



Hình 6. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng C-2P trước khi lắp van gaslift pack off (HVJOC, 2022).

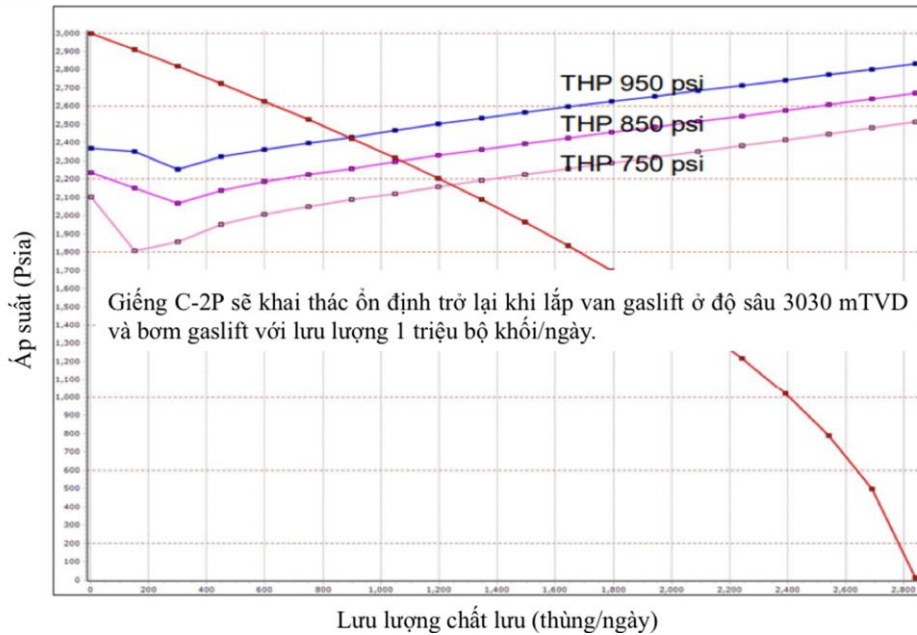


Hình 7. Kết quả mô hình dòng chảy trong giếng C-2P khi chưa lắp van gaslift tubing pack off.

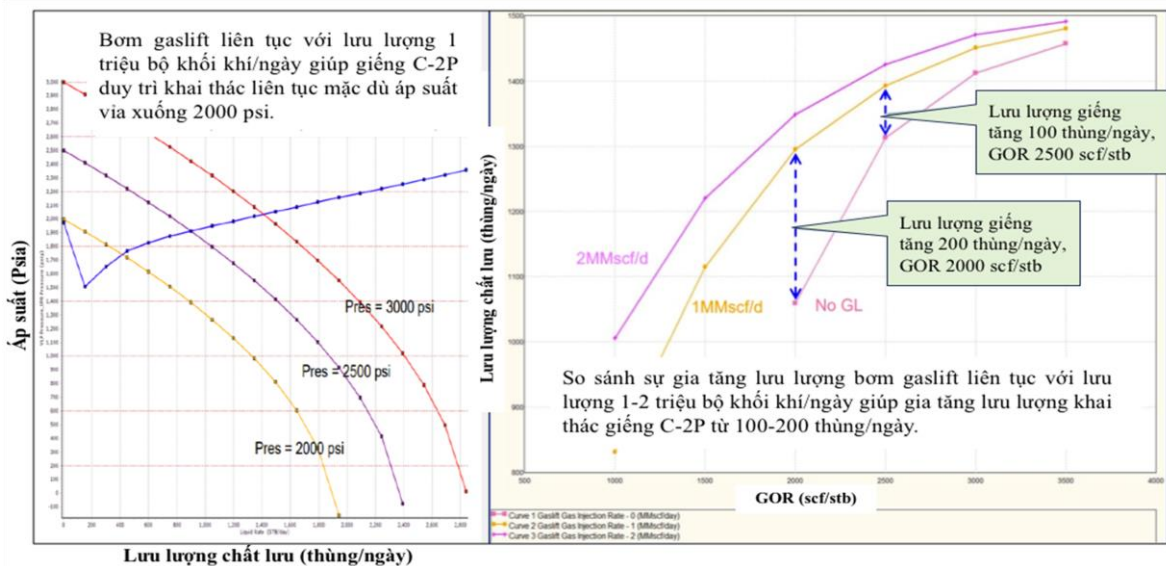


Mặt khác, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi, áp dụng bơm gaslift với lưu lượng 1.0 MMscf/d, độ sâu đặt van ở 3.030 mTVD, giếng cho dòng. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng C-2P sau khi lắp van gaslift tubing pack off được thể hiện như trong Hình 8. Ngoài ra việc bơm gaslift liên tục giúp duy trì khai thác của giếng trong trường hợp áp suất vỉa giảm xuống thấp hơn thậm trí xuống 2.000 psi, đồng thời việc tối ưu lưu lượng

bơm gaslift giúp nâng cao sản lượng khai thác giếng thêm từ 100÷300 thùng dầu /ngày. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy trong giếng C-2P sau khi tối ưu lưu lượng bơm gaslift được thể hiện như trong Hình 9. Ngoài ra trường hợp áp suất vỉa suy giảm thấp hơn, việc bơm gaslift ở độ sâu ban đầu 3030 mTVD chưa đủ giúp giảm tỷ trọng của cột chất lưu trong lòng giếng để đẩy chất lưu lên bề mặt. Để có đủ năng lượng và giảm thiểu tỷ trọng



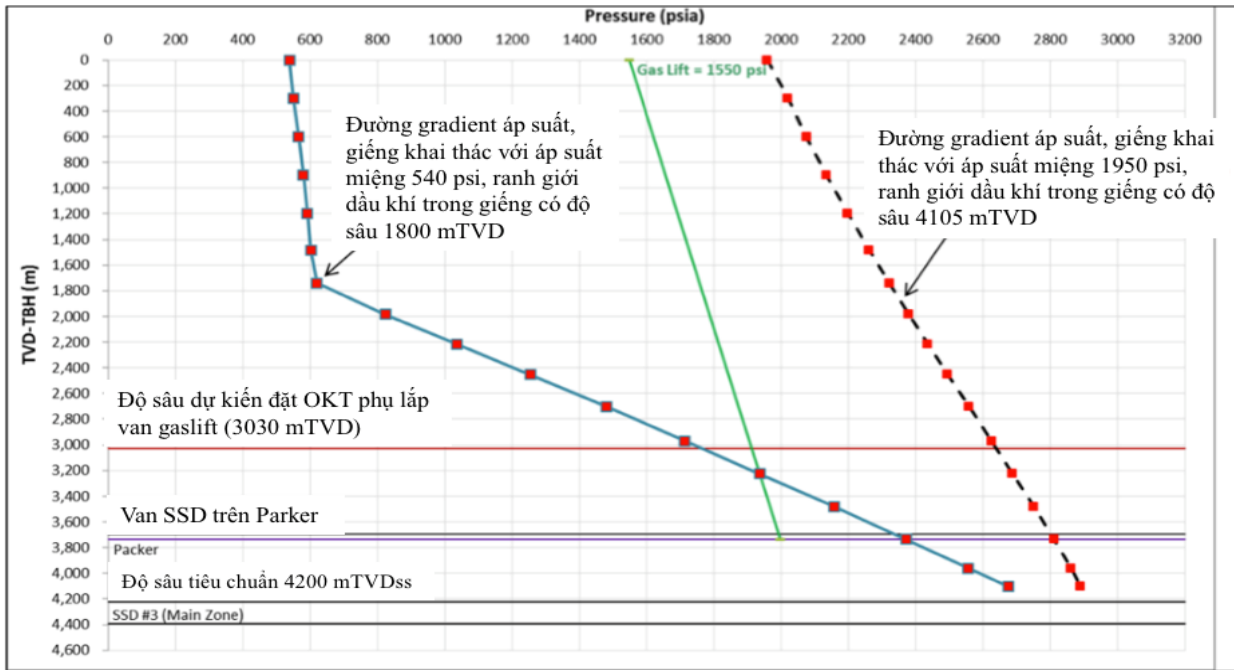
Hình 8. Kết quả mô hình dòng chảy trong giếng C-2P sau khi lắp van gaslift tubing pack off.



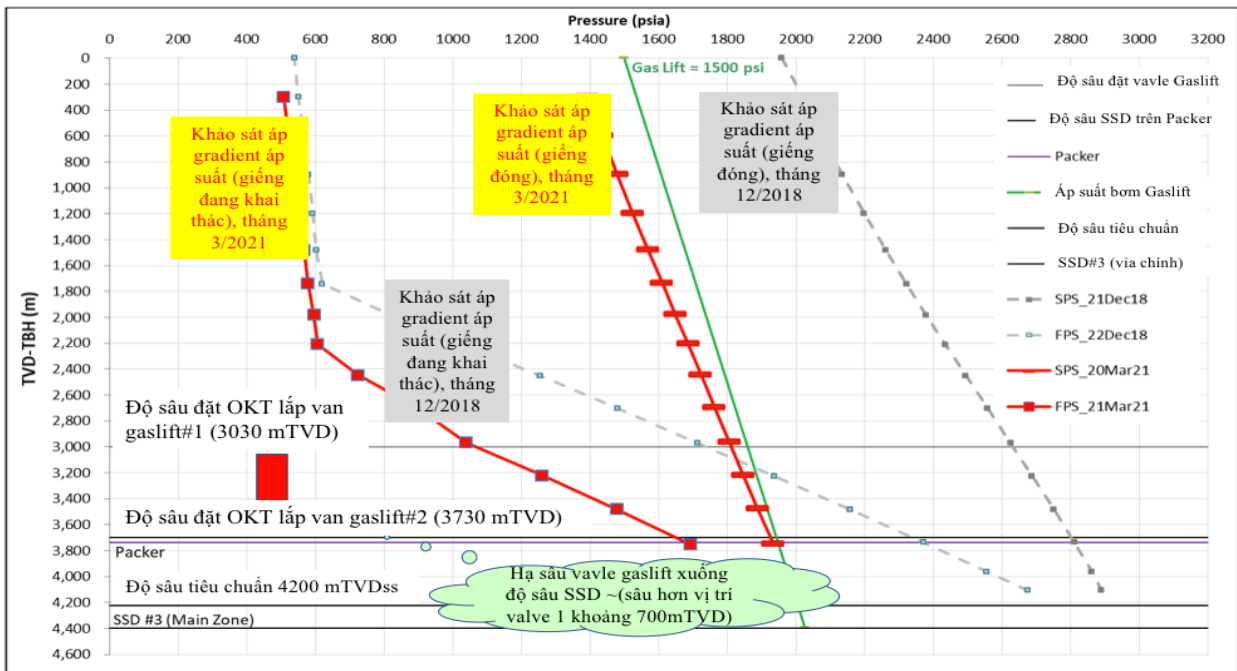
Hình 9. Kết quả mô hình tối ưu lưu lượng bơm gaslift giếng C-2P.

cột chất lỏng trong lng giếng, cần hạ sâu van gaslift để tiếp tục gọi dòng giếng và duy trì khai thác giếng. Kết quả nghiên cứu mô hình dòng chảy

trong giếng C-2P khi hạ sâu van gaslift tubing pack off được thể hiện như trong Hình 10÷12.

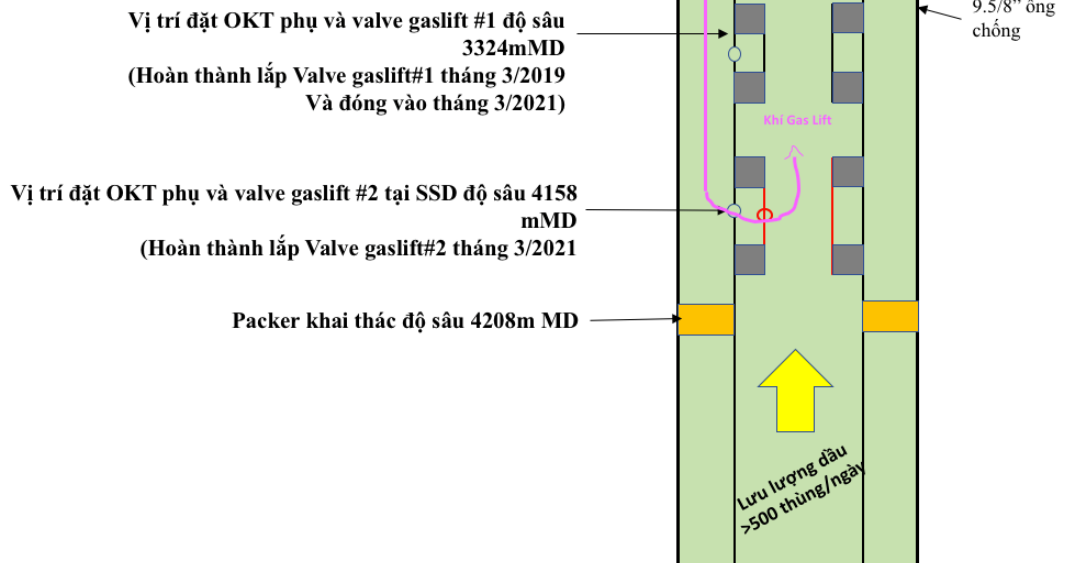


Hình 10. Kết quả mô hình nghiên cứu độ sâu đặt van gaslift giếng C-2P, trường hợp áp suất vỉa 3.000 psi, độ sâu đặt van 3.030 mTVD.



Hình 11. Kết quả mô hình nghiên cứu độ sâu đặt van gaslift giếng C-2P, trường hợp áp suất vỉa 2.000 psi (tháng 3/2021), độ sâu đặt van cần sâu hơn thời điểm áp suất vỉa 3000 psi (tháng 12/2018) là 700 mTVD (HVJOC, 2021).

- Giếng C-2P được hoàn thiện năm 2008, không có valve gaslift
- Tiến hành lắp valve gaslift vào tháng 3/2019 và 3/2021 giúp giếng duy trì khai thác tới thời điểm hiện tại.



Hình 12. Sơ đồ và thực tế độ sâu đặt van gaslift tubing pack off giếng C-2P (HVJOC, 2021).

Trên Hình 10 thể hiện kết quả khảo sát gradient áp suất trong giếng ở thời điểm tháng 12/2018, khi áp suất vỉa 3.000 psi. Trường hợp giếng đóng, áp suất miệng giếng 1.950 psi, trong giếng không xuất hiện ranh giới chất lưu. Tuy nhiên khi mở giếng khai thác, áp suất miệng 540 psi trong giếng xuất hiện ranh giới cột chất lưu ở độ sâu 1.800 mTVD. Kết quả nghiên cứu mô hình cho thấy, để đẩy cột chất lưu trên lên bề mặt và giảm độ sâu ranh giới chất lưu trong lòng giếng nhằm nâng cao lưu lượng giếng khai thác, ở điều kiện áp suất vỉa 3.000 psi (tháng 12/2018) cần lắp van gaslift ở độ sâu 3.030 mTVD, bơm khí gaslift với áp suất bơm gaslift 1.550 psi, lưu lượng bơm 1 MMscf/d. Hình 11 cho thấy, trong trường hợp áp suất vỉa giảm xuống còn 2.000 psi (thời điểm tháng 3/2021), tỷ trọng cột chất lưu trong giếng lớn hơn, ranh giới lỏng khí xuống thấp hơn và cần hạ sâu van gaslift xuống thêm 700 mTVD để nâng cột chất lưu lên bề mặt để duy trì và nâng cao sản lượng giếng.

Chi tiết giải pháp lắp đặt van gaslift tubing pack off giếng C-2P bao gồm công đoạn từ khâu lắp đặt, thiết bị và cuối cùng là nhân lực phục vụ cho quá trình lắp đặt. Chi tiết của quy trình này được cụ thể hóa như sau:

\* Quy trình lắp đặt van gaslift pack off:

- Lắp đặt bộ thiết bị kiểm soát áp suất PCE, bơm ép áp suất để kiểm tra độ kín và thử áp suất làm việc của PCE.

- Thông và làm sạch bên trong cần khai thác bằng thiết bị nạo chuyên dụng có đường kính ngoài 3.65" tới độ sâu 100 m bên dưới độ sâu sẽ lắp đặt van điều tiết khí nâng.

- Cài đặt thiết bị giữ chặn dưới.

- Cài đặt nút bịt cần khai thác.

- Cài đặt thiết bị giữ chặn trên.

- Nén ép áp suất vào trong cần khai thác sao cho áp suất trong cần khai thác tại điểm nút bịt chặn cao hơn áp suất khoảng không ngoài cần khai thác khoảng 100 psi.

- Thả thiết bị đục cần khai thác và thực hiện đục cần khai thác tại độ sâu 3.340 mMDTH.

- Thu hồi thiết bị giữ chặn trên.

- Thu hồi nút bịt cần khai thác.

- Cài đặt thiết bị làm kín dưới.

- Cài đặt van điều tiết khí nâng.

- Cài đặt thiết bị làm kín trên.

- Cài đặt thiết bị giữ chặn trên.

Đối với trường hợp lắp đặt cho van gaslift tubing pack off #2, quy trình các bước tương tự như trên. Tuy nhiên trước khi lắp van gaslift tubing pack off #2 sẽ dùng cáp tời thu hồi van gaslift tubing pack off #1. Sau đó tiến hành các bước lắp tubing pack

off #2 như trên. Sau khi lắp xong tubing pack off #2 thì tiến hành lắp lại tubing pack off nhưng không đặt van gaslift.

\* **Thiết bị phục vụ cho quá trình lắp đặt van gaslift pack off gồm bộ thiết bị cáp tời (cung cấp bởi nhà thầu Amsito), chi tiết về thiết bị như sau:**

- Máy dẫn động, khối tời và điều khiển tời, cụm thiết bị kiểm soát áp suất cho các hoạt động cáp tời.

- Dụng cụ tiêu chuẩn cho cáp tời: Đầu nối cáp, cần nặng, búa cơ học, đầu nối xoay, đầu nối nhanh, dụng cụ cài đặt và thu hồi thiết bị lồng giếng,...

- Các dụng cụ đặc biệt cho cứu kẹt: Dụng cụ dò tìm cáp, dụng cụ cắt cáp, dụng cụ lấy dấu, dụng cụ hút cát, dụng cụ thông và làm sạch lòng cần khai thác, dụng cụ từ tính,...

- Thiết bị phụ trợ: Hộp chứa dụng cụ, bơm tay, bộ kẹp cáp, Bánh dẫn cáp, dây cáp, pa lăng xích.

- Vật tư: Giăng làm kín, Mỡ, chốt cắt,...

- Thiết bị đục cần khai thác.

\* **Nhân công phục vụ cho việc lắp đặt van gaslift tubing pack off.**

Nhân công phục vụ cho lắp đặt bao gồm 8 người vận hành cáp tời chia làm 2 ca làm việc 24/24 giờ, 01 chuyên gia về nút bịt làm việc 12 giờ/ngày, 02 thợ lái cầu của VSP làm việc 24/24 giờ. Tổng số nhân lực phục vụ cho công việc lắp đặt gaslift tubing pack là 13 người, chi tiết như trong Bảng 1.

Nguồn khí cung cấp cho việc bơm gaslift từ tubing pack off được cung cấp từ Vietsovpetro. Chi phí vận hành hệ thống Gaslift là 2.764 USD/MMScf.

Các thông số kỹ thuật của van gaslift tubing pack off được thể hiện như trong các Hình 13, 14.

**Bảng 1. Bảng nhân công vận hành lắp đặt van gaslift tubing pack off giếng C-2P.**

Chức danh	Công ty	Số lượng
Giám sát can thiệp giếng	Hoang Long-Hoàn Vũ	2
Đội cáp tời	Amsito	8
Chuyên gia nút bịt	Amsito	1
Thợ lái cầu	VSP	2
<b>Tổng</b>		<b>13</b>

STT	Tên thiết bị	Mục đích sử dụng	OD (in)	ID (in)	Length (in)	Vật liệu	Chênh áp làm việc lớn nhất (Psi)	Môi trường	Cả chụp trong(F/N)/Đầu nối	Phương pháp cài đặt/ Thu hồi	Hình ảnh của thiết bị
1	Bộ giữ chặn trên	- Thiết bị được cài đặt và bám chặt vào bên trong cần ống khai thác ở mọi vị trí bởi cơ cấu khóa răng ngược để chống sự dịch chuyển lên của các thiết bị nằm phía dưới nó. - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	3.65	2.25	18	Thép 4145	5000	Đầu khí/H2S/CO2	2.313	Kỹ thuật cáp tời	
2	Bộ làm kín trên	- Được lắp đặt ngay bên dưới của bộ giữ chặn trên. - Để cách ly và kiểm soát sự liên thông giữa bên trong và bên ngoài cần ống khai thác và được làm kín phía trong thành ống khai thác bởi vành vật liệu đàn hồi. - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	3.65	2.25	31.5	Thép 4145/cao su	5000	Đầu khí/H2S/CO2	2.313	Kỹ thuật cáp tời	
3	Buồng chứa van điều tiết khí năng	- Được lắp đặt giữa bộ làm kín trên và bộ làm kín dưới. - Là bộ phận hình ống có kết cấu riêng biệt để lắp đặt một van điều tiết khí năng bên trong. - Van điều tiết khí năng có tiết diện công mô khí 20/64" - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	3.5	2.441	29.5	Thép 4145	5000	Đầu khí/H2S/CO2	2.313	Kỹ thuật cáp tời	
4	Bộ làm kín dưới	- Được lắp đặt ngay bên dưới buồng chứa van khí năng và ngay trên của bộ giữ chặn dưới. - Để cách ly và kiểm soát sự liên thông giữa bên trong và bên ngoài cần ống khai thác và được làm kín phía trong thành ống khai thác bởi vành vật liệu đàn hồi. - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	3.65	2.25	31.5	Thép 4145/cao su	5000	Đầu khí/H2S/CO2	2.313	Kỹ thuật cáp tời	
5	Bộ giữ chặn dưới	- Thiết bị được cài đặt và bám chặt vào bên trong cần ống khai thác ở mọi vị trí bởi cơ cấu khóa răng ngược để chống sự dịch chuyển xuống của các thiết bị nằm phía trên nó. - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	3.65	2.25	26	Thép 4145	5000	Đầu khí/H2S/CO2	2.313	Kỹ thuật cáp tời	
6	Ống đệm	- Ống bằng thép cho phép nối dài các bộ phận giữ chặn trên/ bộ phận làm kín/buồng chứa van điều tiết cho phù hợp với vị trí cần cài đặt khi cần thiết. - Dùng cho cần ống khai thác loại OD 4-1/2", 12.6-15.5ppf	2.875	2.441	24-120	Thép L80	9700	Đầu khí/H2S/CO2	NU	Kỹ thuật cáp tời	

**Hình 13. Bảng thông số kỹ thuật van gaslift tubing pack off giếng C-2P (HVJOC, 2022).**



amsito.		Client: <b>HOAN VU</b>	Date		
		Field: <b>CA NGU VANG</b>	Well No <b>CNV-2P</b>		
		Ref.:			
Sơ đồ lắp đặt cụm kiểm soát áp suất trên CNV					
	Item	Description/Thiết bị	ID (in)	Length (ft)	High (ft)
	11	Hydraulic Stuffing Box / Bộ làm kín cấp Otis 5 3/4"-4 Acme Union Collar Pin		5.000	57.0
	10	Lubricator Section/ống chịu áp 8ft x Otis 5 3/4"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	3.00	8.000	52.0
	9	Lubricator Section/Ống chịu áp 8ft x Otis 5 3/4"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	3.00	8.000	44.0
	8	X-Over 5-3/4"-4 Acme Box X 9" -4Acme Pin/đầu chuyển đổi		2.000	36.0
	7	Lubricator Section/ống chịu áp 8ft x Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	8.000	34.0
	6	Lubricator Section/ống chịu áp 8ft x Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	8.000	26.0
	5	Lubricator Section/ống chịu áp 8ft x Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	8.000	18.0
	4	Quick Test Sub/Đầu nối nhanh Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	2.000	10.0
	3	Dual RAM Hydraulic BOP/Thiết bị chống phun Otis 8.250"-4 Acme Box x Pin RAMs dressed for 0.108" to 0.125" Slickline wire	5.00	4.000	8.0
	2	Pump In Tee/Đầu nối 3 ngã cho đập giếng Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	6.000	4.0
	1	Riser Section/ống đứng chịu áp 8ft x Otis 9"-4 Acme Box End X Union Collar Pin	5.00	8.000	

Hình 14. Bộ kiểm soát áp suất dùng để lắp đặt van gaslift tubing pack off giếng C-2P (HVJOC, 2022).

#### 4. Kết quả và thảo luận

Tháng 2/2019, van gaslift pack off số 1 đã được lắp đặt ở độ sâu 3.324 mTVD. Sau đó nhà điều hành đã tiến hành bơm gaslift với lưu lượng

~1.000 Mscf/d, giếng cho dòng trở lại với lưu lượng 1.300 thùng dầu/ngày. Sau khi lắp đặt van gaslift số 1, giếng khai thác ổn định với lưu lượng từ 1.300 và giảm dần xuống còn 700 thùng/ngày trong khoảng thời gian từ tháng 3/2019 đến

tháng 9/2020. Từ tháng 4/2020, mặc dù đã đưa gaslift vào bơm liên tục lưu lượng dầu vẫn có xu hướng giảm. Đến tháng 9/2020, lưu lượng giếng giảm từ 700 thùng dầu/ngày xuống còn 500 thùng dầu/ngày, nguyên nhân chủ yếu do áp suất vỉa suy giảm. Nhằm gia tăng sản lượng khai thác giếng, tháng 3/2021 NĐH tiếp tục tiến hành lắp đặt thêm van gaslift số 2 với độ sâu đạt 3.718 mTVD. Sau khi lắp đặt van gaslift pack off số 2 và tiến hành tăng lưu lượng bơm ép gaslift từ 600 Mscf/d lên 1.000 Mscf/d, lưu lượng khai thác giếng tăng thêm 300 thùng dầu/ngày và tiếp tục duy trì khai thác ổn định tới thời điểm hiện tại. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng C-2P trước và sau khi lắp thêm van gaslift pack off được thể hiện như trong Hình 15.

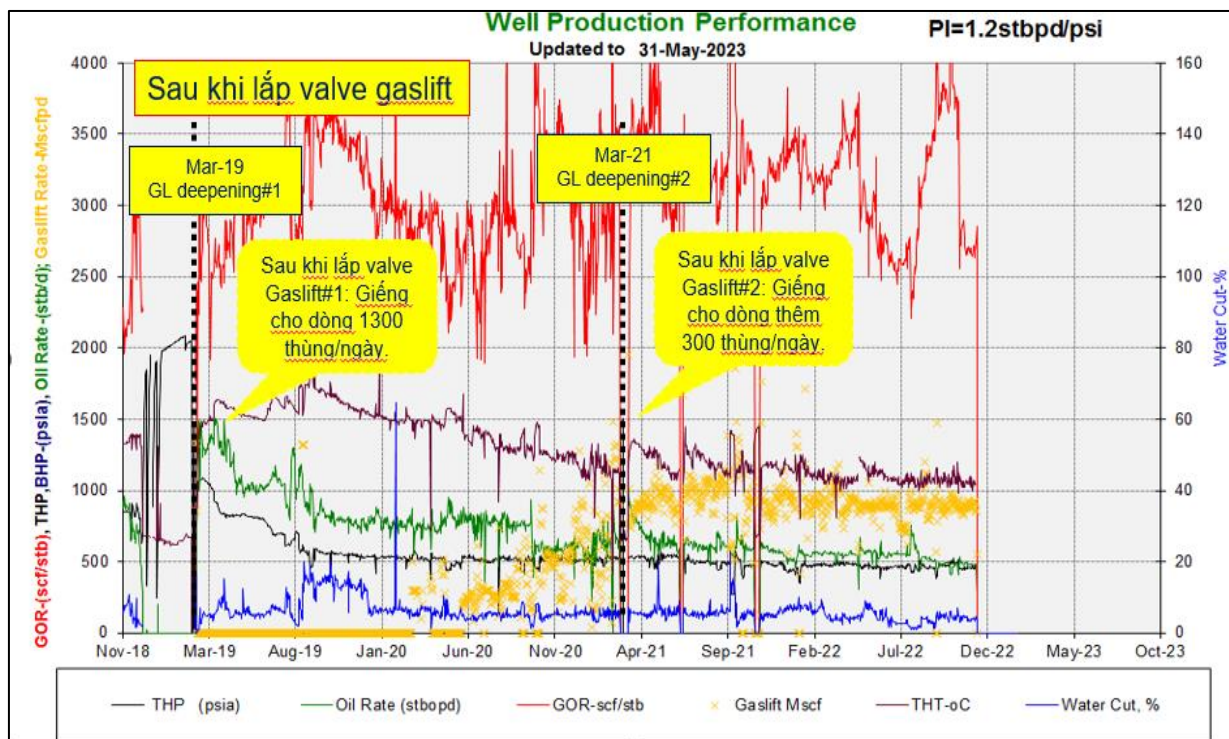
Với việc lắp đặt thêm 02 van gaslift tubing pack off, giếng C-2P từ việc ngừng khai thác đã được khai thác trở lại với lưu lượng từ 1.300÷700 thùng dầu /ngày. Ước tính tổng sản lượng khai thác gia tăng cho năm đầu tiên sau khi áp dụng giải pháp từ 3/2019 đến 3/2020 đạt 0,354 triệu thùng dầu. Đến tháng 12/2022, do lưu lượng thấp (400 thùng/ngày) và kết quả đánh giá tiềm năng khai thác của khu vực còn rất lớn, nhà điều hành quyết

định khoan Sidetrack giếng C-2P nhằm nâng cao hơn nữa sản lượng khai thác (SLKT) của giếng và mở. Kết quả giếng C-2PST1 và hoàn thành vào 2/2023 cho lưu lượng rất tốt.

Giải pháp được áp dụng lần đầu ở mỏ X, Lô 09-2. Việc áp dụng giải pháp đã phát huy hiệu quả hiệu quả cao cho giếng C-2P, duy trì được SLKT giếng từ tháng 3/2019 đến thời điểm 12/2022. Trường hợp không lắp gaslift tubing pack off, giếng sẽ ngừng khai thác từ 3/2019. Giải pháp này có thể tiếp tục áp dụng cho các giếng khác của mỏ mà thiết kế bộ thiết bị lòng giếng từ ban đầu không lắp các mandrel để lắp đặt van gaslift và áp dụng tại các dự án khác với thiết kế giếng tương tự khi có hệ thống gaslift bề mặt phục vụ khai thác gaslift.

## 5. Kết luận

Ban đầu, với thiết kế của giếng C-2P không có van gaslift thì sau khi nghiên cứu lắp đặt van gaslift tubing pack off để bơm gaslift nhằm đưa giếng trở lại khai thác đã góp phần duy trì ổn định và nâng cao sản lượng khai thác cho giếng C-2P. Trường hợp không lắp gaslift tubing pack off, giếng sẽ ngừng khai thác từ 3/2019. Tổng sản



Hình 15. Biểu đồ sản lượng khai thác giếng C-2P sau khi lắp van gaslift pack off.

lượng khai thác gia tăng của giếng năm đầu tiên áp dụng giải pháp là 0,354 triệu thùng dầu. Trong trường hợp không lắp van gaslift bằng bộ thiết bị tubing pack off, để có gaslift đưa vào sử dụng cho giếng hoạt động trở lại, cần phải sửa chữa giếng (WO) để thay tubing có hệ thống gaslift. Dự báo sản lượng thu hồi cho trường hợp sửa chữa giếng WO để lắp đặt van gaslift và trường hợp lắp đặt van gaslift tubing pack off (không cần sửa chữa WO) là như nhau. Tuy nhiên trong quá trình gọi dòng giếng ban đầu, van gaslift tubing pack off có hạn chế nhất định (khó gọi dòng hơn và cần máy nén khí công suất cao hơn) do chỉ có 1 van gaslift so với việc thiết kế các van gaslift ngay từ ban đầu trong tubing (3÷5 van gaslift). Việc áp dụng giải pháp đối với giếng C-2P, mỏ X đã đạt hiệu quả cao, và có khả năng áp dụng rộng rãi đối với các giếng có điều kiện tương tự.

### **Đóng góp của tác giả**

Đỗ Duy Khoản - xây dựng bố cục, phân tích số liệu, viết nội dung bài báo; Nguyễn Văn Thịnh - phân tích số liệu, rà soát và hiệu đính nội dung bài báo.

### **Tài liệu tham khảo**

Lê, P. H. (2006). *Cơ sở khoan và khai thác dầu khí, NXB Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh.*

Nguyễn, H. N. (2022). Khai thác dầu bằng phương pháp Gaslift.

Phùng, Đ. T., Dương, D. L., Nguyễn, V. C, Lê B. T. (1999). *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*, NXB Giáo dục.

Abdalsadig, M. A., Nourian, A., Nasr, G. G., & Babaie, M. (2016). Gas lift optimization to improve well performance. *International journal of mechanical, aerospace, industrial, mechatronic and manufacturing engineering*, 10(3).

Boyun, G., Xinghui, L., Xuehao, T. (2017). *Petroleum Production Engineering. Second Edition.* Gulf Professional Publishing. United States.

HVJOC, (2006). Báo cáo Tài nguyên dầu khí tại chỗ RAR mỏ X, Lô 09-2.

HVJOC, (2007). Báo cáo Cập nhật kế hoạch phát triển mỏ PDP/EDP mỏ X, Lô 09-2.

HVJOC, (2008). Báo cáo hoàn thiện giếng khoan C-2P.

HVJOC, (2021). Báo cáo sửa chữa lắp đặt tubing pack off giếng C-2P.

HVJOC, (2022). Báo cáo Cập nhật kế hoạch phát triển mỏ FDP mỏ X, Lô 09-2.

Bugti, J. A. (2014). *Optimization of gas lift system* (Doctoral dissertation, Universiti Teknologi Petronas).

James, F. L, Henry, V. N and Mike, R. W. (2008). *Gas Well Deliquification. Second Edition.* Gulf Drilling Guides.