

ỨNG DỤNG GIÁ TRỊ HIỆN TẠI RÒNG (NPV) TRONG THIẾT KẾ NÚT VĨA THỦY LỰC CHO GIẾNG ĐƠN, ĐỐI TƯỢNG OLIGOCENE TRÊN, MỎ BẠCH HỔ

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-01>

Tóm tắt

Bài báo nghiên cứu áp dụng giá trị hiện tại ròng (NPV) trong công tác tối ưu thiết kế nút vỉa thủy lực cho giếng nút vỉa thủy lực đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ; phân tích độ nhạy của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt (0%, 50%), áp suất đáy giếng tỷ suất chiết khấu (10%, 25%, 50% và 75%) tới NPV.

Mô hình thiết kế tối ưu gồm sự kết hợp tính chất vỉa, chỉ số khai thác, tính chất đất đá, sự lan truyền khe nứt, tính chất lưu biến của dung dịch, vận chuyển hạt chèn và các thông số xử lý nút vỉa thủy lực.

Từ khóa: Giá trị hiện tại ròng, nút vỉa thủy lực, Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Để thiết kế tối ưu nút vỉa thủy lực cần phải xem xét doanh thu gia tăng dự kiến đạt được trong thời gian nhất định sau khi thực hiện xong nút vỉa thủy lực, có tính tới chi phí vận hành, đầu tư ban đầu, dịch vụ liên quan. Veatch [1] đã trình bày tổng quan, toàn diện về tính kinh tế của nút vỉa thủy lực và đưa ra các phương án tối ưu hóa thiết kế nút vỉa thủy lực. Warembourg và cộng sự [2] đã trình bày phác thảo về tối ưu hóa thiết kế nút vỉa thủy lực và quy trình xác định sự phù hợp các thông số xử lý nút vỉa thủy lực. Anderson và Phillips [3] sử dụng khái niệm giá trị hiện tại ròng (NPV) để tính toán khối lượng hạt chèn yêu cầu để thực hiện tối ưu nút vỉa thủy lực. Việc tính toán NPV sau nút vỉa có ý nghĩa hơn khi so sánh các kịch bản thiết kế chiều dài khe nứt khác nhau trên cơ sở đảm bảo lợi nhuận thu được sau nút vỉa. Chiều dài khe nứt lan truyền tối ưu được xác định là ứng với NPV lớn nhất.

Trên thực tế, một số giếng không thực hiện nút vỉa thủy lực do NPV đạt giá trị âm, hoặc dương nhưng dưới mức kỳ vọng khi tổng chi phí cho giếng mất dung dịch

cao và lớn hơn doanh thu. Chi phí nút vỉa thủy lực gồm chi phí dung dịch nút vỉa ban đầu, chi phí khối lượng hạt chèn yêu cầu ngoài các chi phí khác như chi phí cố định.

Trong bài báo này, nhóm tác giả ứng dụng NPV với các tỷ suất chiết khấu khác nhau để thiết kế nút vỉa thủy lực cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ. Tối đa hóa NPV để tìm được tọa độ điểm thiết kế chiều dài khe nứt tối ưu, xem xét khả năng thực hiện nút vỉa với phương án đã lựa chọn, từ đó nghiên cứu phân tích độ nhạy của các yếu tố (như hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn, áp suất đáy giếng, tỷ suất chiết khấu) tới NPV.

2. Đặc trưng đối tượng Oligocene

Phức hệ Oligocene tập trung ở đập Trà Tân (Oligocene trên) và Trà Cú (Oligocene dưới) phát triển trải rộng toàn bộ diện tích của cấu tạo với chiều sâu thế nằm từ 3.010 - 3.986 m. Cấu tạo mỏ theo phức hệ Oligocene trên, số lượng và độ dài đứt gãy đã giảm đi, biên độ không thay đổi, các đứt gãy nghịch biến mất hoàn toàn. Cấu tạo có dạng nếp lồi, bị phức tạp bởi các nếp uốn biên độ nhỏ, kích thước không lớn và các cấu tạo mũi, các thềm. Trong phạm vi mỏ, cấu tạo chỉ khép kín ở phía Bắc. Ở phía Nam có các lớp được nâng lên ngang với phần trung tâm. Dựa vào tiềm năng dầu khí và cấu tạo, kiến tạo phức hệ Oligocene trên được chia thành 7 khối khác nhau. Ranh giới các khu vực mang tính ước định và thường liên quan



Ngày nhận bài: 12/4/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12/4 - 1/6/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

đến ranh giới phát triển các tập cát. Đối với phức hệ Oligocene trên, tầng sản phẩm hình thành từ các vỉa cát bột dạng thấu kính, dày từ vài mét đến hàng chục mét. Thân dầu được xác định bằng thử vỉa và có dạng thấu kính. Độ rỗng của đất đá nằm trong khoảng từ 8 - 18% và giá trị độ rỗng trung bình là 15%, (theo kết quả địa vật lý giếng khoan độ rỗng bằng 16,5%), phương sai của độ rỗng bằng 0,2. Độ thấm chủ yếu nằm trong khoảng từ 1 - 50 mD và có giá trị trung bình 6 mD. Độ bão hòa nước dao động chủ yếu trong khoảng 20 - 80% (hệ số biến thiên 0,2), với giá trị trung bình là 45% (theo tài liệu địa vật lý giếng khoan là 43,2%). Bảng 1 và 2 trình bày thông số vỉa cơ bản và tính chất thấm chứa của đối tượng Oligocene trên. Tuy nhiên, trong quá trình bơm ép nước, một số giếng có áp suất vỉa không bị ảnh hưởng bởi áp suất bơm ép đã thiết kế do yếu tố bất đồng nhất, mức độ liên thông của giếng bơm ép với giếng khai thác kém. Do vậy, việc lựa chọn giải pháp cơ học nứt vỉa thủy lực để tạo khe nứt mới, tăng độ thấm và khe nứt nhân tạo để gia tăng sản lượng giếng là cần thiết.

3. Mô hình tính toán NPV

Các bước thực hiện tính toán NPV trong thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực như sau:

- Tính chất vỉa và ứng suất tại chỗ;
- Giả thiết cho trước chiều dài nứt vỉa thủy lực;
- Lựa chọn hạt chèn và dung dịch nứt vỉa phù hợp;

- Lựa chọn mô hình khe nứt phù hợp PKN-C hoặc GDK-C [5] trên cơ sở phân tích Minifrac-test trước nứt vỉa thủy lực chính;

- Sử dụng phương trình cân bằng để tính thể tích khe nứt, hiệu quả nứt vỉa, khối lượng hạt chèn, tổng thể tích bơm, chiều dài khe nứt, chiều rộng trung bình khe nứt;

- Tính toán tổng chi phí xử lý nứt vỉa thủy lực gồm chi phí hạt chèn, dung dịch nứt vỉa, chi phí cố định, giá dịch vụ;

- Đánh giá dẫn suất khe nứt trên cơ sở độ thấm gói hạt chèn được lựa chọn, chiều rộng hạt chèn trong khe nứt dưới điều kiện áp suất đóng;

- Phân tích thời gian khai thác chuyển tiếp để thực hiện chế độ khai thác, thời gian khai thác;

- Phân tích Tubing NODAL để xác định áp suất đáy giếng và lưu lượng khai thác vận hành trên cơ sở điểm giao giữa 2 đường biểu diễn đặc tính dòng vào (IPR) và đường biểu diễn đặc tính dòng ra (OPR).

- Các phương trình thực nghiệm để biểu diễn đặc tính yếu tố dòng vào (IPR) của vỉa dầu khí 2 pha. Các mô hình thực nghiệm dạng này gồm: phương trình Vogel [6] và được mở rộng bởi Standing [7], phương trình Fetkovich [8], Bandakhlia và phương trình của Aziz [9], phương trình Retnanto và Economides [10]. Phương trình Vogel vẫn được sử dụng rộng rãi với áp suất đáy giếng thấp hơn áp

Bảng 1. Thông số vỉa cơ bản của đối tượng Oligocene trên [4]

Các thông số	Vòm Bắc	Vòm Trung tâm	Đông Bắc
Áp suất bão hòa (MPa)	15,63	10,55	15,46
Hàm lượng khí (m ³ /ton)	100,8	67,1	92,6
Hệ số thể tích (RD/STB)	1,4	1,4	1,4
Độ nhớt điều kiện vỉa (mPa.s)	1.350	2.076	2.960
Khối lượng riêng trong điều kiện vỉa (kg/m ³)	753,1	736,9	740,4
Khối lượng riêng sau khi tách (kg/m ³)	855,1	862,6	853,7

Bảng 2. Tính chất thấm chứa của đối tượng Oligocene trên [4]

Phương pháp	Giá trị	Độ thấm (mD)	Độ rỗng (%)	Độ bão hòa dầu	Độ bão hòa nước
Nghiên cứu đất đá	Số lượng giếng	8	8		6
	Số lần đo	294	578		165
	Giá trị trung bình	25	0,15		0,45
	Hệ số biến thiên	1,6	0,07		0,2
	Khoảng biến đổi	1 - 1.000	0,11 - 0,2		0,2 - 0,8
Nghiên cứu địa vật lý	Số lượng giếng		122	122	122
	Số lần đo		252	252	252
	Giá trị trung bình		0,185	0,568	0,432
	Hệ số biến thiên		0,2	0,22	0,22
	Khoảng biến đổi		0,12 - 0,25	0,4 - 0,87	0,13 - 0,6

suất điểm bọt. Để tính toán tổn thất áp suất trong khi thực hiện khai thác sản phẩm, phân tích NODAL [6, 11, 12] được sử dụng để xác định lưu lượng khai thác trên bề mặt. Cho chế độ khai thác giả ổn định, mô hình Vogel và lưu lượng lớn nhất được biểu diễn như sau:

$$P_{wf} = 0,125 P_r \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{max}} \right)} - 1 \right] \quad (1)$$

$$q_{max} = \frac{JP_r}{1,8} \quad (2)$$

Chế độ dòng chảy giả ổn định như sau:

$$J = \frac{kh}{141,2B\mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (3)$$

Trong đó:

P_{wf} : Áp suất đáy giếng (psi);

P_r : Áp suất vỉa (psi);

r_e : Bán kính ảnh hưởng (ft);

r_w : Bán kính giếng (ft);

q_{max} : Lưu lượng lớn nhất (thùng/ngày);

q : Lưu lượng khai thác vận hành (thùng/ngày);

J : Chỉ số khai thác (thùng/ngày-psi);

K : Độ thấm của vỉa (mD);

H : Chiều dày của vỉa chứa sản phẩm (ft);

S : Hệ số skin sau nứt vỉa.

Mô hình biểu diễn đường đặc tính dòng ra khỏi giếng rất phức tạp, phụ thuộc vào nhiều yếu tố như: góc nghiêng của giếng, chế độ dòng chảy, thế năng của chất lưu, động năng của chất lưu. Đường đặc tính dòng ra hay còn gọi là đường biểu diễn tubing khai thác (TPR) là mối liên hệ giữa lưu lượng khai thác, áp suất tại đường tiết lưu và tổng áp suất tổn thất.

$$P_{out} = P_{THP} + P_h + P_{fr} \quad (4)$$

Trong đó:

P_{THP} : Áp suất đầu giếng tại cây thông khai thác (psi);

P_h : Áp suất cột thủy tĩnh (psi);

P_{fr} : Tổn thất áp suất bên trong ống tubing khai thác (psi).

Theo mô hình của Hazen-Williams, đánh giá tổn thất áp suất của chất lỏng bên trong tubing khai thác như sau:

$$f = 2,083 \left(\frac{100q}{34,3C} \right)^{1,852} ID^{-4,8655} \quad (5)$$

Trong đó:

f : Hệ số tổn thất áp suất (ft/1.000 ft);

C : Hệ số nhám Hazen-Williams có giá trị 120 cho các loại tubing khai thác được sử dụng và đối với ống tubing có mức độ mài mòn cao, thì hệ số C trong khoảng từ 90 - 110;

q : Lưu lượng khai thác (thùng/ngày);

ID : Đường kính trong tubing khai thác (inch).

- Sử dụng Mpro để chạy mô phỏng khai thác khi có áp suất đáy giếng.

- Tính toán NPV sử dụng mô hình Meng và Brown [13]

NPV của một dự án thiết kế nứt vỉa được tính bằng tổng giá trị hiện tại ròng thu được từ việc gia tăng sản lượng khai thác dầu khí của việc nứt vỉa thủy lực trừ đi tổng giá trị hiện tại ròng từ sản lượng khai thác dầu khí của vỉa đó tại thời điểm chưa nứt vỉa và trừ đi tổng chi phí thực hiện trong quá trình nứt vỉa. Mô hình công thức tính toán giá trị hiện tại ròng theo công thức sau [13]:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \frac{(V_f)_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^N \frac{(v_o)_j}{(1+j)^j} - C_{tr} \quad (6)$$

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

$$C_{tr} = P_{fl} \times V_{tfl} + P_{pr} \times W_{pr} + P_{pump} \times HP_{av} + P_{pumpi} \times t_{hi} + P_{pumppr} \times t_{hr} + FC \quad (7)$$

Trong đó:

NPV: Giá trị hiện tại ròng (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 (%);

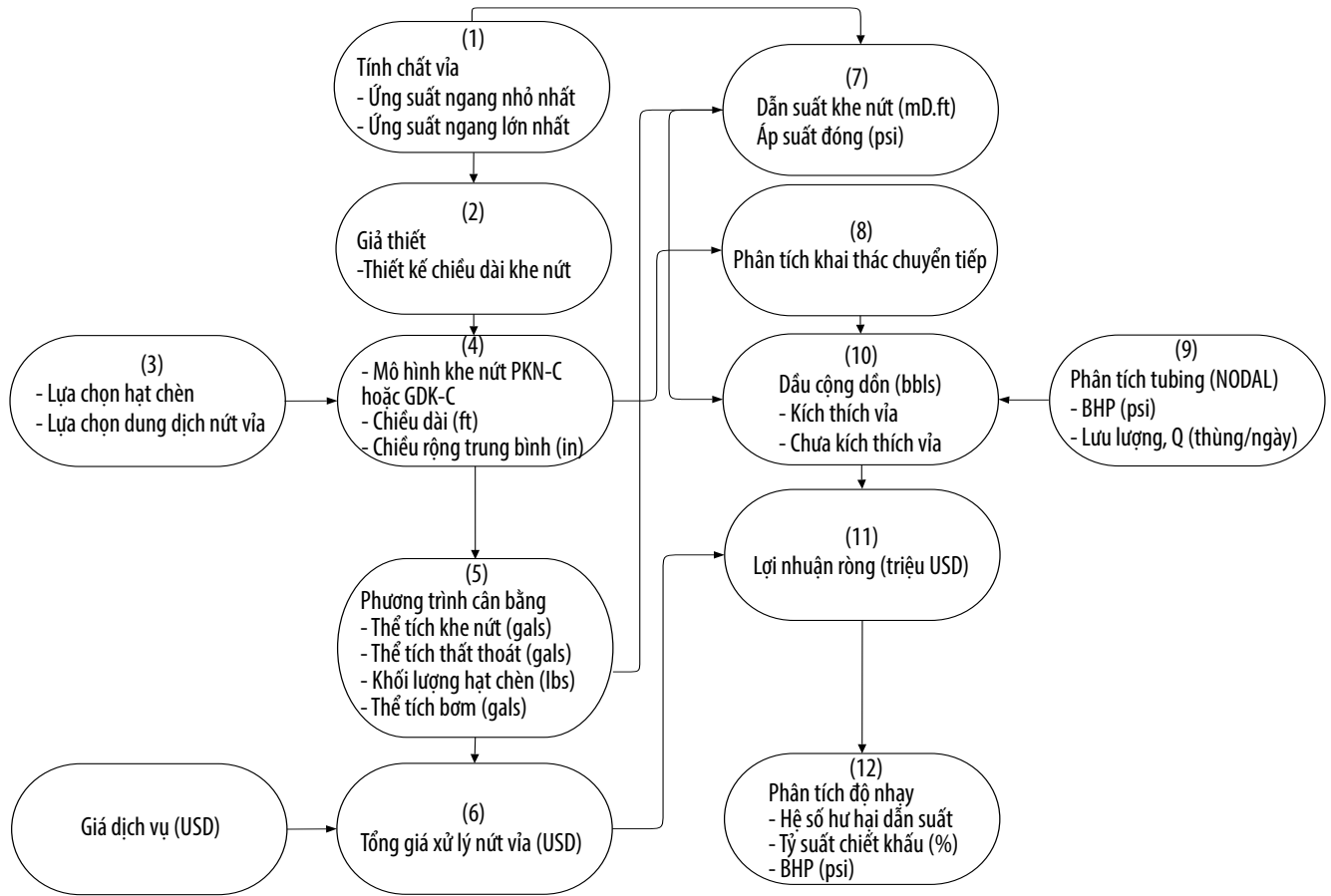
C_{tr} : Tổng giá trị chi phí trong quá trình nứt vỉa (USD);

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);



Hình 1. Mô hình ứng dụng NPV trong thiết kế nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ.

- 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 (USD/giờ);
- t_{hi} : Thời gian bơm không hoạt động (giờ);
- P_{pumpr} : 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).

- Phân tích độ nhạy của hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn, áp suất đáy giếng, tỷ suất chiết khấu tới NPV.

4. Áp dụng cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ

Bảng 3 trình bày thông số vỉa và thông số giếng của 1 trường hợp nứt vỉa cho đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ. Chiều dày vỉa được bao phủ bởi lớp trầm tích bên trên và trầm tích bên dưới có độ thấm thấp, module đàn hồi cao, không có khả năng thấm chứa và dẫn động. Bảng 4, 5 trình bày các thông số nứt vỉa thủy lực gồm hệ

Bảng 3. Thông số vỉa và thông số giếng

Các thông số	Giá trị
Chiều sâu mục tiêu (ft)	14.866
Bán kính giếng (ft)	0,25
Chiều cao vỉa (ft)	695
Độ rỗng vỉa (%)	12
Độ thấm vỉa (mD)	1,1
Độ nhớt của dầu (cP)	0,5
Hệ số thể tích dầu (RB/STB)	1,4
Tổng độ nén (psi ⁻¹)	$8,3 \times 10^{-7}$
Module đàn hồi của đá (psi)	5×10^6
Tỷ số Poisson's	0,25
Áp suất vỉa (psi)	4.060
Nhiệt độ tĩnh vỉa (°C)	110
Tỷ trọng dầu (Oil API)	40
Tỷ trọng khí	0,707
Áp suất điểm bọt (psi)	3.950
Áp suất đáy giếng (psi)	3.500
Áp suất đóng (psi)	8.869
Đường kính tubing (in)	2 $\frac{7}{8}$

số thất thoát dung dịch, lưu lượng bơm; thông số hạt chèn được lựa chọn carbolite ceramic 20/40 dựa trên tiêu chuẩn dẫn suất hạt chèn, cường độ cứng trung bình (ISP) [14, 15] để đảm bảo không bị dập vỡ dưới áp suất đóng

Bảng 4. Thông số nứt vỉa thủy lực

Thông số	Giá trị
Chiều cao vỉa (ft)	695
Tỷ số Poisson's của cát kết	0,25
Hệ số thất thoát, C_i (ft/min ^{0,5})	0,003
Module đàn hồi của đá (psi)	5×10^6
Lưu lượng bơm (thùng/phút)	18
Thời gian bơm (phút)	120
Hệ số thấm thoát (gal/ft ²)	0
Nồng độ hạt chèn EOJ, P_c (ppg)	8
Chỉ số ứng xử dung dịch nứt vỉa (n)	0,447
Chỉ số độ sệt, K (lbf.s ⁿ /ft ²)	0,2292

Bảng 5. Thông tin hạt chèn lựa chọn

Thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 carbolite-ceramic
Tỷ trọng (sg)	2,71
Cường độ nén	ISP
Đường kính trung bình (in)	0,0287
Độ rỗng gói hạt chèn	0,305
Áp suất đóng khe nứt (psi)	8.869
Hệ số hư hại dẫn suất	0,5

Bảng 6. Số liệu kinh tế

Thông số	Giá trị
Giá hạt chèn (USD/lbm)	0,4
Giá dung dịch nứt vỉa (USD/gallon)	1
Tỷ suất chiết khấu (%)	10
Giá bơm (USD/giờ/HHP)	3,25
Chi phí cố định (USD)	15.000
Giá dầu thô (USD/thùng)	60
Giá thuê giàn khoan (USD/ngày)	75.000
Giá thuê tàu dịch vụ (USD/ngày)	20.000
Số năm thu lợi nhuận ròng NPV	1

Bảng 7. Các thông số thiết kế khe nứt

Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Chiều rộng khe nứt lớn nhất, $w_{w,o}$ (in)	0,36	0,64	0,81	0,93	1,02
Chiều rộng trung bình khe nứt, \bar{w} (in)	0,23	0,40	0,51	0,58	0,64

Bảng 8. Kết quả phương trình cân bằng

Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Tổng thể tích bơm (gals)	196.233	$4,56 \times 10^6$	$17,4 \times 10^6$	$38,5 \times 10^6$	$67,8 \times 10^6$
Thể tích không hạt chèn (gals)	$0,19 \times 10^6$	$4,48 \times 10^6$	$17,22 \times 10^6$	$38,17 \times 10^6$	$67,32 \times 10^6$
Khối lượng hạt chèn (lbs)	124.999	$1,22 \times 10^6$	$3,07 \times 10^6$	$5,28 \times 10^6$	$7,76 \times 10^6$
Chiều rộng hạt chèn (in)	0,204	0,358	0,451	0,517	0,57

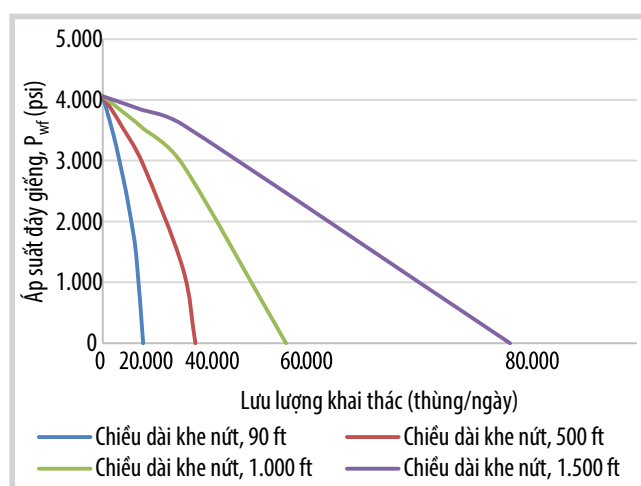
8.869 psi và đảm bảo tính toán tối ưu dẫn suất không thứ nguyên thiết kế nằm trong khoảng 1,3 - 1,6 [16]. Bảng 6 trình bày và giả thiết thông số tính toán kinh tế với tỷ suất chiết khấu bán dầu thô 10%, giá dầu thô theo thị trường 60 USD/thùng.

5. Kết quả và thảo luận

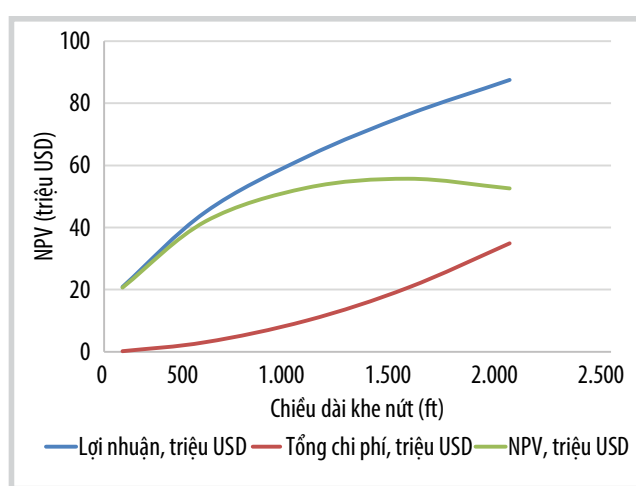
Hình 2 biểu diễn đường đặc tính dòng vào khai thác (IPR) sau nứt vỉa cho các thiết kế với chiều dài khe nứt thiết kế khác nhau. Hình 2 cho thấy với thiết kế chiều dài khe nứt ngắn nhất (90 ft) thì lưu lượng khai thác vận hành (trong điều kiện chế độ khai thác giả ổn định, dòng chảy 2 pha) là thấp hơn so với các trường hợp thiết kế chiều dài khe nứt dài hơn. Đối với thiết kế chiều dài khe nứt lớn nhất (2.000 ft), lưu lượng khai thác đạt giá trị lớn nhất sau nứt vỉa. Như vậy, lưu lượng khai thác vận hành biến động tăng tương ứng với các thiết kế chiều dài khe nứt sau nứt vỉa là 90 ft, 500 ft, 1.000 ft, 1.500 ft và 2.000 ft. Điều này được giải thích là với chiều dài khe nứt thiết kế ngắn thì chiều rộng hạt chèn hẹp hơn dẫn tới dẫn suất khe nứt thấp hơn, do đó hệ số skin sau nứt vỉa kém hơn. Ngược lại, đối với thiết kế khe nứt dài hơn thì chiều rộng hạt chèn lớn hơn, dẫn tới dẫn suất khe nứt tốt hơn, kết quả hệ số skin âm cao hơn. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu, chiều dài khe nứt tới NPV được thể hiện trên Hình 3 - 5. Hình 3 cho thấy, với tỷ suất chiết khấu 10% rõ ràng

Bảng 9. Kết quả mô hình khai thác

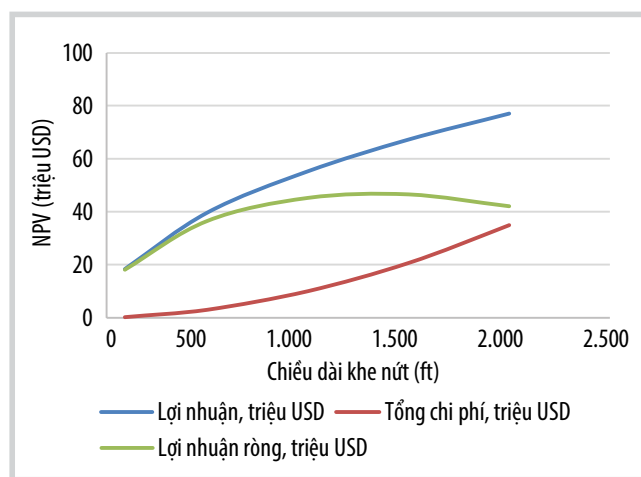
Giả thiết trường hợp	1	2	3	4	5
Các thông số	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị	Giá trị
Chiều dài khe nứt (ft)	90	500	1.000	1.500	2.000
Áp suất đóng (psi)	8.869	8.869	8.869	8.869	8.869
Độ rỗng gói hạt chèn (%)	0,305	0,305	0,305	0,305	0,305
Độ thấm gói hạt chèn (mD)	210.856,3	210.856,3	210.856,3	210.856,3	210.856,3
Chiều rộng hạt chèn (in)	0,204	0,36	0,45	0,52	0,6
Dẫn suất khe nứt (mD.ft)	3.585,3	6.292,0	7.930,7	9.088,2	10.013,6
Dẫn suất không thứ nguyên (F_{co})	36,21	11,44	7,21	5,51	4,55
Hệ số skin	-5,16	-6,79	-7,41	-7,76	-8,00
Bán kính hiệu dụng (ft)	43,45	221,52	412,74	585,60	744,95
Dẫn suất với hệ số hư hại 0,5	1.792,7	3.146	3.965,4	4.544,1	5.006,8



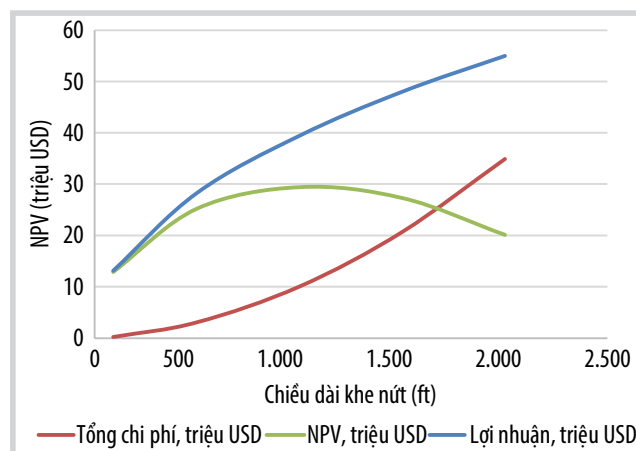
Hình 2. IPR cho các chiều dài khe nứt khác nhau.



Hình 3. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 10%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.



Hình 4. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 25%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.



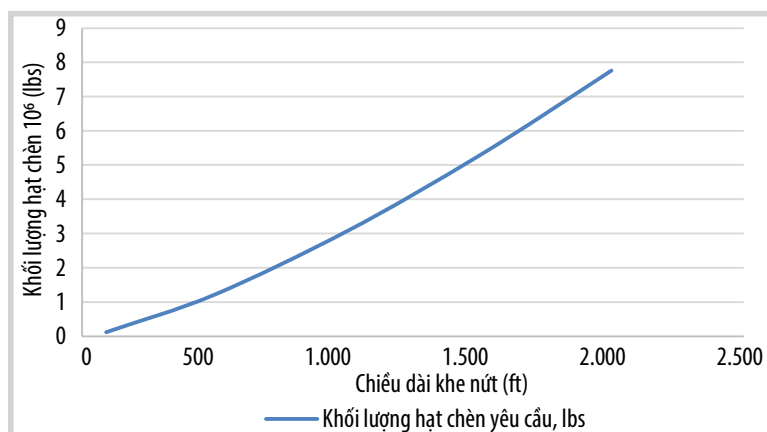
Hình 5. NPV theo các chiều dài khe nứt khác nhau với tỷ suất chiết khấu 75%, áp suất đáy giếng 3.500 psi.

đường NPV cao hơn so với các trường hợp áp dụng tỷ suất chiết khấu 25% (Hình 4) và 75% (Hình 5).

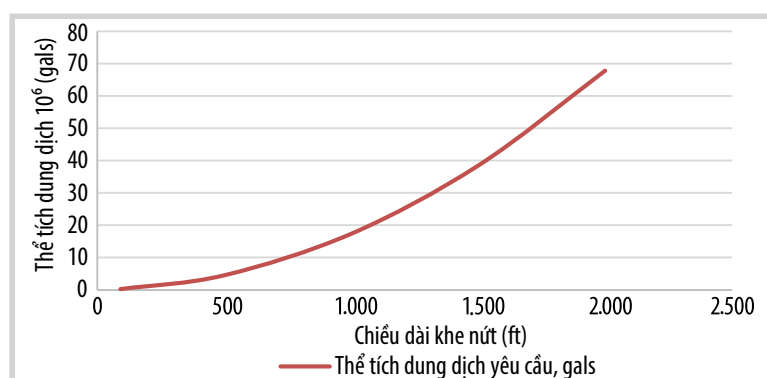
5.1. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới khối lượng hạt chèn và thể tích dung dịch nứt vỉa yêu cầu

Hình 6 thể hiện ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới

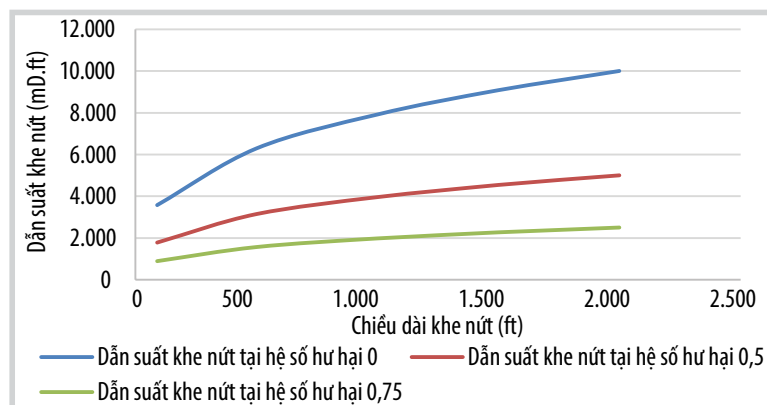
khối lượng hạt chèn yêu cầu (lbs). Thể tích khe nứt tỷ lệ thuận với khối lượng hạt chèn bơm vào giếng, nên khi chiều dài khe nứt tăng (thể tích khe nứt tăng) thì yêu cầu khối lượng hạt chèn nứt vỉa sẽ tăng. Mặt khác, cho rằng toàn bộ khối lượng hạt chèn trên bề mặt được bơm xuống khe nứt với điều kiện áp suất đóng của vỉa đạt 8.868 psi, sử



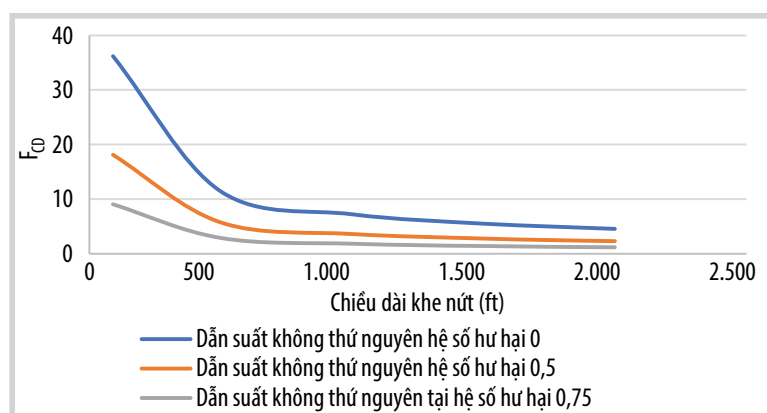
Hình 6. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới khối lượng hạt chèn yêu cầu.



Hình 7. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới thể tích dung dịch nứt vỉa yêu cầu.



Hình 8. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt, hệ số hư hại tới dẫn suất khe nứt.



Hình 9. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới dẫn suất không thứ nguyên.

dụng hạt chèn carbolite ceramic 20/40 cường độ nén trung bình (ISP), độ rỗng gói hạt chèn 0,305, khi đó theo [5] khối lượng hạt chèn tăng do chiều dài khe nứt tăng. Tương tự Hình 7 biểu diễn ảnh hưởng của chiều dài khe nứt thiết kế tới thể tích dung dịch nứt vỉa không chứa hạt chèn. Hình 8 cho thấy ảnh hưởng của chiều dài khe nứt từ 90 - 2.000 ft tới dẫn suất khe nứt ứng với các hệ số hư hại dẫn suất khác nhau tương ứng là 0, 0,5 và 0,75. Chất lượng hạt chèn, mức độ tồn dư của polymer sau nứt vỉa, mức độ làm sạch polymer của chất phá gel sau nứt vỉa, áp suất đóng khe nứt, loại hạt chèn, mức độ hạt chèn trào ngược sau nứt vỉa... là các yếu tố làm giảm dẫn suất khe nứt thể hiện qua hệ số hư hại dẫn suất khe nứt. Thông thường, độ sâu của giếng càng tăng thì áp suất đóng càng tăng, dẫn tới tăng mức độ dập vỡ hạt chèn. Kết quả dẫn suất khe nứt (Hình 8) cho thấy, mức độ hư hại dẫn suất càng tăng (dẫn suất khe nứt càng giảm) dẫn đến tăng hệ số skin, giảm chỉ số khai thác (PI), giảm lưu lượng khai thác vận hành.

5.2. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới sản lượng dầu cộng dồn

Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt (ft) tới sản lượng dầu cộng dồn (thùng) và lưu lượng khai thác trong thời gian tính toán NPV 3 năm được thể hiện trên Hình 10 và 11. Sản lượng dầu cộng dồn là thấp nhất với thiết kế chiều dài khe nứt 90 ft, và cao nhất tại thiết kế 2.000 ft (Hình 10). Điều này giải thích như sau: với chiều dài khe nứt 90 ft thì yêu cầu khối lượng hạt chèn thấp, chiều rộng hạt chèn tạo ra trong khe nứt hẹp, đạt 0,204 in, trong khi độ thấm gói hạt chèn trong khe nứt với áp suất đóng 8.868 psi không thay đổi. Đối với thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft, yêu cầu khối lượng hạt chèn nhiều nhất, do đó sự phân bố hạt chèn bên trong khe nứt cao hơn và chiều rộng hạt chèn bên trong khe nứt đạt 0,57 in, trong khi độ thấm gói hạt chèn không thay đổi giá trị trong khe nứt. Vì vậy, dẫn suất khe nứt đối với thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft lớn hơn so với thiết kế 90 ft. Kết quả cho thấy, tổng sản lượng dầu cộng dồn ở trường hợp thiết kế chiều dài khe nứt 2.000 ft là lớn nhất.

5.3. Ảnh hưởng của áp suất đáy giếng tới NPV

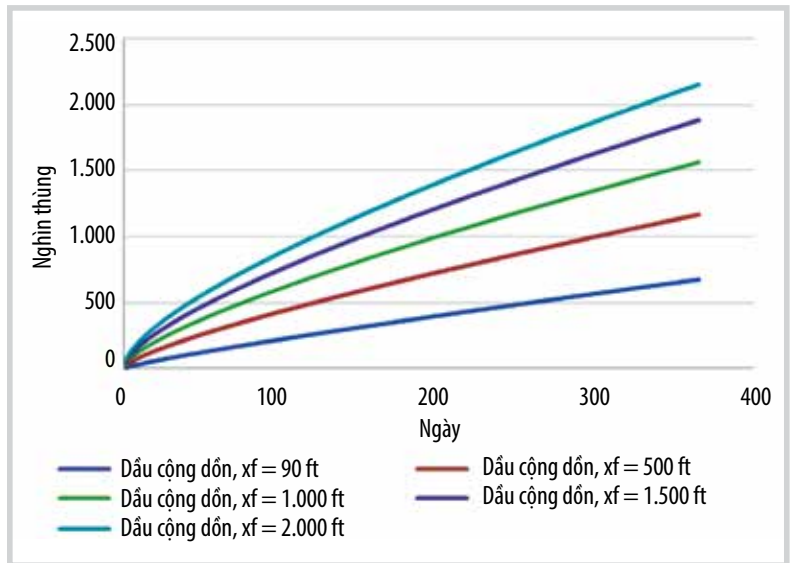
Hình 12 - 14 cho thấy ảnh hưởng của áp suất đáy giếng và tỷ suất chiết khấu tới NPV ứng với các trường hợp tỷ suất chiết khấu 25%, 50% và 75% trong thời gian 1 năm. Hình 12 cho thấy, sau 1 năm, NPV ở thiết kế có áp suất đáy giếng 3.500 psi thấp hơn so với thiết kế có áp suất 3.000 psi. Trong điều kiện khai thác có áp suất vừa (4.060 psi) lớn hơn áp suất điểm bọt (3.950 psi), theo mô hình Vogel áp dụng khai thác cho vỉa dầu áp suất bão hòa, hoặc khai thác sản phẩm trong điều kiện khí hòa tan, khi đó áp suất đáy giếng tỷ lệ nghịch với lưu lượng khai thác vận hành. Có nghĩa là khi lưu lượng khai thác vận hành tăng lên thì áp suất đáy giếng giảm, Hình 2. NPV của trường hợp tỷ suất chiết khấu 25% ở Hình 12 với áp suất đáy giếng 3.000 psi, 3.500 psi cao hơn so với NPV ở Hình 13 và 14. Tỷ suất chiết khấu cao thì lợi nhuận ròng giảm.

5.4. Ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất hạt chèn tới NPV

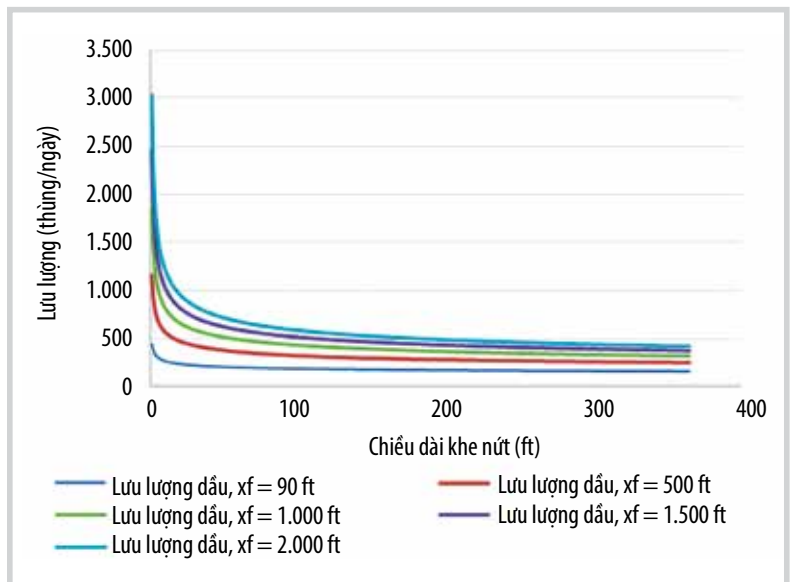
Hình 15 biểu diễn ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt, chiều dài khe nứt tới NPV. Hệ số hư hại dẫn suất khe nứt (tại 50%) thì NPV giảm so với trường hợp có hệ số hư hại dẫn suất khe nứt bằng 0 (0%): hệ số hư hại dẫn suất khe nứt tăng làm dẫn suất khe nứt giảm mạnh, hệ số nhiễm bẩn (skin factor) tăng, kết quả là sản lượng khai thác trong thời gian nghiên cứu giảm và doanh thu, lợi nhuận giảm theo.

5.5. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu tới NPV

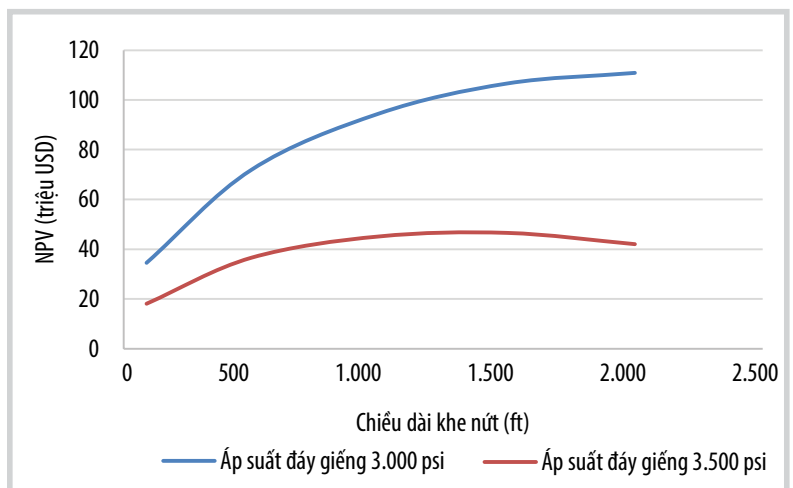
Hình 16 cho thấy, đường NPV ứng với tỷ suất chiết khấu 10% là cao hơn so với tỷ suất 25%, 50%, 75%. Ngoài ra, mối quan hệ giữa chiều dài khe nứt với NPV là phi tuyến, được biểu thị qua đồ thị dạng parabol $y = ax^2 + bx + c = a \left(x + \frac{b}{2a}\right)^2 + \frac{4ac - b^2}{4a}$, trong đó y là lợi nhuận ròng, các hệ số a, b, c là các hệ số trong tam thức bậc 2, và x là chiều dài khe nứt. Vì $a < 0$, nên NPV đạt giá trị lớn nhất



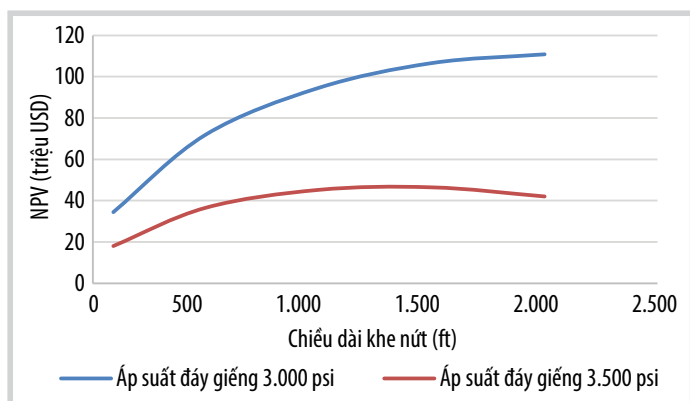
Hình 10. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới sản lượng dầu cộng dồn, $P_{wf} = 3.500 \text{ psi}$.



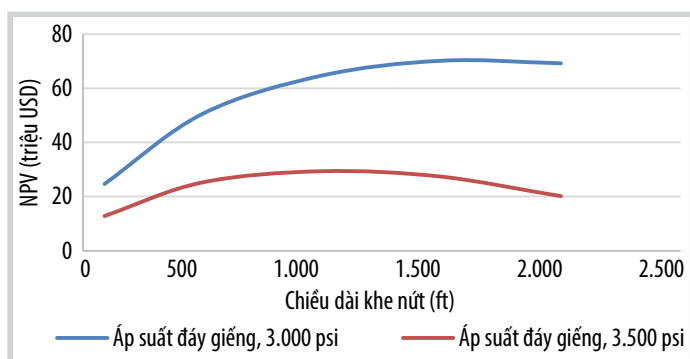
Hình 11. Ảnh hưởng của chiều dài khe nứt tới lưu lượng khai thác, $P_{wf} = 3.500 \text{ psi}$.



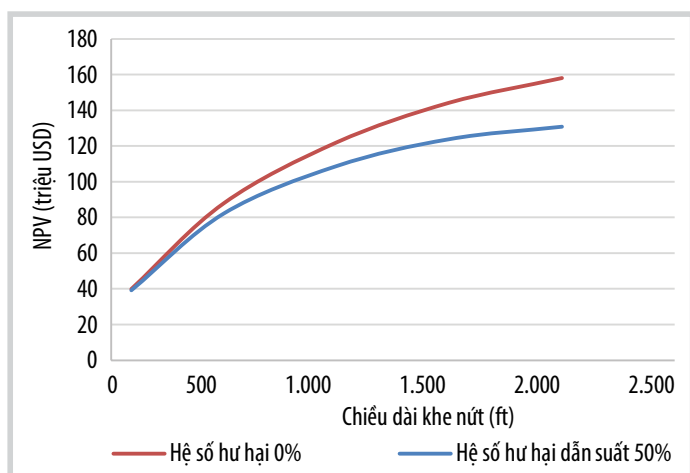
Hình 12. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 25\%$.



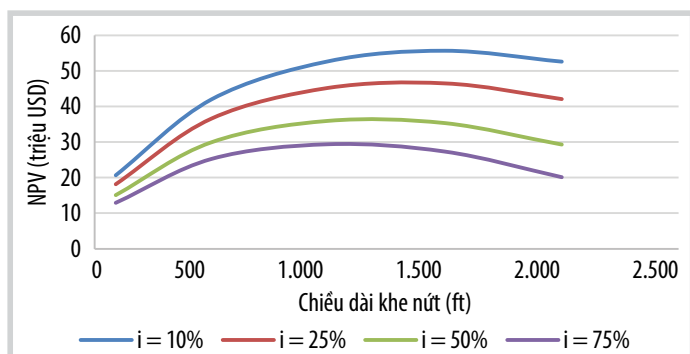
Hình 13. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 50\%$.



Hình 14. Ảnh hưởng P_{wf} tới NPV tại $i = 75\%$.



Hình 15. Ảnh hưởng của hệ số hư hại dẫn suất khe nứt, chiều dài khe nứt tới NPV tại $i = 10\%$, $P_{wf} = 3.000$ psi.



Hình 16. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu, chiều dài khe nứt tới NPV, $P_{wf} = 3.500$ psi.

tại $x = -b/2a$, ứng với giá trị lợi nhuận ròng lớn nhất:

$$NPV(\text{triệu USD}) = \frac{4ac - b^2}{4a}$$

- Trường hợp 1: Với tỷ suất chiết khấu $i = 10\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,11% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0548 x_f + 17,044; R^2 = 0,9889 \quad (8)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất. Khi đó: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0548}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 1370$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 54,58 triệu USD.

- Trường hợp 2: Với tỷ suất chiết khấu $i = 25\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,4% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0479 x_f + 15,013; R^2 = 0,9866 \quad (9)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0479}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 1197,5$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 43,7 triệu USD.

- Trường hợp 3: Với tỷ suất chiết khấu $i = 50\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 1,79% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = -2 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0394 x_f + 12,531; R^2 = 0,9821 \quad (10)$$

Tìm chiều dài khe nứt tối ưu tại giá trị NPV lớn nhất: $x_f = -\frac{b}{2a} = -\frac{0,0394}{2 \times (-2 \times 10^{-5})} = 985$ ft và giá trị lớn nhất NPV = 31,93 triệu USD.

- Trường hợp 4: Với tỷ suất chiết khấu $i = 75\%$, áp suất đáy giếng 3.500 psi, hàm phi tuyến bậc ba mỗi liên hệ giữa NPV với chiều dài khe nứt có hệ số tương quan gần 1 và chỉ 0,017% tham số chiều dài chưa được giải thích.

$$NPV(\text{triệu USD}) = 5 \times 10^{-9} x_f^3 - 3 \times 10^{-5} x_f^2 + 0,0448 x_f + 9,1757; R^2 = 0,99983 \quad (11)$$

Sử dụng đạo hàm bậc một cho hàm NPV bậc 3

Bảng 10. Khảo sát sự biến thiên của hàm bậc 3 (11)

Chiều dài khe nứt, x_f (ft)		993		3006,6	
NPV'(triệu USD)	+	0	-	0	+
NPV(triệu USD)		28,98		8,57	

theo chiều dài khe nứt và tìm giá trị cực trị cho hàm bậc 3 khi đạo hàm bậc 1 bằng 0 có:

$$NPV'_{x_f} = 1,5 \times 10^{-8} x_f^2 - 6 \times 10^{-5} x_f + 0,0448 = 0$$

$$\begin{cases} x_{f1} = 3006,6 \text{ ft} \\ x_{f2} = 993 \text{ ft} \end{cases}$$

Từ Bảng 10 có chiều dài khe nứt tối ưu tại 993 ft, khi đó NPV lớn nhất, đạt 28,98 triệu USD theo khảo sát sự biến thiên của hàm số.

Nhận xét: Các trường hợp 1, 2, 3 biểu diễn các hàm parabol mỗi liên hệ giữa chiều dài khe nứt x_f với NPV. Các hệ số a ở các trường hợp 1, 2, 3 đều có hệ số a âm, do đó các hàm số đạt giá trị NPV lớn nhất tại điểm có tọa độ $x = -b/2a$, và giá trị NPV lớn nhất là NPV $(-b/2a)$.

6. Kết luận

Nghiên cứu ứng dụng NPV để thiết kế tối ưu nứt vỉa thủy lực rút ra các kết luận sau:

- Với các tỷ suất chiết khấu khác nhau thì tối ưu chiều dài khe nứt khác nhau.
- Áp suất đáy giếng càng cao thì NPV thu được càng thấp, và ngược lại
- Hệ số hư hại dẫn suất của hạt chèn cao là 0,75 thì NPV thu được càng thấp, ngược lại hệ số hư hại hạt chèn bằng không thì NPV là cao nhất.

Tài liệu tham khảo

[1] R.W. Veatch, "Economics of fracturing: Some methods, examples, and case studies", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5 - 8 October 1986*. DOI: 10.2118/15509-MS.

[2] P.A. Warembourg, E.A. Klingensmith, J.E. Hodges Jr., and J.E. Erdle, "Fracture stimulation design and evaluation", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Las Vegas, Nevada, 22 - 26 September 1985*. DOI: 10.2118/14379-MS.

[3] R.W. Anderson and A.M. Phillips, "Practical applications of economics well-performance criteria to the optimization of fracturing treatment design", *Journal*

of Petroleum Technology, Vol. 40, No. 2, pp. 223 - 228, 1988. DOI: 10.2118/14982-PA.

[4] Viện Dầu khí Việt Nam, "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi Dầu cho các đối tượng lục nguyên và móng bằng những phương pháp vi sinh hóa lý", 2015.

[5] Peter Valkó and Michael J. Economides, *Hydraulic fracture mechanics*. John Wiley and Sons, 1995.

[6] J.V. Vogel, "Inflow performance relationships for solution gas drive wells", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 20, No. 1, pp. 83 - 92, 1968. DOI: 10.2118/1476-PA.

[7] M.B. Standing, "Concerning the calculation of inflow performance of wells producing from solution gas drive reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 23, No. 9, pp. 1141 - 1142, 1971. DOI: 10.2118/3332-PA.

[8] M.J. Fetkovich, "The isochronal testing of oil wells", *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada, 30 September - 3 October 1973*. DOI: 10.2118/4529-MS.

[9] H. Bandakhlia and K. Aziz, "Inflow performance relationship for solution-gas drive horizontal wells", *Presented at the 64th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 8 - 11 October 1989*.

[10] Albertus Retnanto and Michael J. Economides, "Inflow performance relationships of horizontal and multibranch wells in a solution gas drive reservoir", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 27 - 30 September 1998*. DOI: 10.2118/49054-MS.

[11] Kermit E. Brown and James F. Lea, "Nodal systems analysis of oil and gas wells", *JPT*, Vol. 37, No. 10, pp. 1751 - 1763. DOI: 10.2118/14714-PA.

[12] K.E. Brown, "Production optimization of oil and gas wells by Nodal systems analysis", *Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 4, 1984.

[13] H.-Z. Meng and K.E. Brown, "Coupling of production forecasting, fracture geometry requirements and treatment scheduling in the optimum hydraulic fracture design", *SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, Denver, Colorado, 18 - 19 May 1987*. DOI: 10.2118/16435-MS.

[14] Michael Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, and Ding Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall PTR, New Jersey, 1994.

[15] Michael Economides, Ronald Oligney, and Peter Valko, *Unified fracture design*. Orsa Press Alvin, Texas, 2002.

[16] Michael Richardson, "A new and practical method for fracture design and optimisation", *SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 3 - 5 April 2000*. DOI: 10.2118/59736-MS.

APPLICATION OF NET PRESENT VALUE (NPV) IN SINGLE WELL FRACTURE DESIGN FOR UPPER OLIGOCENE RESERVOIR IN BACH HO FIELD

Nguyen Huu Truong

Petrovietnam University

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

The paper studies the application of net present value (NPV) to optimise fracture design for the Upper Oligocene reservoir in Bach Ho field: sensitivity analysis of fracture conductivity damage factor (0%, and 50%), flowing bottom pressure, and discount rate (10%, 25%, 50%, and 75%) on NPV.

The optimal fracture design includes the combination of reservoir properties, productivity index, rock properties, fracture propagation, rheology of fracturing fluid, proppant loading schedule, and treatment design parameters.

Key words: Net present value, hydraulic fracturing, Upper Oligocene, Bach Ho field.