

Nghiên cứu, thử nghiệm phương pháp đánh dấu để khảo sát giếng khai thác gas-lift

Bùi Quang Trí*, Lê Văn Sơn, Huỳnh Thị Thu Hương, Trần Trọng Hiệu, Đặng Nguyễn Thế Duy, Trần Văn Bá

Trung tâm Ứng dụng Kỹ thuật Hạt nhân trong Công nghiệp (CANTI), 1 đường ĐT 723, phường 12, TP Đà Lạt, tỉnh Lâm Đồng, Việt Nam

Ngày nhận bài 8/6/2023; ngày chuyển phản biện 10/6/2023; ngày nhận phản biện 20/6/2023; ngày chấp nhận đăng 24/6/2023

Tóm tắt:

Trong quá trình hoạt động, các giếng khai thác gas-lift thường bị trục trặc, như các van gas-lift đáng lý đóng thì lại mở hoặc ngược lại. Ngoài ra, đôi khi còn có sự rò rỉ khí nâng vào trong ống khai thác hoặc ra ngoài vành xuyên. Do đó, việc khảo sát giếng khai thác gas-lift để tìm ra nguyên nhân của những trục trặc nêu trên là nhu cầu cần thiết trong khai thác dầu khí bằng phương pháp gas-lift. Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu, thử nghiệm phương pháp đánh dấu để khảo sát giếng khai thác gas-lift. Kết quả nghiên cứu đã xây dựng được phương pháp và tiến hành thử nghiệm phương pháp tại hiện trường trên giếng 7010, giàn BK7, mỏ Bạch Hổ của Liên doanh Việt - Nga. Kết quả thử nghiệm đã xác định được giếng 7010 có hai điểm phun khí nâng tại độ sâu 2973 và 2248 m, tương ứng với van gas-lift số 5 (van cuối cùng) và một điểm thủng ống khai thác nằm giữa van gas-lift số 3 và van số 4. Ngoài ra, còn xác định được hơn 80% khí nâng được bơm qua điểm thủng ống khai thác và chỉ có gần 20% khí nâng được bơm qua van gas-lift số 5. Như vậy, giếng khai thác gas-lift 7010 hoạt động không hiệu quả. Kết quả này cũng được so sánh khá phù hợp với kết quả đo PT (đo áp suất và nhiệt độ trong lòng giếng) và kết quả đo mức chất lỏng trong vành xuyên. Kết quả nghiên cứu, thử nghiệm này cho thấy, có thể ứng dụng phương pháp đánh dấu vào thực tiễn khảo sát giếng khai thác gas-lift, trở thành một dịch vụ thường xuyên của ngành dầu khí.

Từ khóa: chất đánh dấu khí, điểm phun, giếng gas-lift, rò rỉ, van gas-lift.

Chỉ số phân loại: 1.3, 2.1

The research and testing of the tracer method for surveying gas-lift wells

Quang Tri Bui*, Van Son Le, Thi Thu Huong Huynh, Trong Hieu Tran, Nguyen The Duy Dang, Van Ba Tran

Centre for Applications of Nuclear Technique in Industry, 1 DT 723 Street, Ward 12, Da Lat City, Lam Dong Province, Vietnam

Received 8 June 2023; revised 20 June 2023; accepted 24 June 2023

Abstract:

During operation, gas-lift wells often have problems, such as the gas-lift valves designed to close are actually open or vice versa. In addition, sometimes, there is a leak of lifting gas into the tubing or out of the annulus. Therefore, surveying gas-lift wells to find out the causes of the above-mentioned problems is necessary for oil and gas exploitation using the gas-lift method. This article presents the results of research and testing of the tracer method for surveying gas-lift wells. As a result, the method has been developed and tested in the field on well 7010, the BK7 platform, and the Bach Ho oil field of the Vietnam-Russia Joint Venture. Test results have determined that well 7010 has two gas injection points at a depth of 2973 and 2248 m, respectively, with gas-lift valve no. 5 (the last valve) and a leak point in the tubing located between gas-lift valve no. 3 and valve no. 4. Moreover, it was determined that more than 80% of the lifting gas was pumped through the tubing perforation and only nearly 20% of the lifting gas was pumped through the gas-lift valve no. 5. Therefore, the 7010 gas-lift well is inefficient. This result is also quite consistent with the results of PT (measurement of pressure and temperature in the well) and the results of measuring the liquid level in the annulus. The results of this research and experiment show that the tracer method can be applied in the practical survey of gas-lift extraction wells, becoming a regular service for the oil and gas industry.

Keywords: gas-lift valve, gas-lift well, gas tracer, injection point, leak.

Classification numbers: 1.3, 2.1

*Tác giả liên hệ: Email: tribq@canti.vn

1. Đặt vấn đề

Trong khai thác dầu mỏ, ban đầu giếng tự phun, sau một thời gian do áp suất mỏ giảm, người ta phải tiến hành bơm ép nước để tăng áp suất mỏ và đẩy dầu về giếng khai thác. Khi bơm ép nước không còn hiệu quả, người ta phải sử dụng đến phương pháp khai thác nhân tạo như: bơm thủy lực, bơm điện chìm hoặc phương pháp gas-lift. Hiện nay, phần lớn các mỏ dầu trên thềm lục địa nước ta đều chuyển sang chế độ khai thác nhân tạo, trong đó khai thác bằng phương pháp gas-lift là chủ yếu.

Phương pháp bơm khí nâng vào vành xuyên và van gas-lift được lắp đặt dọc theo ống khai thác để hỗ trợ nâng dòng sản phẩm khai thác lên miệng giếng được gọi là phương pháp gas-lift. Để giếng khai thác dầu bằng phương pháp gas-lift đạt hiệu quả đòi hỏi: bơm khí nâng vào một điểm tại van gas-lift cuối cùng, đồng thời đóng tất cả các van gas-lift phía trên, để tối đa hoá sản lượng khai thác [1]. Tuy nhiên, trong quá trình hoạt động, các giếng gas-lift thường hay bị trục trặc như: các van gas-lift cần đóng thì lại mở hoặc ngược lại, rò rỉ khí nâng từ vành xuyên vào trong ống khai thác hoặc rò rỉ ra ngoài vành xuyên... Giếng khai thác gas-lift có nhiều van gas-lift cùng mở, hoặc có một van mở nhưng không đúng thiết kế hoặc bị rò rỉ, thì giếng khai thác gas-lift hoạt động sẽ không hiệu quả, tiêu tốn khí đồng hành và đôi khi còn mất an toàn cho giếng.

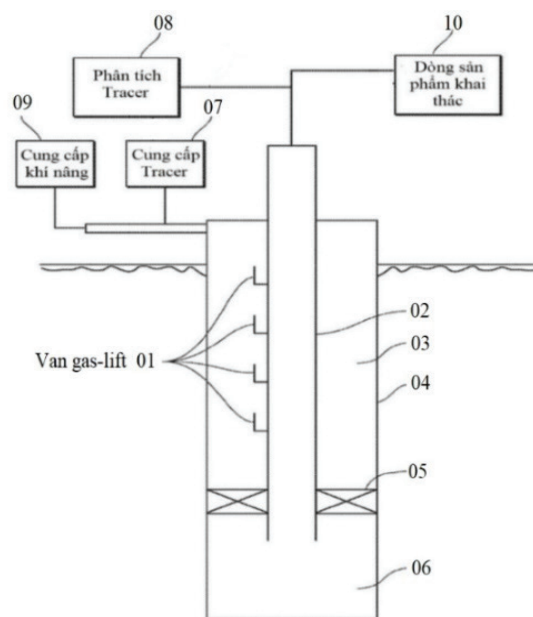
Để xác định các van gas-lift mở hoặc vị trí rò rỉ trong giếng (nếu có), người ta thường dùng các phương pháp như: đo nhiệt độ, đo áp suất hoặc đo dòng trong ống khai thác [2]. Việc đưa thiết bị đo vào trong lòng giếng thường gây ra nhiều phiền toái như phải dừng hoạt động của giếng, dẫn đến giảm sản lượng khai thác, đôi khi còn gặp rủi ro do rút thiết bị đo xuống giếng, khi đó mất rất nhiều thời gian, công sức và tiền bạc để khắc phục hậu quả. Ngoài ra, các kỹ thuật nêu trên rất khó đoán giải kết quả và giá dịch vụ tương đối cao. Do đó, cần phải xây dựng một phương pháp mới nhằm khắc phục được những nhược điểm của các phương pháp nêu trên.

Bài báo này trình bày kết quả nghiên cứu phương pháp đánh dấu khảo sát giếng khai thác gas-lift, xác định điểm phun hoặc rò rỉ (nếu có) trong giếng, và thử nghiệm phương pháp tại hiện trường trên giếng khai thác gas-lift 7010, giàn BK7, mỏ Bạch Hổ.

2. Nội dung nghiên cứu

2.1. Mô tả phương pháp

Phương pháp đánh dấu khảo sát giếng khai thác gas-lift xác định điểm phun khí nâng và vị trí rò rỉ trong giếng (nếu có) được mô tả cụ thể như sau: Chất đánh dấu hóa học dưới dạng khí (07) được bơm vào dòng khí nâng (09) của giếng khai thác gas-lift, chất đánh dấu di chuyển theo dòng khí nâng trong vành xuyên, để đi vào ống khai thác (02) nếu có bất cứ khe hở nào của ống khai thác, nó sẽ đi ra ngoài vành xuyên. Chất đánh dấu đi vào ống khai thác, di chuyển theo dòng sản phẩm lên miệng giếng (10). Tại miệng giếng, ta trích một phần dòng sản phẩm để đưa qua bộ tách, lọc khí. Khí sau khi lọc sẽ được đưa vào buồng đo của máy đo chất đánh dấu (08), để phân tích nồng độ chất đánh dấu theo thời gian tại miệng giếng (hình 1).



Hình 1. Sơ đồ khảo sát giếng khai thác gas-lift bằng kỹ thuật đánh dấu.

(01): Van gas-lift; (02): Ống khai thác; (03): Khoảng không vành xuyên; (04): Ống chống vành xuyên; (05): Packer; (06): Vía dầu; (07): Bơm chất đánh dấu; (08): Máy đo chất đánh dấu; (09): Dòng khí nâng; (10): Dòng sản phẩm khai thác [3].

Sự hiện diện của chất đánh dấu được phát hiện trong dòng sản phẩm khai thác tại miệng giếng như là một hàm của thời gian. Nghĩa là, ta có thể xác định được thời gian kể từ lúc chất đánh dấu bơm vào dòng khí nâng đi xuống giếng vào trong ống khai thác, qua van gas-lift mở hoặc qua điểm rò rỉ vào ống khai thác, đi lên miệng giếng cùng với dòng sản phẩm khai thác.

Nếu biết vận tốc khí nâng trong vành xuyên và trong ống khai thác, thì khoảng cách di chuyển của xung đánh dấu có thể được tính bằng cách đo thời gian đã trôi qua giữa thời điểm xung đánh dấu được bơm vào vành xuyên và thời điểm nó đến bề mặt, tại miệng giếng.

Lưu lượng dòng khí tại độ sâu cụ thể của một vị trí trong vành xuyên cho bởi [4]:

$$Q_{is} = Q_{gi} \frac{14,7}{P} Z \frac{T}{520} \quad (1)$$

trong đó: Q_{is} là lưu lượng dòng khí nâng tại một vị trí trong vành xuyên, tính bằng Mscf/D; Q_{gi} là lưu lượng dòng khí nâng được bơm vào vành xuyên, tính bằng Mscf/D; P và T là áp suất và nhiệt độ tuyệt đối tương ứng của khí tại độ sâu cụ thể của vị trí đó trong vành xuyên; Z là hệ số nén khí tại vị trí đó theo P và T ; các hệ số 14,7 và 520 là các hệ số thực nghiệm.

Vận tốc khí nâng trong vành xuyên: Vận tốc khí nâng tại độ sâu cụ thể của một vị trí trong vành xuyên sẽ bằng lưu lượng dòng khí nâng tại vị trí đó (Q_{is}), chia cho tiết diện vành xuyên (A_a) tại vị trí đó [4].

$$V_{is} = \frac{Q_{is}}{A_a \cdot 1,44} \quad (2)$$

trong đó: V_{is} là vận tốc của khí tại một vị trí cụ thể trong vành xuyên tính bằng ft/phút; Q_{is} là lưu lượng dòng khí nâng tại vị trí đó; A_a là tiết diện vành xuyên tại vị trí đó và được biểu thị bằng ft²; 1,44 là hệ số chuyển đổi đơn vị (từ Mscf/D sang scfM).

Thời gian khác nhau dt để chất khí đi được độ sâu chênh lệch dD bằng dD/V_{is} . Tổng thời gian ($T_{total-anular}$) để xung chất đánh dấu đi từ bề mặt đến điểm phun ở độ sâu D_M nào đó bằng [4]:

$$T_{total-anular} = \int_0^{D_M} \frac{dD}{V_{is}} = \int_0^{D_M} \frac{dD}{Q_{gi} \frac{14,7}{P} Z \frac{T}{520} \left(\frac{1}{1,44 A_a} \right)} \quad (3)$$

Phương trình (3) có thể được giải bằng phương pháp số nếu biết được sự phân bố áp suất và nhiệt độ của khí nâng dọc theo độ sâu của vành xuyên.

Tổng thời gian ($T_{total-return}$) để xung chất đánh dấu quay trở lại bề mặt kể từ thời điểm nó được đưa vào, bằng:

$$T_{total-return} = T_{total-anular} + D_M/V_{mean-tub} \quad (4)$$

trong đó: $V_{mean-tub}$ là vận tốc trung bình của khí nâng trong ống khai thác; $T_{total-anular}$ là tổng thời gian để xung chất đánh dấu đi từ bề mặt đến điểm phun ở độ sâu D_M nào đó trong vành xuyên.

Vận tốc khí nâng trong ống khai thác: Vận tốc khí nâng tại độ sâu cụ thể trong ống khai thác có thể được tính bằng cách sử dụng các mô hình hoặc tương quan dòng chảy nhiều pha. Việc tính toán này là tương đối phức tạp, nếu cần có thể bỏ qua khoảng thời gian di chuyển của khí nâng trong ống khai thác, bởi vì thời gian di chuyển của khí nâng trong vành xuyên lớn gấp từ 50÷60 lần [4] thời gian di chuyển của khí nâng trong ống khai thác (nếu bỏ qua nó cũng chỉ dẫn đến sai số khoảng một vài phần trăm). Trong khi đó, các điểm gắn van gas-lift trong giếng gas-lift cách nhau tối thiểu là 200 m [5], do đó sai số trong thực nghiệm đánh dấu khoảng một vài phần trăm, vẫn có thể xác định được van gas-lift mở. Tuy nhiên, nếu cần xác định vị trí điểm rò rỉ càng chính xác càng tốt thì không nên bỏ qua khoảng thời gian này.

Vận tốc khí nâng được tính toán trong vành xuyên và trong ống khai thác được sử dụng để kết hợp với thời gian đo được của xung chất đánh dấu, để tính độ sâu của điểm phun khí nâng nếu giếng chỉ có một điểm phun khí nâng vào ống khai thác.

Nếu giếng có 2 hoặc nhiều điểm phun hoặc điểm rò rỉ, quy trình tính toán để xác định độ sâu của các điểm phun hoặc điểm rò rỉ này thì phức tạp hơn, cụ thể là:

Khi có 2 hoặc nhiều điểm phun hay điểm rò rỉ, cần phải biết tỷ lệ khí đi vào ống khai thác tại mỗi điểm, để có thể tính vận tốc của khí trong vành xuyên phía dưới mỗi điểm phun hoặc điểm rò rỉ. Tỷ lệ phần trăm của tổng lưu lượng khí được bơm vào tại mỗi điểm phun được xác định bằng cách tích phân theo thời gian của các giá trị nồng độ chất đánh dấu. Ví dụ: nếu chỉ có hai điểm phun, tỷ lệ phần trăm của tổng lưu lượng khí đi vào mỗi điểm (được đặt tên là điểm “1” và “2”) bằng [4]:

$$Q_1 = \frac{\int_{t_{1a}}^{t_{1b}} C_1(t) dt}{\int_{t_{1a}}^{t_{1b}} C_1(t) dt + \int_{t_{2a}}^{t_{2b}} C_2(t) dt} \quad (5)$$

$$Q_2 = \frac{\int_{t_{2a}}^{t_{2b}} C_2(t) dt}{\int_{t_{1a}}^{t_{1b}} C_1(t) dt + \int_{t_{2a}}^{t_{2b}} C_2(t) dt} \quad (6)$$

trong đó: $C_n(t)$ tương ứng với đường cong nồng độ chất đánh dấu đo được từ thời điểm t_{na} khi xuất hiện xung thứ n (khi mức nồng độ tăng lên trên nồng độ bình thường) đến thời điểm t_{nb} , là thời điểm nồng độ chất đánh dấu thay đổi đến mức nồng độ bình thường.

Về tính toán vận tốc: Vận tốc dòng khí nâng trong vành xuyên trước khi đến điểm phun đầu tiên được tính như đã được trình bày ở trên. Dưới điểm phun đầu tiên, lưu lượng

dòng khí phun Q_{gi} được quy đổi lại thành $(1 - \% Q_1) Q_{gi}$, là lưu lượng dòng khí nâng mới được gọi là (Q_{1-gi}) để tính toán vị trí điểm phun thứ hai của khí nâng bằng cách sử dụng phương trình (1). Lưu lượng dòng khí trong vành xuyên bên dưới điểm phun “1” (Q_{1-gi}) sẽ nhỏ hơn lưu lượng dòng khí nâng trên điểm phun “1”, do đó sẽ mất một khoảng thời gian dài hơn để xung đánh dấu đến điểm phun thứ hai (nếu không được thực hiện điều chỉnh này, khi tính toán độ sâu sẽ sâu hơn nhiều so với thực tế).

Trong thực tế có thể xảy ra trường hợp rò rỉ ra ngoài vành xuyên. Khi điều này xảy ra, thời gian xuất hiện của xung đánh dấu có thể lâu hơn nhiều so với thời gian dự kiến, vì vận tốc khí trong vành xuyên bị giảm do một phần do lưu lượng dòng khí nâng bị mất qua lỗ rò trên ống chống ra ngoài vành xuyên. Để phát hiện được vị trí điểm rò này, cần đo chất đánh dấu trong một khoảng thời gian dài hơn thời gian dự kiến, để nhận được xung đánh dấu quay trở lại bề mặt. Sau đó, cần phải tính toán cân bằng lượng chất đánh dấu bơm vào và lượng chất đánh dấu thu hồi, để tính ra lượng chất đánh dấu bị mất.

Lượng chất đánh dấu thu hồi tại bề mặt có thể được tính theo công thức sau [4]:

$$V_{TracerProd} = Q_{total} \int_{t_a}^{t_{1b}} C_1(t) dt \quad (7)$$

trong đó: Q_{total} là lưu lượng dòng khí khai thác. Nếu Q_{total} được biểu thị bằng $Mscf/D$ và thời gian t tính bằng ngày, thì $V_{TracerProd}$ được biểu thị bằng $Mscf$.

Biết được lượng chất đánh dấu được bơm vào và lượng chất đánh dấu thu hồi, ta có thể tính được lượng chất đánh dấu bị mất $V_{TracerLost}$, hay lượng khí nâng bị mất theo tỷ lệ phần trăm Q_{Lost} như sau [4]:

$$Q_{Lost} = (1 - (V_{TracerProd}/V_{TracerInj})) * 100 \quad (8)$$

trong đó: Q_{Lost} là lưu lượng dòng khí nâng bị mất do rò rỉ ra ngoài vành xuyên; $V_{TracerInj}$ là lượng chất đánh dấu bơm vào vành xuyên của giếng; $V_{TracerProd}$ là lượng chất đánh dấu thu hồi trong ống khai thác tại miệng giếng.

Từ tỷ lệ phần trăm này, vận tốc khí trên và dưới lỗ rò ra ngoài vành xuyên có thể được tính toán (như đã chỉ ra ở trên cho hai điểm phun). Ta có vận tốc trung bình của khí nâng ở trên và dưới lỗ rò ra ngoài vành xuyên lần lượt là V_1 và V_2 . Giả thiết rằng, khoảng thời gian cần thiết để khí di chuyển bên trong ống khai thác (từ độ sâu điểm phun đến bề mặt) là rất ngắn, thì tổng thời gian $\Delta_{tmeasured}$ để xung quay trở lại bề mặt (kể từ thời điểm nó được bơm vào) bằng khoảng cách mà khí nâng đi từ bề mặt đến lỗ rò ra ngoài vành xuyên chia cho vận tốc khí nâng vành xuyên V_1 của nó, cộng với

thời gian di chuyển của xung đánh dấu di chuyển từ lỗ rò ra ngoài vành xuyên đến điểm phun của ống khai thác, chia cho vận tốc V_2 của nó. Khi đó, độ sâu H của lỗ rò ra ngoài vành xuyên, được tính theo công thức (9) [5]:

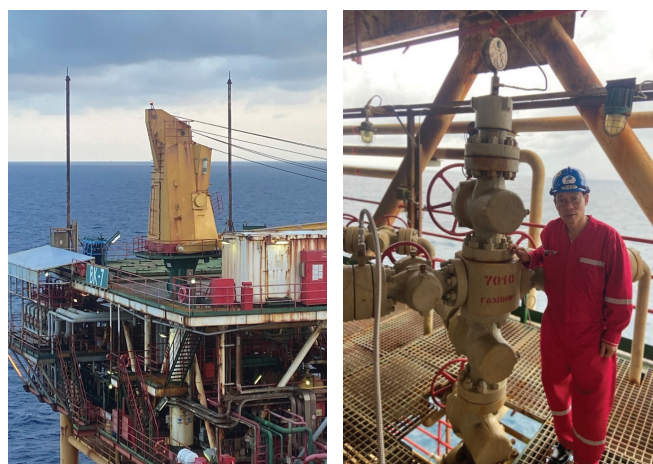
$$\Delta_{tmeasured} = \frac{H}{V_1} + \frac{D_M - H}{V_2} \quad (9)$$

trong đó: D_M là độ sâu của van gas-lift, qua đó lưu lượng dòng khí nâng còn lại được phun vào ống khai thác. Lưu lượng dòng khí còn lại này tính được khi biết lưu lượng khí nâng bơm vào giếng và lưu lượng khí nâng bị mất (sử dụng phương trình (8) ở trên); V_1 là vận tốc khí nâng trong vành xuyên phía trên điểm rò; V_2 là vận tốc khí nâng trong vành xuyên phía dưới điểm rò; H là độ sâu của lỗ rò ra ngoài vành xuyên.

Nếu lỗ rò ra ngoài vành xuyên nằm dưới điểm phun của van gas-lift, xung chất đánh dấu sẽ được phát hiện tại thời điểm đúng bằng thời điểm dự kiến, nên không thể sử dụng phương trình (9) để tìm độ sâu H của lỗ rò ra ngoài vành xuyên nằm dưới điểm phun của van gas-lift.

2.2. Thử nghiệm phương pháp tại hiện trường trên giếng gas-lift 7010

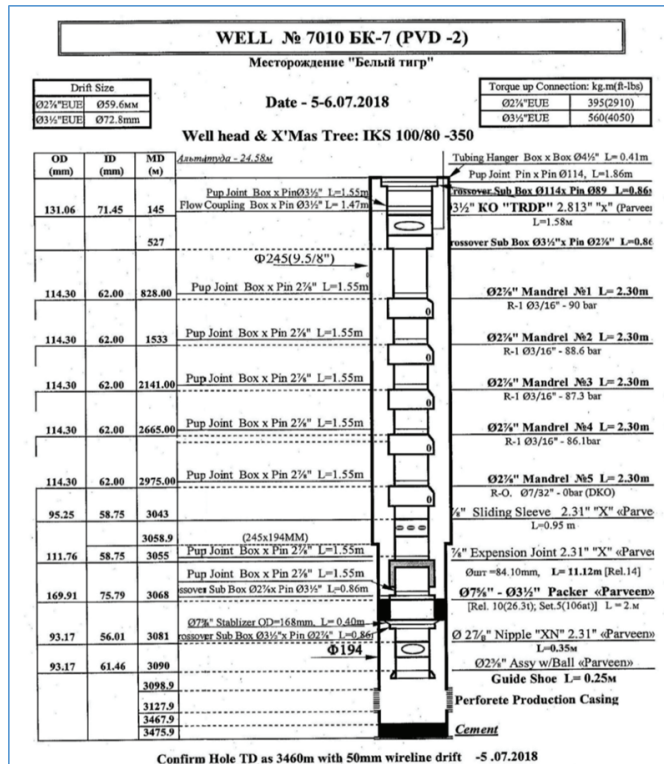
Để kiểm chứng phương pháp, chúng tôi đã tiến hành thử nghiệm phương pháp tại hiện trường. Được sự đồng ý của Lãnh đạo Liên doanh Việt - Nga tại văn bản số 1040/22-CV-DCKTM/KT, ngày 23/12/2022, chúng tôi đã tiến hành thử nghiệm công nghiệp tại giếng gas-lift 7010, thuộc giàn khoan BK7, vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ, ngoài khơi biển Vũng Tàu (hình 2).



Hình 2. Giếng 7010 trên giàn BK7, mỏ Bạch Hổ.

Giếng 7010 bắt đầu khoan khai thác tầng móng từ ngày 20/8/2006, là giếng thân trần có khoảng mở vỉa ở độ sâu từ 4.349÷4.810 m. Lưu lượng khai thác ban đầu là 106 tấn dầu/ngày đêm. Đến ngày 25/07/2012, sản lượng khai thác

của giếng về 0 tấn dầu/ngày đêm. Từ ngày 25/7/2012 đến 6/8/2012 tiến hành sửa giếng chuyển sang khai thác dầu ở tầng Mioxen hạ. Sản lượng khai thác sau khi sửa chữa là 80 tấn dầu/ngày đêm. Sau đó đến ngày 1/10/2012, sản lượng giảm xuống 49 tấn dầu/ngày đêm, đã tiến hành xử lý axit và nâng sản lượng lên 73 tấn dầu/ngày đêm. Đến ngày 22/3/2016, sản lượng khai thác giảm xuống 36 tấn dầu/ngày đêm và tiến hành xử lý axit lần hai, kết quả cho sản lượng 0 tấn/24 giờ. Đến ngày 15/4/2016, giếng được thay van gas-lift và chuyển sang chế độ hoạt động theo phương pháp gas-lift từ đó đến nay. Hiện nay, sản lượng khai thác của giếng là 25,28 tấn dầu/ngày đêm và 5.187,29 m³ khí/ngày đêm. Hiện tại, tỷ lệ nước trong sản phẩm khai thác là 32,6%. Như vậy, giếng 7010 đang khai thác kém hiệu quả, cần phải nghiên cứu tìm nguyên nhân và biện pháp khắc phục để nâng cao hiệu quả khai thác của giếng. Giếng 7010 có cấu trúc như trong hình 3 [5].

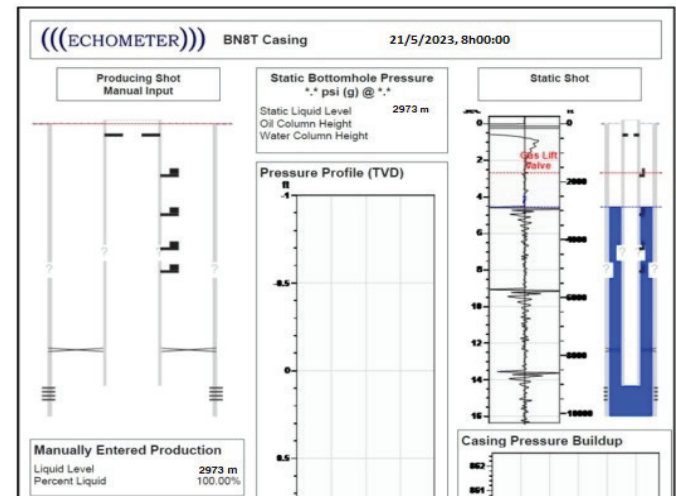


Hình 3. Cấu trúc giếng gas-lift 7010 [5].

Thông số kỹ thuật cụ thể như sau: Giếng có độ sâu 3.475,9 m và đóng parker tại độ sâu 3.068 m. Ống chống có hai đoạn với kích thước khác nhau. Đoạn 1 từ miệng giếng đến độ sâu 3.058 m, có đường kính ngoài 245 mm. Đoạn 2 từ độ sâu 3.058 đến 3.475,9 m, có đường kính ngoài 194 mm. Trên ống khai thác đặt 5 van gas-lift từ số 1 đến số 5 (van số 5 là van DKO) lần lượt tại các độ sâu là: 828, 1.533, 2.141, 2.665 và 2.975 m. Trong đó, các van từ số 1 đến số 4 là van khởi động, các van này đóng/mở theo áp suất; van

số 5 là van hoạt động (DKO), luôn luôn mở. Tại thời điểm tiến hành thử nghiệm, giếng hoạt động với lưu lượng bơm khí nâng trung bình là 14.012,6 m³/ngày đêm, áp suất khí nâng trung bình là 61,12 Bar, nhiệt độ khí nâng trung bình là 25°C, lưu lượng khí khai thác trung bình là 5.187,29 m³/ngày đêm, áp suất miệng giếng trung bình là: 16,21 Bar, nhiệt độ trung bình dòng sản phẩm khai thác là 44,55°C. Tổng sản lượng khai thác dầu là 25,28 tấn/ngày đêm. Tỷ lệ nước khai thác là 32,6%.

Tiến hành thử nghiệm: Trước khi tiến hành thử nghiệm phương pháp đánh dấu, giếng 7010 đã được các cán bộ kỹ thuật của Xí nghiệp Khai thác Dầu khí của Liên doanh Việt - Nga, tiến hành đo mức chất lỏng trong vành xuyên của giếng. Việc đo mức chất lỏng trong vành xuyên trước khi đánh dấu là một việc rất quan trọng, nhằm xác định được độ sâu mà chất đánh dấu khí có thể đi qua được, trên cơ sở đó có thể ước lượng được thời gian đo chất đánh dấu trên miệng giếng. Đồng thời phục vụ cho việc xử lý số liệu thực nghiệm đánh dấu sau này. Kết quả đo mức chất lỏng trong vành xuyên được xác định ở độ sâu 2.973 m (hình 4). Tuy nhiên, số liệu này cũng chỉ để tham khảo vì phương pháp này cũng gặp phải sai số.



Hình 4. Kết quả đo mức chất lỏng tại giếng khai thác gas-lift 7010.

Bơm chất đánh dấu: Vị trí lắp đặt hệ thống bơm chất đánh dấu vào đầu giếng 7010 tại vị trí van 1/2" NPT, trên đường dẫn khí nâng vào vành xuyên của giếng. Việc lắp đặt và kiểm tra rò rỉ hệ thống bơm chất đánh dấu được thực hiện theo đúng quy trình đã được Lãnh đạo Liên doanh Việt - Nga phê duyệt. Lắp đặt hệ thống bơm chất đánh dấu và bơm chất đánh dấu vào giếng 7010 như ở hình 5. Thời điểm bơm chất đánh dấu vào lúc 10 giờ 15 phút và kết thúc vào lúc 10 giờ 17 phút ngày 21/5/2023. Áp suất bơm từ 194 xuống 65 atm, khoảng thời gian bơm là 2 phút 30 giây. Lượng chất đánh dấu khí bơm vào giếng là 11,61 m³ khí ở điều kiện tiêu chuẩn.



Hình 5. Lắp đặt và bơm chất đánh dấu vào giếng gas-lift 7010.

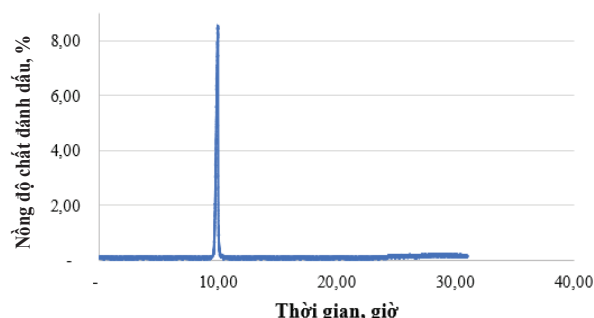
Đo chất đánh dấu: Vị trí lắp đặt thiết bị đo vào đầu giếng 7010 tại vị trí van 1/2 inch trên đường dẫn sản phẩm khai thác của giếng về khu xử lý. Việc lắp đặt và kiểm tra rò rỉ hệ thống đo chất đánh dấu được thực hiện theo đúng quy trình đã được Lãnh đạo Liên doanh Việt - Nga phê duyệt. Thiết bị đo chất đánh dấu và việc lắp đặt thiết bị vào đầu giếng như trong hình 6.



Hình 6. Thiết bị đo chất đánh dấu và vị trí lắp đặt thiết bị vào giếng gas-lift 7010.

Bắt đầu đo, theo dõi chất đánh dấu tại miệng giếng vào lúc 10 giờ 15 phút ngày 21/5/2023, và kết thúc vào lúc 16 giờ ngày 22/5/2023. Các thực nghiệm khảo sát giếng khai thác gas-lift trên thế giới thường được đo trong khoảng thời gian từ 5 đến 7 giờ, đối với các giếng khoan của ta thường sâu hơn, nên theo tính toán của chúng tôi, thời gian khảo sát khoảng từ 10 đến 15 giờ là tối đa. Tuy nhiên, trong thử nghiệm này Liên doanh Việt - Nga giao cho chúng tôi giếng 7010, một trường hợp rất đặc biệt, cụ thể là: sau khi đo bắt được đỉnh chất đánh dấu đầu tiên, chúng tôi tiến hành tính toán sơ bộ cho thấy, vị trí điểm phun khí nâng này mới chỉ nằm ở độ sâu khoảng từ 2.200 đến 2.300 m, trong khi đó kết quả đo mức chất lỏng trong vành xuyên ở độ sâu 2.973 m. Chúng tôi quyết định kéo dài thời gian quan trắc. Kết quả đã tìm thấy đỉnh chất đánh dấu thứ hai xuất hiện sau

khoảng 23,25 giờ, kể từ thời điểm bơm chất đánh dấu vào giếng nhưng với nồng độ rất thấp và đỉnh kéo dài nhiều giờ, khi đỉnh chất đánh dấu đã có xu hướng giảm dần, có thể dùng phương pháp nội suy trong quá trình xử lý kết quả nên chúng tôi quyết định dừng đo (hình 7).



Hình 7. Kết quả đo chất đánh dấu tại miệng giếng 7010 theo thời gian.

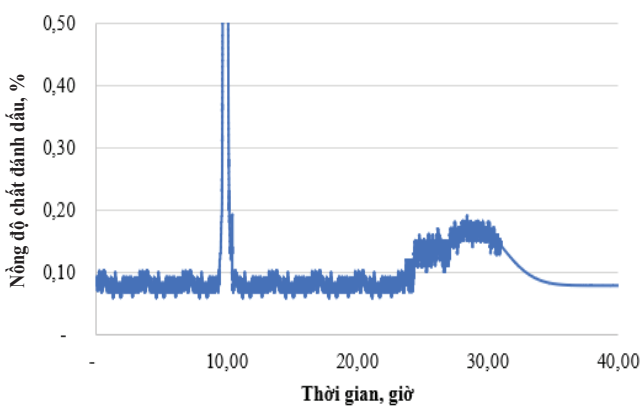
3. Kết quả và bàn luận

Kết quả đo chất đánh dấu tại miệng giếng theo thời gian đã phát hiện thấy hai đỉnh chất đánh dấu. Một đỉnh có nồng độ chất đánh dấu khá lớn (trên 8%), được phát hiện vào lúc 19h40:29PM ngày 21/5/2023 (sau 9 giờ 25 phút 48 giây, kể từ khi bơm chất đánh dấu vào giếng); một đỉnh có nồng độ chất đánh dấu tương đối nhỏ (khoảng 0,2%) được phát hiện vào lúc 10h:35:41AM ngày 22/5/2023 (sau 24 giờ 21 phút, kể từ khi bơm chất đánh dấu vào giếng). Đỉnh chất đánh dấu thứ hai do theo dõi chưa hết thời gian nên chúng tôi đã sử dụng phần mềm Origin để khớp hàm và ngoại suy, cho ra kết quả như trong hình 8. Kết quả đo chất đánh dấu tại miệng giếng theo thời gian được trình bày trong hình 9. Kết quả sau khi tính toán, xử lý bằng phần mềm (CANTI-GL) được đưa ra như trong bảng 1.

Bảng 1. Kết quả thử nghiệm phương pháp đánh dấu trên giếng gas-lift 7010.

TT	V_{vx}	V_{kt}	$V_{vx} + V_{kt}$	D_{vg}	T_{TRACER}	D_{TRACER}	Δ_D	SS	Q_G	V_{GL}
	m/h	m/h	m/h	m	h	m	m	%	m ³ /ngđ	
1				828						V_1
2				1.533						V_2
3				2.141						V_3
4	245,10	8.586,44	238,296	2.250	9,43	2.247,13	2,87	0,12	11.502	Rò ống khai thác
5				2.665						V_4
6	127,08	4.201,82	122,026	2.975	24,35	2.971,33	3,67	0,13	2.498	V_5

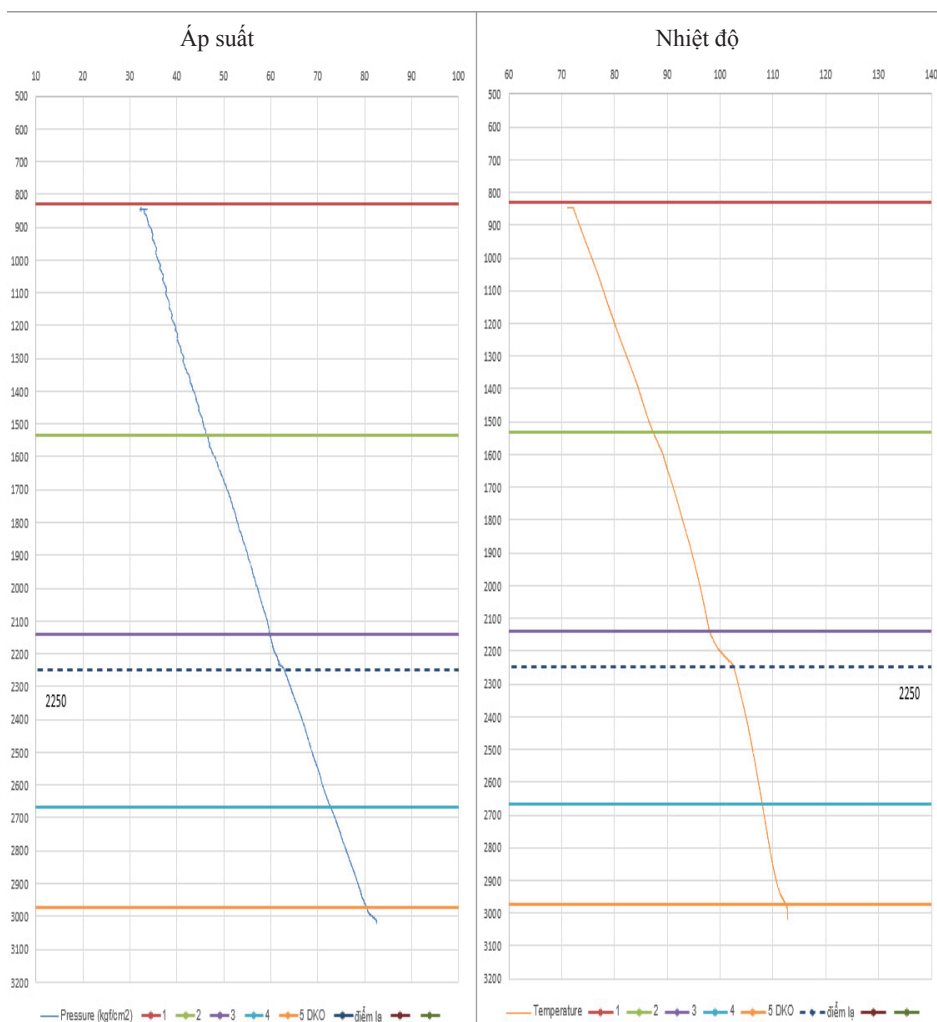
Ghi chú: V_{vx} là vận tốc trung bình của khí nâng trong vành xuyên; V_{kt} là vận tốc trung bình của khí trong ống khai; $(V_{vx} + V_{kt})/2$ là vận tốc trung bình của khí trong vành xuyên và ống khai thác; D_{vg} là độ sâu thực tế của các van gas-lift; T_{TRACER} là thời gian di chuyển của chất đánh dấu; D_{TRACER} là độ sâu theo thực nghiệm đánh dấu; Δ_D là chênh lệch độ sâu theo thực nghiệm so với thực tế; SS là sai số; Q_G là lưu lượng khí nâng vào các van gas-lift; V_{GL} là van gas-lift số.



Hình 8. Kết quả ngoại suy đỉnh chất đánh dấu thứ hai theo thời gian.

Kết quả thử nghiệm này đã được so sánh với kết quả đo áp suất và nhiệt độ trong ống khai thác 7010, do Xí nghiệp Khai thác Dầu khí của Liên doanh Việt - Nga thực hiện (hình 9) cho sự khác biệt về độ sâu không nhiều (2.247,13 so với 2.250 m). Như vậy, sai số khoảng 0,12%.

Như vậy, phương pháp đánh dấu khảo sát giếng khai thác gas-lift để xác định điểm phun khí nâng và xác định vị trí rò rỉ (nếu có) đã được nghiên cứu hoàn thiện và tiến hành thử nghiệm công nghiệp thành công tại hiện trường trên giếng khai thác gas-lift 7010, giàn BK7, mỏ Bạch Hổ của Liên doanh Việt - Nga. Kết quả thử nghiệm đã xác định được giếng 7010 có hai điểm phun khí nâng: điểm thứ nhất được xác định tại độ sâu 2.247,13 m, không nằm trong vị trí các van gas-lift mà do ống khai thác đã bị thủng. Vị trí điểm thủng được xác định có sai số là 0,12% so với phương pháp PLT. Lỗ thủng này rất, lớn chiếm trên 80% tổng lượng khí nâng bơm vào giếng (11.502 m³/ngày đêm so với 14.012,29 m³/ngày đêm). Điểm thứ hai được xác định tại độ sâu 2.971,33 m, được cho là điểm phun khí nâng của van gas-lift số 5, với sai số là 0,13%. Lưu lượng khí nâng qua van này chưa đến 20% tổng lượng khí nâng bơm vào giếng (2.498 m³/ngày đêm so với 14.012,29 m³/ngày đêm). Như vậy, giếng gas-lift 7010 hoạt động không hiệu quả, cần phải vá lại lỗ thủng trên ống khai thác tại độ sâu 2.247,13 m thì



Hình 9. Kết quả đo áp suất và nhiệt độ trong ống khai thác giếng 7010.

Mandrell			Kết luận: Theo kết quả đo PT, khi vào giếng thông qua Van DKO và 1 điểm ở độ sâu khoảng 2250m.	
STT	depth			
1	-300	828		
	300	828		
2	-300	1533		
	300	1533		
3	-300	2141		
	300	2141		
4	-300	2665		
	300	2665		
5 DKO	-300	2975		
	300	2975		
điểm lạ	-300	2250		
	300	2250		

Well			Mесторождение "Белый тип"	
Date - 5-6.07.2018				
Well head & X'Mas Tree: IKS 100/80 -350				

Drift Size			Torque up Connect	
Ø121/4" EU	Ø159.6mm		Ø121/4" EU	
Ø131/4" EU	Ø172.8mm		Ø131/4" EU	

OD (mm)	ID (mm)	MD (m)	Dimensions - 24.5m	
131.06	71.45	145	Pup Joint Box x Pin Ø131/4" L=1.55m	Tubing Hanger Box x Pin Ø131/4" L=1.55m
		517	Flow Coupling Box x Pin Ø131/4" L=1.47m	Converter Sub Box Ø114/4" L=1.58m
			Φ245(9.5/8")	3 1/4" KO "TRDP" 2.8m
114.30	62.80	838.80	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	Converter Sub Box Ø131/4" L=1.58m
114.30	62.80	1533	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	Ø121/4" Mandrel
114.30	62.80	2141.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	R-1 Ø131/16" - 81
114.30	62.80	2665.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	Ø121/4" Mandrel
114.30	62.80	2975.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	R-1 Ø131/16" - 81
114.30	62.80	2975.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	Ø121/4" Mandrel
114.30	62.80	2975.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	R-1 Ø131/16" - 81
114.30	62.80	2975.00	Pup Joint Box x Pin 2 1/2" L=1.55m	Ø121/4" Mandrel

khí nâng mới đưa xuống van gas-lift số 5 theo như thiết kế, khi đó giếng sẽ hoạt động hiệu quả cho sản lượng dầu khai thác tăng hơn nhiều so với hiện nay.

Qua kết quả thử nghiệm này, chúng tôi nhận thấy: trong thực tế, nếu giếng khai thác gas-lift có hai van gas-lift đều mở thì tỷ lệ lưu lượng khí nâng vào từng van gần tương đương nhau, do đường kính lỗ thoát khí của van gas-lift đều bằng nhau và chỉ khác nhau về áp suất mở van, do đó, nồng độ chất đánh dấu tại đỉnh hơn kém nhau không nhiều và thời gian di chuyển của chất đánh dấu đến van thứ hai có tăng (do lưu lượng khí nâng giảm) nhưng tăng không nhiều. Với lý do trên, khoảng thời gian để hoàn thành việc khảo sát một giếng gas-lift bằng kỹ thuật đánh dấu ước tính tối đa là khoảng 15 giờ. Tuy nhiên, trong thử nghiệm giếng gas-lift 7010, do ống khai thác bị thủng và lỗ thủng này là tương đối lớn, tại độ sâu 2.247,13 m. Nó chiếm trên 80% tổng lượng khí nâng qua lỗ thủng này vào ống khai thác nên lưu lượng khí nâng còn lại trong vành xuyên di chuyển xuống van số 5 (van hoạt động) không nhiều (dưới 20%). Chính vì vậy, thời gian di chuyển của chất đánh dấu sau lỗ thủng trên là rất chậm. Lưu lượng giảm, di chuyển chậm làm cho chất đánh dấu bị pha loãng nhiều hơn. Chính vì vậy, khi tính toán thiết kế thực nghiệm cần phải tăng lượng chất đánh dấu, để gặp phải những trường hợp đặc biệt nêu trên ta vẫn thu được đỉnh của chất đánh dấu tại miệng giếng rõ ràng hơn.

Việc tính toán thời gian quan trắc chất đánh dấu tại miệng giếng tùy thuộc vào từng trường hợp, có trường hợp chất đánh dấu đi rất nhanh (chỉ vài chục phút) nếu giếng bị thủng ở trên cao và mức chất lỏng trong vành xuyên đã nâng lên đến điểm thủng, nhưng có trường hợp chất đánh dấu đi rất chậm (vài chục giờ) như trường hợp nêu trên.

Việc tăng lượng chất đánh dấu bơm vào giếng đôi khi cũng cần phải cân nhắc sao cho hợp lý, vì nếu lượng chất đánh dấu quá nhiều thì chi phí khảo sát sẽ tăng theo, mặt khác nó sẽ tăng lưu lượng khí nâng, ảnh hưởng đến sai số trong kết quả đánh dấu. Chính vì vậy, cần phải đầu tư nghiên cứu tiếp theo để lựa chọn ra được loại chất đánh dấu phù hợp, và chế tạo được loại thiết bị có thể đo được chất đánh dấu với nồng độ PPM, để giảm lượng chất đánh dấu bơm vào giếng, giảm chi phí khảo sát, thuận tiện cho việc bơm chất đánh dấu, cũng như vận chuyển ra giàn khoan biển.

4. Kết luận

Sau thời gian nghiên cứu, Phòng Kỹ thuật đánh dấu thuộc Trung tâm Ứng dụng Kỹ thuật Hạt nhân trong Công nghiệp đã nghiên cứu hoàn thiện phương pháp đánh dấu khảo sát giếng khai thác gas-lift, để xác định điểm phun khí nâng và vị trí rò rỉ trong giếng, nhằm khắc phục những nhược điểm của các phương pháp truyền thống. Phương pháp đã được

thử nghiệm thành công tại hiện trường. Phương pháp này đơn giản với thiết bị tối thiểu và không can thiệp nhiều vào giếng. Các kết quả được phân tích tại chỗ một cách dễ dàng đối với nhân viên thực hiện ngoài hiện trường.

Như vậy, sử dụng phương pháp đánh dấu để khảo sát giếng khai thác gas-lift có thể trả lời được các câu hỏi sau:

- 1) Các van gas-lift trong giếng có hoạt động đúng theo thiết kế hay không?
- 2) Nếu không thì hiện tại các van gas-lift nào đang mở, hoặc có bao nhiêu van đang mở, vị trí của nó và lưu lượng khí nâng vào mỗi van là bao nhiêu?
- 3) Có hiện tượng rò rỉ khí nâng trong ống khai thác hoặc rò rỉ ra ngoài vành xuyên hay không?
- 4) Nếu có thì vị trí rò rỉ ở độ sâu bao nhiêu và lưu lượng khí nâng vào các điểm rò rỉ là bao nhiêu?

Những thông tin nêu trên thực sự cần thiết đối với kỹ sư vận hành khai thác dầu khí. Tuy nhiên, qua kết quả thử nghiệm tại hiện trường là cơ sở để chúng tôi đánh giá, cải tiến và hoàn thiện công nghệ, nhằm phát triển công nghệ này thành một dịch vụ thường xuyên, phục vụ cho ngành dầu khí trong và ngoài nước.

LỜI CẢM ƠN

Nghiên cứu này được thực hiện nhờ sự tài trợ tài chính từ nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Bộ Khoa học và Công nghệ, mã số ĐTCB.09/21/TTUDKTHN. Bên cạnh đó, tập thể tác giả trân trọng cảm ơn sự giúp đỡ của Ban Lãnh đạo Liên doanh Việt - Nga, Xi nghiệp Khai thác Dầu khí, Giàn trường và Đốc công Giàn MSP-1, Ban Lãnh đạo Trung tâm Ứng dụng Kỹ thuật Hạt nhân trong Công nghiệp trong quá trình thực hiện nghiên cứu và thử nghiệm phương pháp này.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] American Petroleum Institute (2000), *Design, Operation, and Troubleshooting of Dual Gas-lift Wells, First Edition*, pp.35-40.
- [2] F. Shnaib, M.S. Nadar, M.P. Sreekumar, et al. (2010), "Successful application of CO₂ tracer technology for surveillance of gas lifted wells", *OnePetro*, DOI: 10.2118/133268-MS.
- [3] United States Patent (1990), *Method for Trouble Shooting Gas-Lift Wells*, patent number: 4,972,704.
- [4] A. Hernandez (2016), *Fundamentals of Gas-Lift Engineering Well Design and Troubleshooting*, Gulf Professional Publishing, pp.669-733.
- [5] Vietnam - Russia Joint Venture (Vietsovpetro) (2022), *Gas-Lift Exploitation Well Design Drawing Document* (in Vietnamese).