

NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP TÍNH HỆ SỐ PHÂN BỐ CỦA MỘT SỐ CHẤT ĐÁNH DẤU KHÍ PFCs TRONG HAI PHA CONDENSATE-KHÍ Ở ĐIỀU KIỆN VĨA

STUDY ON APPLYING THE METHOD TO CALCULATE THE PARTITION COEFFICIENTS OF PFCs GAS TRACER IN CONDENSATE-GAS PHASES AT RESERVOIR CONDITIONS

LÊ VĂN SON*, HUỖNH THỊ THU HƯƠNG, TRẦN VĂN BÁ, TRẦN TRỌNG HIỆU,
NGUYỄN HỮU QUANG

**Center for Applications of Nuclear Technique in Industry
No 1, DT 723, 12 Ward, Dalat, Lamdong*

**E-mail: sonlv@canti.vn*

Tóm tắt: Phương pháp đánh dấu chủ động được nghiên cứu ứng dụng trong khảo sát mỏ condensate - khí, giúp cung cấp nhiều thông tin quan trọng như sự liên thông giữa các giếng bơm và giếng khai thác cũng như độ bão hòa của các pha. Trong đó, chất đánh dấu khí Perfluorocarbons được sử dụng phổ biến vì những ưu điểm nổi bật như tính bền và thân thiện với môi trường. Khả năng phân bố của chất đánh dấu khí PFCs trong hai pha được đặc trưng bởi hệ số phân bố K_d - tỷ số nồng độ của PFCs trong hai pha condensate - khí tại điều kiện cân bằng. Nghiên cứu này xây dựng phương pháp tính toán hệ số K_d của các chất PFCs trong hai pha condensate - khí dựa trên các thông số như hệ số cân bằng của chất đánh dấu, khối lượng riêng của các pha và phân tử khối trung bình của các pha. Phương pháp sau đó được kiểm chứng với số liệu đo hệ số phân bố của các chất PFCs ở nhiệt độ 70°C và dải áp suất từ 1000 – 2000 psi trên đối tượng lưu chất thu thập từ mỏ condensate - khí STT với sai số 10% so với số liệu thí nghiệm.

Từ khóa: *Mỏ condensate/khí; đánh dấu; hệ số phân bố, PFCs.*

Abstract: The tracer method has been applied in the investigation of condensate - gas reservoirs, helping to provide important information such as the connection between injection wells and production wells as well as phase saturations. In particular, Perfluorocarbons gas tracers (PFCs) are commonly used because of their outstanding advantages such as stability and environmental friendliness. The partition of PFCs in the gas-condensate phases is characterized by the partition coefficient K_d - the ratio of the PFCs concentrations in condensate and gas phases at equilibrium conditions. This study presents a method for calculating the K_d coefficient of PFCs in hydrocarbon-gas phases based on the parameters such as the equilibrium coefficient of the tracer, the density of the phases and the average molecular mass of the phases. The method was then verified with the measurement data of the partition coefficients of the PFCs at a temperature of 70°C and a pressure range of 1000 - 2000 psi on the fluid collected from the STT condensate - gas reservoir with an error of 10% compared with experimental data.

Keywords: *The condensate / gas field, tracer, partition coefficients, PFCs.*

1. MỞ ĐẦU

Bơm ép khí là một trong các phương pháp được áp dụng nhằm nâng cao hiệu quả khai thác của mỏ condensate - khí, giúp duy trì áp suất mỏ cao hơn áp suất điểm sương và giảm thiệt hại do quá trình ngưng tụ ngược. Sự di chuyển của khí bơm ép trong các mỏ condensate - khí nhìn chung rất phức tạp do sự hòa trộn giữa các pha thay đổi theo điều kiện áp suất và nhiệt độ. Do đó, việc theo dõi sự vận động của khí bơm bằng phương pháp đánh dấu chủ động là cần thiết. Chất đánh dấu khí Cyclic Perfluorocarbons (PFCs) được sử dụng phổ biến vì những ưu điểm nổi bật như tính bền và thân thiện với môi trường [1].

Khác với các mỏ dầu đen, mỏ khí-condensate được đặc trưng bởi quá trình chuyển pha

của các thành phần hydrocarbon khi điều kiện PVT thay đổi. Trong mỏ khí-condensate, sự vận chuyển của chất đánh dấu khí PFCs từ giếng bơm đến các giếng khai thác được kiểm soát bởi ba quá trình đặc trưng gồm đối lưu, phân tán và phân bố giữa hai pha khí-condensate. Do áp suất và thành phần hydrocarbon của mỏ thay đổi từ giếng bơm đến giếng khai thác, hành vi phân bố của hợp chất PFCs giữa hai pha cũng thay đổi tương ứng. Hệ số phân bố K_d phụ thuộc vào áp suất, nhiệt độ và thành phần của khí trong mỏ. Trong đó, hệ số phân bố được định nghĩa là tỷ số nồng độ của PFC i trong hydrocarbon và trong pha khí ở điều kiện cân bằng.

Thông thường, hệ số phân bố K_d là thông số được xác định từ thực nghiệm trong điều kiện PVT của vỉa. Các công việc thiết kế thí nghiệm đánh dấu, mô phỏng sự vận chuyển của chất đánh dấu trong điều kiện mỏ và giải thích kết quả thí nghiệm đánh dấu trong khảo sát mỏ đòi hỏi phải có các giá trị của hệ số K_d ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ trong vỉa và ở đầu giếng. Tuy nhiên, các thí nghiệm đo K_d khá tốn kém, đòi hỏi nhiều thiết bị chuyên dụng. Vì vậy, việc tính toán hệ số phân bố là cần thiết trong quá trình thiết kế thí nghiệm đánh dấu và ngoại suy các giá trị K_d thực nghiệm tại áp suất và nhiệt độ mong muốn.

Nghiên cứu này giới thiệu phương pháp tính toán hệ số K_d của các chất PFCs trong hai pha condensate – khí. Phương pháp sau đó được kiểm chứng với kết quả đo K_d thực nghiệm ở nhiệt độ 70°C và dải áp suất từ 1000 - 2000 psi.

2. NỘI DUNG

2.1. Phương pháp

Nguyên lý phương pháp

Phương pháp tính toán dựa trên mối liên hệ giữa hệ số phân bố K_d và hệ số cân bằng (K) của chất đánh dấu, khối lượng riêng của các pha (ρ) và phân tử khối trung bình của các pha (\bar{M}) được chúng tôi đề xuất và thiết lập. Các thông số này có thể xác định thông qua chuỗi phương trình trạng thái và khối lượng của các thành phần trong hai pha.

Nồng độ của chất tan trong pha lỏng (C_{Li}) và trong pha khí (C_{Gi}):

$$C_{Li} = \frac{m_i^L}{V_L} \quad (1)$$

$$C_{Gi} = \frac{m_i^G}{V_G} \quad (2)$$

Với V_L , V_G là thể tích pha lỏng và pha khí, m_i^L và m_i^G là khối lượng chất tan trong pha lỏng và pha khí.

Gọi n_L , V_{mL} là số mol và thể tích mol của pha lỏng, n_G , V_{mG} là số mol và thể tích mol của pha khí, thể tích các pha được xác định:

$$V_L = n_L \cdot V_{mL} = n_L \frac{M_L}{\rho_L} \quad (3)$$

$$V_G = n_G \cdot V_{mG} = n_G \frac{M_G}{\rho_G} \quad (4)$$

Với M_L , ρ_L là phân tử khối và khối lượng riêng của pha lỏng.

M_G , ρ_G là phân tử khối và khối lượng riêng của pha khí.

Khối lượng chất tan trong pha lỏng và pha khí được tính:

$$m_i^L = n_i^L \cdot M_i \quad (5)$$

$$m_i^G = n_i^G \cdot M_i \quad (6)$$

Với M_i là phân tử khối chất tan, n_i^L và n_i^G là số mol của chất tan i trong pha lỏng và pha khí.

Từ các phương trình trên, suy ra:

$$C_{Li} = \frac{n_i^L \cdot M_i}{n_L \frac{M_L}{\rho_L}} = x_i \rho_L \frac{M_i}{M_L} \quad (7)$$

$$C_{Gi} = \frac{n_i^G \cdot M_i}{n_G \frac{M_G}{\rho_G}} = y_i \rho_G \frac{M_i}{M_G} \quad (8)$$

Với x_i, y_i là tỷ phần mol của chất tan i trong hai pha lỏng và khí.

Hệ số phân bố của chất tan i trong hai pha lỏng và khí:

$$K_{di} = \frac{C_{Li}}{C_{Gi}} = \frac{1}{K_i} \frac{\rho_L}{\rho_G} \frac{M_G}{M_L} \quad (9)$$

Với $K_i = y_i / x_i$ là hệ số cân bằng của chất tan i trong hai pha lỏng và khí.

Để xác định hệ số phân bố K_{di} , cần tính hệ số cân bằng của chất tan K_i , và khối lượng riêng, phân tử khối của các pha ρ_L, ρ_G, M_G, M_L .

Các bước tính toán bao gồm:

- Xác định hệ số cân bằng của các thành phần trong hệ khí-condensate
- Tính toán Flash xác định tỷ phần mol của các thành phần trong pha lỏng (condensate) và pha khí
- Tính phân tử khối của pha lỏng (condensate) và pha khí
- Tính khối lượng riêng của của pha lỏng (condensate) và pha khí
- Xác định hệ số cân bằng của các chất PFCs
- Tính toán hệ số phân bố.

Hệ số cân bằng của các thành phần trong hệ khí-condensate:

Ở các điều kiện ban đầu về nhiệt độ và áp suất của của mỏ khí-condensate, các thành phần hydrocarbon tồn tại dưới dạng một pha khí đồng nhất. Tuy nhiên, khi áp suất giảm, sự ngưng tụ của hydrocarbon từ pha khí sang pha lỏng sẽ xảy ra. Do sự ngưng tụ này, khi điều kiện mỏ thay đổi, cả pha khí và pha condensate sẽ thay đổi thành phần liên tục. Hệ số cân bằng của thành phần i trong hệ khí-condensate (K_i) được định nghĩa là tỷ số giữa tỷ phần mol của chất i trong pha khí và trong pha condensate. Nghiên cứu này sử dụng tương quan Whitson và Torp (1981) để xác định hệ số cân bằng của các thành phần trong hệ khí-condensate [2]:

$$K_i = \left(\frac{P_{ci}}{P_K} \right)^{A-1} \frac{P_{ci}}{P} e^{5.37A(1+\omega_i) \left(1 - \frac{T_i}{T} \right)} \quad (10)$$

$$A = 1 - \left(\frac{P}{P_K} \right)^{0.7} \quad (11)$$

Với P_{ci} là áp suất tới hạn của thành phần i (psig), P là áp suất của hệ (psig), T là nhiệt độ của hệ ($^{\circ}\text{R}$), T_{ci} là nhiệt độ tới hạn của thành phần i (R), ω_i là tham số acentric của thành phần i .

Tham số ω_i có thể được tính theo tương quan Edmister (1958).

Rzasa và cộng sự (1952) đã đưa ra công thức tính P_K cho các hydrocarbon dựa trên trọng lượng riêng (γ) và khối lượng phân tử (M) của C_{7+} [3]:

$$P_K = -2381.8542 + 46.31487.(M\gamma)_{C_{7+}} + \sum_{i=1}^3 a_i \left[\frac{(M\gamma)_{C_{7+}}}{T - 460} \right]^i \quad (12)$$

Tỷ phần mol của các thành phần trong pha lỏng (condensate) và pha khí

Tỷ phần mol của các thành phần trong pha lỏng (condensate) và pha khí khi cùng tồn tại ở nhiệt độ và áp suất đã biết được xác định thông qua tính toán *Flash* [4].

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_G.K_i} \quad (13)$$

$$y_i = K_i x_i \quad (14)$$

Trong đó: n_G, n_L là tỷ phần mol của pha khí, pha lỏng; x_i lần lượt là tỷ phần mol của thành phần i trong pha lỏng, pha khí và hỗn hợp, z_i là tỷ phần mol của thành phần i trong hỗn hợp.

Tính phân tử khối của pha lỏng (condensate) và pha khí:

Phân tử khối của các pha được tính dựa trên tỷ phần mol và phân tử khối của các thành phần trong pha qua công thức:

$$M_L = \sum_i x_i.M_i \quad (15)$$

$$M_G = \sum_i y_i.M_i \quad (16)$$

Tính khối lượng riêng của pha lỏng (condensate) và pha khí:

Trong nghiên cứu này, khối lượng riêng của pha lỏng và pha khí dựa trên phương trình trạng thái Redlich-Kwong. Tính khối lượng riêng của pha lỏng (L) và pha khí (G) (lbm/ft³):

$$\rho^L = \frac{P.M_L}{Z^L.RT} \quad (17)$$

$$\rho^G = \frac{P.M_G}{Z^G.RT} \quad (18)$$

Trong đó: Z^L, Z^G là độ của các pha; các tham số a_i, b_i cho các thành phần; P là áp suất (psi), T là nhiệt độ (R), $R = 10.73$ psia-ft³/lb-mole - °R.

Tính hệ số cân bằng của các chất PFCs:

Hoffmann, Crump và Hocott (1953) [5], Brinkman và Sickling (1960) [6], Kehn (1964) [7], và Dykstra và Mueller (1965) [8] cho rằng bất kỳ thành phần hydrocarbon hoặc non-hydrocarbon đều có thể được đặc trưng bằng cách kết hợp nhiệt độ điểm sôi, nhiệt độ tới hạn và áp suất tới hạn thành một tham số đặc tính. Dựa trên nghiên cứu của Hoffmann và cộng sự (1953), Standing (1979) đã đưa ra biểu thức xác định hệ số cân bằng K_i cho các chất hydrocarbon [9]:

$$K_i = \frac{1}{P} 10^{a+cF_i} \quad (19)$$

Trong đó: a, c là các tham số phụ thuộc vào áp suất:

$$a = 1.2 + 0.00045P + 15.10^{-8}P^2 \quad (20a)$$

$$c = 0.89 - 0.00017P - 3.5.10^{-8} P^2 \quad (20b)$$

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng tương quan Whitson và Torp (1981) để xác định hệ số cân bằng của các thành phần trong hệ condensate - khí và sử dụng tương quan Standing (1979) để tính toán hệ số cân bằng của các chất PFCs. Các tham số phụ thuộc của tương quan Standing (1979) cũng đã được hiệu chỉnh cho PFCs trong hệ condensate/khí.

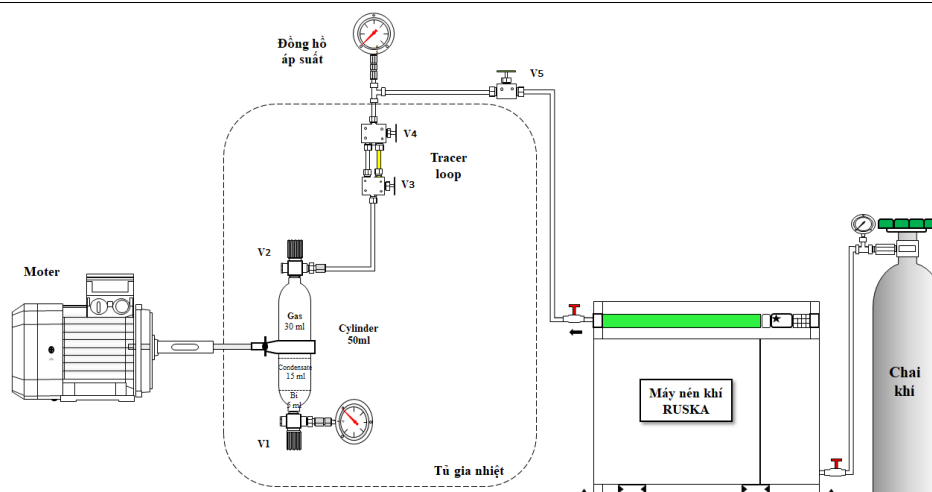
Thực nghiệm

Thực nghiệm đo hệ số phân bố của các chất PFCs bao gồm PMCP, PMCH, oct-PDMCH và PTCH trong hai pha condensate/khí trên đối tượng lưu chất thu thập từ mỏ STT được tiến hành bằng ở điều kiện nhiệt độ 70°C và dải áp suất từ 1000-2000 Psi để kiểm chứng phương pháp tính toán vừa đề xuất.

Thông số vật lý của các chất PFCs được trình bày trong Bảng 1.

Bảng 1. Thông số vật lý của các chất PFCs.

PFC	Công thức hóa học	Khối lượng phân tử	Khối lượng riêng (kg/m ³)	Nhiệt độ tới hạn T _c (°C)	Áp suất tới hạn P _c (MPa)
PMCP	C ₆ F ₁₂	300	1707	177,9	2,28
PMCH	C ₇ F ₁₄	350	1788	212,7	2,02
oct-PDMCH	C ₈ F ₁₆	400	1861	235,2	1,89
PTCH	C ₉ F ₁₈	450	1888	257,5	1,74



Hình 2. Sơ đồ hệ thí nghiệm.

Hệ thí nghiệm được thiết lập như Hình 2. Các bước tiến hành thí nghiệm gồm:

Bước 1. Bình chứa là cylinder thép không gỉ SS 316L có thể tích 50 mL đã cho bi lắc (thể tích bi là 5 mL) được hút chân không (bằng thiết bị bơm chân không Vacuubrand 29420301 max 1,9/2,2 m³/h, 80,0 mbar). Cho 15 mL condensate có thành phần như Bảng 2 vào mỗi cylinder (bao gồm 5 cylinder). Cylinder có hai van V1, V2 ở 2 đầu, V1 kết nối với đồng hồ áp suất. Sau đó, bình chứa được kẹp trong thiết bị motor quay và thiết lập ở điều kiện nhiệt độ thí nghiệm trong tủ gia nhiệt.

Bước 2. Dung dịch đánh dấu PFCs dưới dạng lỏng trong Hexane với nồng độ 10⁻⁵ L/L được bơm vào LOOP (dụng cụ chứa chất dầu 0,2 ml) và được đặt vào tủ gia nhiệt thiết lập ở điều kiện nhiệt độ thí nghiệm trong thời gian 140 giờ để đảm bảo dung dịch đánh dấu hoá hơi hoàn toàn [6].

Bước 3. Kết nối cylinder, loop chứa chất đánh dấu đã hoá hơi hoàn toàn và hệ nén khí.

Khí CH₄ được nén vào 5 cylinder thông qua thiết bị nén RUSKA cho đến khi cylinder đạt áp suất ổn định ở thí nghiệm mong muốn 1000 psi, 1200 psi, 1500 psi, 1800 psi và 2000 psi. Đồng thời quá trình nén khí CH₄ vào mỗi cylinder giúp đưa chất đánh dấu trong Loop di chuyển vào bình chứa.

Bước 4. Kết thúc, khoá tất cả các van, gỡ các kết nối bình chứa với loop và hệ khí nén. Bình chứa được lắc trong 24 giờ để đảm bảo trạng thái cân bằng 2 pha được thiết lập [7]. Khi bình quay (lắc) sẽ hình thành dòng dịch chuyển ngược giữa khí và lỏng. Khi kết thúc quá trình lắc, mẫu khí được lấy thông qua van và phân tích nồng độ chất đánh dấu trên thiết bị chuyên dụng.

Bước 5. Lắc 5 bình chứa trong tủ gia nhiệt trong 24 giờ. Tốc độ quay (lắc) là khoảng 30 vòng/phút. Dừng lắc, để cylinder theo chiều dọc sao cho V1 hướng xuống trong thời gian 3 phút để ổn định. Thực hiện việc lấy mẫu vào túi khí 100mL ở đầu lấy mẫu khí V2. Sau khi lấy mẫu xong, tiếp tục bật hệ thống lắc. Lặp lại các bước lấy mẫu sau thời gian 25 giờ lắc.

Bảng 2. Thành phần condensate tại điều kiện phòng thí nghiệm xác định từ thành phần condensate tại đầu giếng [10] và kết quả tính từ PVTi (Schlumberger Ltd.)

Thành phần	% mol
CO ₂	0,000009
N ₂	0,000002
C ₁	0,003895
C ₂	0,003282
C ₃	0,009276
C ₄	0,039299
C ₅	0,023172
C ₆	0,081508
C ₇₊	0,839557

Tại điều kiện cân bằng, hệ số phân bố K_d của chất PFCs là tỷ số giữa nồng độ chất trong pha condensate và trong pha khí:

$$K_d = \frac{(n_{tot} - n_g) / V_o}{n_g / V_g} \quad (21)$$

Trong đó n_{tot} là số mol chất PFCs ban đầu, n_g là số mol của PFCs trong pha khí của hệ đo, V_o và V_g lần lượt là thể tích condensate và khí trong hệ đo.

Trong Phương trình (21), V_o (mL) và V_g (mL) được hiểu là thể tích của condensate và khí trong hệ đo tại điều kiện áp suất và nhiệt độ thí nghiệm. Vì hàm lượng các thành phần C₁, C₂, C₃... của condensate thay đổi theo điều kiện PVT, phân tử khối và khối lượng riêng thay đổi, dẫn đến giá trị thể tích của condensate cũng thay đổi so với giá trị ban đầu.

Giả sử hệ đo chứa n_c (mol) condensate gồm CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, C₃, C₄, C₅, C₆, C₇₊ với tỷ phần mol đã biết và n_{C1} (mol) khí CH₄. Như vậy, cần xác định lại tỷ phần mol của các thành phần hydrocarbon của hệ trên tổng mol $n_T = n_c + n_{C1}$.

Nghiên cứu sử dụng phần mềm phần mềm PVTi (Schlumberger Ltd.) để xác định quá trình phân tách pha lỏng và khí của các thành phần hydrocarbon tại điều kiện áp suất và nhiệt độ thí nghiệm (P1, T1), thu được các thông số như khối lượng phân tử, khối lượng riêng của pha condensate (khí), cũng như tỷ phần mol của các hydrocarbon trong pha condensate (khí), và tỷ phần mol của từng pha trên tổng mol.

Thể tích condensate lúc này được xác định dựa trên công thức:

$$V_o = \frac{(1 - n_G) n_T M_o}{D_o} \quad (22)$$

Với n_G là tỷ phần mol của pha khí trên tổng mol, n_T là tổng mol (mol), M_o là khối lượng phân tử của condensate (g/mol), và D_o là khối lượng riêng của condensate (g/mL) tại điều kiện thí nghiệm.

2. 2. Kết quả

Thực nghiệm cho thấy hệ số phân bố của các chất đánh dấu PFCs trong hai pha condensate - khí giảm theo chiều tăng của áp suất. Kết quả này tương đồng với nghiên cứu của Dugstad (1992) trong hệ dầu thô - khí [11]. Việc khớp mô hình tính với kết quả hệ số phân bố thực nghiệm ở 70°C và áp suất 1000 psi, 1500 psi, 1800 psi cho phép xác nhận lại tham số phụ thuộc a^* và c^* của tương quan Standing (1979) trong trường hợp PFCs trong hệ condensate - khí:

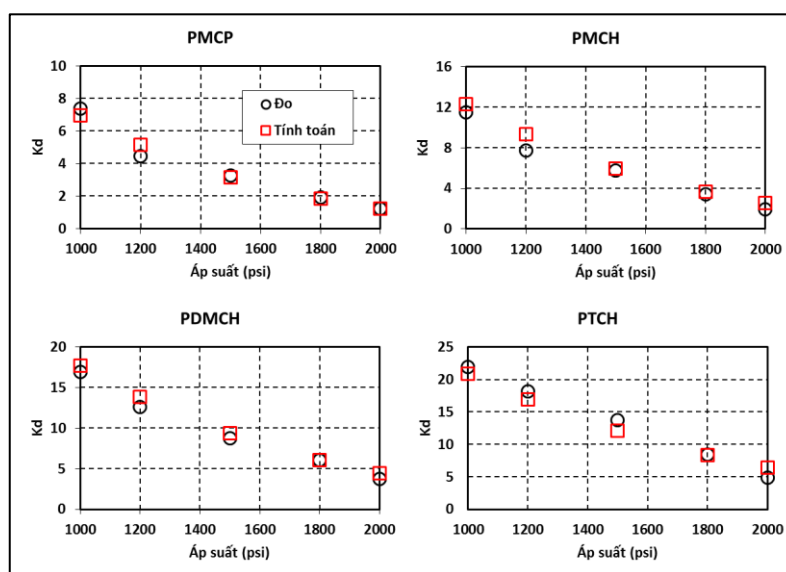
$$a' = a(-2.002 \ln T_{bi} + 14.957) + (3.9128 \ln T_{bi} - 24.937) \quad (23a)$$

$$c' = c(-2.002 \ln T_{bi} + 14.957) \quad (23b)$$

Kết quả tính hệ số phân bố của các chất PFCs trong hai pha condensate - khí sử dụng các hiệu chỉnh như đề cập trong Phương trình (23a-b) được trình bày trong Bảng 3 và Hình 3. Sai số giữa hệ số phân bố tính và giá trị thực đo trung bình khoảng 10%.

Bảng 3. Kết quả hệ số phân bố tính từ mô hình lý thuyết và kết quả đo từ thực nghiệm.

Thông số (Psi)	Chất đánh dấu											
	PMCP			PMCH			oct-PDMCH			PTCH		
	Thực đo	Tính	Sai số (%)	Thực đo	Tính	Sai số (%)	Thực đo	Tính	Sai số (%)	Thực đo	Tính	Sai số (%)
1000	7,37	6,96	5,6	11,48	12,32	7,3	16,93	17,67	4,4	21,94	20,85	5,0
1200	4,46	5,15	15,5	7,77	5,15	20,5	12,61	13,87	10,0	18,20	16,93	7,0
1500	3,25	3,14	3,2	5,74	3,14	4,0	8,72	9,35	7,2	13,75	12,07	12,2
1800	1,92	1,82	5,1	3,42	1,82	6,9	6,02	6,08	0,9	8,48	8,35	1,5
2000	1,23	1,24	0,8	1,95	1,24	31,7	3,74	4,47	19,6	4,85	6,42	32,5



Hình 3. Kết quả hệ số phân bố tính toán và giá trị đo từ thí nghiệm trong hai pha condensate - khí ở 70°C và 1000 – 2000 psi.

2. KẾT LUẬN

Nghiên cứu này cho thấy phương pháp tính cho sai số 10% so với thực nghiệm. Phương pháp sẽ là công cụ hữu ích cho phép ước lượng hệ số phân bố phục vụ tính toán lượng chất đánh dấu bơm vào mỏ, lượng chất đánh dấu thu hồi và độ bão hòa của các pha nhằm hỗ trợ ứng dụng kỹ thuật đánh dấu khảo sát các mỏ condensate-khí của Trung tâm Ứng dụng kỹ thuật hạt nhân trong công nghiệp. Bên cạnh đó, phương pháp tính cũng có thể được áp dụng mở rộng như một phần của thuật toán mô phỏng sự di chuyển của các chất đánh dấu PFCs trên phần mềm E300, nhằm minh giải số liệu thực nghiệm đánh dấu và cải tiến mô hình mô phỏng mỏ của công ty dầu khí.

3. TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Galdiga, C.U., Greibrokk, T., Ultra trace detection of perfluorocarbon tracers in reservoir gases by adsorption/thermal desorption in combination with NICI-GC/MS. *Fresenius J Anal Chem.* **367**, 43-50, 2000.
2. Whitson C. H., and Torp. S. B., *Evaluating Constant Volume Depletion Data*. Paper SPE 10067, the SPE 56th Annual Fall Technical Conference, San Antonio, October 5-7, 1981.
3. Rzasa, M. J., Glass, E. D. and Opfell, J. B., Prediction of Critical Properties and Equilibrium Vaporization Constants for Complex Hydrocarbon Systems. *Chemical Engineering Progress*. Symposium Series 48, **2(28)**, 1952.
4. Ahmed, T., “Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing”, 2006.
5. Hoffmann A. E., Crump J. S. and Hocott R. C., Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System. *Transactions of the AIME.* **198**, 1-10, 1953.
6. Brinkman F. H., and Sicking J. N., Equilibrium Ratios for Reservoir Studies. *Transactions of the AIME.* **219**, 313-319, 1960.
7. Kehn D. M., Rapid Analysis of Condensate Systems by Chromatography. *Journal of Petroleum Technology.* 435-440, 1964.
8. Dykstra H., and Mueller T. D, Calculation of Phase Composition and Properties for Lean-or Enriched-Gas Drive. *Society of Petroleum Engineers Journal.* 239-246, 1965.
9. Standing M. B., A Set of Equations for Computing Equilibrium Ratios of a Crude Oil/Natural Gas System at Pressures Below 1,000 psia. *Journal of Petroleum Technology.* 1193-1195, 1979.
10. Phạm Nhật Minh, Khóa luận tốt nghiệp “Thiết kế quy trình xử lý mỏ khí – condensate Su Tử Trắng và tính toán thiết bị chính”, Trường đại học Bà Rịa – Vũng Tàu, 2016.
11. Dugstad, Ø., “An experimental study of tracers for labeling of injection gas in oil reservoirs”, PhD Thesis, University of Bergen, Norway, 1992.