

THIẾT KẾ NÚT VĨA THỦY LỰC TỐI ƯU CHO TẦNG OLIGOCENE DƯỚI NHẪM TĂNG CƯỜNG KHAI THÁC DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP TỐI ĐA LỢI NHUẬN RÒNG

ThS. Nguyễn Hữu Trường¹, GS. Wisup Bae²
 TS. Hoàng Thịnh Nhân¹, ThS. Phan Công Bội³
¹Đại học Dầu khí Việt Nam
²Đại học Sejong, Hàn Quốc
³Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: truongnh@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Kết quả khoan thăm dò và khai thác ở bể Cửu Long cho thấy các tập vỉa thuộc Trà Tân dưới và Trà Cú thuộc tầng Oligocene có biểu hiện dầu khí rất tốt và độ rỗng trung bình từ 10 - 15% và độ thấm của vỉa từ 0,1 - 5mD. Tuy nhiên, đa số khe nứt của các tập vỉa này có độ dẫn suất rất thấp và độ liên thông giữa các khe nứt rất kém, do đó cần phải có giải pháp kích thích vỉa dầu khí bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực nhằm gia tăng hiệu suất khai thác dầu khí tối đa. Bài viết giới thiệu phương pháp nứt vỉa thủy lực UFD của Economides [1] để tối ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa lợi nhuận ròng. Đồng thời, nhóm tác giả giới thiệu mô hình khe nứt 2D PKN để diễn tả độ lớn của khe nứt, ứng với tối ưu khối lượng hạt chèn. Việc áp dụng thành công công nghệ nứt vỉa thủy lực trong quá trình mở vỉa thuộc hệ tầng Trà Tân dưới ở một số mỏ trong bể Cửu Long đã góp phần tận thu nguồn tài nguyên dầu khí ở khu vực này.

Từ khóa: Tối ưu khối lượng hạt chèn, mô hình khe nứt 2D PKN, độ dẫn suất khe nứt, thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực UFD, tối đa lợi nhuận ròng (NPV).

1. Giới thiệu

Bể Cửu Long nằm ở phía Đông Nam thềm lục địa Việt Nam, là một rift nội lục điển hình với lịch sử phát triển địa chất trải qua 3 thời kỳ: trước tạo rift, đồng tạo rift và sau tạo rift, đã tạo nên các hệ thống dầu khí quan trọng với những tầng sinh, chứa và chắn tốt. Thời kỳ trước tạo rift là thời gian thành tạo đá móng của bể chủ yếu gồm các loại đá granite, granodiorite-diorite... thuộc phức hệ Hòn Khoai, Định Quán và Cà Ná. Thời kỳ đồng tạo rift từ Oligocene sớm đến đầu Miocene sớm hình thành nên trầm tích Cenozoic được tích tụ trong điều kiện sông hồ. Thời kỳ sau tạo rift, các trầm tích tiếp tục lắng đọng chủ yếu trong môi trường biển nông, đồng bằng ven biển. Hệ thống đứt gãy chính có hướng Đông Bắc - Tây Nam, và một vài hệ thống đứt gãy á vĩ tuyến đã phân cắt bể Cửu Long thành các đơn vị cấu trúc như: đới nâng Trung tâm (Rồng - Bạch Hổ - Cửu Long), Núi Đồi, Bà Đen, Tam Đảo; trũng Tây Bạch Hổ, Đông Bạch Hổ, Bắc Tam Đảo, Bắc Bạch Hổ; đơn nghiêng Tây Bắc, Đông Nam và đới phân dị Tây Nam. Ba tầng sản phẩm dầu khí chủ yếu của bể Cửu Long là đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam, cát kết Miocene và cát kết Oligocene.

Tầng chứa Oligocene mỏ Bạch Hổ gồm các vỉa chứa thuộc hệ tầng Trà Tân (Oligocene C, D, E) và Trà Cú (Oligocene F?). Các tập đá chứa Oligocene trên gồm chủ yếu cát kết hạt trung bình - thô đến cuội kết xen ít bột kết và lớp rất mỏng đá vôi. Trầm tích được thành tạo trong

điều kiện lục địa với các tướng sông, hồ, đầm lầy và một phần ở điều kiện biển nông ven bờ. Bề dày của các tập cát kết Oligocene tương đối lớn (từ vài mét đến 30m) nhưng phân bố hẹp, tính liên tục kém và tính liên thông của các khe nứt trong các vỉa không tốt.

Tại mỏ Bạch Hổ, dầu trong tầng chứa Oligocene đang được khai thác chủ yếu từ các vỉa chứa thuộc hệ tầng Trà Cú với bẫy dạng kể áp vào khối nhô móng và một phần nhỏ từ các vỉa chứa hệ tầng Trà Tân với bẫy kiểu kết hợp bao phủ lên khối nhô móng bị chắn thạch hay đứt gãy cũng như kiểu kể áp vào khối nhô móng. Do ảnh hưởng của quá trình tạo đá và nén ép mạnh nên tính chất thấm chứa của cát kết Oligocene dưới có xu hướng giảm theo chiều sâu, nhưng một số nơi độ rỗng vẫn được bảo tồn cao. Các tập vỉa chứa trong tầng này có biểu hiện dầu khí rất tốt, song được cho là chặt sít vì có độ thấm kém, tính dẫn suất và độ liên thông giữa các khe nứt kém. Vì vậy, đòi hỏi phải kích thích vỉa bằng phương pháp nứt vỉa thủy lực nhằm tăng cường hiệu suất khai thác dầu khí tối đa. Mặt khác, việc áp dụng phương pháp tối ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa sản lượng khai thác dầu khí đồng nghĩa với việc tối đa lợi nhuận ròng (NPVmax), từ đó tính toán thiết kế nứt vỉa thủy lực theo phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD) của Economides như xác định tối ưu chiều dài của khe nứt, chiều rộng khe nứt tối ưu. Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực cho phép

xác định thời gian bơm, quy trình bơm hạt chèn. Sử dụng các hệ số mất dung dịch nứt vỉa dạng thẩm - C_v , hệ số mất dung dịch nứt vỉa - S_p và mô hình dung dịch nứt vỉa phi Newton thông qua các thông số, n và K để tính toán chiều dài, chiều rộng của khe nứt.

2. Lựa chọn chất lỏng nứt vỉa thủy lực và mô hình chất lỏng nứt vỉa thủy lực phi Newton

Trong quá trình nứt vỉa thủy lực khe nứt có xu hướng phát triển theo hướng có trường ứng suất đất đá nhỏ nhất (σ_1). Đối với vỉa dầu thông thường, ứng suất nén đất đá nhỏ nhất tương đương với áp suất đóng của khe nứt (P_c) và áp suất nén đất đá lớn nhất là áp suất nén thẳng đứng của đất đá (σ_2). Trên cơ sở tính chất của vỉa dầu ở độ sâu từ 3.400 - 4.000m thuộc tầng cát kết Oligocene với nhiệt độ vỉa là 266°F, áp suất vỉa ban đầu là 4.990psi, áp suất đóng của khe nứt là 7.700psi, tính chất đất đá là cát kết lẫn sét, do đó lựa chọn tối ưu dung dịch nứt vỉa thủy lực phù hợp với tầng cát kết Oligocene rất quan trọng. Khối lượng polymer HPG là 30pptg vì polymer HPG chịu được nhiệt độ từ 70 - 300°F [1] do đó polymer HPG là phù hợp. Dung dịch nứt vỉa thêm vào như chất hoạt động bề mặt để giảm sức căng bề mặt giữa các phân tử đất đá, sét trong các khe nứt với khối lượng 1pptg, Breaker $Na_2S_2O_8$ thêm vào với khối lượng 8pptg, để làm giảm độ nhớt dung dịch nứt vỉa ở bên trong khe nứt sau khi nứt vỉa và để làm sạch khe nứt và tạo ra khe nứt có độ dẫn suất tốt nhất, góp phần gia tăng lưu lượng dòng khai thác. Đồng thời, dung dịch nứt vỉa phải chịu được nhiệt độ cao, áp suất cao, tránh hiện tượng polymer bị bẻ gãy và phá vỡ cấu trúc, dẫn đến làm giảm tính dẫn suất của khe nứt sau khi nứt vỉa. Chất chống ăn mòn được thêm vào hệ dung dịch nứt vỉa để làm giảm hiệu ứng ăn mòn bên trong đường ống cũng như giảm ăn mòn ống đục lỗ trong hệ dung dịch nứt vỉa, kết hợp với mô hình chất lỏng phi Newton cho phù hợp với vỉa cát kết Oligocene. Mặt khác, các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton như n và K , tỷ trọng, thông số mất nước (S_p) phải đảm bảo để đủ khả năng mang tải hạt chèn đi vào khe nứt, để mở khe nứt và tạo độ rộng, chiều dài khe nứt trong quá trình bơm nứt vỉa. Ngoài ra, dung dịch nứt vỉa phải làm giảm tối đa tổn hao áp suất trong toàn bộ hệ thống đường ống để tăng áp suất trong khe nứt, giúp khe nứt phát triển tối đa. Với yêu cầu đặt ra, dung dịch nứt vỉa thủy lực phù hợp cho tầng cát kết Oligocene là Borate - Crosslinked 30lb HPG/1.000 gallon để đảm bảo vận chuyển hạt chèn và giữ cho hạt chèn ở trạng thái lơ lửng khi ngừng bơm, đồng thời đảm bảo hệ số mất dung dịch dạng thẩm đạt $C_v = 0,002ft/min^{0,5}$, kết hợp 8lb/1.000 gallon breaker $Na_2S_2O_8$ thêm vào hệ dung dịch với 2% KCl

để ngăn chặn sét trương nở trong các khe nứt nhằm làm tăng dẫn suất của khe nứt và vận chuyển hạt chèn đi vào trong khe nứt đạt hiệu quả cao.

Các dung dịch nứt vỉa chủ yếu tuân theo quy luật dung dịch nứt vỉa phi Newton và mô hình dung dịch nứt vỉa được tính bởi công thức:

$$\tau = K\gamma^n \tag{1}$$

Trong đó:

τ : Ứng suất cắt động;

γ : Tốc độ trượt động;

n và K : Thông số consistency index của dung dịch nứt vỉa phi Newton.

Để xác định các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton, n và K , trong phòng thí nghiệm dùng thiết bị Brookfield để đo các thông số như τ , γ :

$$\text{Log } \tau = \text{log } K + n \text{ log } \gamma$$

$$\text{Độ dốc góc} = \frac{[(N \sum XY) - (\sum X \sum Y)]}{[(N \sum X^2) - (\sum X)^2]}$$

$$\text{Khoảng cách} = (\sum Y - n \sum X) / N$$

Trong đó:

$X = \text{log } \gamma$;

$Y = \text{log } \tau$;

$N = \text{số lần thí nghiệm}$.

Như vậy $n = \text{độ dốc góc}$ và $K = \text{Exp (khoảng cách)}$.

Nghiên cứu của M. Rahman đã đưa ra cách tính khác các thông số dung dịch nứt vỉa phi Newton dựa trên độ nhớt của dung dịch nứt vỉa đó và mối liên hệ đó như sau:

$$n = 0,1756(\mu)^{-0,1233}, K = 47,880 \times (0,5\mu - 0,0159)$$

2.1. Lựa chọn hạt chèn (Proppant selection)

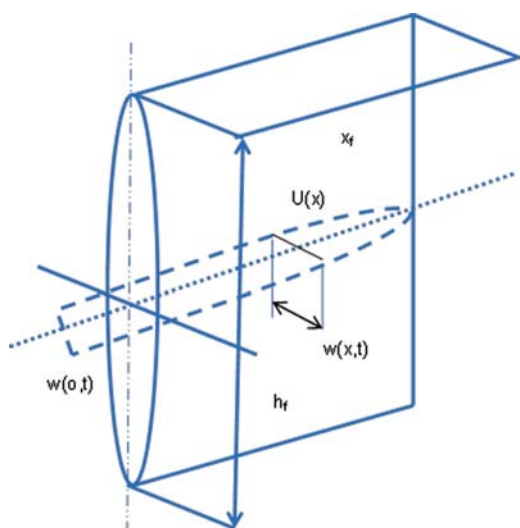
Hạt chèn sử dụng cho quá trình nứt vỉa phải có độ bền nén lớn hơn áp suất đóng của khe nứt ($P_c = 7.700psi$), đây là giá trị tương đương với áp suất nén nhỏ nhất của đất đá tại điểm đó σ_1 . Hạt chèn phải hạn chế hiện tượng ăn mòn và đập vỡ dưới tác dụng của áp suất đóng của khe nứt. Đồng thời, cần hạn chế hiện tượng hạt chèn đi vào giếng nhằm gia tăng tính dẫn suất của khe nứt sau khi kết thúc nứt vỉa (vì hạt chèn có tác dụng tham gia tạo khe nứt, giữ cho khe nứt cố định và luôn luôn mở, ổn định sau khi ngừng bơm, khe nứt được bảo toàn). Mặt khác, hạt chèn phải đảm bảo được độ dẫn suất theo yêu cầu đặt ra.

Bảng 1. Tổng hợp hệ dung dịch nứt vỉa [1]

Dung dịch nứt vỉa thêm vào	Dung dịch nứt vỉa thêm vào/1.000 gallon	Chức năng
Chất diệt khuẩn (Biocide)	0,5gallon	Ngăn chặn dung dịch nứt vỉa bị phân hủy, nhiễm bẩn dưới tác nhân vi khuẩn hay môi trường yếm khí.
Breaker ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$)	8lbm	Để làm giảm độ nhớt của polymer trong khe nứt sau khi nứt vỉa, làm sạch khe nứt và tăng tính dẫn suất của khe nứt sau khi nứt vỉa.
Chất hoạt động bề mặt (Surfactant)	1gallon	Để làm giảm sức căng bề mặt của các phần tử đất đá trong khe nứt và cải thiện hiệu quả nứt vỉa thủy lực.
Chất ngăn chặn sét trương nở (KCl)	2%KCl	KCl cho phép ngăn chặn các phần tử sét trương nở trong quá trình nứt vỉa, nhằm cải thiện hiệu quả nứt vỉa, cải thiện tính dẫn suất của khe nứt.
Polymer HPG	30lb	Giữ hạt chèn ở trạng thái lơ lửng, tham gia vào vận chuyển dung dịch hạt chèn trong quá trình bơm, giảm ma sát giữa hạt chèn và đường ống bên trong và ống đục lỗ, tham gia phát triển khe nứt về chiều rộng và chiều dài, chiều cao khe nứt, tăng tính dẫn suất khe nứt.

Bảng 2. Thông số hạt chèn [2]

Thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 CARBO-Lite
Tỷ trọng, ρ_p	2,71
Độ cứng	Trung bình
Đường kính trung bình hạt chèn	0,0287inch
Độ rỗng hạt chèn, Φ_p (%)	35
Giá trị dẫn suất của hạt chèn tại áp suất đóng khe nứt 7.700psi và phân bố hạt chèn trong khe nứt	3.400md-ft
Hệ số dẫn suất hư hại của hạt chèn	1,42lb/ft ²
Áp suất đóng khe nứt (P_c), psi	7.700
Hệ số hư hại của hạt chèn	0,6



Hình 1. Mô hình nứt vỉa thủy lực PKN [6]

Để đảm bảo khe nứt có độ dẫn suất thích hợp và đảm bảo các tính chất trên, nhóm tác giả lựa chọn hạt chèn Carbo Lite 20/40, Intermediate strength proppant (ISP). Hạt chèn này được sử dụng cho khe nứt có áp suất đóng lên tới 12.000psi (theo CARBO Energy Center I), trong khi áp suất đóng khe nứt của tầng Oligocene dưới là 7.700psi. Các tính chất của hạt chèn Carbo - Lite Ceramic 20/40 (ISP) được thể hiện trong Bảng 2.

2.2. Mô hình khe nứt 2D PKN (Perkins and Kern, Nordgren) [1]

Nhóm tác giả sử dụng mô hình nứt vỉa 2D PKN [3, 4] để đánh giá hình dạng của khe nứt trong quá trình nứt vỉa cũng như độ lớn của khe nứt (chiều dài và chiều rộng của khe nứt). Đây là mô hình phù hợp cho tầng vỉa cát kết Oligocene có độ thấm thấp và độ rỗng trung bình. Mặt khác Carter II đã đưa ra giải pháp phương trình cân bằng trong quá trình nứt vỉa [5] có sự kết hợp các yếu tố hệ số mất dung dịch nứt vỉa do hiện tượng thấm qua diện tích của khe nứt, C_L , thời gian bơm, lưu lượng bơm và hệ số mất dung dịch nứt vỉa, S_p , qua diện tích khe nứt và mô hình 2D PKN C được cho như ở Hình 1.

2.3. Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực

Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực thể hiện mối liên hệ giữa thể tích dung dịch nứt vỉa bơm vào vỉa (V_i) với thể tích khe nứt tạo ra (V_f) và thể tích mất dung dịch nứt vỉa trong vỉa (V_j). Mối liên hệ đó được mô tả như sau:

$$V_i = V_f + V_j$$

Trong đó:

$V_i = qt$, với q là lưu lượng bơm và t là thời gian bơm;

V_f là thể tích của khe nứt được tạo ra phát triển theo 2 bên một cách đối xứng của khe nứt được xác định bởi công thức:

$$V_f = 2x_f h_f w_a$$

Trong đó:

x_f : 1/2 chiều dài của khe nứt;

h_f : Chiều cao của khe nứt;

w_a : Độ rộng trung bình của khe nứt.

Nolte (1986) [7] đưa ra công thức xác định hiệu quả nứt vỉa thủy lực như sau:

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_l}{V_i} = 1 - \frac{V_l}{V_i} \quad (2)$$

Phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực được cho bởi công thức sau [1]:

$$q \times t - 2A_f K_L C_L \sqrt{t} - (w_a + 2S_p) A_f = 0 \quad (3)$$

Trong đó:

q : Lưu lượng bơm (bpm);

A_f : Tổng diện tích khe nứt ($A_f = 2x_f h_f$) (ft²);

K_L : Hệ số Nolte liên quan đến hiệu quả nứt vỉa thủy lực;

w_a : Giá trị chiều rộng trung bình của khe nứt ứng với một giá trị chiều dài khe nứt nhất định (inch);

C_L : Hệ số mất dung dịch nứt vỉa dạng thấm qua diện tích khe nứt (ft/min^{0.5});

S_p : Hệ số mất dung dịch nứt vỉa trên diện tích khe nứt (gallon/ft²);

t : Tổng thời gian bơm nứt vỉa thủy lực (phút).

Hệ số Nolte, K_L liên quan đến hiệu quả nứt vỉa được cho bởi công thức sau [1]:

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1-\eta) \right]$$

Chiều rộng của khe nứt lớn nhất đạt được tại thân giếng cho bởi công thức sau [1]:

$$w_o = 9,15^{2n+2} \times 3,98^{2n+2} \left(\frac{1 + (\pi - 1)n}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \times \left(\frac{(q_i / 2)^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (4)$$

Giá trị trung bình của chiều rộng khe nứt trong mô hình PKN được cho bởi công thức sau:

$$w_a = \frac{\pi}{5} \times W_o w_o = \frac{\pi}{5} \times W_o \quad (5)$$

2.4. Phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD) [1]

Economides [1] đã đưa ra khái niệm mới cho phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD), dùng để xác định kích thước chiều dài và chiều rộng tối ưu của khe nứt nhằm tối đa sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tương ứng với một khối lượng hạt chèn tối ưu nhất định. Theo phương pháp thiết kế nứt vỉa của Economides, ứng với hệ số gia tăng thu hồi dầu càng cao thì lưu lượng khai thác càng cao. Phương pháp thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực được tóm tắt như sau [1]:

Xác định chỉ số khai thác J

$$J = \frac{q_p}{\Delta p} \quad (6)$$

Xác định giá trị không thứ nguyên của hạt chèn (N_p), đây là thông số rất quan trọng trong thiết kế UFD và N_p được xác định:

$$N_p = I_x^2 C_{fd} \quad (7)$$

Trong đó:

I_x : Tỷ số giữa chiều dài khe nứt và bán kính ảnh hưởng của vỉa dầu khí,

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (8)$$

C_{fd} : Giá trị dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt được xác định bởi công thức:

$$C_{fd} = \frac{k_f \times w_p}{k_r \times x_f} \quad (9)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm của vỉa dầu khí (mD);

x_f : Chiều dài của khe nứt (ft);

k_r : Độ thấm của hạt chèn trong khe nứt dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt ($P_c = 7.700\text{psi}$);

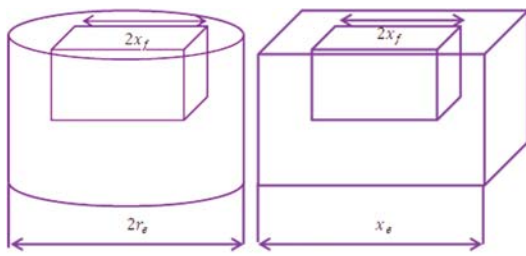
w_p : Chiều rộng của khe nứt tại thời điểm kết thúc nứt vỉa (inch).

Diện tích ảnh hưởng của vỉa dầu được cho bởi công thức:

$$A = \pi r_e^2 = x_e^2 \quad (10)$$

Số hạt chèn được xác định như sau:

Từ công thức (7), (8) và (9) xác định được số hạt chèn (N_p) như sau:



Hình 2. Biểu diễn khe nứt trong vỉa [1]

$$N_p = \frac{4k_f x_f w_p}{k_r x_e^2} = \left(\frac{2k_f}{k_r}\right) \times \frac{2x_f w_p h_n}{x_e^2 h_n} = \left(\frac{2k_f}{k_r}\right) \times \frac{V_p}{V_{res}} \quad (11)$$

Trong đó:

V_p : Thể tích hạt chèn chiếm chỗ trong khe nứt;

V_{res} : Thể tích của vỉa;

k_f : Độ thấm của hạt chèn (mD);

k_r : Độ thấm của vỉa dầu khí (mD).

Thể tích hạt chèn chiếm trong toàn bộ khe nứt được xác định bởi công thức:

$$V_p = \frac{M_{prop} \times \left(\frac{h_n}{h_f}\right)}{\frac{(100 - \Phi_p)}{100} \times \rho_p} \quad (12)$$

Trong đó:

M_{prop} : Khối lượng hạt chèn (lbs);

h_n : Chiều dày của vỉa dầu khí (ft);

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

ρ_p : Tỷ trọng của hạt chèn (lb/ft³);

Φ_p : Tỷ lệ độ rỗng của hạt chèn (%).

Phương pháp thiết kế nứt vỉa thủy lực UFD như sau:

Xác định chiều dài tối ưu của khe nứt (x_f, opt), chiều rộng tối ưu của khe nứt sau khi nứt vỉa (w_f, opt) được cho bởi các công thức sau [1]:

$$\begin{cases} x_{f,opt} = \sqrt{\frac{k_f V_p}{C_{fD,opt} h_n k_r}} \\ w_{f,opt} = \sqrt{\frac{C_{fD,opt} k_r V_p}{h_n k_f}} \end{cases} \quad (13)$$

Trong đó:

k_f : Độ thấm của hạt chèn dưới tác dụng của áp suất đóng của khe nứt;

V_p : Thể tích hạt chèn chiếm chỗ trong khe nứt;

$C_{fD,opt}$: Giá trị dẫn suất của khe nứt không thứ nguyên;

k_r : Độ thấm của vỉa dầu trước nứt vỉa;

h_n : Chiều cao của khe nứt.

2.5. Dẫn suất của khe nứt ($w_f k_f$) (Fracture conductivity)

Giá trị dẫn suất của khe nứt có ý nghĩa quyết định sản lượng khai thác dầu khí. Giá trị này thường được đo trong phòng thí nghiệm theo tiêu chuẩn API như thí nghiệm Smith (1997) [8], sử dụng dung dịch nứt vỉa 2% KCl và mật độ hạt chèn trên một đơn vị diện tích là 2lb/ft². Giá trị dẫn suất của khe nứt phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như: loại hạt chèn, tỷ trọng, độ thấm, độ rỗng, hình dáng, kích cỡ của hạt chèn và loại dung dịch nứt vỉa dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt 7.700psi. Ngoài ra, giá trị dẫn suất của khe nứt còn phụ thuộc vào độ mài mòn của hạt chèn dưới tác dụng của các pha dầu khí nước bên trong khe nứt và sự đập vỡ của hạt chèn dưới tác dụng của áp suất đóng khe nứt, phụ thuộc vào loại dung dịch nứt vỉa thủy lực, độ nhớt và các chất thêm vào của hệ dung dịch nứt vỉa, độ nhớt của dung dịch nứt vỉa, nhiệt độ và áp suất của vỉa dầu khí.

Nếu giá trị độ thấm của hạt chèn bên trong khe nứt dưới tác dụng của áp suất đóng cho bởi k_f thì độ dẫn suất của khe nứt được tính bởi công thức sau:

$$\text{Fracture conductivity} = k_f \times w_p \quad (14)$$

2.6. Chế độ khai thác chuyển tiếp (Transient production regime)

Trên cơ sở giá trị cụ thể áp suất ở đáy giếng khai thác (BHP) sau khi nứt vỉa thủy lực, chế độ khai thác chuyển tiếp nằm giữa chế độ khai thác ổn định và chế độ khai thác giả ổn định. Trong chế độ khai thác này, thời gian khai thác rất ngắn tính theo ngày hay theo tháng.

Mô hình chế độ khai thác chuyển tiếp (Economides, 1994) [9].

$$p_i - p_{wf} = \frac{162,6q_o B_\mu}{kh} \left(\log t + \log \left(\frac{k}{\Phi \mu c_r r_w^2} \right) + S - 3,23 \right) \quad (15)$$

Trong đó:

r'_w : Bán kính hiệu dụng sau khi nứt vỉa, $r'_w = r_w e^{-S}$;

S : Giá trị skin sau khi nứt vỉa được tính toán theo công thức của (Valko's nnk., 1997) [10]:

$$S = F - \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right)$$

Trong đó:

x_f : 1/2 chiều dài khe nứt;

r_w : Bán kính thân giếng.

Giá trị F được tính bởi công thức sau [1]:

$$F = \frac{1,65 - 0,328u + 0,116u^2}{1 + 0,18u + 0,064u^2 + 0,005u^2} \quad (16)$$

Trong đó, $u = \ln(F_{cd})$ và C_{fd} là giá trị dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt.

2.7. Hệ số gia tăng sản lượng (FOI), (Productivity ratio) [1]

Hệ số gia tăng sản lượng (FOI) đối với dòng chảy ổn định ở phương trình là sản lượng tăng thêm trong giếng khai thác sau khi xử lý nứt vỉa thủy lực so với trước lúc chưa nứt vỉa.

$$FOI = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f + s} \quad (17)$$

Trong đó:

r_w : Đường kính tubing;

r_e : Bán kính ảnh hưởng;

s : Hệ số skin trước khi nứt vỉa;

S_f : Hệ số skin sau khi nứt vỉa.

Mối tương quan giữa giá trị r_w và x_f là một hàm số của C_{fd} hay như công thức (16) theo Cinco-Ley nnk [11].

2.8. Áp suất khe nứt (Pnet), (Net pressure)

Áp suất bên trong khe nứt là áp suất để phát triển khe nứt theo chiều rộng và chiều dài, áp suất khe nứt phụ thuộc vào nhiều yếu tố như áp suất bơm trên bề mặt, tỷ trọng của dung dịch hạt chèn, chiều sâu của giếng, tổn hao áp suất trong thân giếng trong quá trình nứt vỉa nhiều hay ít, tổn thất áp suất qua ống đục lỗ, và áp suất đóng khe nứt lớn hay nhỏ.

Công thức sau xác định áp suất bên trong khe nứt (Michael J. Economides, Modern Fracturing)

$$P_{net} = P_p + HSP - \Delta_{Ploss} - P_c \quad P_{net} = P_p + HSP - \Delta_{Ploss} - P_c \quad (18)$$

Trong đó:

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

P_p : Áp suất bơm trên bề mặt (psi);

HSP: Áp suất thủy tĩnh của dung dịch hạt chèn (psi);

Δ_{Ploss} : Tổng tổn thất áp suất trong quá trình nứt vỉa (psi);

P_c : Áp suất đóng của khe nứt (psi).

Trong công thức (18) áp suất khe nứt (Pnet) tỷ lệ thuận với áp suất bơm trên bề mặt và tỷ lệ thuận với áp suất thủy tĩnh trong giếng. Điều này có nghĩa là khi tăng áp

suất bơm và tỷ trọng dung dịch nứt vỉa và chiều sâu của giếng càng tăng sẽ làm tăng áp suất bên trong khe nứt, ngược lại khi tổn hao áp suất bên trong giếng tăng sẽ làm giảm áp suất bên trong khe nứt, đồng thời nếu áp suất đóng khe nứt càng lớn thì áp suất bên trong khe nứt càng nhỏ và ngược lại áp suất đóng khe nứt nhỏ thì áp suất bên trong khe nứt càng lớn.

Mặt khác áp suất khe nứt được tính theo công thức sau [6]:

$$P_{net} = \frac{E'}{2h_f} \times w_o \quad (19)$$

Trong đó $E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$

E: Module đàn hồi của đất đá (psi);

ν : Tỷ số Poisson's;

h_f : Chiều cao của khe nứt (ft);

w_o : Chiều rộng của khe nứt lớn nhất tại thân giếng (inch) được tính bằng công thức (4).

Trong công thức (19), áp suất khe nứt tỷ lệ nghịch với chiều cao của khe nứt và tỷ lệ thuận với module đàn hồi của đất đá, tỷ lệ thuận với chiều rộng của khe nứt.

2.9. Giá trị hiện tại thuần (NPV) [12]

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:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(V_o)_j}{(1+i)^j} - C_{tr} \quad (20)$$

$$C_{tr} = C_{pr} + C_{tj} + C_{pu} + FC \quad (21)$$

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: Lãi suất chiết khấu (%);

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

C_{pr} : Chi phí giá thành của hạt chèn (USD);

Bảng 3. Thông số vỉa dầu khí tại tầng cát kết Oligocene E, tại giếng khoan X [12]

Thông số	Giá trị
Chiều sâu vỉa, ft.	12.286
Diện tích ảnh hưởng, acres	122
Bán kính ảnh hưởng, r_e ft.	1.300
Bán kính giếng, ft.	0,328
Chiều cao vỉa, h_r , ft.	72
Độ rỗng vỉa, %	12,1
Độ thấm của vỉa, (k_v) mD	0,5
Độ nhớt của dầu tại vỉa, μ_r , cp	1,5
Hệ số thể tích của vỉa dầu khí, RB/STB	1,4
Tổng độ nén của vỉa, psi^{-1}	$1,00 \times 10^{-5}$
Module đàn hồi của đất đá (E), psi	5×10^6
Hệ số Poisson's của vỉa cát kết Oligocene v	0,25
Áp suất vỉa ban đầu, (p_i) psi	4.990
Nhiệt độ vỉa, T_r , °F	266
Oil API	36,7
Tỷ trọng của khí, ρ_g /air	0,79
Áp suất bão hòa, P_b psi	1.310
Áp suất đáy giếng (BHP), psi	3.500
Áp suất đóng khe nứt (P_c), psi	7.700
Lưu lượng bơm, bpm	22
Hệ số mất dung dịch do thấm, C_r , ft/min ^{0.5}	0,003
Flow behavior index, n	0,69
Consistency Index, K, (lbf.s ⁿ /ft ²)	0,04
Dung dịch nứt vỉa	30lb HPG/1.000 gallon với 8lb/1.000 gallon breaker $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_8$
Loại hạt chèn	Carbo Lite Ceramics intermediate strength proppant (ISP), 20/40, với tỷ trọng 169lb/ft ³

Bảng 4. Số liệu kinh tế trước nứt vỉa [13]

Thông số	Giá trị
Đơn giá của dung dịch nứt vỉa, USD/gallon	1
Đơn giá hạt chèn, USD/lb	1
Giá thành bơm, USD/hhp	20
Giá thành sửa chữa thiết bị, USD	15.000
Lãi suất chiết khấu, i, %	10
Giá dầu, USD/thùng	100

Bảng 5. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực theo phương pháp UFD [2]

Khối lượng hạt chèn (lbs)	Số hạt chèn (N_p)	Tỷ số giữa chiều dài khe nứt và bán kính ảnh hưởng (L_x)	Dẫn suất không thứ nguyên (C_D)	Nửa chiều dài khe nứt x_r (ft)	Chiều rộng khe nứt w_p (ft)	Dẫn suất khe nứt $k_f w_p$ (md-ft)	Mật độ của hạt chèn (lb/ft ³)	Skin	Dầu khai thác (1.000 thùng)	NPV (triệu USD) cho 10 năm
10.000	0,05704	0,18957	1,5873	218,50	0,00289	173,41	0,31782	-5,1178	854	57,30953
50.000	0,28519	0,40917	1,7035	471,62	0,00670	401,70	0,73623	-5,8929	1.066	76,68295
80.000	0,45631	0,50138	1,8152	577,91	0,00874	524,51	0,96132	-6,1053	1.143,3	83,63922
120.000	0,68446	0,58679	1,9879	676,36	0,01120	672,25	1,23210	-6,2772	1.213,9	89,90813
160.000	0,91262	0,64741	2,1773	746,23	0,01354	812,40	1,48900	-6,3901	1.264,9	89,79657

C_{tt} : Tổng chi phí giá thành của dung dịch nứt vỉa thủy lực (USD);

C_{pu} : Chi phí cho hoạt động bơm nứt vỉa (USD);

FC: Chi phí cho việc sửa chữa trong quá trình nứt vỉa (USD);

N: Số năm khai thác dầu khí (năm).

3. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực với việc tối ưu khối lượng hạt chèn cho tầng Oligocene dưới bể Cửu Long

Nhóm tác giả lựa chọn giếng khoan thăm lượng và khai thác dầu khí tại tầng móng nứt nẻ và tại tầng cát kết Oligocene bể Cửu Long. Thông số vỉa được sử dụng tại tầng cát kết Oligocene E tại giếng khoan X của bể Cửu Long (Bảng 3).

3.1. Thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực theo phương pháp Unified Fracture Design (UFD) [1]

Giả sử cho các giá trị khối lượng hạt chèn khác nhau từ 10.000lbs, 50.000lbs, 80.000lbs, 120.000lbs và 160.000lbs sử dụng phần mềm Mfrac software cho thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực với Unified Fracture Design (UFD) và trên cơ sở các thông số vỉa trong Bảng 1 ta có kết quả như ở Bảng 5.

Từ kết quả ở Bảng 5 xây dựng hàm số biểu diễn mối liên hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng theo phương trình parabol có dạng: $y = ax^2 + bx + c$.

Mối liên hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng được cho bởi hàm parabol sau:

$$Y = -2 \times 10^{-9}x^2 + 0,0006x + 52,284 \quad (22)$$

Trong công thức (22) biểu diễn mối quan hệ giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng trong 10 năm, có hệ số tương quan $R^2 = 0,997$, và giá trị lớn nhất của lợi nhuận ròng đạt được tại giá trị khối lượng hạt chèn được tính theo công thức:

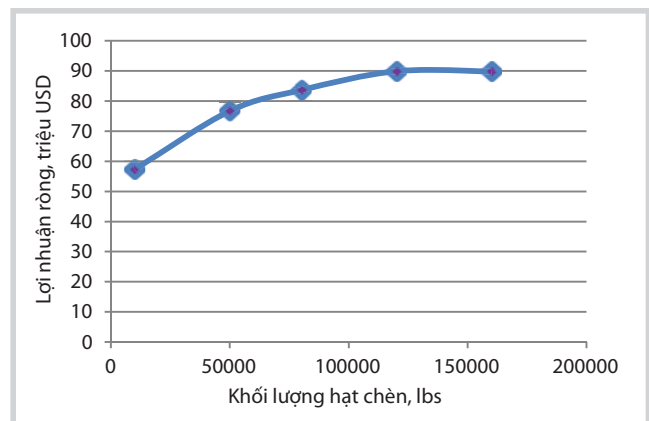
$$x = -\frac{b}{2a} = -\frac{(0,0006)}{-2 \times (2 \times 10^{-9})} = 150000\text{lbs}$$

Khi đó giá trị lợi nhuận ròng tối đa đạt được sẽ là $NPV = 97.000.000\text{USD}$ [14].

Trên quan điểm thiết kế nứt vỉa thủy lực sao cho lượng khối lượng hạt chèn cần thiết để tối đa lợi nhuận ròng thu được trong 10 năm.

Với khối lượng hạt chèn tối ưu là 150.000lbs, theo công thức tính toán chiều dài khe nứt sẽ là 730ft và chiều rộng khe nứt tại thời điểm kết thúc nứt vỉa là 0,15inch.

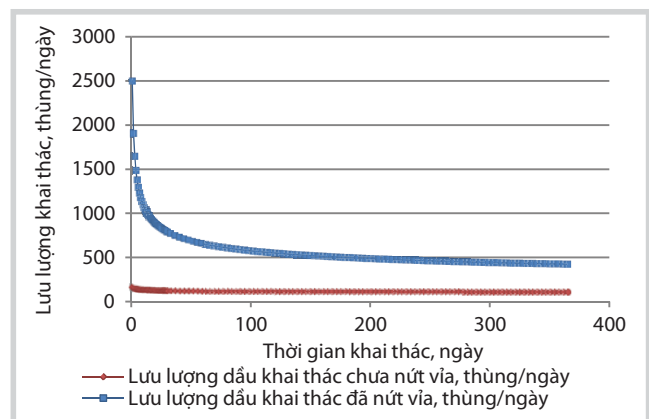
Với kết quả tối ưu khối lượng hạt chèn là 150.000lbs ứng với giá trị tối đa lợi nhuận ròng là 97.000.000USD, dựa vào thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực UFD của Economides tính được nửa chiều dài khe nứt là 730ft và chiều rộng tối ưu của khe nứt là 0,15inch sau khi nứt vỉa. Dựa trên phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực khi biết lưu lượng bơm là 22bpm và nửa chiều dài khe nứt là 730ft, và hệ số mất dung dịch dạng thấm là $0,003\text{ft}/\text{min}^{0,5}$, hệ số Nolte là 1,5. Theo kết quả Bảng 6 thời gian bơm là 116 phút, chiều rộng khe nứt tại thân giếng lớn nhất là 0,25inch, chiều rộng trung bình của khe nứt là 0,156inch. Trên cơ sở xác định được chiều dài khe nứt sẽ xác định được diện tích khe nứt là 105.120ft^2 và ứng với khối lượng hạt chèn là 150.000lbs, từ đó tính được mật độ của hạt chèn trên một đơn vị diện tích của khe nứt là $1,42\text{lb}/\text{ft}^2$. Trên cơ sở Minifrac test đã xác định được áp suất đóng của khe nứt là 7.700psi . Từ kết quả về mật độ hạt chèn và áp suất đóng giếng cho kết quả độ dẫn suất của khe nứt là 3.400md-ft ứng với loại hạt chèn Carbo Lite Ceramic 20/40 (ISP) có tỷ trọng là $169\text{lb}/\text{ft}^3$. Qua phân tích thì mật độ hạt chèn càng cao thì độ dẫn suất của khe nứt càng cao và ngược lại. Ngoài ra, độ dẫn suất không thứ nguyên (C_{FD}) tỷ lệ thuận với dẫn suất của khe nứt và tỷ lệ nghịch với độ thấm của vỉa dầu khí đó, nghĩa là độ thấm càng thấp thì giá trị dẫn suất không thứ nguyên này càng cao và ngược lại. Qua phân tích trên ở Hình 3, khi khối lượng hạt chèn cùng với khối lượng dung dịch nứt vỉa cũng tăng theo dẫn tới lợi nhuận ròng thu được trong việc khai thác dầu sẽ giảm theo do chi phí ban đầu cho việc nứt vỉa và vận hành khai thác sau khi nứt vỉa. Vì vậy việc tối ưu khối lượng hạt chèn và khối lượng dung dịch nứt vỉa nhằm tối đa lợi nhuận ròng là mục tiêu trong nghiên cứu này.



Hình 3. Mối tương quan giữa khối lượng hạt chèn và lợi nhuận ròng trong 10 năm

Bảng 6. Kết quả từ phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực

Thông số	Giá trị
Khối lượng hạt chèn tối ưu (lbs)	150.000
Nửa chiều dài khe nứt tối ưu (ft)	730
Chiều rộng trung bình của khe nứt sau khi kết thúc nứt vỉa (inch)	0,15
Chiều rộng lớn nhất của hạt chèn tại thân giếng, w_0 (inch)	0,25
Chiều rộng trung bình của khe nứt, w_a (inch)	0,156
Thời gian bơm (phút)	116
Diện tích khe nứt (ft^2)	105.120
Mật độ của hạt chèn (lb/ft^2)	1,42
Dẫn suất của khe nứt (md-ft)	3.400
Dẫn suất không thứ nguyên của khe nứt (C_{FD})	4,65
Skin sau khi nứt vỉa	-6,7
Bán kính hiệu dụng sau khi nứt vỉa, r'_w (ft)	273,4
Hệ số gia tăng khai thác (FOI)	5,2
Áp suất khe nứt, P_{netv} (psi)	869



Hình 4. So sánh lưu lượng khai thác dầu khí cho vỉa đã nứt vỉa C (fractured well), vỉa chưa nứt vỉa B (unstimulated well), cho chế độ khai thác chuyển tiếp ứng với tối ưu khối lượng hạt chèn 150.000lbm

4. Kết luận

- Do bị chôn vùi sâu, trải qua quá trình kiến tạo đá, nén ép mạnh của đất đá và ảnh hưởng của quá trình biến đổi thứ sinh, đá chứa Oligocene các tầng D, E và F (?) ở bể Cửu Long chặt sít, độ rỗng cũng như độ thấm có khuynh

hướng giảm nhanh theo chiều sâu, ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác dầu khí do làm giảm độ dẫn suất của khe nứt. Tuy nhiên, do độ rỗng và độ thấm của đá chứa Oligocene tương đối tốt do vậy vẫn có nhiều tiềm năng hydrocarbon.

- Do vỉa có nhiều tiềm năng về dầu khí và vỉa tồn tại tính dẫn suất của khe nứt kém thể hiện độ lưu thông trong các khe nứt bị cản trở, do đó công nghệ nứt vỉa được áp dụng để kích thích vỉa nhằm làm gia tăng độ dẫn suất của khe nứt, gia tăng hệ số khai thác.

- Với việc tổ ưu khối lượng hạt chèn trên cơ sở tối đa lợi nhuận ròng (NPV_{max}), dựa trên phương pháp thiết kế nứt vỉa tối ưu UFD của Economides đã được áp dụng cho vỉa có độ thấm thấp như tầng Oligocene.

- Sử dụng phương trình cân bằng nứt vỉa thủy lực cho phép xác định được các thông số quan trọng như thời gian bơm, tỷ trọng hạt chèn trên một đơn vị diện tích, áp suất bên trong khe nứt, diện tích khe nứt, chiều rộng khe nứt lớn nhất, chiều rộng trung bình của khe nứt, giá trị dẫn suất của khe nứt ứng với áp suất đóng khe nứt (7.700psi) với mật độ hạt chèn trên một đơn vị diện tích.

- Khi mật độ của hạt chèn trong khe nứt càng cao sẽ làm tăng tính dẫn suất của khe nứt và ngược lại khi mật độ hạt chèn trong khe nứt càng thấp thì tính dẫn suất của khe nứt giảm. Điều này giải thích tại sao phải lựa chọn hạt chèn có độ cứng tốt và không bị mài mòn, đập vỡ để ổn định mật độ hạt chèn trong khe nứt.

- So sánh vỉa đã được nứt vỉa với vỉa chưa được nứt vỉa trên cùng một vỉa đó cho thấy sau khi nứt vỉa hệ số gia tăng khai thác dầu khí là 5,2 và áp suất bên trong khe nứt là 869psi.

- Việc lựa chọn tối ưu hệ dung dịch nứt vỉa vừa hạn chế hiện tượng sét trương nở, vừa đảm bảo độ nhớt làm giảm tổn hao áp suất trong quá trình nứt vỉa, góp phần làm tăng áp suất bên trong khe nứt, đồng thời cải thiện độ dẫn suất của khe nứt, tăng lưu lượng khai thác sau khi nứt vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó. *Unified fracture design: Bridging the gap between theory and practice*. 2002.
2. Meyer Fracturing Simulation. *Mfrac Software*.
3. T.K.Perkins, L.R.Kern. *Widths of hydraulic fractures*. Journal of Petroleum Technology. 1961; 13(9): p. 937 - 949.

4. P.P.Nordgren. *Propagation of a vertical hydraulic fracture*. SPE Journal. 1972; 12(4): p. 306 - 314.

5. George C.Howard, C.R.Fast. *Optimum fluid characteristics for fracture extension*. Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute (API).1957.

6. Peter Valkó, Michael J.Economides. *Hydraulic fracture mechanics*. Wiley. 1995.

7. K.G.Nolte. *Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure decline*. SPE Production Engineering. 1986; 1(4): p. 255 - 265.

8. Smith, M. B. 1997. *Hydraulic fracturing*, 2nd edition. Tulsa, Oklahoma: NSI Technologies.

9. Michael J.Economides, A.Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, Ding Zhu. *Petroleum production systems*. Prentice Hall. 2012.

10. Valko, P., Oligney, R. E., and Economides, M. J. 1997. *High permeability fracturing of gas wells*. Gas TIPS (Fall), 3:31-40.

11. Heber L.Cinco, F.V. Samaniego, N.A.Dominguez. *Transient pressure behavior for a well with a finite conductivity vertical fracture*. Society of Petroleum Engineers Journal. 1978; 18(4): p.253 - 264.

12. R.Mark Balen, H-Z.Mens, Michael J.Economides. *Applications of the net present value (NPV) in the optimization of hydraulic fractures*. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia. 1 - 4 November, 1988.

13. 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.

14. Matteo Marongiu-Porcu, Michael John Economides, Stephen A.Holditch. *Economic and physical optimization of hydraulic fracturing*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. 13 - 15 February, 2008.

15. Danh Huu Nguyen, Wisup Bae. *Design optimisation of hydraulic fracturing for Oligocene reservoir in offshore Vietnam*. International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 26 - 28 March, 2013.

Optimisation of hydraulic fracturing design to improve oil production from Oligocene reservoirs by maximising net present value

Nguyen Huu Truong¹, Wisup Bae²
Hoang Thinh Nhan¹, Phan Cong Boi³

¹Petrovietnam University (PVU)

²Sejong University, Seoul, South Korea (SJU)

³Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Summary

Results of exploration and appraisal drilling in Cuu Long basin indicate that Tra Tan and Tra Cu Oligocene reservoirs show high potential of hydrocarbon with average porosity ranging from 10 - 15%, and reservoir permeability of 0.1 - 5mD. However, the big problem with these reservoirs is very low conductivity and connectivity of fractures, therefore reservoir stimulations, such as hydraulic fracturing, are necessary to achieve maximum oil and gas production. The paper presents the Unified Fracture Design method (UFD) of Economides for optimal proppant mass based on maximisation of the net present value. At the same time, the 2D PKN-C fracture geometry model is used to calculate the total fracture area for optimal proppant mass. The successful application of hydraulic fracturing during well completion for Oligocene reservoirs has contributed to improvement of oil and gas recovery factor in Cuu Long basin.

Key words: Optimal proppant mass, 2D PKN fracture geometry model, fracture conductivity, optimisation of hydraulic fracturing design (UFD), maximum net present value (NPV).