

BƠM ÉP NƯỚC DUY TRÌ NĂNG LƯỢNG CÁC VĨA DẦU HOẠT ĐỘNG KHAI THÁC TRONG ĐÁ MÓNG NÚT NÊ

TS. Phạm Quang Ngọc

Đại học Bà Rịa - Vũng Tàu

Email: ngo克蘭hvt@yahoo.com

Tóm tắt

Công nghệ bơm ép nước duy trì áp suất vỉa được áp dụng ở nhiều mỏ khai thác dầu từ sau những năm 40 của thế kỷ XX, giúp gia tăng hệ số thu hồi rõ rệt [10] và được xem là một trong những phương pháp phổ biến trong quá trình khai thác của đa số các mỏ dầu trên thế giới. Trong bài báo này, tác giả giới thiệu một số vấn đề liên quan đến việc duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước cho đối tượng đá Móng nút nê chứa dầu như khảo sát sự vận động của nước bơm ép, cơ chế dâng cao của lưỡi nước, biện luận thời điểm, khối lượng nước và vị trí giếng bơm ép.

Từ khóa: Mỏ dầu, nút nê, matrix, bơm ép nước, khai thác đá Móng, thu hồi dầu, bơm ép chu kỳ, ranh giới dầu nước, bơm ép đồng đều, duy trì áp suất vỉa.

1. Giới thiệu

Giải pháp bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa được áp dụng ở nhiều mỏ dầu trên thế giới, giúp quá trình khai thác ổn định, đạt hiệu quả kinh tế cao. Đối với các mỏ dầu hoạt động khai thác trong đá Móng nút nê, ở chế độ tự nhiên, hệ số thu hồi dầu chỉ đạt khoảng 18% trữ lượng ban đầu. Khi áp dụng giải pháp bơm ép nước, hệ số thu hồi dầu có thể đạt trên 70% trữ lượng ban đầu [11].

Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa của các thân dầu hoạt động khai thác trong đá Móng nút nê có đặc điểm rất riêng biệt. Nước bơm ép có khả năng gây ngập nước các giếng khai thác rất lớn, làm giảm đáng kể sản lượng dầu thu hồi, mỏ có thể chấm dứt hoạt động sớm. Vì vậy, cần có những nghiên cứu, khảo sát toàn diện về vấn đề bơm ép nước trong đá Móng nút nê.

2. Bơm ép nước duy trì năng lượng các vỉa dầu

Các thân dầu trong đá Móng nút nê có chiều dày hiệu dụng lớn và nằm rất sâu, việc bổ sung năng lượng vỉa bằng bơm ép thường được thực hiện ở phần dưới của thân dầu.

2.1. Sự vận động của nước bơm ép trong đá Móng nút nê

Nước được bơm ép vào vỉa qua các giếng bơm, lan tỏa ra xung quanh vùng cận đáy giếng, tạo thành đệm nước cục bộ. Tùy thuộc vào giá trị độ thấm và hướng các nứt nê ở vùng cận đáy giếng, nước sẽ lan tỏa ra vùng xung quanh nhanh hay chậm, theo nhiều hướng hay chỉ một vài hướng.

Đối với các thân dầu trong đá nút nê, ở giai đoạn đầu bơm ép, nước có xu hướng đi xuống sâu phía dưới là

chính sự đi xuống của nước bơm trong giai đoạn này, thể hiện ở số giếng khai thác bị ngập nước ít, các khoảng làm việc của giếng bị nước xâm nhập nằm khá sâu. Sau một thời gian, nước bơm ép làm no phần đáy và từ từ dâng lên. Dưới áp lực bơm mạnh (có thể trên 650atm ở đáy giếng), gặp các khe nứt nê hẹp, có độ thấm tốt, nước sẽ chèn ép dầu, dâng cao và tạo thành lưỡi nước cục bộ. Trong quá trình vận động, nước theo các nứt nê giao cắt khoảng làm việc của giếng khai thác và xâm nhập vào giếng.

Thực tế cho thấy, thời gian vận động của nước từ giếng bơm ép đến giếng khai thác ở thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hổ chỉ khoảng 2 năm. Tuy nhiên, khi “kênh dẫn đã kết nối” thì thời gian nước vận động từ giếng bơm ép đến giếng khai thác rất ngắn [2]. Nước bơm ép thường xuất hiện đột ngột với cường độ mạnh, tỷ lệ nước trong sản phẩm tăng cao chỉ trong thời gian ngắn (Bảng 1).

Ở thân dầu Móng mỏ Đông Nam Rồng, chỉ sau 3 tháng bơm ép nước ở giếng 14, đã gây ngập nước ở giếng khai thác 21 và phải ngừng hoạt động. Ở mỏ Sư Tử Đen, việc bơm ép nước đã làm một số giếng khai thác bị ngập nước chỉ sau 1 năm [7].

Như vậy, sự vận động của nước bơm ép trong đá Móng nút nê theo nguyên lý piston diễn ra khá nhanh, với vận tốc lớn, theo nhiều hướng và khả năng gây ngập các giếng khai thác rất lớn.

2.2. Cơ chế hình thành và chìm dần của lưỡi nước

Trong nhiều nghiên cứu đã công bố, sự xâm nhập của nước bơm ép ở vùng chứa dầu theo cơ chế “Các ngón tay”.

Khi được bơm ép vào thân dầu trong đá Móng nút nê, nước ứ đọng ở vùng đáy giếng, thể tích nước bơm ép tăng

dẫn theo thời gian, tạo nên vùng có áp lực cao, đẩy nước theo nhiều hướng. Dưới tác động của áp lực lớn và tính chất linh động của nước, khi gặp một số khe nứt nẻ, có độ thấm lớn, nước sẽ dịch chuyển nhanh, dâng cao và hình thành các lười nước. Do nước được bơm ép liên tục trong khoảng thời gian dài, thể tích nước bơm tăng dần, các lười nước hình thành ở thời điểm ban đầu sẽ “chìm dần” vào thể tích giãn rộng của đệm nước. Thể tích đệm nước tiếp tục lớn dần, bề mặt của đệm nước phình ra và gặp các nứt nẻ khác, có độ thấm tốt sẽ tạo nên các lười nước mới.

Quá trình hình thành và “chìm dần” của các lười nước diễn ra liên tục, với nhiều mức độ khác nhau trong thân dầu, dưới sự tác động của nước bơm ép. Đây là cơ chế hình thành và “chìm dần” của các lười nước trong đá Móng nứt nẻ [12].

Hoạt động khai thác dưới sự tác động của nước rìa trong đá Móng nứt nẻ, cũng theo cơ chế này nhưng ở mức độ thấp hơn rất nhiều, vì chênh áp giữa giếng khai thác và vùng rìa thường không lớn.

2.3. Cơ chế dâng cao của lười nước

Theo nhiều nghiên cứu, mặt phân cách dầu - nước trong đá chứa nứt nẻ là mặt phẳng [4]. Giữa vùng khai thác và vùng bơm ép là vùng đệm nước - dầu; vùng này hình thành do tác động của việc bơm ép nước.

Khi các giếng khai thác hoạt động đã tạo nên vùng sụt áp, vùng sụt áp này lan truyền dẫn đến mặt phân cách dầu - nước đã tạo nên chênh áp $\Delta P_{Dầu-Nước}$. Mặt khác, khi giếng bơm ép hoạt động, sẽ tạo nên vùng tăng áp xung quanh giếng bơm. Vùng tăng áp mở rộng dần và lan truyền đến mặt phân cách nước - dầu tạo nên chênh áp $\Delta P_{Nước-Dầu}$. Như vậy, phía trên mặt phân cách dầu - nước có áp suất sụt giảm, phía dưới mặt phân cách có áp suất tăng cao, đã tạo nên chênh áp $\Delta P_{Nước-Dầu}$ trên mặt phân cách. Nếu mặt phân cách dầu - nước ổn định, không bị phá vỡ, khi đó chênh áp

Bảng 1. Tỷ lệ ngập nước của một số giếng khai thác ở thân dầu móng mỏ Bạch Hổ

Tên giếng	Nước khai thác (m ³)	Tỷ lệ ngập nước (%)	Thời gian (tháng)
X ₄₁₇	11,1 - 450	1 - 85	20
X ₄₃₀	85 - 313,9	9,5 - 48	3
X ₆₀	24,5 - 192,3	5,4 - 24,9	4
X ₄₀₉	Khống chế lưu lượng thấp	5,5 - 66,7	12

$\Delta P_{Nước-Dầu}$ sẽ đẩy dầu từ từ đi lên. Dọc theo mặt phân cách dầu - nước, độ thấm không đồng đều, xuất hiện những khe hẹp cục bộ, có độ thấm khá lớn so với vùng lân cận. Nước ở những khe hẹp cục bộ này với độ thấm lớn, được chênh áp $\Delta P_{Nước-Dầu}$ đẩy lên cao, tạo thành lười nước. Lười nước theo các nứt nẻ lớn dâng cao, gặp các khoảng làm việc của giếng khai thác và xâm nhập vào giếng [13].

Áp lực P_{D-N} phía trên mặt phân cách được xác định theo công thức

$$P_{D-N} = P_{KT} + g\rho_D(H_{D-N} - H_{KT}) + \frac{\mu_D V \Delta Z_D}{K_D} \tag{1}$$

Áp lực P_{N-D} phía dưới mặt phân cách sẽ là

$$P_{D-N} = P_{BE} - g\rho_N(H_{BE} - H_{D-N}) - \frac{\mu_N V \Delta Z_N}{K_N} \tag{2}$$

Ở đây:

P_{BE}, P_{KT} là áp suất ở giếng bơm ép, giếng khai thác;

P_{D-N} và P_{N-D} - áp suất ở phía trên và phía dưới mặt phân cách dầu - nước;

V - vận tốc dịch chuyển của chất lưu;

K_D, K_N - độ thấm của dầu và nước;

H_{BE}, H_{KT}, H_{D-N} - chiều sâu đo tương ứng của giếng bơm ép, giếng khai thác và của mặt phân cách dầu - nước;

$\Delta Z_D, \Delta Z_N$ - khoảng cách từ điểm giữa khoảng làm việc của giếng bơm ép và giếng khai thác đến mặt phân cách dầu - nước;

ρ_N, ρ_D - tỷ khối của nước và dầu;

g - gia tốc trọng trường.

2.4. Điều kiện duy trì áp suất vỉa ổn định

Vấn đề bơm ép nước vào thân dầu đá Móng nứt nẻ, bù đủ 100% năng lượng vỉa, giữ sản lượng dầu khai thác ổn định và tỉ lệ nước trong sản phẩm ở mức thấp hết sức phức tạp.

Để đảm bảo các chỉ số công nghệ trên, trước tiên cần phải thỏa mãn hệ thức

$$\sum_{i=1}^n Q_{NBEi}(t) \cdot K_N = \sum_{j=1}^m Q_{DKTj}(t) \cdot K_D + \sum_{j=1}^m Q_{NKTj}(t) \cdot K_N \tag{3}$$

Trong đó: $\sum_{i=1}^n Q_{NBEi}(t) \cdot K_N, \sum_{j=1}^m Q_{DKTj}(t) \cdot K_D, \sum_{j=1}^m Q_{NKTj}(t) \cdot K_N$: tổng lượng nước cần bơm, tổng lượng dầu và nước khai thác;

K_D, K_N : Hệ số chuyển đổi của dầu và nước từ điều kiện bề mặt về điều kiện vỉa.

Điều kiện công nghệ trên được áp đặt với mục đích giữ nguyên áp suất vỉa ở mức hiện tại. Với điều kiện (3), bài toán bơm ép nước trở thành bài toán phân phối nước bơm ép, sao cho ngập nước trong sản phẩm thấp nhất.

Vì rằng đá chứa nứt nẻ có tính chất không thuận nghịch muốn giữ nguyên áp suất vỉa cần bổ sung thêm lượng nước $\sum_{i=1}^n Q_{NBSi}(t) \cdot K_N$, để khắc phục sự khép lại của nứt nẻ khi áp suất sụt giảm, khi đó điều kiện (3) sẽ có dạng

$$\sum_{i=1}^n Q_{NBSi}(t) \cdot K_N + \sum_{i=1}^n Q_{NBSi}(t) \cdot K_N = \sum_{j=1}^m Q_{DKTj}(t) \cdot K_D + \sum_{j=1}^m Q_{NKtj}(t) \cdot K_N \quad (4)$$

Khối lượng nước bơm ép bổ sung $\sum_{i=1}^n Q_{NBSi}(t) \cdot K_N$ (nhiều, ít) - phụ thuộc vào đặc tính của từng loại đá nứt nẻ và điều kiện vỉa cụ thể, dao động từ 5 - 10% tổng khối lượng nước bơm ép.

2.5. Tính toán khối lượng nước bơm ép

Khối lượng nước bơm ép của mỗi giếng hoạt động trong môi trường đá chứa nứt nẻ được xác định theo công thức sau [11]:

$$Q = \frac{2\pi k_0 h \exp[\alpha(P_c - P_k)] - 1}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (5)$$

Ở đây:

Q là độ tiếp nhận nước bơm ép của giếng;

k_0 - độ thấm ở điều kiện áp suất vỉa ban đầu;

P_c, P_k - áp suất đáy giếng bơm ép và áp suất vỉa;

h - khoảng làm việc của giếng;

R_c, R_k - bán kính của thân giếng khoan và bán kính tác động của giếng bơm ép;

α - hệ số biến đổi của độ thấm theo áp suất.

Để kiểm soát khối lượng nước bơm ép vào vỉa hợp lý, cần xác định hệ số chuyển đổi của dầu, nước từ điều kiện bề mặt về điều kiện vỉa và khối lượng nước cần thiết phải bơm. Hệ số chuyển đổi của dầu từ điều kiện bề mặt về điều kiện vỉa thay đổi theo thời gian, ở mỗi thời điểm tính toán có một giá trị tương hợp, do đó cần xác định đúng để bơm lượng nước bù khai thác hợp lý.

Với mục đích gia tăng lượng dầu thu hồi từ đá Móng, cần lựa chọn nhịp độ bơm ép nước hợp lý, sao cho lực trọng trường tác động tạo nên pha nước phân ly, đi xuống sâu; mặt tiếp xúc dầu - nước từ từ dâng lên đẩy dầu lên phía trên.

Theo các tính toán kinh tế, vì tốc độ hao mòn thiết bị trên biển lớn và giá thành mỗi giếng cao, do đó cần giữ nhịp độ thu hồi dầu ở mức hợp lý, xác định khối lượng nước bơm ép và lượng dầu khai thác tương ứng tại các giếng, phù hợp với sự trao đổi chất lưu giữa những nứt nẻ với các khối matrix và sự phân ly của các pha dầu, pha nước xung quanh giếng bơm ép dưới tác động của lực trọng trường.

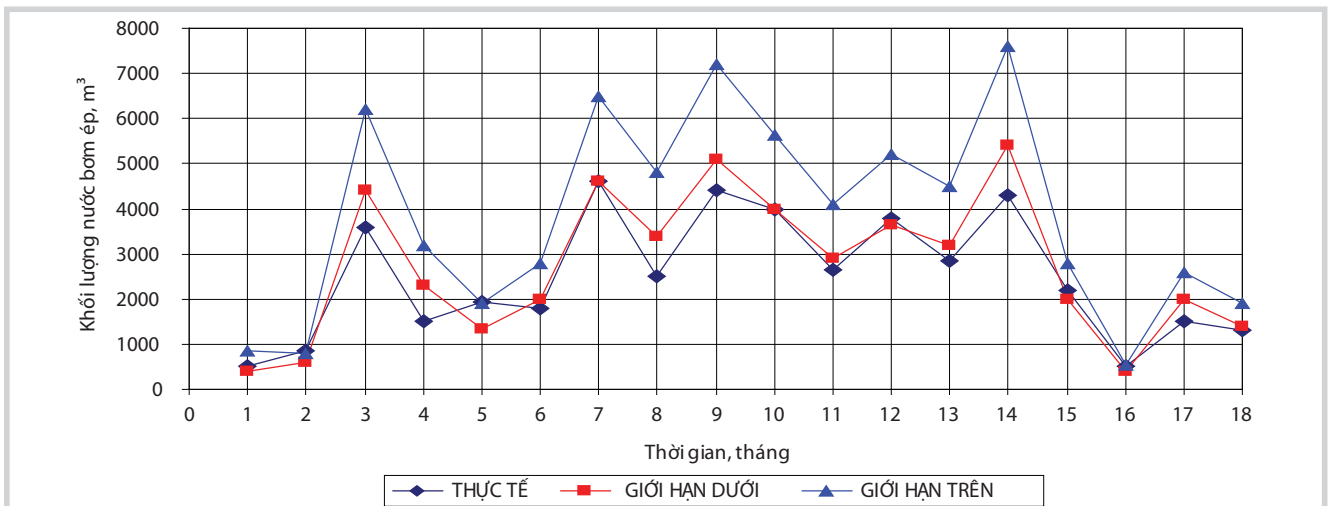
Đối với thân dầu trong đá nứt nẻ, độ tiếp nhận nước có thể tính toán theo công thức (1):

$$Q \approx 0,066k \cdot (H + 500) \quad (6)$$

Ở đây:

k là giá trị độ thấm tuyệt đối của vùng ngoài cận đáy giếng (mD);

H - chiều dài khoảng làm việc của giếng (m);



Hình 1. So sánh định mức khối lượng nước bơm ép theo tính toán và thực tế ở khối Trung tâm, Móng mỏ Bạch Hổ

Q - độ tiếp nhận của giếng bơm ép ($m^3/ngày\ đêm$).

Điều kiện (6) phù hợp cả với các giếng khoan nghiêng và giếng khoan ngang và đã được áp dụng để tính toán bơm ép nước ở thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hổ (Hình 1).

2.6. Biện luận thời điểm bơm ép nước

Tình trạng áp suất vỉa của thân dầu sụt giảm mạnh khi đưa các giếng khai thác vào hoạt động và bị ngập nước trong thời gian ngắn sau khi bơm ép nước ở các mỏ, đặt ra vấn đề cần biện luận và xác định thời điểm thích hợp để bơm ép nước với khối lượng cần thiết.

Vì đá chứa nứt nẻ có tính chất không thuận nghịch, do đó muốn duy trì áp suất vỉa ở mức cần thiết, phải bơm ép lượng nước lớn hơn lượng chất lưu thu hồi. Nước được bơm với khối lượng lớn, trong thời gian ngắn sẽ chèn ép dầu, xâm nhập mạnh vào các giếng khai thác, làm tăng

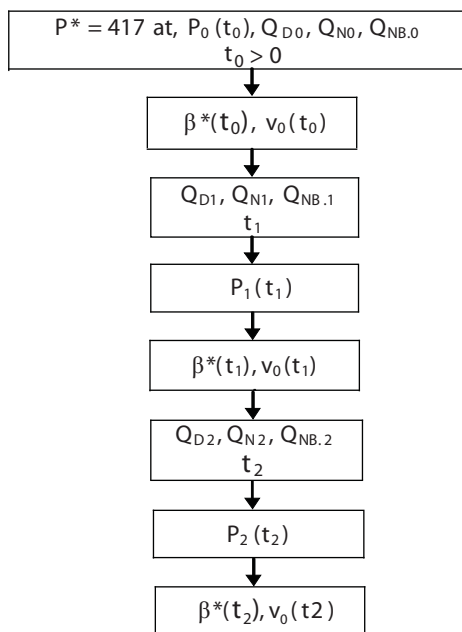
đột biến tỷ lệ nước trong sản phẩm. Kết quả theo dõi quá trình bơm ép nước ở đá Móng mỏ Bạch Hổ, mỏ Đông Nam Rồng, mỏ Sư Tử Đen... cho thấy nên thực hiện bơm ép sớm, với khối lượng nước nhỏ, nhịp độ không cao, sẽ giúp duy trì áp suất vỉa ổn định, áp suất vỉa sẽ suy giảm chậm và ít gây ngập nước các giếng khai thác. Quy mô bơm ép nước sẽ tăng dần, phù hợp với khối lượng dầu thu hồi, đảm bảo khai thác ổn định.

Đối với các mỏ có năng lượng vỉa rất thấp, ngang bằng với áp suất thủy tĩnh như mỏ Nam Rồng – Đồi Mồi, nước vỉa và nước rìa hoạt động tích cực, có nhiều giếng khai thác đã bị ngập nước khi chưa bơm ép, có thể áp dụng phương pháp “bơm ép kín” để nâng áp suất vỉa lên mức cần thiết và thực hiện ngay ở giai đoạn đầu khi đưa mỏ vào hoạt động.

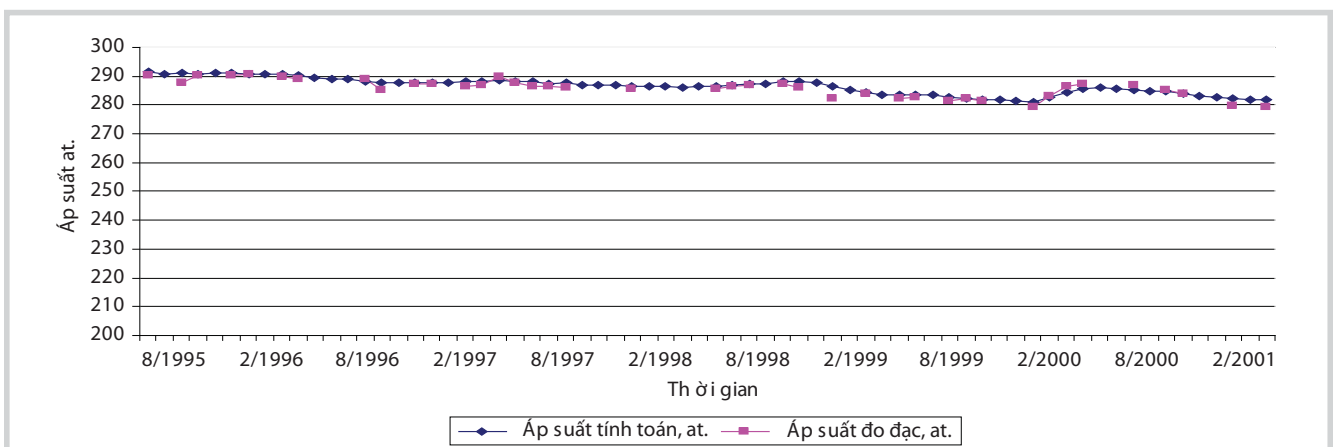
2.7. Kiểm soát áp suất vỉa các thân dầu đá Móng nứt nẻ

Việc duy trì áp suất vỉa ở mức cần thiết sẽ đảm bảo khai thác ổn định. Do đó, cần kiểm soát năng lượng của thân dầu. Kết quả bơm ép nước được kiểm soát thông qua giá trị áp suất vỉa trước và sau khi bơm ép. Giá trị áp suất vỉa đo được ở các giếng, quy đổi về cùng một độ sâu xác định, cho phép kiểm soát năng lượng vỉa trung bình theo thời gian. Đối với giếng có hệ thống theo dõi áp suất vỉa liên tục thì công việc đơn giản hơn. Tuy nhiên ở một số mỏ muốn kiểm soát áp suất vỉa phải đóng nhiều giếng khai thác để đo đạc, ảnh hưởng rất lớn đến kế hoạch sản xuất của mỏ.

Có thể áp dụng phương pháp xấp xỉ liên tiếp để xác định áp suất vỉa trung bình của thân dầu. Phương pháp được xây dựng trên cơ sở phương trình cân bằng vật chất (7), giữa tổng lượng dầu, nước khai thác và tổng lượng nước bơm ép ở điều kiện vỉa. Để thực hiện tính toán, giá trị đo áp suất vỉa ban đầu được lựa chọn đủ tin cậy (chọn



Hình 2. Sơ đồ khối của phương pháp xấp xỉ liên tiếp



Hình 3. So sánh giá trị áp suất vỉa trung bình theo tính toán và theo đo đạc thực tế tại khối Trung tâm Móng mỏ Bạch Hổ

giá trị áp suất vỉa đo ở những giếng có lưu lượng lớn, thời gian đóng giếng dài, áp suất phục hồi nhanh). Sơ đồ khối của quá trình tính toán theo phương pháp xấp xỉ liên tiếp được thể hiện ở hình 3.

Phương trình cân bằng vật chất được viết ở dạng:

$$\Delta P_i = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{Di} \cdot K_D + Q_{Ni} \cdot K_N) - \sum_{j=1}^m Q_{Bomj} \cdot K_N}{V_0 \beta_i^*} \quad (7)$$

Ở đây:

$$\Delta P_i = P(0) - P_i(t), t_0 > 0;$$

$P(0) = P_0(\text{atm})$ là áp suất vỉa trung bình ban đầu ở độ sâu tuyệt đối - H_0 , m;

$P_i(t)$ - áp suất vỉa trung bình ở thời điểm t_i ;

Q_{Di}, Q_{Ni}, Q_{Bomj} - lượng dầu, nước khai thác và nước bơm ép ở thời điểm t_i ;

β_i^* - hệ số nén chung của thân thân dầu;

V_0 - trữ lượng của đối tượng khai thác;

K_D, K_N - hệ số chuyển đổi của dầu và nước từ điều kiện bề mặt về điều kiện vỉa.

Phương pháp xấp xỉ liên tiếp đã được áp dụng để tính toán áp suất vỉa trung bình của khối Trung tâm đá Móng mỏ Bạch Hổ. Kết quả tính toán khá trùng hợp với áp suất vỉa đo thực tế (Hình 3). Ưu điểm của phương pháp này là kiểm soát áp suất vỉa trung bình của thân dầu ở thời điểm bất kỳ; thời gian tính toán nhanh; cho phép dự báo giá trị áp suất vỉa tại thời điểm xác định trong tương lai; giúp kiểm tra tính đúng đắn của kết quả đo đạc tại các giếng, bổ sung giá trị áp suất vỉa trung bình ở thời điểm không có số liệu đo đạc, của các giếng nằm riêng biệt. Phương pháp kiểm soát áp suất vỉa thân dầu đá Móng đã được cấp bằng sáng kiến, sáng chế của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

2.8. Kiểm soát sự dịch chuyển ranh giới dầu - nước

Ranh giới dầu nước trong đá Móng nứt nẻ được kiểm soát dựa trên số liệu đo dòng (Production logging tool - PLT) dọc theo các khoảng làm việc của giếng khai thác. Từ đó, liên kết với các giếng khác, xác định vị trí ranh giới dầu - nước ở thời điểm khảo sát. Việc kiểm soát ranh giới dầu - nước dựa trên số liệu đo thực tế cho kết quả xác thực, giúp kiểm soát và điều chỉnh quá trình khai thác hiệu quả.

Để thực hiện đo PLT, phải thực hiện trên nhiều giếng, ảnh hưởng đến hoạt động khai thác của mỏ. Đối với giếng khoan ngang hoặc có độ xiên lớn, việc tiến hành đo PLT rất khó khăn, nhiều trường hợp không thể thực hiện được.

Việc kiểm soát sự dịch chuyển ranh giới dầu - nước trong đá Móng nứt nẻ có thể thực hiện dựa trên nguyên lý cân bằng vật chất, giữa trữ lượng có thể thu hồi, lượng nước bơm ép, lượng dầu và nước khai thác, khí đồng hành, kết hợp với sơ đồ phân bố trữ lượng theo lát cắt. Sơ đồ phân bố trữ lượng theo lát cắt được xây dựng theo nguyên tắc chọn điểm cao nhất của nóc Móng làm đỉnh, chiều dài bao hết miền chứa dầu. Chia mặt cắt theo từng lớp (50m hoặc 100m...), tùy theo chiều cao thân dầu, trữ lượng được gán cho mỗi lớp dựa vào số liệu địa vật lý giếng khoan. Kết quả phân tích lượng dầu, nước đồng hành thu hồi, nước xâm nhập vào các giếng khai thác trong một khoảng thời gian xác định, cho phép điều chỉnh sự phân bố trữ lượng có thể thu hồi của từng lớp theo chiều sâu.

Phương pháp này đã được áp dụng để xác định sự dịch chuyển ranh giới dầu - nước nhân tạo cho khối Trung tâm, thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hổ. Kết quả thu được so sánh với vị trí ranh giới dầu - nước trung bình, đo tại các giếng khá trùng hợp, chênh lệch giữa tính toán và đo đạc thực tế chỉ từ 7 - 12m. Kết quả khảo sát cho thấy, ranh giới dầu - nước ở khối Trung tâm, đá Móng mỏ Bạch Hổ có vận tốc trung bình tăng dần theo thời gian.

2.9. Đánh giá hiệu quả bơm ép nước

Từ trước đến nay chưa có phương pháp chính thức chung, về đánh giá hiệu quả bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa các mỏ dầu khí. Có thể đánh giá hiệu quả của bơm ép nước theo quan hệ giữa tổng lượng dầu thu hồi, tổng lượng nước bơm ép và sự biến đổi áp suất của mỏ trong khoảng thời gian xác định nào đó.

Gọi H là hệ số hiệu quả bơm ép nước của một giai đoạn khai thác (từ T_1 đến T_2) nào đó của mỏ. Trong khoảng thời gian này, tổng lượng dầu thu hồi từ mỏ là $\sum Q_D$, tổng lượng nước khai thác - $\sum Q_{NKT}$ và lượng nước được bơm ép là $\sum Q_{BE}$, áp suất vỉa suy giảm một đại lượng $\Delta P = P(T_1) - P(T_2)$. Khi đó hiệu quả bơm ép nước H được xác định theo công thức:

$$H = \frac{\sum (Q_D + Q_{NKT} - Q_{BE})}{\Delta P} \quad (8)$$

Lấy giai đoạn chưa bơm ép làm cơ sở, so sánh H của một giai đoạn khai thác khác có bơm ép $\sum Q_{BE}$ sẽ xác định được:

+ Khi chưa bơm ép, ví dụ thu hồi 100 nghìn tấn dầu, Q_{NKT} áp suất vỉa suy giảm ΔP_1 atm;

+ Khi có bơm ép $\sum Q_{BE}$ thu hồi 100 nghìn tấn dầu, Q_{NKT} áp suất vỉa suy giảm ΔP_2 atm. Từ đây xác định được năng lượng vỉa mất 1 atm, sẽ thu hồi bao nhiêu dầu và cần bơm bao nhiêu nước để duy trì áp suất vỉa ở mức cần thiết.

3. Một số giải pháp nâng cao hiệu quả bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa

Dưới đây là một số giải pháp, sơ đồ bơm ép nước, đã áp dụng trong thực tế hoặc mang tính đề xuất, duy trì áp suất vỉa các thân dầu trong đá Móng nứt nẻ.

3.1. Sơ đồ bơm ép nước theo từng cụm

Các thân dầu trong đá Móng nứt nẻ thường có dạng khối, chiều dày hiệu dụng lớn và bất đồng nhất về tính chất thấm chứa, vì vậy vị trí các giếng khai thác được phân bố tùy thuộc vào khả năng cho dầu của từng khu vực. Đặc điểm này dẫn đến sự sụt giảm áp suất vỉa mạnh hoặc yếu phụ thuộc vào sản lượng dầu thu hồi ở từng khu vực cụ thể. Để đảm bảo khai

thác ổn định, sơ đồ bơm ép nước theo từng cụm được thiết lập, phân bố tương hợp với các nhóm giếng khai thác. Sơ đồ bơm ép nước theo từng cụm đã được áp dụng có hiệu quả ở thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hồ [5, 6].

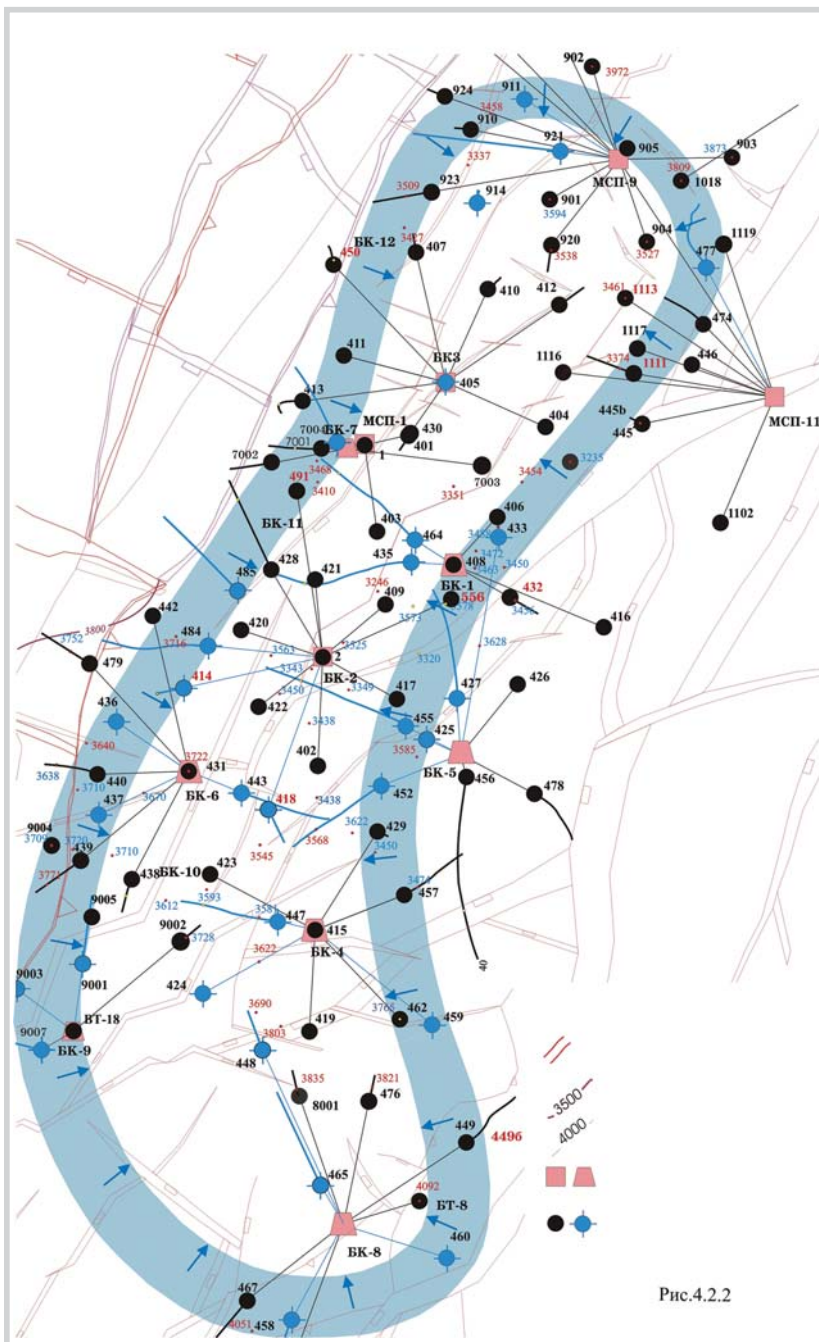
3.2. Sơ đồ bơm ép nước từ vùng rìa

Sơ đồ bơm ép nước từ các vùng rìa được xây dựng dựa trên cơ sở thân dầu đá Móng thường có dạng khối, có nước đáy hoặc nước đáy nhân tạo. Việc bơm ép nước vùng rìa sẽ dẫn nâng thể tích của vùng đệm nước đáy, đẩy dầu từ dưới và vùng rìa lên nóc Móng. Việc áp dụng sơ đồ bơm ép nước từ vùng rìa vừa tạo nên đệm nước ở vùng đáy thân dầu, vừa ép đẩy dầu từ vùng rìa lên nóc Móng.

Việc thử nghiệm áp dụng sơ đồ bơm ép nước từ các vùng rìa trên mô hình thủy động, đẩy dầu lên nóc Móng đã được thực hiện trên mô hình thủy động cho khối Trung tâm của Móng mỏ Bạch Hồ trong giai đoạn 2003 - 2020, với điều kiện áp suất vỉa không thay đổi. Sơ đồ được xây dựng cho khối Trung tâm, trên cơ sở hệ thống 19 giếng bơm ép nằm ở biên rìa; đóng các giếng bơm ép nằm phía trong. Tính toán bơm ép nước thử nghiệm cho kết quả tốt, sản lượng dầu tăng lên, cao hơn 2.040.000 tấn so với kết quả tính toán trong Sơ đồ công nghệ năm 2003. Lượng nước khai thác tăng lên 1,5 - 1,64% tùy thuộc vào sự thay đổi khối lượng nước bơm của các giếng bơm ép (Hình 4) [14].

3.3. Bơm ép nước theo chu kỳ

Phương pháp bơm ép nước theo chu kỳ lần đầu tiên được Viện Dầu toàn Liên bang (Liên Xô) đề xuất năm 1964 và áp dụng lần đầu ở mỏ Pacrovski. Công nghệ bơm ép nước chu kỳ dựa trên nguyên lý thay đổi lượng nước bơm ép hay khai thác chất lưu theo chu kỳ bằng dịch chuyển các pha dao động của áp suất ở từng nhóm giếng, làm thay đổi hướng dòng thấm [10].



Hình 5. Sơ đồ bơm ép nước vùng rìa ở khối Trung tâm, Móng mỏ Bạch Hồ [14]

Bản chất vật lý của quá trình dịch chuyển các pha dao động là nâng cao áp suất trong vỉa ở nửa đầu của chu kỳ và giảm áp suất ở nửa sau chu kỳ, tạo ra xung áp lực, ép đẩy dầu còn tồn đọng tham gia vào quá trình chuyển động của chất lưu tới các giếng khai thác. Thời gian bơm ép nước của một chu kỳ từ 4 - 10 ngày và có thể lên đến 75 - 80 ngày.

Để bơm ép nước theo chu kỳ đạt hiệu quả, vỉa dầu cần có các đặc điểm: vỉa dầu bất đồng nhất, phân lớp hay dầu trong đá các nút nê và matrix; có khối lượng dầu tàn dư cao trong vỉa; có khả năng về kỹ thuật và công nghệ để tạo các dao động áp suất với biên độ lớn (thực tế có thể đạt 0,5 - 0,7 chênh áp trung bình giữa giếng bơm ép và giếng khai thác); có khả năng bù khai thác bằng bơm ép chu kỳ.

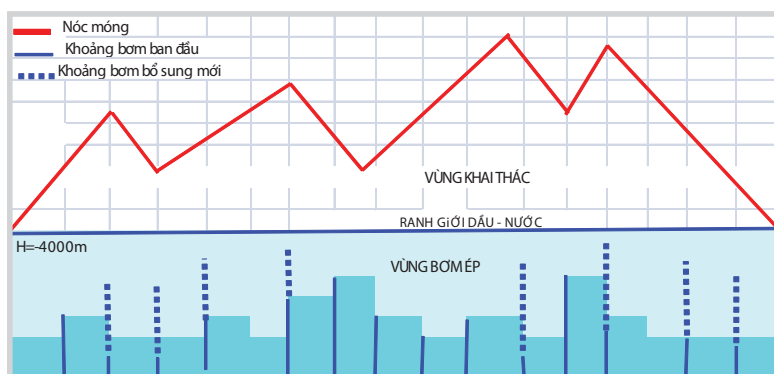
Bơm ép chu kỳ ở giai đoạn đầu khai thác, có thể làm tăng sản lượng dầu thu hồi lên 5 - 6% hoặc cao hơn, ở các giai đoạn sau chỉ đạt khoảng 1 - 1,5% [8].

Đã thực hiện tính toán thử nghiệm trên mô hình thủy động đối với thân dầu Móng mỏ Bạch Hổ, thời gian bơm của một chu kỳ là 4,5 - 7,3 ngày. Tỷ lệ nước trong sản phẩm của các giếng khai thác khi thực hiện bơm ép với các chu kỳ khác nhau dao động trong khoảng 0,1 - 0,8% sau 5 năm; sản lượng dầu thu hồi tăng lên trong khoảng thời gian xác định, sau đó không tăng và có xu hướng sụt giảm.

3.4. Sơ đồ bơm ép nước đồng đều

Sơ đồ bơm ép nước đồng đều được xây dựng dựa trên nguyên tắc các giếng bơm ép tiếp nhận khối lượng nước như nhau, không tạo nên chênh áp đột biến giữa giếng bơm ép và giếng khai thác, tạo ranh giới dầu nước tương đối phẳng, đẩy dầu từ từ lên nóc Móng.

Sơ đồ bơm ép nước đồng đều có thể thực hiện được khi đã hình thành vùng bơm ép nước và vùng khai thác tương đối rõ ràng trong đá Móng; ranh giới dầu - nước đã dâng lên ở một mức xác định nào đó. Với giếng bơm ép có độ tiếp nhận lớn, sẽ điều chỉnh giảm khối lượng nước. Với giếng bơm ép có độ tiếp nhận không cao, cần bơm vỉa, tạo thêm khoảng làm việc mới của giếng, tăng khối lượng nước bơm mà không ảnh hưởng đến các giếng khai thác, vì ranh giới dầu - nước đã dâng lên cao hơn khoảng bơm vỉa thêm. Sơ đồ hệ thống các giếng bơm ép có độ tiếp nước như nhau được thể hiện trong hình 5.



Hình 5. Sơ đồ bơm ép nước đồng đều

Kết quả tính toán thử nghiệm trên mô hình thủy động đối với thân dầu khối Trung tâm đá Móng mỏ Bạch Hổ theo sơ đồ bơm ép đồng đều cho thấy, sản lượng dầu cộng dồn thu được theo phương án này trong giai đoạn 2008 - 2015 tăng thêm 250.000 tấn so với khai thác thông thường; nước khai thác giảm khoảng 310.000m³.

3.5. Sử dụng giếng khoan ngang để bơm ép nước

Sử dụng giếng khoan ngang để bơm ép nước có ưu điểm giải quyết được khó khăn về việc tìm vị trí đặt giếng bơm, đảm bảo có độ tiếp nhận nước cần thiết; với thân giếng bơm có phần nằm ngang lớn, khả năng tiếp xúc vùng có độ thấm tốt cao, cho phép bơm được khối lượng nước theo yêu cầu kỹ thuật. Với số lượng giếng bơm không nhiều, vẫn đảm bảo bù sản lượng khai thác, duy trì áp suất vỉa ở mức cần thiết. Đây là giải pháp mới, mở rộng khả năng ứng dụng của giếng khoan ngang để bơm ép nước.

Mỏ Bạch Hổ là mỏ đầu tiên trên thế giới sử dụng giếng khoan ngang để bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Nhiều giếng bơm ép khoan ngang có độ tiếp nhận tốt như giếng 464 có Q_{max} ~7.000m³/ngày đêm, giếng 455 có Q_{max} ~6.000m³/ngày đêm. Kết quả so sánh khối lượng nước tiếp nhận trung bình của các giếng bơm ép khoan thẳng đứng và khoan ngang trong 7 tháng đầu năm 2005 ở mỏ Bạch Hổ cho thấy: giếng khoan thẳng đứng là 1.154m³/ngày đêm, giếng khoan ngang là 2.294m³/ngày đêm. Khối lượng nước bơm ép của giếng khoan ngang lớn hơn 2 lần so với giếng khoan thẳng đứng nhưng chi phí khoan giếng chỉ gấp 1,5 lần trong điều kiện giống nhau. Khả năng nâng cao độ tiếp nhận nước của giếng bơm khoan ngang trong trường hợp cần bổ sung năng lượng vỉa dễ dàng hơn trong đá chứa nứt nê hang hốc.

3.6. Phương pháp “bơm ép kín”

Nguyên lý của phương pháp “bơm ép kín” là tạo chênh áp suất giữa giếng bơm ép và điểm bất kỳ trong vỉa, khi chuyển đổi về cùng độ sâu có giá trị không đổi. Bản chất

của phương pháp “bơm ép kín” là làm giảm độ linh động của nước khi được bơm vào vỉa và bị cản bởi vùng dầu hầu như không tham gia vào chuyển động. Cơ chế chuyển động của nước bơm ép trong trường hợp này chuyển từ chèn ép dầu sang đẩy dầu để dịch chuyển. Kết quả áp suất vỉa được nâng cao, nước bơm ép không tạo nên chênh áp lớn đột biến và ít gây ngập nước ở các giếng khai thác. Tính đúng đắn của phương pháp có thể kiểm chứng trên mô hình thủy động hoặc sử dụng phương trình cân bằng vật chất để tính toán, kiểm tra.

Phương pháp “bơm ép kín” có thể áp dụng cho toàn bộ đối tượng khai thác, nâng áp suất vỉa lên cao ở mức xác định, theo yêu cầu công nghệ hoặc cho từng khu vực, mà ở đó các giếng khai thác dễ bị ngập nước. Phương pháp này đặc biệt có hiệu quả khi áp dụng cho những mỏ có áp suất vỉa ban đầu thấp như mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi hoặc bị ngập nước sớm như mỏ Sư Tử Đen.

Việc áp dụng phương pháp “bơm ép kín” vào thời điểm nào hoặc định kỳ, tùy thuộc vào trạng thái năng lượng vỉa ở từng giai đoạn khai thác của mỏ.

Cơ chế “bơm ép kín” được tác giả phát hiện tình cờ trong quá trình theo dõi bơm ép nước ở thân dầu đá Móng mỏ Bạch Hổ.

4. Kết luận

Từ những kết quả nghiên cứu trên cho phép đưa ra một số kết luận:

- Bơm ép nước, duy trì áp suất vỉa các thân dầu hoạt động khai thác trong đá Móng nứt nẻ giúp nâng cao hiệu quả thu hồi dầu; tổng lượng dầu thu hồi từ đá Móng có thể lên đến trên 70% trữ lượng ban đầu.

- Trong quá trình hoạt động khai thác của mỏ trong đá Móng nứt nẻ, cần bơm ép nước sớm khoảng 1 năm sau khi đưa mỏ vào hoạt động, với khối lượng nhỏ và nhịp độ thấp tạo đệm nước dẫn đẩy dầu lên phía trên, tận thu hồi các trữ lượng dầu. Việc bơm ép nước sớm sẽ giữ cho áp suất vỉa suy giảm chậm, đảm bảo quá trình khai thác ổn định lâu dài.

- Sự vận động của nước bơm ép trong đá Móng nứt nẻ rất linh hoạt, từ khi bơm ép đến thời điểm các giếng khai thác bị ngập nước ở một số mỏ thường không vượt quá 2 năm. Nước bơm ép dâng cao theo cơ chế lưới nước làm ngập các giếng khai thác, vì vậy không bơm ép nước với cường độ lớn.

- Tùy thuộc vào cấu trúc thân dầu và giai đoạn khai thác của mỏ để áp dụng các sơ đồ bơm ép nâng cao hiệu

quả thu hồi dầu như bơm ép từ vùng rìa, bơm ép chu kỳ, bơm ép đồng đều. Đối với các thân dầu có tính chất thấm chứa bất đồng nhất cao, cần áp dụng sơ đồ bơm ép theo từng cụm, giúp cân bằng năng lượng vỉa của toàn đối tượng khai thác.

- Có thể sử dụng giếng khoan ngang để bơm ép, giúp đảm bảo khối lượng nước bơm cần thiết, khắc phục tình trạng khó tìm vị trí đặt các giếng bơm ép có độ tiếp nhận cao trong đá Móng nứt nẻ.

- Phương pháp “bơm ép kín” cho phép nâng cao áp suất vỉa của toàn thân dầu hoặc cho từng khu vực cục bộ, ít gây ngập nước các giếng khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. M.G.Alişev, Phạm Quang Ngọc. *Các chuẩn bơm ép nước hợp lý vào thân dầu dạng khối*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 3: trang 18 - 23 và 48.

2. Nguyễn Hữu Quang và nnk. *Ứng dụng kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ trong khảo sát mỏ dầu nhằm mục đích chính xác hóa mô hình mỏ để điều chỉnh hợp lý sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ*. Hội thảo Khoa học Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. 9/2002.

3. Phạm Quang Ngọc. *Vấn đề bơm ép nước vào thân dầu ở móng mỏ Bạch Hổ*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ “Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ XXI”. Nhà xuất bản Thanh niên. 2000; 2: trang 51 - 60.

4. T.D.Van Golf-Racht. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier. 1982.

5. Vietsovetro. *Hoàn thiện “Chính xác hóa sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ”*. 1998.

6. Vietsovetro. *Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ*. 2003.

7. Trần Văn Xuân và nnk. *Ảnh hưởng của biến đổi hàm lượng nước sản phẩm lên hiệu suất khai thác mỏ Sư Tử Đen*. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2013.

8. И.Д.Амелин, М.Л.Сургучев, А.В.Давыдов. *Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии*. Москва “Недра”. 1994.

9. Е.Г.Арешев, Г.Г.Вахитов, Л.Б.Листенгартен, В.В.Луценко. *Создание искусственного водонефтяного контакта в массивной залежи нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр*. 1993: стр. 23 - 30.

10. В.С.Бойко. *Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений*. Москва “Недра”. 1990.

11. Н.П.Лебединец. *Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами*. Москва "Наука". 1997.

12. Ч.К.Тай, Ф.К.Нгок, Б.В.Лам. *Механизм движения жидкости в залежи нефти и мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождений Белый Тигр* Пятая международная конференция. Химия нефти и газа Томск. 2003: стр. 231 - 234.

13. Ф.К.Нгок. *Резкий подъем языков воды в залежи нефти фундамента месторождения Белый Тигр IV Всероссийская научно-практическая конференция. Добыча, подготовка, транспорта нефти и газа* Томск. 2007: стр. 33 - 41.

14. НИПИ морнефтегаз. *Адаптация и внедрение новых технологий увеличения нефтеотды и интенсификации разработки на месторождениях СП Вьетсовнтро*. г. Вунг-Тау. 2004.

Water injection to maintain energy of oil reservoir in fractured basement rocks

Pham Quang Ngoc

Ba Ria - Vung Tau University

Summary

After the 40s of the 20th century, water injection technology for reservoir pressure maintenance has been applied in many oil fields and significantly increased oil recovery factor [10]. Today, it is considered a popularly applied method in most producing oil fields in the world. In this paper, the author presents some issues relating to water injection for fractured basement reservoirs such as investigation of the injected water movement, water coning mechanism, timing justification for water injection, optimisation of injection water volume, and injection well locations.

Key words: Oil field, fracture, matrix, water injection, basement production, oil recovery, cyclic water injection, oil-water contact, regular injection, reservoir pressure maintenance.