

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ NÚT VIA THỦY LỰC NHIỀU GIAI ĐOẠN CHO ĐỐI TƯỢNG MIOCENE DƯỚI, BỂ CỬU LONG, THÊM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo đánh giá hiệu quả nứt via thủy lực nhiều giai đoạn tăng sản phẩm cho đối tượng Miocene dưới, giếng đơn thuộc bể Cửu Long tại thêm lục địa Việt Nam. Hiệu quả nứt via thủy lực nhiều giai đoạn tăng sản phẩm tốt hơn so với các trường hợp chưa nứt via và trường hợp nứt via một giai đoạn tăng sản phẩm như: bán kính hiệu dụng, trung bình hệ số skin, dẫn suất khe nứt, hiệu quả gia tăng khai thác sau nứt via, chiều dài và chiều rộng của khe nứt, áp suất khe nứt. Mô hình nứt via thủy lực nhiều giai đoạn tích hợp bởi các thành phần: giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất và phương phát triển khe nứt, mô hình khe nứt, mô hình khai thác và mô hình kinh tế. Nghiên cứu cho thấy nứt via nhiều giai đoạn tăng sản phẩm cho sản lượng khai thác cộng dồn cao hơn so với các trường hợp giếng chưa nứt via và trường hợp giếng nứt via một giai đoạn cho tăng sản phẩm.

Từ khóa: Nứt via nhiều giai đoạn, đối tượng Miocene dưới, hiệu quả nứt via nhiều giai đoạn, nứt via một giai đoạn tăng sản phẩm, chưa nứt via.

1. Giới thiệu

Sản lượng khai thác dầu ở các mỏ thuộc đối tượng tầng đá móng bể Cửu Long đã suy giảm nghiêm trọng, hầu hết trữ lượng ở các mỏ này đang bị suy kiệt sau thời gian dài khai thác. Công tác tìm kiếm, khoan thăm dò và phát triển các mỏ ở xa bờ vẫn đang tiến hành nghiên cứu và phát triển, tuy nhiên khi đi vào thực hiện dự án có rất nhiều rủi ro và chi phí lớn. Hiện nay còn một lượng tương đối lớn dầu thuộc đối tượng đá móng ở các mỏ tại bể Cửu Long đang tiếp tục nghiên cứu để gia tăng thu hồi dầu thuộc giai đoạn khai thác thứ cấp hoặc tam cấp. Công tác bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa được tiến hành thường xuyên, tuy nhiên vỉa bị ngập nước là vấn đề rất thách thức trong khai thác ở đối tượng móng. Ngày nay, đối tượng khai thác dầu ở bể Cửu Long là trầm tích tập Miocene dưới chứa dầu. Trầm tích Miocene dưới có đặc điểm dầu trong cát kết với mức độ bất đồng nhất và tính chất địa chất rất phức tạp. Trầm tích Miocene dưới của mỏ là khu vực phía Bắc và phía Nam. Đối với khu vực phía Bắc, tầng chứa có trữ lượng khoảng 12,8 triệu m³ dầu với lượng thu hồi khoảng 3,97 triệu m³ dầu, với hệ số thu hồi dầu 31%. Đối với khu vực phía Nam, tầng chứa có trữ lượng tại chỗ khoảng 9,3 triệu m³ dầu, có thể thu hồi 1,38 triệu m³ dầu với hệ số thu hồi khoảng 14,8%. Vỉa có gradient nhiệt độ lên tới 3,5°C trên 100m thẳng đứng, ở tầng trầm tích Miocene dưới nhiệt độ vỉa ở giếng khai

thác và bơm ép nằm trong khoảng 80 - 100°C, vỉa có áp suất ban đầu lên tới 4.023psi, áp suất điểm bọt là 1.880psi, độ rỗng hờ của vỉa phân bố không đều và khoảng chênh rất rộng từ 0 - 33,5%, độ thấm thay đổi từ 0,5 - 1650mD, nhìn chung độ rỗng và độ thấm của vỉa giảm theo chiều sâu của giếng cần nứt via. Vỉa chứa sản phẩm thường nằm ở độ sâu từ 2.759 - 2.998m với thành phần thạch học chủ yếu là cát kết và bột kết, chúng được gắn kết bởi sét và carbonate xi măng, theo địa vật lý giếng khoan thì kích cỡ hạt của cát kết ở mức trung bình. Thành phần thạch học chiếm 40 - 65% là quartz, 10 - 25% feldspars, 2 - 5% micas, 2 - 13% fragments và 12 - 15% sét hoặc carbonate xi măng [1]. Như vậy, vỉa có cấu trúc phức tạp, xen kẽ là các lớp đất đá chặt sít không chứa sản phẩm. Việc áp dụng công nghệ nứt via thủy lực để xử lý các lớp chứa sản phẩm nhằm tăng lưu lượng khai thác dầu và sẽ được thiết kế làm các giai đoạn nứt via với giếng đơn sao cho sau khi kết thúc nứt via thu được lưu lượng dầu tối đa là rất cần thiết. Bài báo đánh giá hiệu quả của nứt via thủy lực nhiều giai đoạn so với nứt via thủy lực một giai đoạn tăng sản phẩm và trường hợp chưa nứt via.

2. Giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất và hướng phát triển của khe nứt

Trong công tác nứt via thủy lực, giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất ứng với chiều sâu vỉa cần tiến hành nứt via thủy lực rất quan trọng vì cho phép lựa chọn loại hạt chèn có cường độ nén phù hợp và đánh giá chính xác giá trị dẫn suất của khe nứt với giá trị ứng suất đóng cụ thể với chiều

sâu nhất định. Việc xác định áp suất đóng của khe nứt tương ứng giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất được thực hiện theo nhiều cách khác nhau như phương pháp lý thuyết và phương pháp kiểm tra thực nghiệm ngoài hiện trường (LOT), hay kiểm tra thực nghiệm ngoài hiện trường mở rộng (XLOT). Với phương pháp xác định ứng suất nhỏ nhất của thành hệ theo phương pháp thực nghiệm hiện trường, thủ tục giếng được đóng bởi đối áp sau đó tiến hành bơm với lưu lượng nhỏ cho đến khi thành hệ xuất hiện vết nứt, khi đó giá trị áp suất trên bề mặt được gọi là áp suất gây ra vết nứt thành hệ (LOP), tiếp tục bơm cho đến khi thành hệ bị phá hủy (break down) và tiến hành tắt bơm. Áp suất đáy giếng lúc tắt bơm giảm dần theo thời gian bởi vì nó là một hàm số phụ thuộc vào hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa. Thông thường thành hệ có độ thấm và độ rỗng thấp, chặt sít thì hệ số thất thoát dung dịch qua diện tích khe nứt là nhỏ hơn so với hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa ở tầng đất đá có độ thấm và độ rỗng cao. Trong công tác nứt vỉa thủy lực, trước khi tiến hành nứt vỉa thủy lực chính cần tiến hành nứt vỉa thử nghiệm để xác định hệ số thất thoát dung dịch, mô hình khe nứt, tính chất đất đá. Hệ số thất thoát dung dịch phụ thuộc vào tính chất của đất đá thành hệ, tính chất của hệ dung dịch nứt vỉa sử dụng, độ rỗng và độ thấm của thành hệ nghiên cứu, độ nén của thành hệ. Nhiều năm qua, đã có nhiều tác giả đưa ra các cách khác nhau để xác định ứng suất ngang nhỏ nhất như Hubbert và Willis [2], phương pháp tương quan của Matthews và Kelly [3], phương pháp tương quan của Pennebaker [4], phương pháp tương quan của Eaton [5], công thức Christman [6] và phương pháp MacPherson và Berry [7]. Tuy nhiên phương pháp XLOT và phương pháp kiểm tra thực nghiệm (LOT) đối với thành hệ cho giá trị ứng suất ngang nhỏ nhất chính xác và nhanh hơn. Ví dụ đối với phương pháp Eaton, để xác định ứng suất ngang nhỏ nhất theo chiều sâu của giếng khoan là sau khi khoan cần rất nhiều bộ số liệu gồm: phải đo áp suất địa tĩnh theo tài liệu địa vật lý giếng khoan, đo áp suất lỗ rỗng theo đường điện trở suất, đo hệ số poisson's động khi biết số liệu của đường sóng dọc và sóng ngang. Phương pháp XLOT xác định ứng suất nhỏ nhất chính xác hơn so với phương pháp LOT và các phương pháp trên bởi

vì phương pháp XLOT thực hiện nhiều hơn một lần kiểm tra thử nghiệm ngoài hiện trường và cho kết quả ngay tại giếng cần nứt vỉa. Đối với trường ứng suất thông thường, trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực thử nghiệm thì khe nứt phát triển theo mặt phẳng có chứa ứng suất thẳng đứng và ứng suất ngang lớn nhất và mặt phẳng đó vuông góc với ứng suất ngang nhỏ nhất [8]. Với nứt vỉa giai đoạn một thì áp suất đóng của khe nứt sẽ là 4.861psi và ứng suất đóng của khe nứt ở giai đoạn nứt vỉa thứ hai, thứ ba lần lượt là 5.071psi, 4.916psi. Đối với áp suất đóng của nứt vỉa một giai đoạn tăng sản phẩm, thì áp suất đóng của khe nứt là 4.704psi.

3. Mô hình khe nứt

Các mô hình khe nứt hay dùng để mô phỏng khe nứt phát triển và lan truyền trong khi thực hiện bơm nứt vỉa thủy lực đã được sử dụng rộng rãi gồm: mô hình khe nứt 2 chiều, mô hình khe nứt 3 chiều và mô hình khe nứt giả 3 chiều. Do đặc điểm của tầng đất đá Miocene dưới có tính chất cát kết và xen kẹp với bột kết, đất đá có tính bất đồng nhất và địa chất phức tạp, đất đá tương đối chặt sít. Theo yêu cầu tính toán hiệu quả nứt vỉa thì mô hình khe nứt 2 chiều PKN có tính tới hệ số thất thoát dung dịch sẽ được sử dụng để mô tả sự phát triển và sự lan truyền của khe nứt khi nứt vỉa tầng Miocene dưới. Trong bài báo này tác giả sử dụng mô hình khe nứt 2 chiều PKN có tính tới hệ số thất thoát dung dịch [9].

Giải bài toán cho phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực theo Cater II, có tính tới lưu lượng bơm không thay đổi, hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa (C_f) và hệ số mất dung dịch, S_p . Do đó nửa chiều dài của khe nứt được biểu diễn như sau [10]:

$$x_f = \frac{\bar{w} + 2S_p}{4C_f^2 \pi h_f} \times \frac{q}{2} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (1)$$

$$\text{Với: } \beta = \frac{2C_f \sqrt{\pi t}}{\bar{w} + 2S_p}$$

Hiệu quả nứt vỉa được tính theo công thức sau:

$$\eta = \frac{\bar{w} h_f x_f}{q t}$$

$$\text{hay } \eta = \frac{\bar{w}(\bar{w} + 2S_p)}{4C_f^2 \pi t} \times \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2)$$

Chiều rộng lớn nhất của khe nứt tại thân giếng trong điều kiện mô hình phi newton Power Law giới hạn bởi các thông số n và K . Chiều rộng lớn nhất của khe nứt được cho bởi công thức sau:

$$w_f = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{1 + (\pi - 1)n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{\left(\frac{q_i}{2} \right)^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (3)$$

Trong đó:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

E: Module đàn hồi của đất đá (psi);

E': Module biến dạng phẳng của đất đá (psi);

v: Hệ số Poisson.

Rahman (2002) đưa ra công thức thực nghiệm mối liên hệ giữa độ nhớt của hệ dung dịch nứt vỉa với chỉ số ứng xử của dung dịch nứt vỉa và chỉ số độ sệt như sau:

$$n = 0,1756(\mu)^{-0,1233}$$

$$K = (0,5\mu - 0,0159) \times 47.880$$

μ : Độ nhớt của dung dịch nứt vỉa (pa.s)

n: Chỉ số ứng xử của dung dịch nứt vỉa

K: Chỉ số độ sệt của dung dịch nứt vỉa (Pa-secⁿ)

Sneddon [11] đưa ra mô hình toán học biểu diễn áp suất tạo khe nứt. Trong đó khe nứt phát triển theo mô hình elliptical, chiều rộng của khe nứt được viết như sau:

$$w(x) = \frac{4p_o^2}{E'} \sqrt{c^2 - x^2} \quad (4)$$

Trong đó:

P_o : Áp suất không đổi dưới đáy giếng tác dụng lên bề mặt của 2 cánh khe nứt;

c: Nửa chiều dài của khe nứt (khoảng cách từ tâm của khe nứt đến đỉnh của khe nứt và x thông số chiều dài biến đổi tính từ tâm của khe nứt.

Khi x tiến tới 0 và giá trị c bằng một nửa chiều cao khe nứt. Từ (4) chiều rộng khe nứt lớn nhất được viết là:

$$w_w = \frac{2h_f P_{net}}{E'} \text{ hay áp suất khe nứt là: } P_{net} = \frac{E'}{2h_f} w_w \quad (5)$$

Áp suất bơm xử lý nứt vỉa thủy lực được cho bởi công thức sau đây:

$$P_{treat} = P_{net} + \sigma_1 \quad (6)$$

Trong đó:

σ_1 : Áp suất đóng khe nứt (psi).

Công suất bơm yêu cầu:

$$HHP = \frac{P_{treat} \times q}{40,81} \quad (7)$$

Trong đó:

q: Lưu lượng bơm (bpm);

P_{net} : Áp suất bên trong khe nứt (psi);

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

P_{treat} : Áp suất xử lý nứt vỉa thủy lực (psi).

4. Mô hình khai thác

Trong mô hình khai thác ở vỉa dầu có độ thấm thấp, lưu lượng khai thác dầu của giếng đã được nứt vỉa sẽ bắt đầu là chế độ khai thác chuyển tiếp. Khi chế độ khai thác chuyển tiếp kết thúc, chế độ khai thác dầu của giếng sẽ chuyển sang chế độ khai thác giả ổn định. Ở chế độ khai thác chuyển tiếp thì thời gian khai thác thường ngắn hơn.

4.1. Chế độ khai thác chuyển tiếp

Dựa trên hiện trạng của áp suất đáy giếng không đổi, chế độ khai thác dầu chuyển tiếp của giếng đã nứt vỉa được biểu diễn như sau [9, 12]:

$$(p_i - p_{wp}) = \frac{162,6q_o B_o \mu}{kh} (\log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w'^2} - 3,23 + s) \quad (8)$$

Trong đó:

P_i : Áp suất vỉa ban đầu (psi);

t: Thời gian khai thác ở chế độ chuyển tiếp (tháng);

k: Độ thấm vỉa (mD);

c_t : Tổng độ nén, (psi⁻¹);

s: Hệ số skin đạt được sau nứt vỉa;

h: Chiều dày vỉa (ft);

μ : Độ nhớt của vỉa dầu (cp);

B_o : Hệ số thể tích vỉa dầu (res bbl/STB).

r_w' là bán kính hiệu dụng đạt được sau nứt vỉa được cho bởi công thức: $r_w' = r_w e^{-s_f}$, s_f là hệ số skin được tính từ công thức mối liên hệ (Valko và các cộng sự, 1997) [13]: $s_f = F - \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right)$. Hệ số F được tính như sau:

$$F = \frac{1,65 - 0,328u + 0,116u^2}{1 + 0,18u + 0,064u^2 + 0,005u^3} \quad (9)$$

Trong đó:

$u = \ln(F_{CD})$ và $F_{CD} = (k_{wf}/k_{xf})$, k_{wf} là dẫn suất của khe nứt trong các điều kiện cụ thể như: áp suất đóng của khe nứt, sự phân bố của hạt chèn bên trong khe nứt, loại hạt chèn, kích thước hạt chèn, độ rỗng của gói hạt chèn và mức độ thấm của gói hạt chèn dưới tác dụng của áp suất đóng, cường độ nén của hạt chèn.

F_{CD} là dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt trong điều kiện số hạt chèn, cùng với tỷ số sự phát triển, lan truyền của khe nứt với bán kính ảnh hưởng ($2x_f/x_e$) dựa trên cơ sở thể tích khe nứt được thiết lập bên trong khe nứt.

Số hạt chèn được tính theo mô hình (Economides và các cộng sự, 2001) [14, 15] như sau:

$$N_{prop} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (10)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm hiệu dụng của gói hạt chèn (mD);

k : Độ thấm của vỉa (mD);

V_{prop} : Thể tích khe nứt phát triển trong đất đá (ft³);

V_{res} : Thể tích thào khô của vỉa chứa (ft³).

Mô hình thời gian khai thác chuyển tiếp (8) tiếp tục được thực hiện cho đến khi bắt đầu xuất hiện chế độ khai thác giả ổn định, mô hình đó được đánh giá bởi Economides và các cộng sự.

4.2. Chế độ khai thác giả ổn định

Dựa trên chỉ số khai thác của giếng đã được thực hiện nứt vỉa thủy lực, phương trình sau được sử dụng để đánh giá lưu lượng khai thác ở chế độ giả ổn định như sau [12]:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{141,2q_o B_o \mu}{kh} \left\{ \ln \left(\frac{0,472r_e}{x_f} \right) + S_f + \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right) \right\} \quad (11)$$

Trong đó:

r_e : Bán kính ảnh hưởng của vỉa dầu (ft);

$\bar{P}$: Áp suất trung bình của vỉa dầu (psi);

P_{wf} : Áp suất đáy giếng (psi);

k : Độ thấm của vỉa chứa (md);

q_o : Lưu lượng khai thác (STB/ngày);

B_o : Hệ số thể tích của vỉa dầu;

μ : Độ nhớt của vỉa dầu (cp);

x_f : Nửa chiều dài khe nứt (ft);

r_w : Bán kính tubing (ft).

5. Mô hình kinh tế

Mô hình chi phí cho một nứt vỉa thủy lực là một phần trong mô hình kinh tế, chi phí thực hiện một nứt vỉa thủy lực cụ thể cũng rất khác nhau tùy theo thời gian, thời điểm thực hiện dịch vụ nứt vỉa thủy lực và nhu cầu thuê dịch vụ. Tổng chi phí giá thành bơm để thực hiện một nứt vỉa thủy lực phụ thuộc vào giá thành thuê máy bơm (công suất máy bơm đi thuê), thời gian chờ đợi chưa bơm, thời gian bơm. Thông thường chi phí giá thành lúc bơm đang

hoạt động cao hơn so với lúc máy bơm chưa hoạt động. Do đó, tổng chi phí cho một nứt vỉa thủy lực là một hàm số bao gồm tổng chi phí của khối lượng hạt chèn, loại hạt chèn, tổng thể tích dung dịch nứt vỉa cũng như loại dung dịch nứt vỉa, chi phí cho công suất bơm, và các chi phí cố định khác.

Giá trị hiện tại thuần (NPV) là lợi nhuận ròng thu được từ việc gia tăng sản lượng khai thác dầu khí từ việc nứt vỉa thủy lực trừ đi giá trị hiện tại ròng từ sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tại thời điểm chưa nứt vỉa trừ đi tổng chi phí thực hiện trong quá trình nứt vỉa. Mô hình công thức tính toán lợi nhuận thuần được cho bởi công thức sau [15]:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(V_o)_j}{(1+i)^j} - C_{tr} \quad (12)$$

Mô hình chi phí giá thành cho một nứt vỉa có dạng như sau:

$$C_{tr} = P_{fl} \times V_{tfl} + P_{pr} \times W_{pr} + P_{pump} \times HP_{av} + P_{pumpi} \times t_{hi} + P_{pumppr} \times t_{hr} + FC \quad (13)$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại thuần (USD);

V_f : Giá trị lợi nhuận thu được từ việc nứt vỉa (USD);

V_o : Giá trị lợi nhuận thu được từ vỉa chưa được nứt vỉa (USD);

i : Tỷ suất chiết khấu (%);

C_{tr} : Tổng giá trị chi phí trong quá trình nứt vỉa (USD);

N : Số năm khai thác dầu khí (năm);

P_{fl} : Giá thành của dung dịch nứt vỉa (USD/gallon);

V_{tfl} : Thể tích của dung dịch nứt vỉa chưa có hạt chèn (gallons);

P_{pr} : Giá thành của hạt chèn (USD/lb);

W_{pr} : Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs)

P_{pump} : Giá thành thuê máy bơm (USD/HHP);

HP_{av} : Công suất trung bình của máy bơm (HHP);

P_{pumpi} : Giá thành thuê bơm lúc bơm không hoạt động, bơm chết (USD/giờ);

t_{hi} : Thời gian bơm không hoạt động, bơm chết (giờ);

P_{pumppr} : Giá thành bơm vận hành nứt vỉa thủy lực (USD/giờ);

t_{hr} : Thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (giờ);

FC : Chi phí cố định ban đầu (USD).

6. Áp dụng xử lý nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cho giếng đơn, đối tượng Miocene dưới

Việc chứng minh hiệu quả nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn so với phương pháp nứt vỉa thủy lực một giai đoạn cho tầng sản phẩm và trường hợp chưa nứt vỉa cho đơn giếng sẽ được trình bày trong nghiên cứu này. Tính chất đất đá của tầng chứa Miocene dưới có tính chất là cát kết xen kẹp và bột kết với các lớp đất đá có độ rỗng và độ thấm rất khác nhau. Với các lớp đất đá xen kẹp chặt sít thường có module đàn hồi lớn hơn, có độ rỗng và độ thấm rất thấp, lớp đất đá này không có khả năng chứa hydrocarbon, bên cạnh đó có các lớp đất đá có khả năng chứa sản phẩm hydrocarbon với module đàn hồi của đất đá thấp hơn, độ rỗng và độ thấm tốt hơn. Lớp vỉa chứa cát kết có chứa sản

phẩm thường có độ thấm từ 3 - 12mD và độ rỗng khoảng 10%. Ngược lại độ rỗng và độ thấm của lớp đất đá xen kẹp chặt sít thường rất thấp, cụ thể độ rỗng là khoảng 1% và độ thấm là khoảng 0,001mD, do đó lớp đất đá này không có khả năng chứa sản phẩm khai thác. Bảng 1 nêu ra các lớp chứa sản phẩm khác nhau của các lớp cát kết của tầng sản phẩm chưa nứt vỉa của giếng đơn, xen giữa chúng là các lớp đất đá chặt sít có tính thấm thấp và rỗng thấp. Cụ thể như sau, giai đoạn 1 nứt vỉa từ độ sâu từ 9.487,7 - 9.279,5ft, giai đoạn 2 từ độ sâu 9.224 - 9.149ft, giai đoạn 3 từ độ sâu 9.086ft tới độ sâu 8.942ft. Đối với nứt vỉa một giai đoạn tầng sản phẩm có thể được hiểu như là nứt vỉa chỉ có một lần duy nhất, nghĩa là thực hiện công việc nứt vỉa một lần cho tất cả các lớp chứa sản phẩm ở các giai đoạn nứt vỉa thứ nhất, các lớp chứa sản phẩm giai đoạn

Bảng 1. Các thông số nứt vỉa [13, 14]

Thông số	Giai đoạn 1	Giai đoạn 2	Giai đoạn 3	Nứt vỉa 1 giai đoạn tầng sản phẩm
Bán kính ảnh hưởng (ft)	1640	1640	1640	1640
Đường kính tubing (ft)	0,328	0,328	0,328	0,328
Chiều cao khe nứt (ft)	88,6	90	86,4	265
Độ rỗng (%)	13	13	13	13
Độ thấm vỉa (mD)	12	12	12	12
Áp suất vỉa, P_i (psi)	2970	2970	2970	2970
Áp suất đáy giếng (psi)	2000	2000	2000	2000
Hệ số Poisson cát kết	0,25	0,25	0,25	0,25
Hệ số Poisson shale	0,35	0,35	0,35	0,35
Module đàn hồi cát kết (psi)	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000
Nhiệt độ vỉa (°C)	109	109	109	109
Oil API	35	35	35	35
Hệ số tích của dầu (RB/STB)	1,4	1,4	1,4	1,4
Hệ số nén vỉa (psi^{-1})	1.45E-05	1.45E-05	1.45E-05	1.45E-05
Độ nhớt dầu vỉa (cp)	1.074	1.074	1.074	1.074
Áp suất điểm bọt (psi)	2000	2000	2000	2000
Áp suất đóng (psi)	4861	4844	4916	4704

Bảng 2. Các thông số nứt vỉa

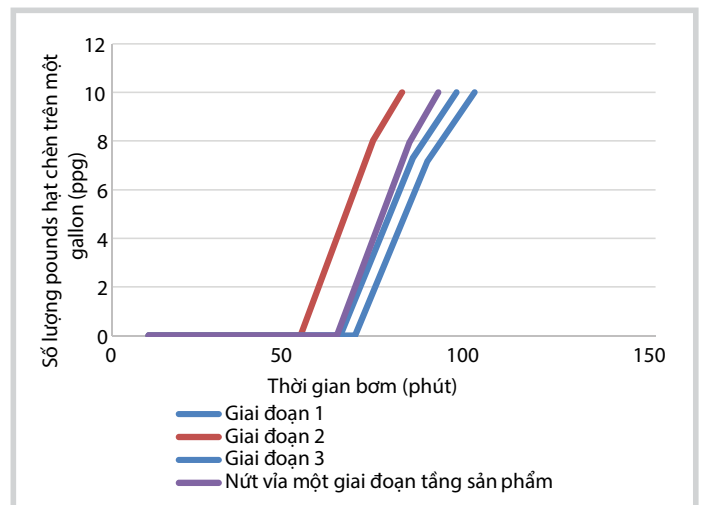
Thông số	Giai đoạn 1	Giai đoạn 2	Giai đoạn 3	Nứt vỉa 1 giai đoạn tầng sản phẩm
Lưu lượng bơm (thùng/phút)	20	20	20	20
Thời gian bơm (phút)	100	80	95	90
Nồng độ hạt chèn khi kết thúc bơm, EOJ (ppg)	10	10	10	10
Ứng xử dung dịch nứt vỉa (n)	0,341	0,341	0,341	0,341
Chỉ số độ set, K ($\text{lb}_f \cdot \text{s}^n / \text{ft}^2$)	0,12	0,12	0,12	0,12
Hệ số thất thoát ($\text{ft}/\text{min}^{0,5}$)	0,00227	0,00227	0,00227	0,00227
Hạt chèn (Sintered Ball Bauxite 16/30): Cường độ nén trung bình (ISIP), tỷ trọng 3,65, đường kính trung bình 0,038in, độ thấm gói hạt chèn 400,000mD, độ rỗng gói hạt chèn 0,35. Ở áp suất đóng 6.680psi và phân bố hạt chèn 2lbm/ft ² , dẫn suất của hạt chèn là 9.505md.ft, giả thiết mức độ hư hại dẫn suất hạt chèn là 0,5				
Hệ dung dịch nứt vỉa (YF540HT) gồm: chất hoạt động bề mặt surfactant 2pptg, chất ổn định Stabilizer 15pptg, Crosslinker 0,35pptg, Buffer 7,5pptg, chất làm giảm độ nhớt Breaker $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$ 8pptg, Encapsulated, gelling agent 11,2pptg, activator 1pptg và Biocide 0,5pptg [16, 17]				

2 và giai đoạn 3 với độ sâu 9.487,7 - 8.942ft, để từ đó tiến hành nghiên cứu và so sánh các chỉ tiêu như dẫn suất khe nứt, trung bình hệ số skin, chỉ số hiệu quả khai thác của nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn với nứt vỉa một giai đoạn tăng sản phẩm với trường hợp tăng sản phẩm chưa được nứt vỉa [16, 17, 21].

7. Kết quả và thảo luận

Mô hình khe nứt PKN-C [9] mô tả chiều dài và chiều rộng của khe nứt khi thực hiện nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn và nứt vỉa thủy lực 1 giai đoạn tăng sản phẩm, chiều dài và chiều rộng lớn nhất của khe nứt và chiều rộng trung bình được thể hiện ở Bảng 3. Chiều dài khe nứt ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm ngắn hơn chiều dài của khe nứt ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn do chiều dài của khe nứt tỷ lệ nghịch với chiều cao khe nứt. Như vậy, chiều cao khe nứt ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm cao hơn (265ft) trong khi nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn có chiều cao khe nứt ngắn hơn. Ngoài ra, chiều rộng khe nứt lớn nhất ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn rộng hơn so với chiều rộng lớn nhất của nứt vỉa 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm. Cụ thể ở giai đoạn 1 nứt vỉa thủy lực, chiều rộng lớn nhất là 0,379in và giai đoạn 2 chiều rộng lớn nhất là 0,362in và chiều rộng lớn nhất ở giai đoạn 3 là 0,376in so với chiều rộng lớn nhất ở

nứt vỉa 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm đạt được chỉ là 0,330in, điều này cho thấy chiều rộng khe nứt tỷ lệ thuận với chiều dài của khe nứt. Ngoài ra áp suất khe nứt được thiết kế sao cho phải nhỏ hơn 1000psi [18], vì khi áp suất khe nứt vượt quá 1000psi thì nguy cơ vỉa bị sập lở trong khi bơm nứt vỉa là rất lớn và vỉa có nguy cơ bị hư hại, do đó mong muốn gia tăng dẫn suất của khe nứt sẽ không đạt được. Bảng 3 biểu diễn áp suất khe nứt của nứt vỉa 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm là 195psi, trong khi nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn của giai đoạn 1 có áp suất khe nứt là 665,3psi, giai đoạn 2 là 625psi và giai đoạn 3 là



Hình 1. Quy trình bơm nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn và nứt vỉa thủy lực 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm

Bảng 3. Kết quả về yêu cầu áp suất nứt vỉa thủy lực và hình dáng khe nứt

Thông số	Giai đoạn 1	Giai đoạn 2	Giai đoạn 3	Nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm
Áp suất khe nứt, P_{net} (psi)	665,3	625	677	195
Áp suất bề mặt, P_{treat} (psi)	5526	5469	5593	5068
Công suất bơm (HHP)	2708	2680	2741	2483
Nửa chiều dài khe nứt (ft)	729,1	634,1	726,3	234,2
Chiều rộng khe nứt lớn nhất (in)	0,379	0,362	0,376	0,330
Chiều rộng trung bình khe nứt (in)	0,24	0,22	0,236	0,207
Chiều cao khe nứt (ft)	88,6	90	86,4	265

Bảng 4. Các thông số bơm liên quan vỉa hạt chèn

Thông số	Giai đoạn 1	Giai đoạn 2	Giai đoạn 3	Nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm
Diện tích khe nứt (ft^2)	129.198,1	114.129,9	125.505,7	124.138,2
Thể tích bơm, V_i (gal)	84.000	67.200	79.800	75.600
Thể tích khe nứt (V_f)	16.654,85	14.050,24	16.055,76	14.139,62
Hiệu quả nứt vỉa (V_f/V_i)	0,2	0,21	0,2	0,187
Thể tích pad (gal)	56.201,89	43.958,81	53.067,13	51.776,52
Thời gian bơm pad (phút)	67	52	63	62
Nồng độ hạt chèn trung bình (ppg)	6	6,1	6	5,9
Khối lượng hạt chèn (lb)	166.548,5	14.0502,4	160.557,6	141.396,2
Phân bố hạt chèn trong khe nứt (lb/ft^2)	1,29	1,23	1,28	1,14

677psi, trong khi áp suất khe nứt ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm thấp hơn. Trong kỹ thuật nứt vỉa thủy lực, áp suất khe nứt đủ lớn có tác dụng làm cho chiều dài và chiều rộng khe nứt lan truyền và phát triển, nếu áp suất khe nứt nhỏ như ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm, thì chiều dài và chiều rộng khe nứt đạt được rất hạn chế so với chiều dài và chiều rộng ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn. Việc thiết kế đường kính lỗ bắn mở vỉa tương ứng với mật độ hạt chèn trên một gallon hay đường kính hạt chèn nhằm hạn chế hiện tượng screen out cũng được lưu ý và tuân theo tiêu chuẩn API. Bảng 3 chỉ ra chiều rộng trung bình khe nứt ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn nằm trong khoảng (0,22 - 0,236in) lớn hơn bốn lần đường kính trung bình hạt chèn (0,038in), theo Schechter 1992 [19], đây là điều kiện để vận chuyển hạt chèn bên trong khe nứt vì khi đó thỏa mãn chiều rộng khe nứt lớn hơn 4 lần đường kính trung bình của hạt chèn, vì vậy hạt chèn dễ dàng đi vào trong khe nứt dẫn tới sự phân bố hạt chèn tốt hơn, hiệu quả hơn trong quá trình nứt vỉa thủy lực.

7.1. Quy trình bơm nứt vỉa thủy lực

Nolte (1986) [20] dựa trên phương trình cân bằng vật chất trong khi bơm nứt vỉa thủy lực khi khối lượng hạt chèn thêm vào liên tục trong dung dịch nứt vỉa cho đến khi hiệu quả nứt vỉa tốt nhất theo thời gian, mối quan hệ giữa nồng độ hạt chèn theo thời gian trong khi bơm cho bởi mô hình như sau:

$$C_p(t) = C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\varepsilon; \varepsilon = \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

Trong đó:

$C_p(t)$: Nồng độ hạt chèn/gallon (ppg);

C_f : Nồng độ hạt chèn/gallon tại giai đoạn bơm kết thúc nứt vỉa (ppg);

t_{pad} : Thời gian bơm pad mà dung dịch nứt vỉa không chứa hạt chèn (phút);

t : Thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (phút);

η : Hiệu quả nứt vỉa, hệ số.

Hình 1 mô tả lịch trình bơm nứt vỉa thủy lực cho nhiều giai đoạn và 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm. Trong công tác nứt vỉa thủy lực, lịch trình bơm nứt vỉa gồm 3 bước chính, bước thứ nhất thực hiện bơm thể tích dung dịch nứt vỉa pad mà không chứa hạt chèn với mục đích để mở khe nứt và tạo chiều rộng khe nứt yêu cầu sao cho sau khi kết thúc bơm thể tích pad thì khe nứt sẽ cho phép hạt chèn dễ dàng đi vào khe nứt, sau khi kết thúc bơm

thể tích pad tiến hành bơm dung dịch nứt vỉa có chứa hạt chèn Sintered Ball Bauxite 16/30 có tỷ trọng 3,65 sao cho thiết kế nồng độ hạt chèn theo lịch trình bơm hình 1, trong quá trình bơm thì gói hạt chèn thêm vào dung dịch nứt vỉa cho đến khi kết thúc bơm tại nồng độ hạt chèn đạt được là 10ppg, hạt chèn dễ dàng đi vào khe nứt và giữ khe nứt luôn mở vì trước đó đã tiến hành bơm pad đã tạo khe nứt. Sau khi kết thúc bơm dung dịch nứt vỉa có chèn ta tiến hành bơm thể tích dung dịch nứt vỉa không có hạt chèn để súc rửa hệ thống đường ống cũng như trong hệ thống đường ống khai thác. Bảng 4 còn chỉ ra trung bình phân bố của hạt chèn trong khe nứt khi thực hiện nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn lớn hơn phân bố hạt chèn bên trong khe nứt khi thực hiện bơm nứt vỉa thủy lực 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm, điều đó có nghĩa dẫn suất khe nứt ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cao hơn so với dẫn suất khe nứt ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm bởi vì sự phân bố hạt chèn tốt có tác dụng tăng dẫn suất khe nứt và cho phép dòng sản phẩm dễ dàng đi từ vỉa vào giếng. Ngoài ra trung bình hiệu quả nứt vỉa thủy lực ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cao hơn 0,2 so với hiệu quả nứt vỉa một giai đoạn tầng sản phẩm (0,187). Điều đó chứng tỏ thể tích khe nứt tạo ra ở nứt vỉa 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm thấp hơn so với thể tích tạo ra khi thực hiện nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn.

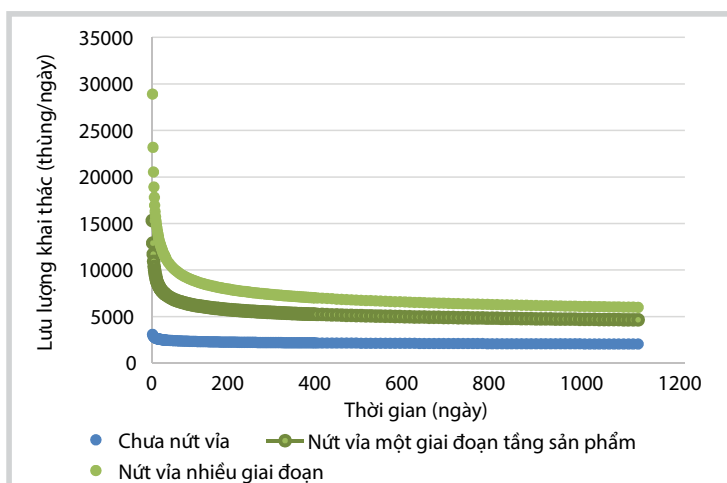
7.2. Phân tích khai thác

Bảng 5 biểu diễn các thông số sau khi nứt vỉa thủy lực ở công việc nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn và nứt vỉa một giai đoạn tầng sản phẩm, các chỉ số sau nứt vỉa có ảnh hưởng tới chỉ số khai thác sản phẩm. Chỉ số khai thác sau nứt vỉa phụ thuộc vào giá trị dẫn suất khe nứt tại chỗ trong khe nứt vì cho phép chất lưu dầu khí trong vỉa từ khe nứt đi vào giếng để khai thác một cách dễ dàng hay không [18]. Mặt khác dẫn suất khe nứt phụ thuộc rất nhiều yếu tố như áp suất đóng khe nứt, sự phân bố của hạt chèn bên trong khe nứt, loại hạt chèn, cường độ nén hạt chèn, tỷ trọng hạt chèn, độ rỗng và độ thấm của gói hạt chèn dưới tác dụng áp suất đóng cụ thể, ở đây ta lấy áp suất đóng tương đương ứng suất nhỏ nhất và mức độ hư hại của dẫn suất khe nứt và ảnh hưởng bởi quá trình hạt chèn bị quay trở lại bề mặt khi gọi dòng sản phẩm. Ngoài ra dẫn suất không thứ nguyên ở nứt vỉa đơn tầng lớp phủ (FCD = 0,93) cao hơn so với dẫn suất không thứ nguyên trung bình ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn (FCD = 0,3). Điều này giải thích là do dẫn suất không thứ nguyên tỷ lệ nghịch với nửa chiều dài của khe nứt, do nửa chiều dài khe nứt tạo ra ở nứt vỉa đơn tầng lớp phủ ngắn hơn so với

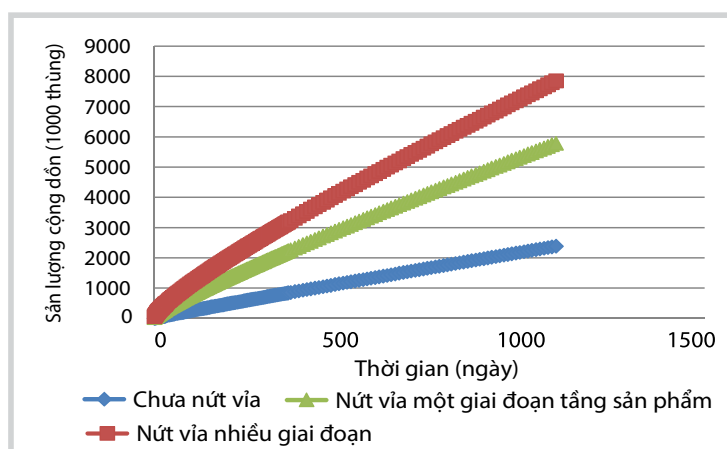
Bảng 5. Dẫn suất khe nứt và hiệu quả khai thác

Thông số	Giai đoạn 1	Giai đoạn 2	Giai đoạn 3	Nứt via một giai đoạn tăng sản phẩm
Dẫn suất khe nứt (md.ft)	5.232	5.244	5.194	5.224
Áp suất đóng (psi)	4.861	4.844	4.916	4.704
Dẫn suất không thứ nguyên (F_{CD})	0,3	0,34	0,3	0,93
Hệ số Pseudo-skin (S_I)	-7,04	-6,90	-7,03	-5,90
Bán kính hiệu dụng, r'_w (ft)	374,6	325,8	373,2	120,3
Hiệu suất khai thác (J/J_o)	5,8	5,3	5,8	3,3

chiều dài tạo ra trong nứt via thủy lực nhiều giai đoạn. Thực tế khi thực hiện nứt via cho tầng Miocene dưới có độ thấm tương đối thấp thì việc ưu tiên tạo ra chiều dài khe nứt là rất quan trọng để nâng cao dẫn suất khe nứt. Trung bình hệ số skin âm ở nứt via thủy lực nhiều giai đoạn ($s_f = -7$) thấp hơn nhiều so với hệ số skin âm sau nứt via ở nứt via 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm ($s_f = -5,9$), do đó bán kính hiệu dụng trung bình ở nứt via thủy lực nhiều giai đoạn là ($r'_w = 357,9$ ft) và bán kính hiệu dụng tạo ra sau nứt via ở nứt via 1 giai đoạn cho tầng sản phẩm ($r'_w = 120,3$ ft). Chỉ số gia tăng khai thác trung bình của nứt via thủy lực nhiều giai đoạn là ($PI = 5,6$) và chỉ số gia tăng khai thác ở nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm là ($PI = 3,3$). Hình 2 biểu diễn lưu lượng khai thác sau nứt via là nứt via thủy lực nhiều giai đoạn, nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm và chưa nứt via với thời gian khai thác chuyển tiếp khoảng 3 năm, cho thấy lưu lượng khai thác ở nứt via thủy lực nhiều giai đoạn cao hơn nhiều so với nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm và cao hơn trường hợp chưa nứt via. Bảng 8 cho thấy, sản lượng khai thác cộng dồn sau nứt via của nứt via thủy lực nhiều giai đoạn (7.854.300 thùng) cao hơn so với nứt via 1 giai đoạn của tầng sản phẩm (5.789.800 thùng), ngược lại với trường hợp giếng đơn chưa nứt via thì sản lượng khai thác dầu cộng dồn thấp hơn với mức là 2.382.800 thùng. Lợi nhuận ròng thu được ở nứt via thủy lực nhiều giai đoạn cũng cao nhất đạt hơn 393 triệu USD và nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm đạt hơn 289 triệu USD, đối với giếng đơn chưa nứt via thì lợi nhuận ròng thu được hơn 118 triệu USD, xét trong 3 năm. Đây là yếu tố quan trọng để nhà thầu có quyết định sử dụng công nghệ tiến hành bơm nứt via thủy lực nhằm nâng cao sản lượng khai thác sau nứt via.



Hình 2. Lưu lượng dầu khai thác đầu chuyển tiếp: chưa nứt via, nứt via thủy lực nhiều giai đoạn, nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm



Hình 3. Lưu lượng dầu khai thác cộng dồn ở chế độ khai thác chuyển tiếp ở các trường hợp chưa nứt via, nứt via thủy lực nhiều giai đoạn tăng sản phẩm, nứt via 1 giai đoạn tăng sản phẩm

Bảng 6. Các thông số đầu vào để tính toán hiệu quả kinh tế

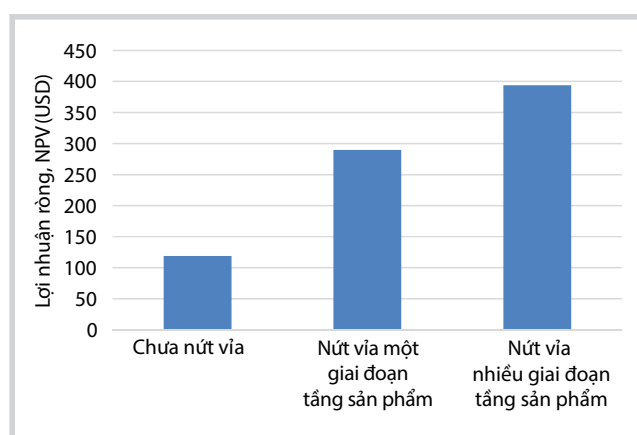
Thông số	Các giá trị
Giá hạt chèn (USD/lbm)	0,4
Giá dung dịch nứt via (USD/gallon)	1
Giá bơm, USD/giờ/HHP	3,25
Giá sửa chữa (USD)	15.000
Tỷ suất chiết khấu (%)	10
Giá dầu (USD/thùng)	60
Số năm thu lợi nhuận ròng, NPV	3

Bảng 7. Chi phí thực hiện bơm nứt vỉa và vận hành

Thông số	Dung dịch nứt vỉa sử dụng (gals)	Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs)	Công suất bơm	Giá sửa chữa (USD)	Chi phí (USD)
Nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm	70.956,32431	141.396,2	5.068	15.000	158.985,8
Nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn	215.642,9945	467.608,5	16.588	15.000	471.597,4

Bảng 8. Phân tích kinh tế trong 3 năm

Thông số	Dầu khai thác cộng dồn (thùng)	Giá trị (USD)	Tổng chi (USD)	Lợi nhuận ròng, NPV (USD)
Chưa nứt vỉa	2.382.800	142.968.000	0	118.617.326,82
Nứt vỉa một giai đoạn tăng sản phẩm	5.789.800	347.388.000	158.986	289.544.184,75
Nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn	7.854.300	471.258.000	471.597	393.807.290,65

**Hình 4.** So sánh lợi nhuận ròng (NPV) cho các trường hợp: giếng chưa nứt vỉa, nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm, nứt vỉa nhiều giai đoạn tăng sản phẩm

điều đó dẫn tới dẫn suất khe nứt, lưu lượng khai thác, hiệu quả kinh tế sau nứt vỉa cũng cao hơn.

- Áp suất khe nứt cao hơn so với áp suất khe nứt ở nứt vỉa đơn tầng lớp phủ, đây là tiền đề để phát triển khe nứt.

- Khi bơm nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm cho giếng đơn sẽ tăng tổn hao áp suất để phát triển khe nứt không cần thiết phục vụ cho khai thác sản phẩm sau này, có thể sự phát triển khe nứt phụ (khe nứt không có khả năng cho dòng sản phẩm để khai thác sau nứt vỉa) với chiều cao khe nứt cao hơn. Vì vậy, áp suất khe nứt cần thiết để phát triển khe nứt chính (khe nứt cho phép dòng sản phẩm dễ dàng đi vào giếng) bị giảm đi và do đó chiều dài khe nứt chính sẽ không đạt được.

8. Phân tích yếu tố kinh tế (Bảng 6 - 8, Hình 4)

9. Kết luận

Nghiên cứu nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cho giếng đơn ở đối tượng Miocene dưới, bể Cửu Long rút ra các kết luận sau:

- Về chỉ số gia tăng khai thác sau nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cao hơn nhiều so với chỉ số gia tăng khai thác sau nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm, hay trường hợp chưa nứt vỉa. Bởi vì sau nứt vỉa, hệ số skin âm trung bình của nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn thấp hơn so với hệ số skin âm ở nứt vỉa thủy lực 1 giai đoạn cho tăng sản phẩm, hay hệ số skin âm trung bình ở trường hợp chưa nứt vỉa, do tầng trầm tích Miocene dưới có tính chất tương đối chặt sít thể hiện ở độ thấm và độ rỗng hiệu dụng tương đối thấp. Vì vậy, cần phát triển khe nứt có chiều dài tối ưu, tối đa dẫn suất khe nứt để từ đó cho phép dòng sản phẩm dễ dàng đi từ khe nứt vào giếng khai thác sau khi nứt vỉa.

- Sự phân bố hạt chèn ở nứt vỉa thủy lực nhiều giai đoạn cao hơn so với nứt vỉa 1 giai đoạn tăng sản phẩm,

Tài liệu tham khảo

1. Huu Truong Nguyen, Van Hung Nguyen. *Lesson learned from hydraulic fracturing stimulation for improved oil Production rate in the lower Miocene reservoir, offshore Viet Nam*. Proceedings of the 1st Vietnam Symposium on Advances in Offshore Engineering. Springer. 2018; 18: p. 559 - 565.
2. M.King Hubbert, David G.Willis. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Society of Petroleum Engineers. 1957; 210: p. 153 - 168.
3. W.R.Matthews, J.Kelly. *How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs*. *Oil and Gas Journal*. 1967; 65: p. 92 - 1066.
4. E.S.Pennebaker. *An engineering interpretation of seismic data*. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. 29 September - 2 October, 1968.
5. Ben A.Eaton. *Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations*. *Journal of Petroleum Technology*. 1969; 21(10): p. 1353 - 1360.

6. Stan A.Christman. *Offshore fracture gradients*. Journal of Petroleum Technology. 1973; 25(8): p. 910 - 914.
7. L.N.Berry, L.A.MacPherson. *Prediction of fracture gradients from log derived elastic moduli*. The Log Analyst. 1972; 13(5).
8. Nguyễn Hữu Trường, Nguyễn Quốc Dũng, Phạm Đình Phi, Nguyễn Viết Khôi Nguyên. *Nghiên cứu ảnh hưởng của các thông số vận hành nứt và tới dẫn suất khe nứt và khối lượng hạt chèn khi thực hiện bơm nứt vỉa tầng Oligocene chặt sít*. Tạp chí Dầu khí. 2018; 12: trang 31 - 44.
9. Peter Valkó, Michael J.Economides. *Hydraulic fracture mechanics*. Wiley & Sons. 1995.
10. M.M.Rahman, M.K.Rahman. *A review of hydraulic fracture models and development of an improved Pseudo-3D model for stimulating tight oil/gas sand*. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. 2010; 32(15): p. 1416 - 1436.
11. G.I.Barenblatt. *The mathematical theory of equilibrium cracks in Brittle fracture*. Advances in Applied Mechanics. 1962; 7: p. 55 - 129.
12. Heber Cinco-Ley, Fernando Samaniego-V. *Transient Pressure analysis for fractured wells*. Journal of Petroleum Technology. 1981; 33(9): p. 1749 - 1766.
13. Michael J.Economides, A.Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, Ding Zhu. *Petroleum production systems (2nd edition)*. Prentice Hall. 2012.
14. P.P.Valko, R.E.Oligney, M.J.Economides. *High permeability fracturing of gas wells*. Petroleum Engineer International. 1998;71(1).
15. Nguyễn Hữu Trường, nnk. *Thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu cho tầng Oligocene dưới nhằm tăng cường khai thác dầu bằng phương pháp tối đa lợi nhuận ròng*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 12: trang 28 – 37.
16. BJ. *Hydraulic fracturing post job report for wells*. 2010.
17. BJ-PVDrilling JV Company Ltd. *Fracturing report summary*. 2011.
18. Haiqing Yu, M.Motiur Rahman. *Pinpoint multistage fracturing of tight gas sands: An integrated model with constraints*. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. 23 - 25 January, 2012.
19. Robert S.Schechter. *Oil well stimulation*. Prentice Hall. 1991.
20. K.G.Nolte. *Determination of proppant and fluid schedules from fracturing - pressure decline*. SPE Production Engineering. 1986; 1(4): p. 255 - 265.

INVESTIGATION OF MULTIPLE-STAGE HYDRAULIC FRACTURING EFFICIENCY FOR LOWER MIOCENE, CUU LONG BASIN, CONTINENTAL SHELF OF VIET NAM

Nguyen Huu Truong
Petrovietnam University
Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The paper evaluates the multiple-stage hydraulic fracturing efficiency for single wells in the Lower Miocene formation of Cuu Long basin on the continental shelf of Vietnam. The efficiency of multiple-stages is better than that of the base case and single-stage hydraulic fracturing for well stimulation such as the effective radius, average skin factor, fracture conductivity, oil productivity at post-fractured well, fracture length and width, and net pressure. The integrated multiple-stage hydraulic fracturing model includes the minimum horizontal stress and fracture propagation orientation, the fracture geometry model, the production model and the economic model. The study showed that multiple-stage fracturing for single wells produces higher cumulative oil production than unstimulated cases and well single-stage fracturing.

Key words: Multiple-stage hydraulic fracturing, Lower Miocene reservoir, multiple-stage fracturing efficiency, single-stage hydraulic fracturing, base case.