NGHIÊN CỨU QUÁ TRÌNH THU HỒI DẦU TĂNG CƯỜNG NHỜ BƠM ÉP CO_2

Lê Phước Hảo, Đỗ Quang Khánh, Nguyễn Kiên Cường, Bùi Tử An
Khoa Địa chất và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa ĐHQG-HCM
(Bài nhận ngày 15 tháng 08 năm 2003)

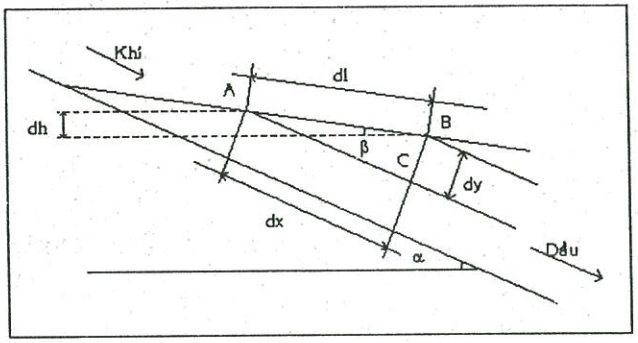
TÓM TẮT: *Đối với hầu hết các vỉa dầu, tổng hệ số thu hồi dầu trong 2 giai đoạn khai thác sơ cấp và thứ cấp thường chỉ chiếm vào khoảng 20 – 40%. Việc sử dụng phương pháp bơm ép CO_2 cho những vỉa dầu cạn kiệt với những đặc tính thích hợp có thể nâng cao đáng kể hệ số thu hồi dầu. Hiệu quả của quá trình bơm ép CO_2 phụ thuộc vào nhiều yếu tố: áp suất và nhiệt độ vỉa, các tính chất của đá tầng chứa, dầu thô và khí bơm ép. Các yếu tố này ảnh hưởng đến cơ chế tương tác giữa CO_2 và dầu trong vỉa.*

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu mô phỏng quá trình thu hồi tăng cường nhờ bơm ép CO_2. Chương trình mô phỏng mặt tiến bơm ép CO_2 cho phép dự đoán và điều chỉnh các thông số của quá trình bơm ép để đạt hệ số thu hồi dầu cao nhất.

1. CƠ SỞ LÝ THUYẾT

Dòng chảy hai pha trong mô hình hai chiều dưới ảnh hưởng của độ nhớt, tốc độ bơm ép và tỷ trọng của chất lưu đẩy trong môi trường rỗng được xây dựng dựa trên những nghiên cứu của Diezt và Buckley – Leverett. Để đơn giản hóa trong việc xác định mặt tiến của chất lưu đẩy là CO_2 đối với dầu, dòng chảy của lưu chất được xem xét trong vỉa đồng nhất.

Hình 1 minh họa tác nhân đẩy bằng khí CO_2.



Hình 1. *Tác nhân đẩy bằng khí CO_2*

Thế năng của một phần tử chất lưu trong môi trường rỗng được xác định theo phương trình:

$$\Phi = \int \frac{dp}{\rho} + gz \qquad (1)$$

Đối với khí, sự khác biệt thế năng giữa điểm A và điểm B cách nhau một khoảng dl trên mặt tiến khí – dầu (hình 1) được viết là:

$$(\Phi_g)_A - (\Phi_g)_B = \int_A^B \frac{dp_g}{\rho_g} + gdh \qquad (2)$$

Với giả thiết rằng áp suất đủ lớn để tỷ trọng của các chất lưu là hằng số, ta có:

$$(\Phi_g)_A - (\Phi_g)_B = \frac{(p_g)_A - (p_g)_B}{\rho_g} + gdh \qquad (3)$$

Ngoài ra, thế năng bằng hằng số $(\Phi_g)_B = (\Phi_g)_C$ trên mặt cắt ngang của thành hệ và theo định luật Darcy có thể viết:

$$(p_g)_A - (p_g)_B + g\rho_g dh = \rho_g[(\Phi_g)_A - (\Phi_g)_C] = \rho_g\left(-\frac{d\Phi}{dx}\right)dx = \left(u_g \frac{\mu_g}{k_g}\right)dx \qquad (4)$$

Tương tự, đối với dầu:

$$(p_o)_A - (p_o)_B + g\rho_o dh = \left(u_o \frac{\mu_o}{k_o}\right)dx \quad (5)$$

Nếu trên mặt tiến, áp suất mao dẫn bằng hằng số, tức là $p_g = p_o + P_c$ thì:

$$(p_o)_A + P_c - (p_o)_B - P_c + g\rho_g dh = \left(u_g \frac{\mu_g}{k_g}\right)dx \quad (6)$$

Kết hợp hai phương trình của khí (4) và dầu (5) ta được:

$$g(\rho_o - \rho_g)dh = \left(u_o \frac{\mu_o}{k_o} - u_g \frac{\mu_g}{k_g}\right)dx \quad (7)$$

trong các công thức trên:

ρ_o, ρ_g - tỷ trọng pha dầu và pha khí; p_o, p_g - áp suất pha dầu và pha khí (psi);

u_o, u_g - vận tốc pha dầu và pha khí (ft/s); μ_o, μ_g - độ nhớt pha dầu và pha khí (cp);

k_o, k_g - độ thấm pha dầu và pha khí (mD); P_c - áp suất mao dẫn.

Hơn nữa, từ hình 1 ta có các quan hệ sau:

$$dh = dl\sin\beta$$

$$dl = \frac{dx}{\cos(\alpha - \beta)} \quad \text{và} \quad \frac{dh}{dx} = \frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)} \quad (8)$$

Do vậy:

$$\frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)} = \frac{u_o \frac{\mu_o}{k_o} - u_g \frac{\mu_g}{k_g}}{g(\rho_o - \rho_g)} \quad (9)$$

Trường hợp mặt tiến ổn định ($u_o = u_g$ = hằng số) dọc theo tuyến dòng chảy:

$$\tan\beta = \frac{u\cos\alpha\left(\frac{\mu_o}{k_o} - \frac{\mu_g}{k_g}\right)}{g(\rho_o - \rho_g) - u\sin\alpha\left(\frac{\mu_o}{k_o} - \frac{\mu_g}{k_g}\right)} \quad (10)$$

Nếu mặt tiến không ổn định, từ phương trình (9) với vỉa đồng nhất với dòng chảy tầng, ta có:

$$u_o = \frac{q_o}{A_o} \quad \text{và} \quad u_g = \frac{q_g}{A_g} \quad (11)$$

Giả sử sự thay đổi áp suất đủ nhỏ để chất lưu có thể tích là hằng số:

$$q_t = q_o + q_g \quad (12)$$

Thế biểu thức (12) vào phương trình (9) ta có:

$$\frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)} g(\rho_o - \rho_g) = (q_t - q_g)\frac{\mu_o}{k_o A_o} - q_g \frac{\mu_g}{k_g A_g} \quad (13)$$

$$q_g\left(\frac{\mu_o}{k_o A_o} - \frac{\mu_g}{k_g A_g}\right) = q_t \frac{\mu_o}{k_o A_o} g(\rho_o - \rho_g)\frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)} \quad (14)$$

Với định nghĩa:

$$f_g = \frac{q_g}{q_t} = \frac{\frac{\mu_o}{k_o A_o} - \frac{g}{q_t}(\rho_o - \rho_g)\frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)}}{\frac{\mu_o}{k_o A_o} - \frac{\mu_g}{k_g A_g}} \quad (15)$$

Từ đây suy ra:

$$f_g = \frac{1 - \frac{k_o A_o}{\mu_o q_t} g(\rho_o - \rho_g) \frac{\sin\beta}{\cos(\alpha - \beta)}}{1 + \frac{\mu_g k_o A_o}{\mu_o k_g A_g}} \qquad (16)$$

trong đó: f_g- vận tốc tương đối của khí; k_o, k_g- độ thấm của dầu, khí; q- lưu lượng; ρ_o, ρ_g- tỷ trọng dầu, khí; μ_o, μ_g- độ nhớt dầu, khí; α- góc nghiêng của thành hệ; β- góc nghiêng của mặt tiến bơm ép so với mặt phẳng nằm ngang; A_o- diện tích mặt cắt dòng chảy của dầu; A_g- diện tích mặt cắt dòng chảy của khí.

Phương trình (16) tính vận tốc tương đối kết hợp với công thức của Buckley – Leverett (17) nhằm xác định mặt tiến của chất lưu trong quá trình bơm ép.

Công thức Buckley – Leverett cuối cùng có dạng:

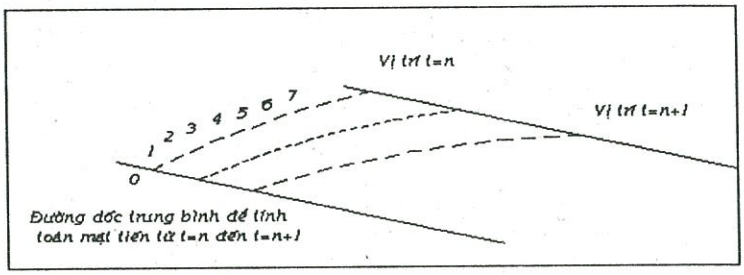
$$dx = \frac{q_t}{\phi A_o}\left(\frac{\delta f_g}{\delta S_g}\right)dt \qquad (17)$$

trong đó: S_g, S_o- độ bão hòa của khí và dầu; S_{or}- độ bão hòa dầu dư trong đới quét.

Độ bão hòa của khí và dầu được xác định theo các công thức tương ứng sau:

$$S_g = \frac{A_g}{A}(1 - S_{or}) \quad \text{và} \quad S_o = \frac{A_g S_{or} + A_o}{A} \qquad (18)$$

Giá trị của f_g không những phụ thuộc vào thành phần $\frac{\sin(\beta)}{\cos(\alpha - \beta)}$, độ bão hòa tại điểm đã cho mà còn phụ thuộc vào độ bão hòa của những điểm lân cận. Do tính phức tạp nên phương pháp sai phân hữu hạn được sử dụng để tính toán phần lớn các điểm trên mặt tiến bơm ép (hình 2).



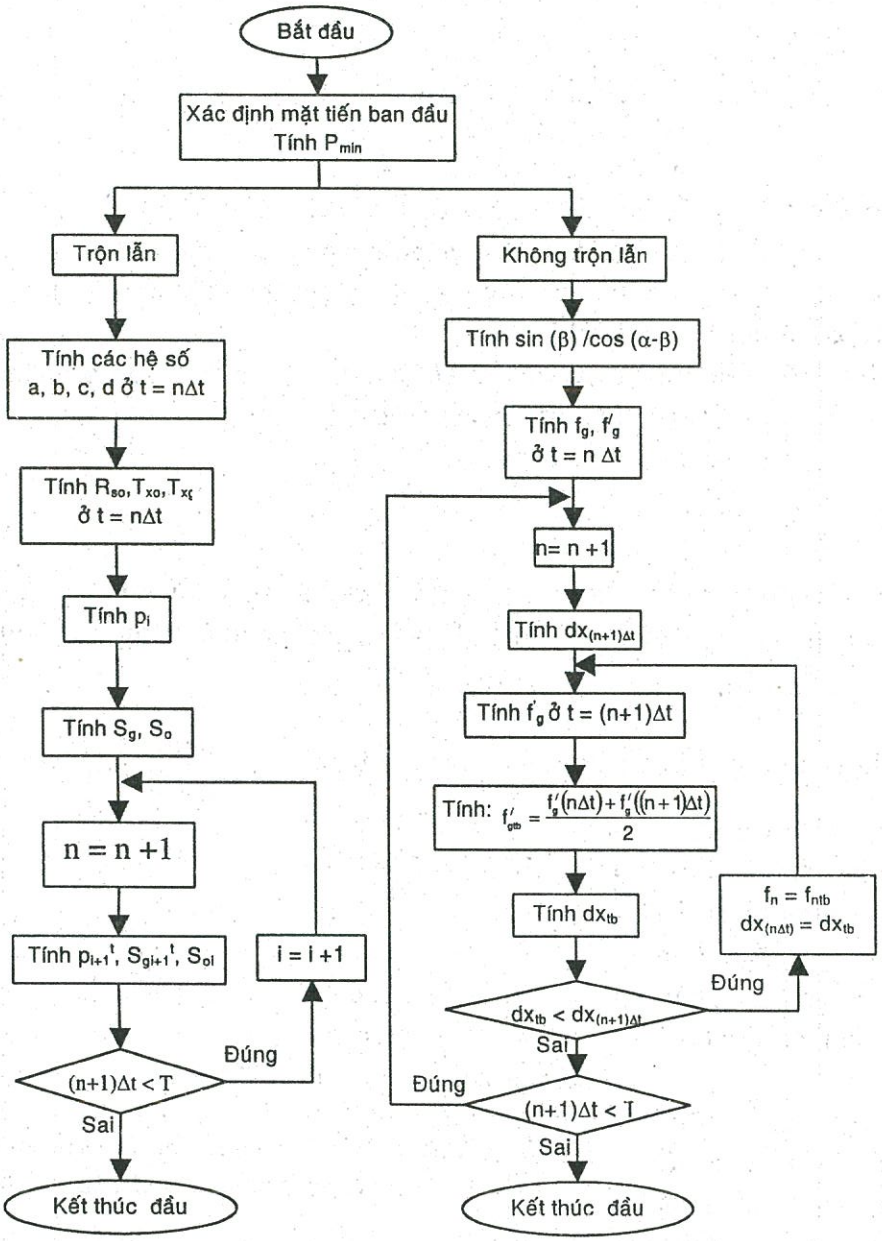
Hình 2. *Sơ đồ xác định mặt tiến của chất lưu bằng phương pháp sai phân hữu hạn*

Nếu vị trí của những điểm theo tọa độ x, y trong trường hợp số gia dy là hằng số, thì giá trị dy/dx có thể tính theo công thức:

Những điểm trong: $$\frac{dx}{dy} = \frac{1}{2dy}(x_{m+1} - x_{m-1})$$

Điểm đầu: $$\frac{dx}{dy} = \frac{1}{dy}\left(2x_{m+1} - \frac{3}{2}x_m - \frac{1}{2}x_{m+2}\right) \qquad (19)$$

Điểm cuối: $$\frac{dx}{dy} = \frac{1}{dy}\left(-2x_{m-1} + \frac{3}{2}x_m + \frac{1}{2}x_{m-2}\right)$$



Hình 3. *Sơ đồ khối tính toán*

Giá trị f_g tại mỗi điểm cũng được tính toán theo các công thức trên. Khoảng dịch chuyển của từng điểm được viết lại như sau:

$$\Delta x = \frac{q_T}{A}\frac{df_g}{dS_g}\Delta t \text{ với } \frac{df_g}{dS_g} = \frac{df_g}{dy\left(dS_g/dy\right)} \tag{20}$$

Đối với trường hợp trộn lẫn thì phương trình được dùng để tính toán mặt tiến cùng với phương pháp sai phân hữu hạn là:

$$\frac{\delta}{\delta t}\left(\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_{so} S_o}{B_o}\right) = \frac{\delta}{\delta t}\left(\frac{\phi S_g}{B_g}\right) + \frac{\delta}{\delta t}\left(\frac{\phi R_{so} S_o}{B_o}\right) \tag{21}$$

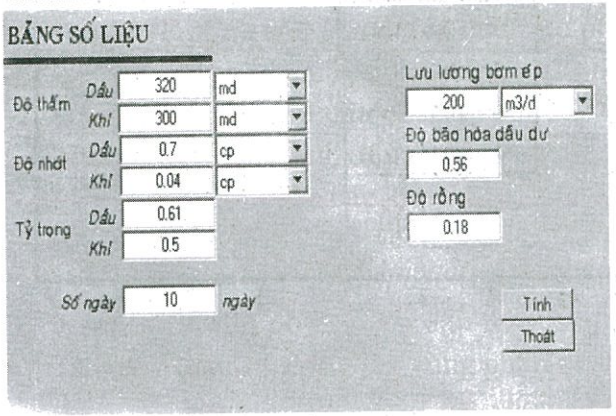
2. CHƯƠNG TRÌNH MÔ PHỎNG VÀ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

2.1. Chương trình mô phỏng

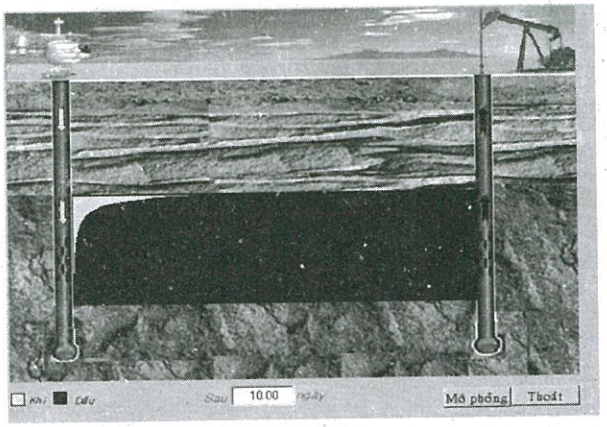
Chương trình mô phỏng mặt tiến bơm ép CO_2 được viết trên ngôn ngữ MatLab phiên bản 5.3, sử dụng các công cụ tạo giao diện, các hàm tính toán và các tính năng đồ họa.

Các thông số đầu vào bao gồm: lưu lượng bơm ép, độ thấm tương đối, độ nhớt, tỷ trọng của dầu và CO_2, độ bão hòa của dầu dư và độ rỗng của đá tầng chứa. Các giả thiết của bài toán là vỉa đồng nhất, đẳng hướng và nằm ngang.

Cửa sổ nhập số liệu (hình 4) cho phép đưa vào các thông số ban đầu với các hệ đơn vị tùy chọn khác nhau trong ô đơn vị. Giá trị thời gian nhằm xác định vị trí của mặt tiến tại thời điểm khảo sát.



Hình 4. Cửa sổ nhập số liệu



Hình 5. Mặt tiến bơm ép CO_2 sau 10 ngày

Kết quả tính toán của chương trình được thể hiện trên mô hình hai chiều. Hình ảnh giếng khai thác, giếng bơm ép CO_2 trong vỉa dầu được minh họa ứng với các dữ kiện đã được nhập ở trên.

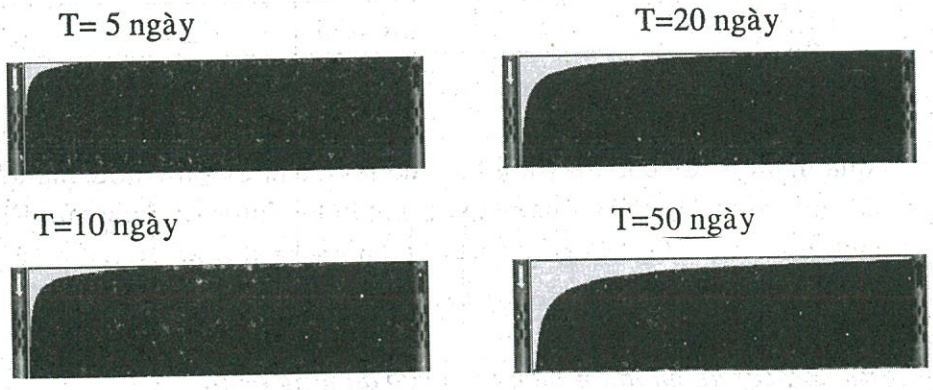
Trên hình 5, giếng bơm ép được bố trí ở bên trái và giếng khai thác ở bên phải. Thời gian bơm ép CO_2 tăng từ thời điểm ban đầu (t = 0) cho đến giá trị thời gian khảo sát, tương ứng với sự thay đổi mặt tiến theo đơn vị là ngày. Sự thay đổi mặt tiến bơm ép CO_2 được lần lượt khảo sát thông qua hiệu suất thu hồi dầu của các thông số ảnh hưởng chính như thời gian bơm ép, lưu lượng bơm ép, tỷ số độ linh động và độ thấm tương đối của đá tầng chứa.

2.2. Kết quả tính toán

Giả sử các thông số của tầng chứa và chất lưu vỉa được cho trong bảng số liệu (hình 5) và mặt tiến bơm ép CO_2 được khảo sát sau khoảng thời gian 10 ngày. Với các dữ liệu đầu vào như trên, chương trình thể hiện mặt tiến bơm ép CO_2 trên hình 5.

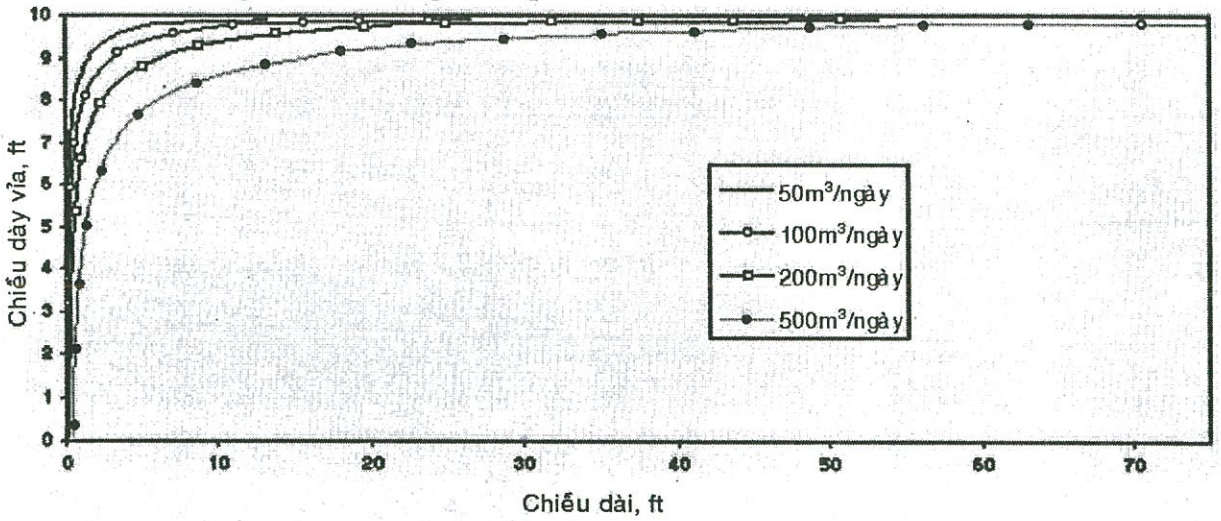
a. Ảnh hưởng của thời gian bơm ép

Hình 6 thể hiện sự thay đổi mặt tiến bơm ép theo thời gian khi các thông số khác không đổi. Lưu lượng bơm ép là 200m^3/ngày, tại các thời điểm 5,10, 20 và 50 ngày.



Hình 6. Sự thay đổi mặt tiến bơm ép theo thời gian

b. Ảnh hưởng của lưu lượng bơm ép



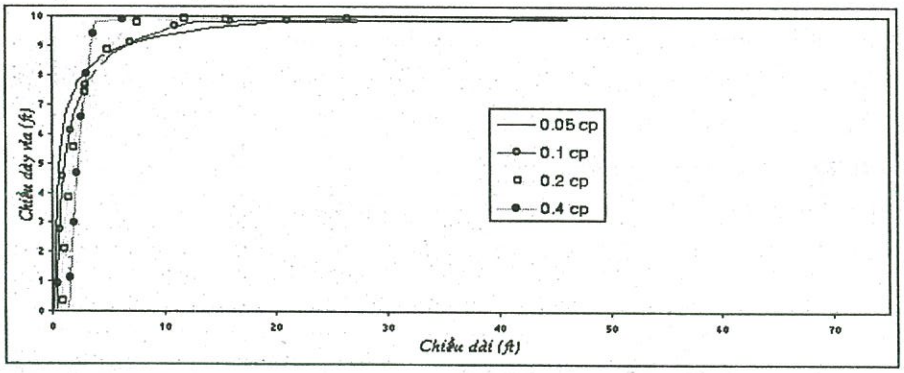
Hình 7. *Sự thay đổi mặt tiến theo lưu lượng bơm ép*

Khi tăng lưu lượng bơm ép (hình 7), đường cong mặt tiến của CO_2 ở phần nóc của vỉa tiến nhanh hơn đến giếng khai thác. Lượng dầu khai thác được trong các trường hợp này không cao, do khí CO_2 sớm xâm nhập vào giếng khai thác.

Hiệu suất đẩy của CO_2 giảm đáng kể khi lưu lượng bơm ép vượt quá lưu lượng tới hạn (giá trị này được xác định thông qua mô hình thí nghiệm).

c. Ảnh hưởng của tỷ số độ linh động

Hình 8 minh họa sự thay đổi mặt tiến bơm ép tại các giá trị độ nhớt khác nhau của CO_2 với tốc độ bơm ép 200m^3/ngày.



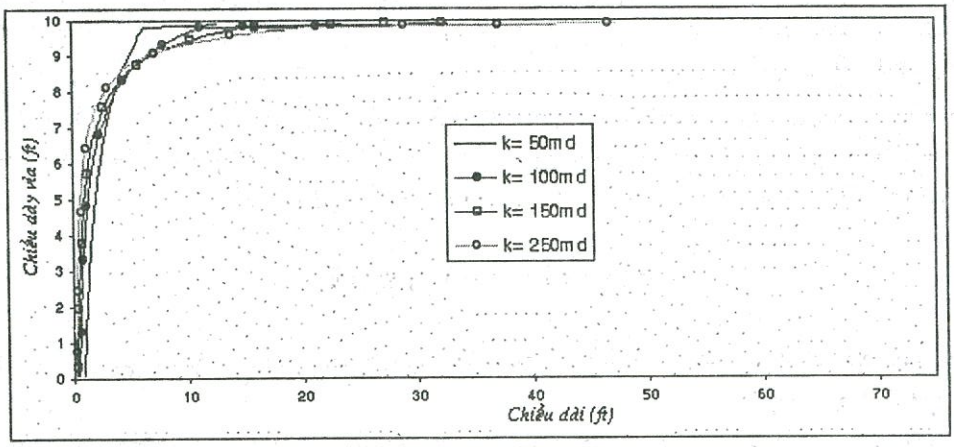
Hình 8. *Sự thay đổi mặt tiến bơm ép CO_2 theo độ nhớt*

Kết quả nghiên cứu cho thấy khi tăng độ nhớt của CO_2 thì hiệu quả đẩy dầu của CO_2 sẽ tăng do mặt tiến của CO_2 có khả năng quét một lượng lớn dầu trong vỉa. Việc xác định giá trị độ nhớt thích hợp của CO_2 trong quá trình bơm ép sẽ làm giảm đáng kể sự phân tỏa dạng ngón và kết quả là mặt tiến CO_2 trong vỉa sẽ đồng đều hơn.

d. Ảnh hưởng của độ thấm tương đối của đá tầng chứa

Sự thay đổi mặt tiến bơm ép theo độ thấm tương đối của đá tầng chứa được thể hiện

trên hình 9.



Hình 9. *Sự thay đổi mặt tiến CO_2 theo độ thấm tương đối*

Tính chất của đất đá ảnh hưởng khả năng đẩy dầu của CO_2. Đối với vỉa có độ thấm cao, dầu sẽ được thay thế bởi CO_2 trước hết tại các khu vực có độ rỗng lớn nhất. Khi độ thấm hiệu dụng của CO_2 tăng, dòng chảy của CO_2 sẽ dễ dàng hơn. Điều này ảnh hưởng đến hiệu suất đẩy dầu do vận tốc dòng chảy của CO_2 tại nóc vỉa chiếm ưu thế nên bỏ sót một lượng dầu đáng kể tại phần đáy vỉa. Xu hướng này hoàn toàn ngược với quá trình thu hồi tăng cường bằng polymer.

3. KẾT LUẬN

Kết quả nghiên cứu sơ bộ cho thấy rằng:

- Trong quá trình thu hồi tăng cường với tác nhân đẩy là khí CO_2, khí luôn có khuynh hướng chiếm ưu thế ở phần trên của vỉa do sự phân dị trọng lực.
- Việc bơm ép với tốc độ lớn, tỷ số độ linh động không thích hợp, sự khác biệt lớn về tỷ trọng giữa dầu và khí làm cho khí di chuyển nhanh về giếng khai thác ở phần nóc của vỉa.
- Để nâng cao hiệu quả của quá trình thu hồi tăng cường cần phải tối ưu các thông số trên, nhằm hạn chế khả năng khí xâm nhập vào giếng khai thác, đảm bảo cho mặt tiến của khí đi vào vỉa đồng đều hơn.
- Mô phỏng vỉa là một bài toán phức tạp, vì vậy cần đối chiếu các kết quả tính toán với các chương trình thương mại cũng như các kết quả thí nghiệm.

STUDYING THE PROCESS OF ENHANCED OIL RECOVERY BY CO_2 INJECTION

Le Phuoc Hao, Do Quang Khanh, Nguyen Kien Cuong, Bui Tu An
Faculty of Geology & Petroleum, University of Technology – VNU-HCM

ABSTRACT: *For most of the oil reservoirs, the total recovery factor for the primary and secondary stages only occupy by 20 - 40 %. The usage of CO_2 injection method for those depleted reservoirs with suitable characteristics will considerably raise the recovery factor. The effectiveness of this CO_2 injection process depends on quite a few of factors: reservoir*

pressure and temperature, characteristics of the reservoir rocks and the oil itself as well as the characteristics of the injected CO_2. The factors will influence the interactive mechanism between CO_2 and oil in the reservoir.

This paper presents several results of enhanced oil recovery by CO_2 injection. The simulation program of the front in CO_2 injection enable the estimation and adjusting of the parameters of the injection process in order to reach the highest recovery factor.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. B. C. Craft, M. F. Hawkins, *Applied Petroleum Engineering*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ 07632, 1990.

[2]. Don W. Green, G. Paul Willhite, *Enhanced oil recovery*, Society of Petroleum Engineers Inc., Texas, 1998.

[3]. Fred I. Stalkup Jr, *Miscible displacement*, American Institute of Mining, Dallas, 1983.

[4]. Robert G Hawthorne, *"Two-Phase flow in Two-Dimensional system _ Effects of Rate, Viscosity and Density on Fluid Displacement in Porous Media "*, Union Oil Co. Of California.

[5]. Karsten Pruess, Tianfu Xu, John Apps and Julio Garcia, *"Numerical Modeling of Aquifer Disposal of CO_2 "*, SPE 66537.

[6]. Mark A. Klins, *" Carbon Dioxide Flooding"*, International Human Resources Development Corporation. Boston.

[7]. Mark A. Klins, *Carbon dioxide flooding*, International Resources Development Corporation, Boston, 1984.

[8]. G. W. Paul, *A simplified predictive model for CO_2 miscible flooding*, SPE 13238.