

# ỨNG DỤNG MÔ HÌNH GIẢI TÍCH ĐỂ DỰ BÁO KHẢ NĂNG SINH CÁT CỦA CÁC VĨA KHÍ TẦNG MIOCENE MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Hoàng Thanh Tùng<sup>1</sup>, CN. Lê Thị Hoàng Thi<sup>1</sup>

TS. Trương Hoài Nam<sup>2</sup>, ThS. Lê Vũ Quân<sup>3</sup>, KS. Tạ Văn Cường<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Công ty TNHH MTV Khoan dầu khí nước sâu PVD

<sup>2</sup>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

<sup>3</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>4</sup>Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

## Tóm tắt

**Hiện tượng sinh cát (sand production) trong các giếng khai thác sẽ gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới sản lượng khai thác, kéo theo sự suy giảm hệ số thu hồi dầu cũng như gây xâm thực, ăn mòn các thiết bị lòng giếng, trên bề mặt, làm hư hại các van an toàn. Ngoài ra, các giàn khai thác dầu khí thường ở xa bờ nên việc thay thế các thiết bị do cát ăn mòn tốn nhiều thời gian và chi phí, ảnh hưởng lớn đến lợi nhuận khai thác.**

**Do đó, việc dự báo khả năng sinh cát trong các vỉa dầu khí sẽ giúp nâng cao hiệu quả khai thác, giảm thiểu rủi ro trong quá trình khai thác, đảm bảo an toàn và hiệu suất của thiết bị cũng như lựa chọn thiết bị phù hợp để có phương án khai thác tối ưu, giảm thiểu chi phí đầu tư, tăng khả năng thu hồi vốn. Việc dự báo khả năng sinh cát giúp đưa ra các giải pháp hoàn thiện giếng có/không kiểm soát cát một cách hợp lý giúp tối ưu hóa chi phí đầu tư. Việc chủ động ứng dụng mô hình giải tích (analytical model) kết hợp các thông số địa cơ thông qua dữ liệu các giếng đã khoan giúp cho các giếng khoan khai thác trên mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh ngăn ngừa khả năng sinh cát cũng như lựa chọn được hướng bắn mở vỉa thích hợp vào các hướng có độ bền tốt của thành hệ làm giảm thiểu khả năng sập lở kênh dẫn bắn mở vỉa và giảm thiểu các hạt rắn (cát) theo kênh dẫn vào giếng khoan.**

**Từ khóa:** Mô hình giải tích, dự báo khả năng sinh cát, áp suất suy giảm tới hạn, kiểm soát cát, hoàn thiện giếng.

## 1. Giới thiệu

Ngày từ khi ngành công nghiệp khai thác dầu khí ra đời thì vấn đề sinh cát trong quá trình khai thác đã được các công ty dầu khí quan tâm, do vấn đề này có ảnh hưởng lớn đến sản lượng khai thác và tuổi thọ của hệ thống thiết bị. Tuy nhiên từ những năm 90 thế kỷ trước trở lại đây, các phương pháp dự báo sinh cát trong quá trình khai thác dầu khí mới được tập trung nghiên cứu nhiều, giúp các công ty dầu khí có khả năng kiểm soát cát tốt hơn, qua đó giảm thiểu rủi ro và giảm chi phí đầu tư ban đầu cho giếng khoan khai thác.

Năm 2013, Ian Palmer [2] đã mô tả các phương pháp dự báo sinh cát của BP được phát triển thành 3 giai đoạn: (1) Giai đoạn khi bắt đầu có dấu hiệu sinh cát (Onset), (2) Giai đoạn cát sinh ra trong giếng (Transient sanding), (3) Giai đoạn cát sinh ra với lưu lượng ổn định trong thân giếng (Steady-state sanding) và trình bày rõ lý thuyết của phương pháp onset được sử dụng dựa trên mô hình ứng suất và kết quả, kinh nghiệm nghiên cứu tại thực địa.

Năm 2002, Hans Vaziri [3] đã áp dụng 3 mô hình dự báo khả năng sinh cát cho 6 giếng nhiệt độ cao, áp suất cao. Mô hình dự báo này đã đánh giá được tính hiệu

dụng của việc sử dụng mô hình giải tích trong việc dự báo khả năng sinh cát cho các giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao.

Khi áp dụng mô hình dự báo khả năng sinh cát vào thực tế, các nhà nghiên cứu cũng gặp không ít khó khăn, điển hình là X.Yi [4] trong việc áp dụng một số mô hình dự báo khả năng sinh cát và định hướng sử dụng mô hình giải tích với các thông số về địa cơ học để làm cơ sở tính toán như: hằng số Biot, tỷ số Poisson, ứng suất nén một trục, ứng suất tại chỗ cùng các kết quả đo tại thực địa để xác định áp suất suy giảm tới hạn, từ đó xác định ngưỡng sinh cát trong giếng.

Để có số liệu đầu vào đáng tin cậy trong việc xây dựng mô hình cần lấy mẫu đất đá, cách thức xác định các thông số cơ học đất đá, A.Khahsar [5] đã đề cập chi tiết các phương pháp kiểm tra cơ học cho mẫu như: SST, MST, UCS, TWC... và mối tương quan giữa chúng.

Việc xây dựng mô hình dự báo khả năng sinh cát phụ thuộc rất nhiều vào yếu tố đầu vào là các thông số địa cơ học cũng như cách xác định các thông số này. Bên cạnh đó, tùy đặc điểm cấu kiến tạo, địa tầng trầm tích; nhiệt áp... của từng vỉa sản phẩm mà việc áp dụng phương pháp xây dựng mô hình dự báo sinh cát sẽ khác nhau.

Tại Việt Nam đã có một số nghiên cứu, đánh giá về mô hình sinh cát tại một số mỏ dầu khí ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Năm 2007, Colin A. Mc Phee [6] đã nghiên cứu khả năng sinh cát dựa trên các dữ liệu từ kết quả phân tích mẫu lõi của giếng 12E-CS-1X ST1 và Dua-4X (mỏ Chim Sáo - Dừa thuộc bể Nam Côn Sơn) và các kết quả được hiệu chỉnh cùng kết quả đo log (density, sonic). Dựa vào các thông số địa cơ học, báo cáo đã chứng minh khả năng sinh cát cho các giếng ở khu vực này rất nhỏ. Nghiên cứu đã trình bày cơ sở lý thuyết của việc áp dụng mô hình địa cơ học trong việc dự báo khả năng sinh cát cũng như các phương pháp thử nghiệm để xác định các thông số liên quan.

Năm 2003 và 2014, Tạ Quốc Dũng [7, 8] đã công bố 2 nghiên cứu về hiện tượng cát xuất hiện trong giếng khai thác ở tầng cát kết ở các giếng khai thác bể Cửu Long và căn cứ vào đặc tính của thành hệ, phân tích các cơ chế phá hủy, nghiên cứu đưa ra phương pháp để dự báo khả năng sinh cát trong tầng trầm tích thuộc bể Cửu Long. Tại Hội nghị quốc tế về khoa học trái đất, Tạ Quốc Dũng đã trình bày kết quả nghiên cứu mô hình dự báo khả năng sinh cát dựa vào các thông số cơ học đất đá để xác định áp suất suy giảm tới hạn trong đó có xét đến góc nghiêng của thân giếng khoan và đưa ra các giải pháp hoàn thiện giếng tương ứng.

Năm 2015, M.S.Asadi [9] đã đưa ra lưu đồ đánh giá khả năng sinh cát cho các mỏ dầu khí tại Việt Nam nằm trong các vỉa trầm tích. Dữ liệu từ các giếng đã khoan được sử dụng để xây dựng nên mô

hình địa cơ học - cho mỏ ở bể Cửu Long. Kết quả nghiên cứu cho thấy đối với vỉa trầm tích nằm ở các đứt gãy thông thường, 2 giá trị ứng suất ngang cực tiểu và cực đại có giá trị gần bằng nhau và thấp hơn ứng suất địa tĩnh. Mô hình dự báo sinh cát (mô hình giải tích) được hiệu chuẩn với kết quả DST và chỉ ra rằng không xuất hiện dấu hiệu sinh cát. Kết quả hiệu chỉnh mô hình này được sử dụng để đánh giá khả năng sinh cát trong suốt tuổi đời của giếng khoan.

Có thể nói, các nghiên cứu trên mới chỉ mang tính tổng quan về lý thuyết dự báo khả năng sinh cát. Đến nay, Việt Nam chưa có báo cáo nào công bố kết quả tính toán và phân tích dự báo khả năng sinh cát cho khu vực mỏ Hải Thạch thuộc bể Nam Côn Sơn. Do đó, thông qua tổng quan tình hình nghiên cứu trong và ngoài nước, nhóm tác giả đề xuất giải pháp "Ứng dụng mô hình giải tích để dự báo khả năng sinh cát của các vỉa khí tầng Miocene mỏ Hải Thạch, Nam Côn Sơn".

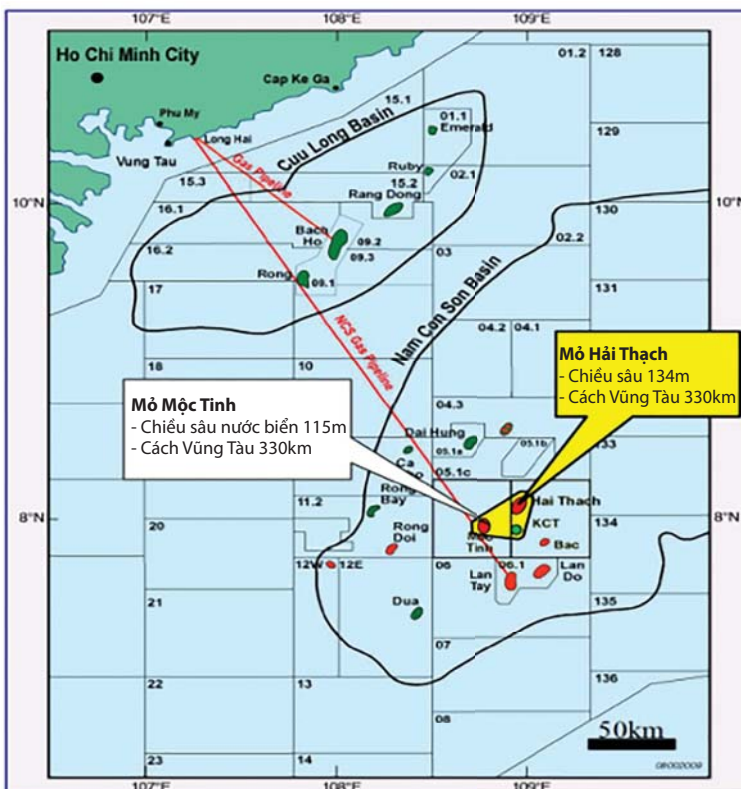
- Mục đích của nghiên cứu này là khảo sát ảnh hưởng của ứng suất nén một trục (UCS) và góc nghiêng của giếng lên khả năng sinh cát; kết quả tính toán, phân tích khả năng sinh cát của giếng HT-A, HT-B và HT-C mỏ Hải Thạch và dự báo khả năng sinh cát theo độ sâu của vỉa sản phẩm.

- Đối tượng là tính định lượng giá trị giảm áp tới hạn (critical drawdown pressure) từ các thông số cơ học đất đá của vỉa kết hợp với các thông số địa cơ học thực lấy từ dữ liệu thử vỉa để đồ thị hóa các số liệu từ giếng đặc trưng. Sau khi so sánh với tiêu chuẩn tính toán, đưa ra kết luận độ sâu nào có khả năng sinh cát, giải pháp bơm mở vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát cũng như đảm bảo độ bền thành hệ, kênh dẫn vào giếng sau khi bơm mở vỉa. Việc tính toán đều có so sánh, đối chiếu với kết quả báo cáo từ thực địa.

- Phạm vi nghiên cứu là các vỉa khí trong đá trầm tích tầng Miocene mỏ Hải Thạch.

## 2. Hiện tượng sinh cát

Sinh cát là hiện tượng xuất hiện số lượng nhỏ hay lớn về thành phần hạt rắn di chuyển cùng với chất lưu trong vỉa. Khi lượng cát được sinh ra



Hình 1. Sơ đồ vị trí mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn [1]

lớn hơn một giới hạn nào đó (giới hạn này phụ thuộc vào điều kiện mỏ quy định), cần phải áp dụng các biện pháp khống chế cát phù hợp.

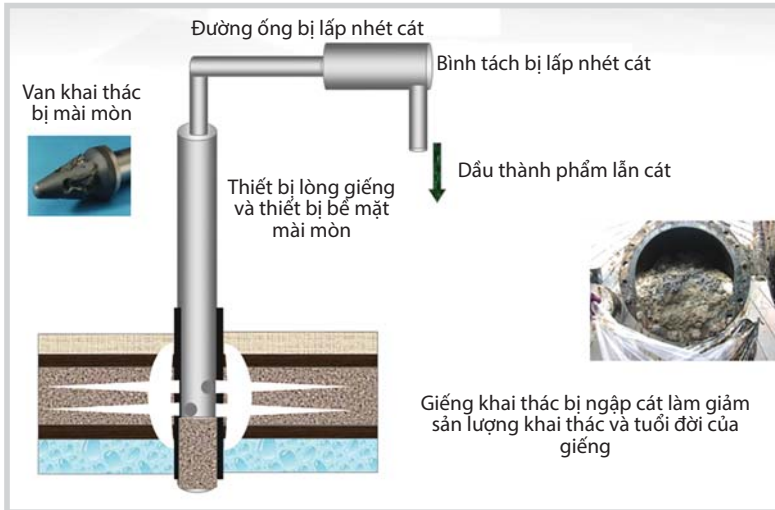
Do đó, hiện tượng sinh cát tùy thuộc vào 3 yếu tố chính [9, 10]:

- Độ bền của đất đá và đặc tính cơ học bên trong của đất đá;
- Ứng suất khu vực tác động lên thành giếng hoặc kênh dẫn bồn mở vỉa;
- Lực tác động tại chỗ tác động lên thành giếng hoặc kênh dẫn bồn mở vỉa bởi sự xuất hiện của lỗ hỏng, dòng chảy, suy giảm áp suất lỗ rỗng và sự có mặt của nước.

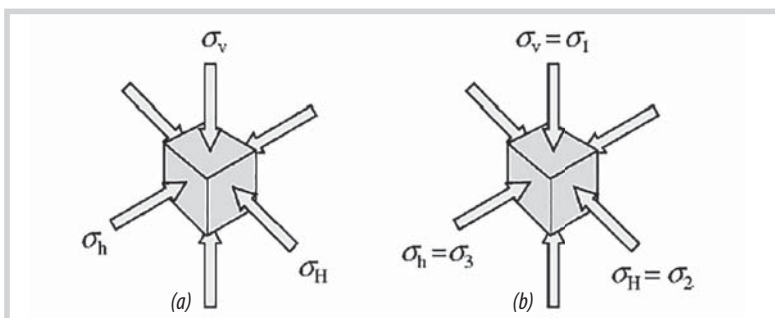
Không kiểm soát được giới hạn sinh cát có thể gây ra hậu quả nghiêm trọng, cát xuất hiện làm đầy trong giếng đang khai thác dẫn đến việc có thể phải hủy giếng, gây ra hiện tượng sụp lở trong thành hệ, không thể đưa giếng vào khai thác được, hay hiện tượng dâng cát trong giếng khi đang khoan.

Việc xuất hiện cát trong thành hệ phụ thuộc rất nhiều vào mức độ gắn kết của thành hệ, các thông số của vỉa như áp suất, nhiệt độ, chế độ dòng chảy hoặc chế độ khai thác:

- Sự gắn kết của thành hệ;
- Vật liệu xi măng gắn kết;



Hình 2. Ảnh hưởng của quá trình sinh cát tới khai thác



Hình 3. Ứng suất tại chỗ (In-situ stress) trên một phân tử  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$  (a) và ứng suất tại chỗ trên một phân tử cho giếng khoan thẳng đứng (b) [11]

- Lưu lượng khai thác;
- Độ nhớt của dòng chất lưu;
- Góc ma sát trong và sự tập trung ứng suất;
- Mật độ và hình dạng lỗ mở vỉa;
- Sự xâm nhập của nước.

### 3. Các thành phần ứng suất, cách xác định và cơ chế phá hủy đá

#### 3.1. Ứng suất tại chỗ (In-situ stress)

Tại bất kỳ điểm nào nằm dưới bề mặt đất, đá đều chịu tác dụng của ứng suất. Các giá trị của ứng suất có thể cao hoặc thấp tùy theo độ sâu của điểm cần khảo sát. Trạng thái ứng suất tác dụng lên đá khi chưa có tác động nào từ con người bao gồm 3 thành phần chính tác dụng tương ứng lên một đơn vị diện tích: thành phần ứng suất thẳng đứng  $\sigma_v$  (thành phần ứng suất nén theo phương thẳng đứng hay ứng suất địa tĩnh - overburden stress được sinh ra do sức nặng đè nén của lớp đất đá địa tầng phía trên điểm khảo sát), 2 thành phần ứng suất ngang  $\sigma_H$  và  $\sigma_h$  (thành phần ứng suất biên ngang - horizontal lateral stress). Theo quy ước thì thành phần ứng suất ngang có giá trị lớn nhất là  $\sigma_H$  và có giá trị nhỏ nhất là  $\sigma_h$ .

#### 3.2. Ứng suất xung quanh thành giếng khoan (Stress around wellbore)

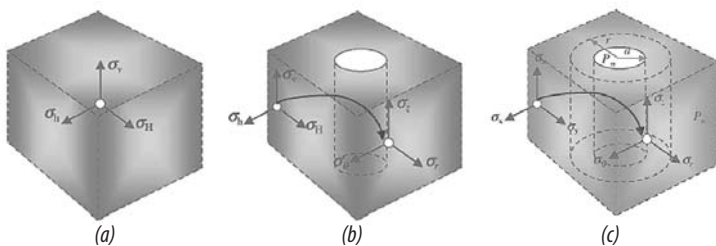
Trạng thái ứng suất trên thành giếng khi khoan qua thành hệ sẽ bị thay đổi, mòn khoan được vận chuyển trong khi khoan sẽ theo dung dịch khoan lên bề mặt, nhưng tỷ trọng của dung dịch khoan tạo ra một ứng suất không hoàn toàn cân đối với ứng suất gây ra bởi lượng mòn khoan đó. Kết quả là có sự mất cân bằng ứng suất xảy ra trên thành giếng do chịu tác dụng từ các ứng suất xung quanh (Hình 4).

#### 3.3. Cơ chế phá hủy đá

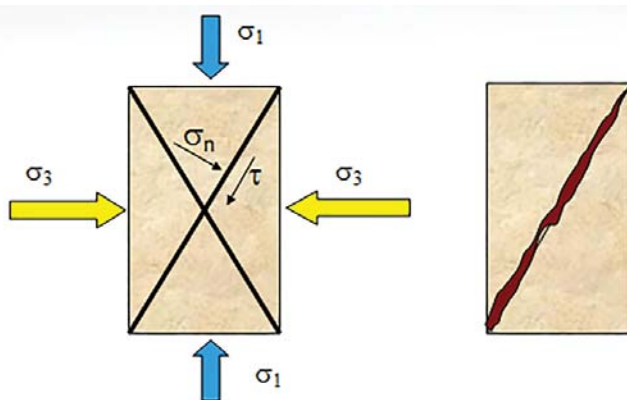
Cơ học phá hủy thành hệ bao gồm các trạng thái phá hủy: cắt, kéo, gắn kết và lỗ rỗng. Trong đó, phá hủy cắt và kéo là hai phá hủy chính và chủ yếu sinh cát.

- Phá hủy cắt (Shear strength) là kết quả của độ chênh áp giữa áp suất đáy giếng và áp suất vỉa tạo nên ứng suất cắt lớn hơn độ bền cắt của thành hệ.

- Phá hủy kéo (Tensile strength): lực kéo do dòng chảy từ vỉa vào giếng tạo nên lớn hơn độ bền kéo của đất đá thành hệ. Khi độ lớn của ứng suất tác dụng lên đá lớn hơn độ bền của nó thì hiện



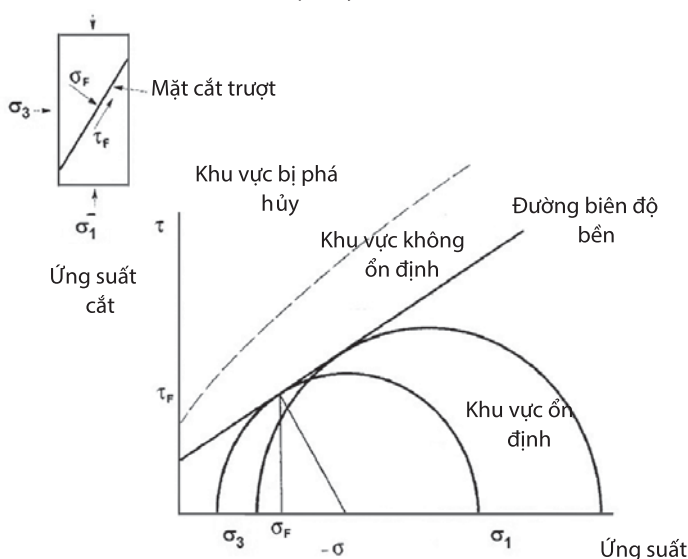
Hình 4. Các ứng suất thể hiện trên một phần tử (a), các ứng suất thể hiện khi xuất hiện giếng khoan (b), vị trí của các ứng suất xung quang giếng khoan (c) [11]



Hình 5. Mô tả phá hủy cắt (Shear failure) [12]



Hình 6. Mô tả phá hủy kéo (Tensile failure) [12]



Hình 7. Cơ chế phá hủy theo vòng tròn Mohr - Coulomb [6]

tượng phá hủy đá sẽ xảy ra, do đó cần phải dự đoán trước được khả năng phá hủy thành hệ.

Hiện nay, các tiêu chuẩn của Tresca (tiêu chuẩn phá hủy theo ứng suất kéo lớn nhất), Von Mises (tiêu chuẩn phá hủy theo năng lượng biến dạng lớn nhất) và tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb thường được sử dụng để dự đoán khả năng phá hủy thành hệ. Hai tiêu chuẩn của Tresca và Von Mises áp dụng cho các vật liệu mềm, do đó không được sử dụng nhiều trong việc xác định hiện tượng phá hủy đá trong thành hệ. Thay vào đó, tiêu chuẩn Mohr-Coulomb áp dụng cho các vật liệu cứng và giòn hơn.

Ứng suất tác động lên thân giếng hay trên kênh dẫn bắn mở vỉa là nguyên nhân cốt lõi gây nên sự phá hủy đất đá. Vòng tròn Mohr - Coulomb (Hình 7) tập trung vào ứng suất cực đại  $\sigma_1$  và ứng suất cực tiểu  $\sigma_3$ , qua đó dựng được đường biên độ bền phân định rõ vùng phá hủy và vùng ổn định của đất đá. Nếu vòng tròn của vật liệu không nằm ngoài vùng ổn định (ứng suất tác dụng nhỏ) thì sẽ không bị phá hủy và ngược lại nếu quá lớn (tức là ứng suất tác dụng lớn) và vượt ra khỏi đường biên độ bền thì vật liệu sẽ bị phá hủy.

### 3.4. Cách xác định các thành phần ứng suất

Các thành phần ứng suất được xác định thông qua tính toán lý thuyết hoặc bằng thực nghiệm được thể hiện như sau:

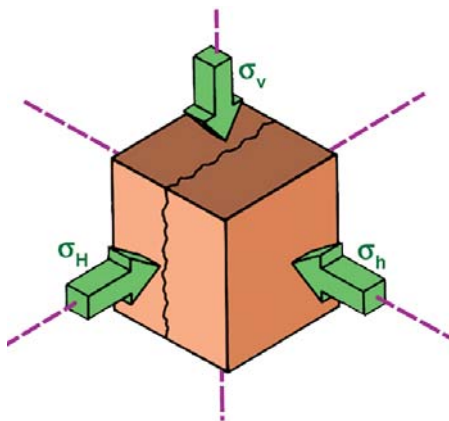
#### 3.4.1. Ứng suất địa tĩnh (Overburden stress) [11]

$$\sigma_v = \int_0^d \rho_b(h)gdh$$

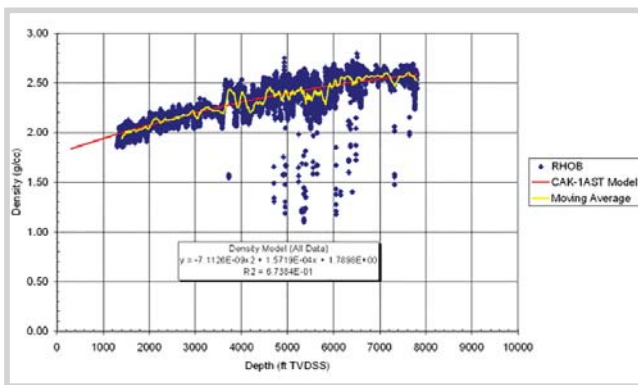
Trong đó:

- g: Gia tốc trọng trường (32,175ft/s<sup>2</sup>);
- $\rho_b$ : Khối lượng riêng của lớp phủ (lb/ft<sup>3</sup>);
- h: Chiều dày của vỉa (ft);
- d: Chiều sâu của vỉa (ft).

Ngoài ra, bằng phương pháp thực nghiệm có thể xác định  $\sigma_v$  ở độ sâu lớn bằng các phương pháp phân tích đường log mật độ khối (RHOB), phân tích mật độ mẫu lõi. Một mô hình thường được hiệu chỉnh cho những số liệu log mật độ từ



Hình 8. Mô tả các thành phần ứng suất



Hình 9. Khối lượng riêng theo độ sâu thẳng đứng [6]

giống với những số liệu tỷ trọng chính xác nhất (Hình 9) và tính ra gradient ứng suất thẳng đứng [6].

Mô hình ứng suất thẳng đứng thường có dạng phương trình bậc hai theo chiều sâu:

$$\sigma_{v(grad)} = aZ^2 + bZ + c$$

Trong đó:

$\sigma_{v(grad)}$ : Gradient ứng suất thẳng đứng (psi/m);

Z: Độ sâu thẳng đứng (m).

### 3.4.2. Ứng ngang nhỏ nhất ( $\sigma_r$ )

Giá trị ứng suất ngang cực tiểu được xác định thông qua đo từ thí nghiệm hoặc từ mô hình biến dạng đàn hồi hoặc từ tương quan thực nghiệm.

Các ứng suất biên ngang được xác định dựa trên hệ số Poisson và hằng số Biot. Công thức tính toán  $\sigma_h$  được xây dựng dựa trên cơ sở thực nghiệm như sau:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \beta P_o) + \beta P_o$$

Trong đó:

$\nu$ : Hệ số Poisson;

$\beta$ : Hằng số Biot;

$P_o$ : Áp suất lỗ rỗng.

Ngoài ra, trên cơ sở thực nghiệm, Breckels và Van Eekelen đã xây dựng mối quan hệ giữa  $\sigma_h$  (psi) và độ sâu thẳng đứng Z (ft) [6]:

Đối với vỉa áp suất bình thường:

$$\sigma_h = 0,197Z^{1,145} \text{ với } Z < 11.500 \text{ ft và } \sigma_h = 1,167Z - 4596 \text{ với } Z > 11.500 \text{ ft}$$

Đối với vỉa áp suất dị thường:

$$\sigma_h = 0,197Z^{1,145} + 0,46(p_p - p_{pn}) \text{ với } Z < 11.500 \text{ ft}$$

$$\sigma_h = 1,167Z - 4596 + 0,46(p_p - p_{pn}) \text{ với } Z > 11.500 \text{ ft}$$

Trong đó:

$p_p$ : Áp suất vỉa;

$p_{pn}$ : Áp suất thủy tĩnh.

### 3.4.3. Ứng biên ngang lớn nhất ( $\sigma_H$ )

Có thể tính được giá trị ứng suất  $\sigma_H$  dựa vào áp suất bắt đầu gây nứt nẻ và áp suất lỗ rỗng theo công thức [7]:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + p_f + p_p + \sigma_T$$

Trong đó:

$p_p$ : Áp suất lỗ rỗng;

$p_f$ : Áp suất bắt đầu gây nứt nẻ;

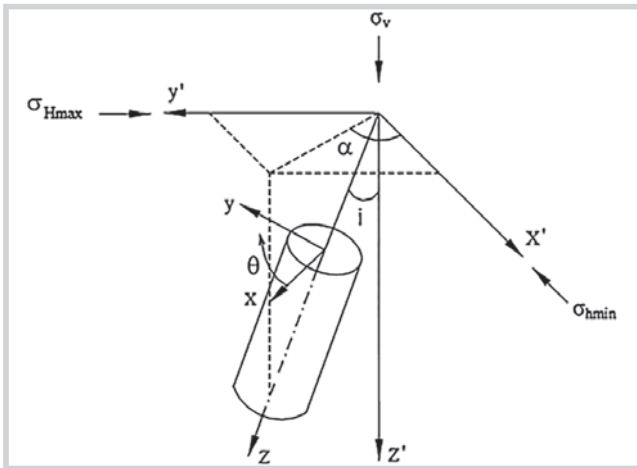
$\sigma_T$ : Độ bền kéo (có thể bỏ qua).

Việc xác định các đại lượng  $\sigma_H$  và  $\sigma_h$  cần phải có các dữ liệu của thí nghiệm LOT. Điểm hạn chế của công thức trên là phải có dữ liệu thử nghiệm thực tế, nhưng do trong công tác khoan không phải chiều sâu nào cũng có thể tiến hành LOT được. Trong trường hợp không có đầy đủ dữ liệu trên (theo Mc Phee và các cộng sự năm 2001), có thể dựa vào các mô hình đồng nhất, bất đẳng hướng để tính toán theo công thức:

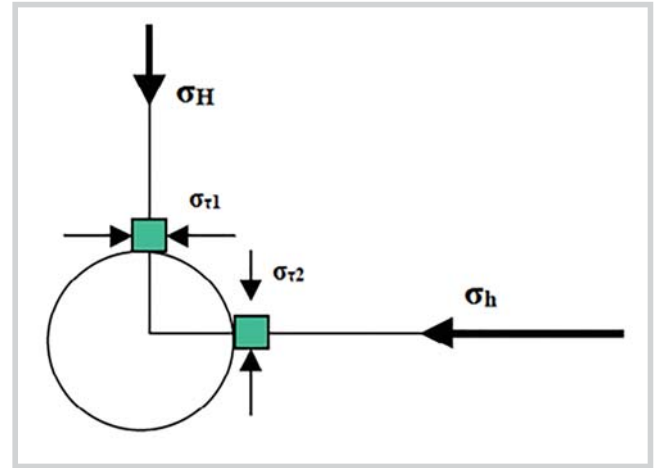
$$\sigma_H = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2}$$

### 3.4.4. Phương pháp đổi trục tọa độ để tương ứng góc nghiêng (i) và góc phương vị ( $\theta$ ) của giếng khoan

Trong Hình 10, các giá trị ứng suất tự nhiên  $\sigma_v, \sigma_H, \sigma_h$  được thể hiện bằng các giá trị  $x', y', z'$  tương ứng trong hệ trục tọa độ bên trái. Để chuyển sang hệ trục tọa độ x, y, z, trong đó x là hướng ứng suất hướng tâm thấp nhất, y là hướng ứng suất ngang và z là hướng song song với trục của giếng. Việc dời trục tọa độ sẽ cho các giá trị ứng suất mới, cần phải tính toán lại theo các giá trị ứng suất cũ kết hợp với góc nghiêng và góc phương vị tương ứng tại vị trí



Hình 10. Phương pháp đổi trục tọa độ [7]



Hình 11. Ứng suất tiếp gần thành giếng khoan [8]

giếng. Việc xác định các ứng suất mới phụ thuộc vào các góc nghiêng  $i$  và góc giữa hướng giếng khoan với phương của ứng suất ngang lớn nhất  $\theta$ . Các giá trị ứng suất mới sẽ được tính toán theo các công thức sau [7, 13]:

$$\sigma_x = \sigma_H \cos^2 \theta \cos^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i$$

$$\sigma_y = \sigma_H \sin^2 \theta + \sigma_h \cos^2 \theta$$

$$\sigma_z = \sigma_H \cos^2 \theta \sin^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i$$

Để xây dựng được mô hình sinh cát cần xác định chính xác thời điểm hay vị trí thành hệ bắt đầu bị phá hủy, dẫn đến cát xâm nhập. Để tránh xảy ra hiện tượng này, giá trị ứng suất tiếp tuyến hiệu dụng lớn nhất  $(\sigma_{\tau 1} - p_w)$  phải nhỏ hơn độ bền hiệu dụng  $U$  của thành hệ, như vậy có quan hệ:

$$\sigma_{\tau 1} - p_w \leq U \tag{1}$$

Theo Hans Vaziri [3] giá trị áp suất dòng chảy đáy giếng để không xảy ra hiện tượng sinh cát được xác định như sau [10]:

$$p_w \geq \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2 - A} - p_r \frac{A}{2 - A} \tag{2}$$

Trong đó:

$p_r$ : Giá trị trung bình của áp suất vỉa;

$p_w$ : Áp suất đáy giếng;

$A$ : Hằng số poro-elastic,  $A = \frac{(1 - 2\nu)\alpha}{1 - \nu}$  ( $\alpha$ : hệ số Biot,  $\nu$ : Hệ số Poisson)

Giá trị giảm áp tới hạn - Critical Drawdown Pressure (CDP) được định nghĩa là giá trị giảm áp từ áp suất vỉa tới giá trị áp suất mà tại đó gây ra sự phá hủy thành hệ. Do đó, áp suất đáy giếng sẽ được xác định:

$$p_w = p_r - CDP \tag{3}$$

Từ phương trình (1) và (2) có:

$$p_r = \frac{1}{2} [3\sigma_H - \sigma_h - U + CDP (2-A)] \tag{4}$$

$$\text{hay } CDP = \frac{1}{2-A} [2p_r - (3\sigma_H - \sigma_h - U)] \tag{5}$$

Với các thông số như trên có thể xây dựng một mô hình phá hủy đơn giản cho các giếng thẳng đứng với các số liệu đầu vào tương ứng. Tuy nhiên, các giếng đều có độ nghiêng nên cần phải hiệu chỉnh các giá trị ứng suất cho phù hợp.

Áp suất tới hạn - Critical Reservoir Pressure (CRP) là độ suy giảm áp suất vỉa tương ứng với  $CDP = 0$ .

$$CRP = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2} \tag{6}$$

Độ bền hiệu dụng của thành hệ  $U$  được xác định dựa vào thí nghiệm mẫu trực thành dày (TWC) với tỷ số đường kính ngoài và đường kính trong nằm trong khoảng từ 3 - 3,8 theo biểu thức sau:

$$U = 3,1 \times TWC \tag{7}$$

TWC: Giá trị được xác định trong phòng thí nghiệm. Thực tế, giá trị này có quan hệ với giá trị độ bền trong thí nghiệm nén một trục UCS. Do đó, biết được giá trị UCS có thể dễ dàng tính được TWC theo công thức:

$$TWC = 83 \times UCS^{0,5262} \tag{8}$$

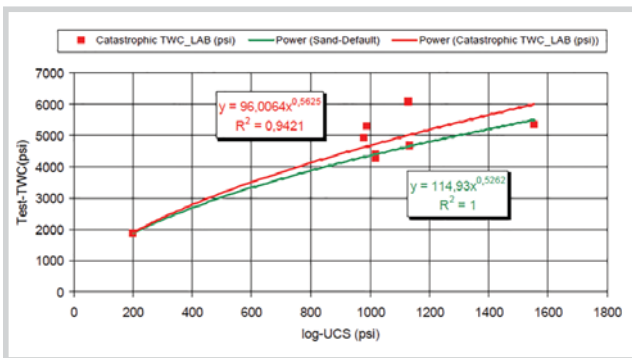
#### 4. Hiệu chỉnh dữ liệu và kết quả tính toán

##### 4.1. Hiệu chỉnh số liệu

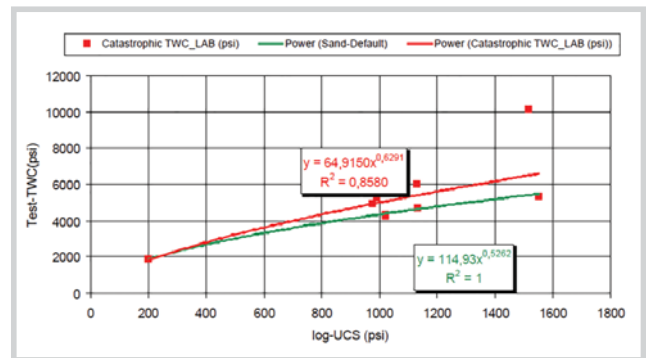
Tuy nhiên, việc xác định áp suất tới hạn ngoài ứng suất biên ngang nhỏ nhất  $(\sigma_h)$  và lớn nhất  $(\sigma_H)$  còn phải xét đến độ bền hiệu dụng ( $U$ ) dựa trên kết quả tính toán TWC và độ bền theo công thức (7) và (8) hoặc kết quả thí nghiệm mẫu lõi. Theo công thức trên, giá trị TWC được xác định thông qua độ bền nén một trục như sau:

**Bảng 1.** Bảng giá trị độ bền nén một trục (UCS) và thí nghiệm mẫu thành dày (TWC) của mẫu lõi giếng HT-B, HT-C

CoreMD (ft)	Shifted-up (ft)	Giếng	Log MD (ft)	Measured UCS (psi)	Log-UCS (psi)	Catastrophic TWC_LAB (psi)
Pivot point				200	200,00	1.867
9.858,14	-1,64	HT-B	9.856,50	3.498	1.130,20	<b>6.065</b>
9.865,22	-1,64	HT-B	9.863,58	1.836	976,00	<b>4.934</b>
9.865,39	-1,64	HT-B	9.863,75	2.692	990,50	<b>5.280</b>
9.888,19	-1,64	HT-B	9.886,55	<b>8.445</b>	<b>1.515,00</b>	<b>10.192</b>
10.793,14	2,62	HT-C	10.795,77	2.581	1.019,60	<b>4.260</b>
10.793,27	2,62	HT-C	10.795,90	1.764	1.019,60	<b>4.387</b>
10.813,48	8,53	HT-C	10.822,01	3.044	1.553,50	<b>5.347</b>
10.823,36	8,53	HT-C	10.831,89	2.094	1.131,40	<b>4.689</b>



**Hình 12.** So sánh độ bền tương quan dựa trên cơ sở thử nghiệm mẫu lõi của giếng HT-B và HT-C với giá trị tiêu chuẩn mặc định của BP (không bao gồm thông số mẫu được bôi vàng trong Bảng 1)



**Hình 13.** So sánh độ bền tương quan dựa trên cơ sở thử nghiệm mẫu lõi của giếng HT-B và HT-C với giá trị tiêu chuẩn mặc định của BP (gồm thông số mẫu được bôi vàng trong Bảng 1)

$TWC = 83 \times UCS^{0,5262}$ . Giá trị 83 được áp dụng cho kết quả tính toán tại bể Nam Côn Sơn thông qua báo cáo của Colin A. Mc Phee [6]. Thậm chí, giá trị mặc định tương quan của BP được công bố dùng để tính toán (BP default correlation):  $TWC = 114,93 \times UCS^{0,5262}$ . Do vậy, để hiệu chỉnh tương quan chính xác cho việc xây dựng mô hình cần xét đến kết quả thử nghiệm mẫu lõi được lấy từ giếng HT-B và HT-C (Bảng 1) mới có được giá trị sát với thực tế.

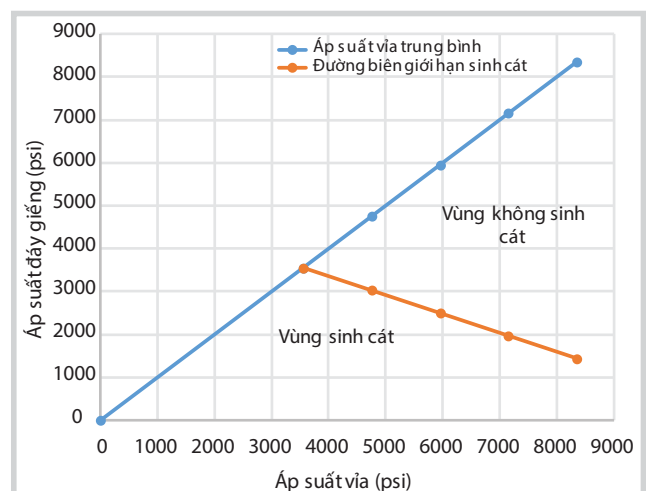
Giá trị tại Pivot point là giá trị mặc định dựa trên kinh nghiệm của BP liên quan tới TWC và UCS. Sự tương quan giữa kết quả tính toán theo lý thuyết và kết quả thử nghiệm thực tế được thể hiện ở Hình 12 và 13. Trong đó, Hình 13 thể hiện điểm lệch với giá trị được bôi vàng trong Bảng 1 và cho thấy số liệu mẫu lõi này không phù hợp với các kết quả mẫu lõi còn lại với độ lệch tương đối lớn.

Như vậy, công thức xác định TWC được hiệu chỉnh dựa trên kết quả thử nghiệm mẫu lõi thực tế của giếng HT-B và HT-C khác xa so với tiêu chuẩn BP và kết quả tính toán tại mỏ Chim Sáo [6] đã được công bố cũng như kết quả giá trị tính TWC áp dụng cho bồn trũng Cửu Long. Công thức xác định TWC được đề xuất cho quá trình tính toán dự báo sinh cát ở mỏ Hải Thạch như sau:

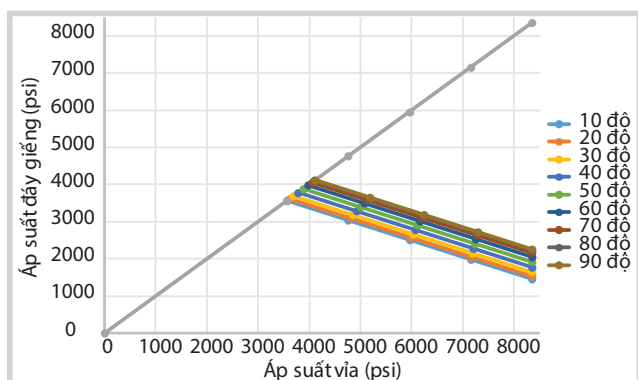
$$TWC = 96,0064 \times UCS^{0,5425}$$

**Bảng 2.** Dữ liệu đầu vào của tập UMA 15 giếng HT-A

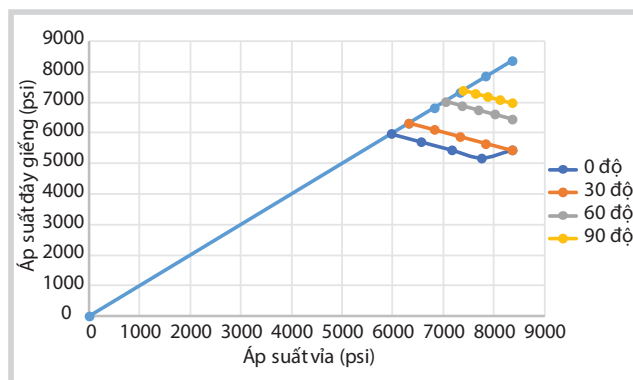
Giếng HT-A Tập UMA5-15	
Độ sâu (TVD, m)	2.925,6
Áp suất vỉa (psi)	8.000
Góc phương vị (độ)	68,7
Góc nghiêng (độ)	5,94
Hệ số Poisson	0,28
Ứng suất nén một trục (UCS, psi)	1.000
Ứng suất thẳng đứng ( $\sigma_v$ , psi)	8.700
Ứng suất ngang lớn nhất ( $\sigma_H$ , psi)	9.100
Ứng suất ngang nhỏ nhất ( $\sigma_h$ , psi)	8.200



**Hình 14.** Đồ thị vùng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát



Hình 15. Đồ thị phân tích sự ảnh hưởng của góc nghiêng tới khả năng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát



Hình 16. Đồ thị phân tích sự ảnh hưởng của góc phương vị tới khả năng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát

Bảng 3. Kết quả tính toán và đề xuất giải pháp hoàn thiện giếng cho các giếng HT-A, HT-B và HT-C

Vỉa	Góc nghiêng/ phương vị (độ)	Áp suất ban đầu của vỉa (psi)	Áp suất đóng giếng (Pc) (psi)	Áp suất vỉa suy giảm tới đá (psi)	Đề xuất giải pháp hoàn thiện giếng
<b>Giếng HT-A</b>					
UMA5-15	5,94/68,7	8.350	3.084	3.555	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	5,94/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	5,94/68,7	9.836	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH20	5,94/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	5,94/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-A</b>					
UMA5-15	45/68,7	8.350	3.084	3.834,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	45/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	45/68,7	9.836	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH20	45/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	45/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-A</b>					
UMA5-15	90/68,7	8.350	3.084	4.121	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	90/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	90/68,7	9.836	4.858	6.073,12	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
LMH20	90/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	90/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-B</b>					
UMA5-15	5,56/341,85	7.754	3.084	4.288,44	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	5,56/341,85	7.754	3.084	3.827,76	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	5,56/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.827,76	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	5,56/341,85	8.498	4.737	5.437,52	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
<b>Giếng HT-B</b>					
UMA5-15	45/341,85	7.754	3.084	4.159,11	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	45/341,85	7.754	3.084	3.808,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	45/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.808,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	45/341,85	8.498	4.737	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-B</b>					
UMA5-15	90/341,85	7.754	3.084	4.027,31	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	90/341,85	7.754	3.084	3.789,51	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	90/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.789,51	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	90/341,85	8.498	4.737	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-C</b>					
UMA5-30	25,37/113,42	8.498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-C</b>					
UMA5-30	45/113,42	8498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
<b>Giếng HT-C</b>					
UMA5-30	90/113,42	8498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên

**4.2. Kết quả tính toán**

Từ các bước tính toán sơ bộ có được bảng số liệu cho việc tính áp suất đáy giếng tới hạn. Đối với các giếng HT-A, HT-2 và HT-C các thông số đầu vào phục vụ cho quá trình tính toán như đã đề cập ở trên. Khảo sát tập UMA5-15 của giếng HT-A cho dữ liệu tại Bảng 2.

Bằng cách sử dụng phần mềm Microsoft Excel và áp dụng công thức như trên thu được kết quả như Hình 14.

Thông qua Hình 14 xác định được áp suất đáy giếng suy giảm tối đa (Max Drawdown, CBHFP) là 1.445,21psi và áp suất vỉa suy giảm tối đa (Max. Depletion Reservoir

Pressure) là 3.555psi. Do vậy, việc khống chế áp suất đáy giếng để duy trì áp suất vỉa nằm trong ngưỡng không sinh cát sẽ tối ưu hóa quá trình khai thác.

**4.2.1. Phân tích mức độ ảnh hưởng của góc nghiêng thân giếng với khả năng sinh cát**

Xác định vùng có nguy cơ sinh cát và vùng không sinh cát tương ứng cho từng vỉa theo góc nghiêng của giếng (Hình 15 và 16).

Hình 15 và 16 cho thấy giếng có độ nghiêng càng lớn (giếng xiên, ngang) thì khả năng sinh cát càng cao. Tương tự theo các trình tự như trên tính toán cho các vỉa

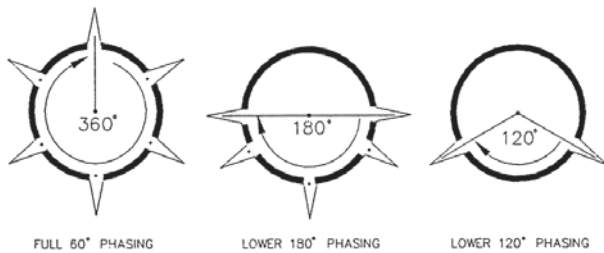
**Bảng 4.** Bảng đề xuất góc bắn mở vỉa tối ưu để giảm thiểu khả năng sinh cát

Vỉa	Góc nghiêng/phương vị (độ)	Áp suất vỉa suy giảm tối đa (psi)	Góc bắn mở vỉa đề xuất (độ)
<b>Giếng HT-A</b>			
UMA5-15	5,94/68,7	3.555	-68 và 112
MMH10	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH10	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH20	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH30	5,94/68,7	0	0 và 180
<b>Giếng HT-A</b>			
UMA5-15	45/68,7	3.834,81	-68 và 112
MMH10	45/68,7	0	0 và 180
LMH10	45/68,7	0	0 và 180
LMH20	45/68,7	0	0 và 180
LMH30	45/68,7	0	0 và 180
<b>Giếng HT-A</b>			
UMA5-15	90/68,7	4.121	-68 và 112
MMH10	90/68,7	0	0 và 180
LMH10	90/68,7	6.073,12	-68 và 112
LMH20	90/68,7	0	0 và 180
LMH30	90/68,7	0	0 và 180
<b>Giếng HT-B</b>			
UMA5-15	5,56/341,85	4.288,44	-68 và 112
UMA5-15 Pay	5,56/341,85	3.827,76	-68 và 112
MMF10-15	5,56/341,85	3.827,76	-68 và 112
MMF30	5,56/341,85	5.437,52	-68 và 112
<b>Giếng HT-B</b>			
UMA5-15	45/341,85	4.159,11	-68 và 112
UMA5-15 Pay	45/341,85	3.808,81	-68 và 112
MMF10-15	45/341,85	3.808,81	-68 và 112
MMF30	45/341,85	0	0 và 180
<b>Giếng HT-B</b>			
UMA5-15	90/341,85	4.027,31	-68 và 112
UMA5-15 Pay	90/341,85	3.789,51	-68 và 112
MMF10-15	90/341,85	3.789,51	-68 và 112
MMF30	90/341,85	0	0 và 180
<b>Giếng HT-C</b>			
UMA5-30	25,37/113,42	0	0 và 180
<b>Giếng HT-C</b>			
UMA5-30	45/113,42	0	0 và 180
<b>Giếng HT-C</b>			
UMA5-30	90/113,42	0	0 và 180

còn lại của giếng HT-A, HT-B và HT-C và thu được kết quả tại Bảng 3.

**4.2.2. Hướng bắn mở vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát**

Căn cứ theo tài liệu về mô hình địa cơ cập nhật mới nhất tháng 4/2015 [14], hướng của ứng suất ngang lớn nhất ( $\sigma_H$ ) ~ 112°N (Azimuth). Mặt khác, xu hướng ứng suất nội tại (tại chỗ) trong giai đoạn ban đầu là trường ứng suất trượt bằng (strike slip)  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ . Hướng bắn mở vỉa chính song song với ứng suất ngang lớn nhất sẽ tạo ra ứng suất tập trung vào kênh bắn mở vỉa nhỏ nhất, làm giảm nguy cơ sập kênh bắn mở vỉa. Đối với vỉa có khả năng cát xâm nhập vào giếng, cần tiến hành bắn định hướng (oriented perforation) theo hướng nằm trong mặt phẳng thẳng đứng nơi có 2 giá trị ứng suất lớn nhất (trong trường hợp này là  $\sigma_H$  và  $\sigma_v$ ) sẽ cho hiệu quả cao hơn. Còn đối với vỉa không có khả năng cát xâm nhập vào giếng, phương thức bắn mở vỉa được lựa chọn là bắn ngẫu nhiên (random perforation). Do đó, hướng bắn mở vỉa theo tính toán được đề xuất như sau:



**5. Kết luận và kiến nghị**

**5.1. Kết luận**

- Giá trị TWC của các khu vực khác nhau. Do vậy, để có được kết quả dự báo hợp lý cần phải hiệu chuẩn lại giá trị TWC dựa trên căn cứ thí nghiệm mẫu lõi của các giếng đã khoan.
- Vỉa khí UMA5-15 của mỏ Hải Thạch có khả năng sinh cát cao. Đối với những vỉa có khả năng sinh cát, cần triển khai hướng bắn mở vỉa chọn lọc để giảm thiểu khả năng cát xâm nhập vào giếng. Điều này đã áp dụng thực tiễn qua các giếng khoan trên mỏ Hải Thạch với phương thức lựa chọn hướng bắn mở vỉa vào các vị trí có độ bền thành hệ lớn (phù hợp với hướng của ứng suất biên ngang lớn nhất) và cho kết quả khả quan khi không có dấu hiệu sinh cát ở vỉa này.
- Các giếng khoan có góc nghiêng càng lớn thì khả năng sinh cát càng cao.
- Kết quả tính toán cũng đưa ra giá trị áp suất suy

giảm tới hạn của đáy giếng và vỉa, qua đó giúp điều chỉnh cơ chế khai thác phù hợp để hạn chế việc sinh cát trong giếng khoan.

- Căn cứ vào giá trị ứng suất nội tại có thể lựa chọn được hướng bắn mở vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát trong giếng khoan.

**5.2. Kiến nghị**

- Giá trị áp suất vỉa sẽ giảm dần theo thời gian, do đó cần theo dõi chế độ khai thác định kỳ để đề phòng và hạn chế hiện tượng sinh cát cho giếng khai thác.
- Cần xem xét sự ảnh hưởng của các yếu tố bắn mở vỉa như: mật độ lỗ bắn, hình dạng lỗ bắn... đến khả năng sinh cát của giếng.
- Quá trình hoạt động khai thác có mối liên hệ mật thiết với giá trị giảm áp suất vỉa, do đó cần khai thác một cách hợp lý, tránh việc giảm áp suất đáy giếng quá lớn dẫn đến khả năng thành hệ bị phá hủy và cát sẽ chảy vào giếng.
- Cập nhật định kỳ mô hình địa cơ (geomechanics model) để phân tích chính xác, kịp thời các yếu tố liên quan tới khả năng sinh cát và ổn định thành giếng trong quá trình khai thác cũng như trong quá trình khoan phát triển thêm sau này.
- Quá trình tính toán cần dự phòng 500psi áp suất suy giảm và +15% áp suất đáy giếng cho các yếu tố chưa chắc chắn (uncertains) để giảm thiểu rủi ro và sai lệch phát sinh.

**Tài liệu tham khảo**

1. Bien Dong POC. 05-2-HT-1P development well, drilling program rev 1, document code: BD-D&C-P-0007/HT-1P. 2013.
2. Ian Palmer, Hans Vaziri, Stephen Willson, Zissis Moschovidis, John Cameron, Ion Ispas. Predicting and managing sand production: A new strategy. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 5 - 8 October, 2003.
3. Hans Vaziri, Yuing Xiao, Ian Palmer. Assessment of several sand prediction models with particular reference to HPHT wells. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas. 20 - 23 October, 2002.
4. X.Yi, P.P.Valko, J.E.Russell. Predicting critical drawdown for the onset of sanding production. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana. 18 - 20 February, 2004.

5. Abbas Khahsar, Philip Geoffrey Taylor, Zhi Fang, Toby John Kayes, Abraham Salazar, Khalil Rahman. *Rock strength from core and logs: Where we stand and ways to go*. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. 8 - 11 June, 2009.
6. Colin A.Mc Phee, Gillian Daniels, Z.Richard Lemanczyk. *Sand production evaluation for Chim Sao (Black Bird) and Dua fields, Nam Con Son basin - offshore Vietnam*. Premier Oil Vietnam Offshore B.V. 2007.
7. Tạ Quốc Dũng, Hoàng Trọng Quang. *Nghiên cứu điều kiện sinh cát và thiết lập chương trình mô phỏng sinh cát trong các giếng khoan khai thác dầu tầng Miocene thềm lục địa Việt Nam*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2003.
8. Tạ Quốc Dũng, Hoàng Thanh Tùng. *Mô hình dự báo sinh cát cho các giếng khai thác bồn trũng Cửu Long*. Tạp chí Phát triển Khoa học & Công nghệ. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2014; 17.
9. Mohammad Sadegh Asadi, K.Rahman, H.V.Pham, T.M.Le, A.Butt. *Sand production assessment considering the reservoir geomechanics and water breakthrough*. APPEA Journal 2015.
10. Jonathan Bellarby. *Well completion design*. Elsevier. 2009.
11. Bernt S.Aadnoy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design*. Elsevier Inc. 2012.
12. Abbas Khaksar. *Sanding production prediction for a holistic sand management*. GMI Geomechanics Services, Perth Australia. 26 - 28 August 2013.
13. E.Fjaer, R.M.Holt, P.Horsrud, A.M.Raaen, R.Risnes. *Petroleum related rock mechanics, 2<sup>nd</sup> edition*. Elsevier. 2008.
14. Avirup Chatterjee, Andang Kustamsi. *Geomechanical model update in Hai Thach field, offshore Vietnam*. 2015.

## Utilising analytical model for sanding prediction of gas reservoir in Miocene of Hai Thach field, Nam Con Son basin

Hoang Thanh Tung<sup>1</sup>, Le Thi Hoang Thi<sup>1</sup>  
 Truong Hoai Nam<sup>2</sup>, Le Vu Quan<sup>3</sup>, Ta Van Cuong<sup>4</sup>  
<sup>1</sup>PVD Deepwater Co. Ltd  
<sup>2</sup>Vietnam Oil and Gas Group  
<sup>3</sup>Vietnam Petroleum Institute  
<sup>4</sup>Bien Dong POC  
 Email: tunght@pvdrilling.com.vn

### Summary

***Sand production in production wells not only heavily influences the quality of reservoirs and decreases the oil return index, but also rapidly erodes the down-hole equipment and may bring risk to choke and safety valves. Moreover, because the production wellhead platforms are usually located far away from the shore, it takes time and cost to replace the equipment that is eroded by sand, thus affecting the production profit.***

***Therefore, forecasting sand production in reservoirs helps to improve productivity, minimise risks in operation, guarantee equipment performance and efficiency as well as choose the right equipment for production optimisation, investment cost minimisation and increase of the capital claw-back capacity. Thanks to this, it is possible to develop advanced well completion solutions to optimise the investment cost. The analytical model has been applied in combination with geo-mechanical parameters from drilled wells for sand control in the production wells in Hai Thach-Moc Tinh field.***

**Key words:** Analytical model, sanding prediction, critical drawdown pressure, sand control, well completion.