

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ PHƯƠNG PHÁP DRILLER VÀ WAIT & WEIGHT TRONG HOẠT ĐỘNG DẬP GIẾNG

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-06>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp Driller và Wait & Weight (W&W) thường được sử dụng trong hoạt động dập giếng khi giếng khoan xuất hiện chất lưu xâm nhập (kick). Trong đó, tập trung phân tích hiệu quả của 2 phương pháp này trên cơ sở so sánh áp suất cần khoan; áp suất tại van tiết lưu (choke); chiều sâu đặt chân đế ống chống; thể tích bể chứa dung dịch khoan gia tăng; thể tích khí xâm nhập vào giếng tới khối lượng riêng dung sai kick... Việc xác định mối quan hệ giữa chiều sâu đặt chân đế ống chống với gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa trước khi thành hệ tại chân đế ống chống xảy ra vỡ vỉa có ý nghĩa quan trọng trong quá trình dập giếng, đảm bảo thể tích chất lưu xâm nhập giãn nở và di cư tới chân đế ống chống, tránh gây vỡ vỉa, đảm bảo độ bền thành hệ tại chân đế ống chống.

Từ khóa: Dập giếng, phương pháp Driller, phương pháp W&W, gia tăng thể tích bể chứa.

1. Giới thiệu

Quá trình khoan giếng qua thành hệ chứa chất lưu (dầu, khí hoặc nước, hoặc 3 pha dầu - khí - nước) có áp suất nhất định do tác dụng của lực nén ép đất đá, dẫn tới áp suất đáy giếng khoan tăng lên đột ngột và chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng (hiện tượng kick). Khi đó, chất lưu xâm nhập cần được loại bỏ càng sớm càng tốt. Về cơ bản, 2 phương pháp dập giếng được sử dụng để kiểm soát giếng khoan hiện nay là phương pháp thợ khoan (Driller) và chờ (W&W) giúp duy trì áp suất đáy giếng không đổi, bằng hoặc lớn hơn so với áp suất lỗ rỗng trong quá trình bơm dập giếng [1].

- Phương pháp dập giếng Driller gồm: (i) Dung dịch khoan ban đầu được sử dụng để đưa chất lưu xâm nhập ra khỏi giếng; (ii) dung dịch dập giếng được trộn sẵn ở bể dung dịch trên giàn khoan và sẵn sàng được bơm xuống giếng. Giếng được dập hoàn toàn khi áp suất tại choke và áp suất tại cần khoan bằng 0.

- Phương pháp dập giếng W&W: Khi xuất hiện khí xâm nhập trong giếng khoan, bể dung dịch dập giếng có sẵn trên giàn được bơm trực tiếp xuống giếng vào bên trong cần

khoan chiếm chỗ thể tích dung dịch ban đầu và tiếp tục đi xuống choòng khoan rồi đi ra khoảng không vành xuyên để đẩy chất lưu xâm nhập ra bên ngoài choke. Khi chất lưu xâm nhập được loại bỏ (giếng được dập hoàn toàn), giếng khoan sẽ khôi phục khi thiết lập được áp suất thủy tĩnh lớn hơn áp suất thành hệ.

Việc lựa chọn phương pháp dập giếng tối ưu cho từng trường hợp cụ thể sẽ giúp vận hành kiểm soát giếng an toàn [2, 3]. Ngược lại, nếu không áp dụng phương pháp phù hợp sẽ làm tăng thời gian dừng sản xuất và gây khó khăn trong quá trình thi công khoan, dẫn tới tăng chi phí khoan giếng... Các khía cạnh cần được xem xét trước khi đưa ra quyết định trong hoạt động kiểm soát giếng thông thường [4 - 6]:

- + Áp suất bề mặt tối đa trong quy trình bơm dập giếng thấp hơn áp suất làm việc tối đa của choke;
- + Đảm bảo thành hệ đất đá cố kết yếu an toàn, thành hệ đất đá nông khoan qua không bị nứt vỉa, hoặc bị phá hủy trong khi bơm dập giếng;
- + Thời gian cần thiết cho toàn bộ hoạt động bơm dập giếng;
- + Sự phức tạp của việc xây dựng chương trình dập giếng.



Ngày nhận bài: 25/8/2020. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 25/8/2020 - 20/12/2021.

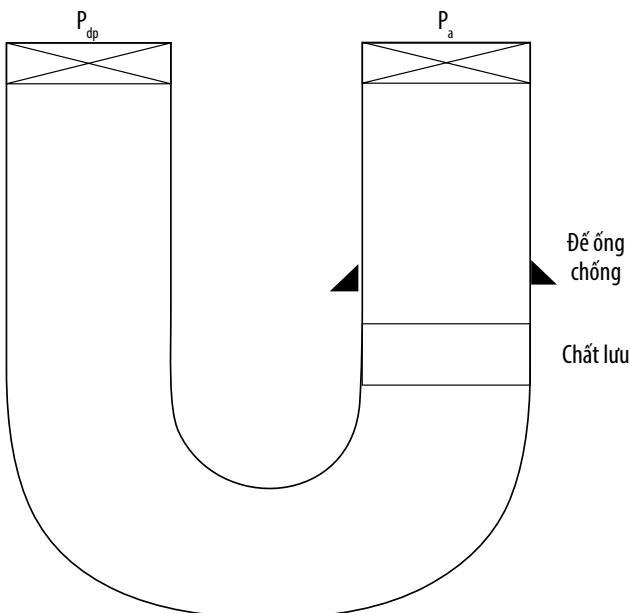
Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/1/2022.

Áp suất tại choke tăng khi khí xâm nhập được tuần hoàn ra bên ngoài bởi vì khí giãn nở và di cư do yếu tố nhiệt độ và áp suất cao, thể tích trong giếng khoan. Khi chiều cao của cột khí trong khoảng không vành xuyên tăng lên làm cho chiều cao của cột dung dịch giảm dẫn tới áp suất cột thủy tĩnh trong khoảng không vành xuyên giảm, áp suất đáy giếng trong giếng khoan giảm và thấp hơn áp suất thành hệ. Áp suất đáy giếng giảm không đủ cân bằng áp suất thành hệ, dẫn tới không kiểm soát được giếng sơ cấp bởi dung dịch khoan không thực hiện được. Nghiên cứu [7, 8, 11, 12] dự báo đường áp suất hồi trên miệng ống chống trong trường hợp khí xâm nhập trong khoảng không vành xuyên được đảm bảo là nút khí liên tục và chiếm toàn bộ diện tích ngang của khoảng không vành xuyên với giả thiết khí xâm nhập di chuyển ra bên ngoài cùng tốc độ khoảng không vành xuyên của dung dịch khoan. Các nghiên cứu [13 - 15] đề xuất các giải pháp kỹ thuật để kiểm soát khí xâm nhập vào giếng. Về cơ bản, sẽ kiểm soát áp suất đạt được thông qua việc duy trì áp suất dưới đáy giếng không đổi nhờ điều chỉnh áp suất tại choke.

Bài viết tập trung so sánh 2 phương pháp dập giếng thường được sử dụng là Driller và W&W bao gồm: Áp suất cần khoan và áp suất bề mặt tại choke; phân tích độ nhạy và so sánh dung sai kick; phân tích tiêu chuẩn gia tăng bể chứa dung dịch với chiều sâu đặt chân đế ống chống.

2. Đặc điểm áp suất tại bề mặt

Việc cân bằng tương đối giữa áp suất tại đáy giếng với áp suất thành hệ khoan qua có thể thực hiện được



Hình 1. Mô hình chữ U [16].

bằng cách điều chỉnh áp suất cần khoan và áp suất ống chống. Áp suất đáy giếng trong khi khoan là tổng của các áp suất tác dụng xuống đáy giếng ở trong khoảng không vành xuyên (áp suất tại choke, áp suất cần, áp suất cột thủy tĩnh, áp suất khí xâm nhập, tổn hao áp suất); áp suất đáy giếng tác dụng trong cần khoan là tổng của áp suất cột thủy tĩnh, tổn hao áp suất ma sát và áp suất cần khoan [16]. Khi đóng giếng, theo mô hình chữ U thì áp suất đáy giếng trong cần khoan bằng với áp suất đáy giếng ngoài cần khoan [16]. Giếng khoan được hoàn thành dập giếng khi áp suất cần khoan bằng áp suất bề mặt ống chống và đều bằng 0). Trong trường hợp không có sự hòa trộn khí vào dung dịch gốc nước và chiều cao của cột khí phát triển khi khí xâm nhập vào trong giếng; cấu trúc chuỗi cần khoan được mô phỏng chỉ là chuỗi cần khoan; chiều cao cột khí không ma sát và khí có khối lượng không đáng kể; bỏ qua tổn hao áp suất qua choke.

Dựa theo phương pháp dập giếng Driller và W&W, các thông số cần khoan và choke liên quan tới vị trí của cột khí, hay chiều cao cột khí phát triển và di cư bên trong khoảng không vành xuyên, tỷ trọng dung dịch dập giếng.

Theo mô hình chữ U, trong quá trình tuần hoàn bơm dập giếng tại thời gian t, áp suất đáy giếng tác dụng xuống đáy giếng trong khoảng không vành xuyên:

$$P_b = P_a + P_{ma}(t) + P_{fa}(t) \tag{1}$$

Áp suất bề mặt ống chống:

$$P_a = P_b - P_{ma}(t) - P_{fa}(t) \tag{2}$$

Áp suất đáy giếng tác dụng bên trong cần khoan:

$$P_b = P_{dp} + P_{md}(t) + P_{fd}(t) \tag{3}$$

Áp suất bề mặt cần khoan:

$$P_{dp} = P_b - P_{md}(t) - P_{fd}(t) \tag{4}$$

Trong đó:

- P_b : Áp suất đáy giếng (psi);
- $P_{ma}(t)$: Áp suất thủy tĩnh bên trong vành xuyên (psi);
- $P_{fa}(t)$: Tổn hao áp suất ma sát bên trong vành xuyên (psi);
- P_a : Áp suất tại bề mặt ống chống (psi);
- P_{dp} : Áp suất bề mặt cần khoan (psi);
- $P_{md}(t)$: Áp suất thủy tĩnh bên trong chuỗi cần khoan (psi);
- $P_{fd}(t)$: Tổn hao áp suất bên trong cần khoan (psi).

Do ảnh hưởng của khí giãn nở và di cư theo mô hình khí thực, yếu tố nhiệt độ và áp suất bên trong giếng đang khoan, cột áp suất thủy tĩnh, tổn thất ma sát, áp suất của chất lưu xâm nhập của các mô hình 2 và 3 rất khác nhau trong quá trình tuần hoàn bơm đập giếng. Sự giãn nở của khí tuân theo định luật khí thực trong quá trình tuần hoàn đi lên. Mô hình thu được bằng cách sử dụng mô hình đã sửa đổi, chịu ảnh hưởng nhiều bởi nhiệt độ tuần hoàn.

3. Phương pháp đập giếng

3.1. Phương pháp đập giếng Driller

Theo phương pháp đập giếng Driller, sử dụng dung dịch khoan ban đầu với lưu lượng bơm chậm để đập giếng bằng cách di chuyển dòng chất lưu xâm nhập từ đáy giếng lên trên bề mặt; giữ ổn định áp suất đáy giếng không đổi. Sau đó, thực hiện bơm dung dịch khoan có tỷ trọng nặng để áp suất đáy giếng không đổi và lớn hơn áp suất thành hệ. Áp suất P_x của chất lưu xâm nhập tại các vị trí X tính từ miệng giếng trong khoảng không vành xuyên tới vị trí khí di cư tới (Hình 2) được xác định như sau:

$$P_x = P_a + \rho_m X \tag{5}$$

Trong đó:

X: Vị trí cột chất lưu xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên tính từ miệng giếng (ft);

Áp suất bề mặt trong khoảng không vành xuyên được xác định theo phương trình:

$$P_a = P_b - \rho_m(D - h_x) - P_f S_b / S_x \tag{6}$$

Chiều cao h_x của cột khí di chuyển lên trên trong khoảng không vành xuyên được xác định theo mô hình khí thực:

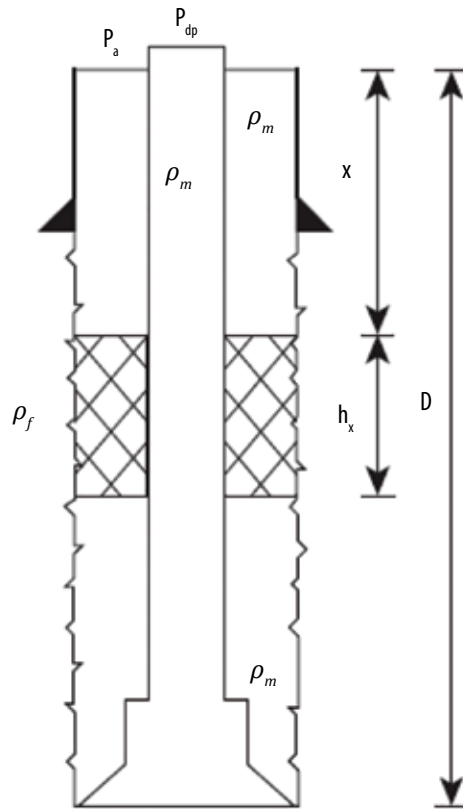
$$h_x = \frac{P_b Z_x T_x S_b}{P_x Z_b T_b S_x} h_b \tag{7}$$

Khối lượng riêng của chất lưu xâm nhập từ vỉa vào giếng phụ thuộc vào áp suất đáy giếng và nhiệt độ đáy giếng. Cụ thể:

$$\rho_f = \frac{S_g P_b}{53,3 Z_b T_b} \tag{8}$$

Kết hợp (5), (6) và (7) giải phương trình bậc 2 có ẩn số là P_x cho nghiệm là:

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_b \rho_m Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} \tag{9}$$



Hình 2. Sơ đồ phương pháp đập giếng Driller [19].

Với: $B = P_b - \rho_m(D - X) - P_f S_b / S_x$

Áp suất P_x là áp suất ở phía trên cột chất lưu di chuyển lên trên bên trong khoảng không vành xuyên trong quá trình bơm đập giếng. Khi đã xác định được P_x , áp suất bề mặt ống chống P_a được xác định như sau [16, 18 - 20]:

$$P_a = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_b \rho_m Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} - \rho_m X \tag{10}$$

3.2. Phương pháp đập giếng W&W

Phương pháp đập giếng W&W còn được gọi là phương pháp 1 tuần hoàn sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng nặng để đập giếng, sao cho áp suất đáy giếng cân bằng với áp suất vỉa. Áp suất đáy giếng trong cần khoan được dùng để xác định khối lượng riêng của dung dịch nặng đập giếng theo công thức (18). Hình 3 mô tả sơ đồ tuần hoàn dung dịch nặng đập giếng và áp suất miệng giếng tại choke với vị trí khí di cư X.

Áp suất P_x của chất khí xâm nhập tại vị trí X được biểu diễn như sau:

$$P_x = P_a + \rho_m X \tag{11}$$

Trong đó:

X là vị trí cột chất lưu xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên tính từ bề mặt (ft);

Áp suất đáy giếng ở khoảng không vành xuyên là tổng của các áp suất tác dụng xuống đáy giếng, từ đó suy ra áp suất bề mặt P_a trong khoảng không vành xuyên:

$$P_a = P_b - \rho_k(D - X - h_x - L) - \rho_m(L_{dvs} + X) - P_f \frac{S_b}{S_x} \quad (12)$$

Chiều cao của chất khí xâm nhập bên trong khoảng không vành xuyên được xác định theo mô hình khí thực:

$$h_x = \frac{P_b Z_x T_x S_b}{P_x Z_b T_b S_x} h_b \quad (13)$$

Tỷ trọng của chất lưu xâm nhập phụ thuộc vào áp suất đáy giếng, nhiệt độ đáy giếng và hệ số nén khí:

$$\rho_f = \frac{S_g P_b}{53,3 Z_b T_b} \quad (14)$$

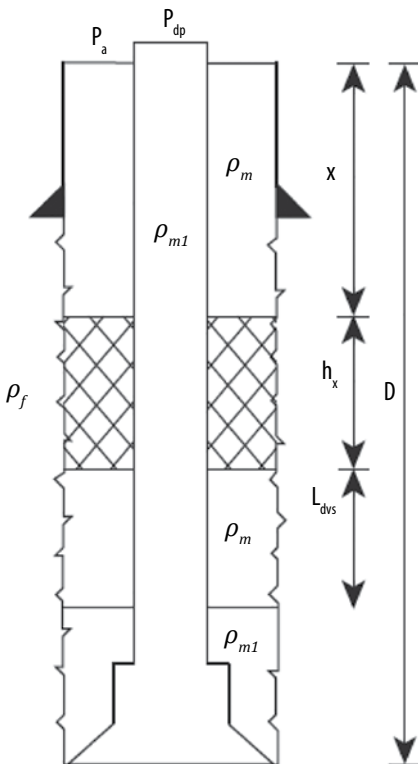
Kết hợp (11), (12) và (13) giải phương trình bậc 2 thu được áp suất P_x tại vị trí X như sau:

$$P_x = \frac{B_1}{2} + \sqrt{\frac{B_1^2}{4} + \frac{P_b \rho_k Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} \quad (15)$$

Với: $B_1 = P_b - \rho_k(D - X) - P_f \frac{S_b}{S_x} + L_{dvs}(\rho_k - \rho_m)$

Kết hợp (11) và (15), áp suất miệng ống chống P_a [16 - 19] được xác định như sau:

$$P_a = \frac{B_1}{2} + \sqrt{\frac{B_1^2}{4} + \frac{P_b \rho_k Z_x T_x h_b S_b}{Z_b T_b S_x}} - \rho_m X$$



Hình 3. Sơ đồ phương pháp dập giếng W&W [19].

Trong đó:

ρ_m : Gradient của dung dịch khoan (psi/ft), (0,052 × OWM);

ρ_k : Gradient của dung dịch dập giếng (psi/ft), (0,052 × KWM).

4. Phân tích các chỉ số

4.1. Khối lượng riêng dung dịch dập giếng

Để dập giếng, dung dịch nặng có khối lượng riêng thích hợp được chuẩn bị sẵn để bơm xuống giếng với mục đích tạo áp suất cột thủy tĩnh lớn hơn hay bằng với áp suất thành hệ. Áp suất cột thủy tĩnh do dung dịch có tỷ trọng nặng tạo ra được tính như sau [16]:

$$HSP_{nặng} = 0,052 \times KWM \times D \quad (16)$$

Áp suất đáy giếng trong cần khoan:

$$P_b = P_{dp} + P_{md} \quad (17)$$

P_{md} : Áp suất thủy tĩnh bên trong cần khoan (psi);

Từ phương trình (16) và (17), điều kiện để giếng khoan cân bằng là:

$$HSP_{nặng} = P_{dp} + P_{md}$$

Khối lượng riêng của dung dịch nặng dập giếng được xác định như sau [16]:

$$KWM = OWM + \frac{P_{dp}}{0,052D} \quad (18)$$

Trong đó:

KWM: Khối lượng riêng của dung dịch nặng (ppg);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng (ft);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg).

4.2. Hệ số lệch khí Z

Hệ số lệch khí Z được định nghĩa là tỷ lệ thể tích thực của n-mol khí ở điều kiện áp suất P, nhiệt độ T so với thể tích lý tưởng của khí đó tại cùng điều kiện P, T.

Để xác định hệ số Z, phổ biến nhất là sử dụng giản đồ của Standing và Katz [20] và 3 tương quan thực nghiệm Hall-Yarborough [21], Dranchuk-Abou-Kassem [22], Dranchuk-Purvis-Robinson [23]. Ba tương quan thực nghiệm này tính toán trực tiếp hệ số lệch khí Z dựa trên nền tảng là giản đồ Standing và Katz.

Nếu để xác định hệ số Z tại nhiều điểm dọc theo thân giếng, việc dò giản đồ Standing và Katz bằng tay là không khả thi, có thể xảy ra sai số lớn. Trong 3 tương quan thực nghiệm xác định hệ số Z trực tiếp thì tương quan Dranchuk-Abou-Kassem [22] có ưu điểm hơn cả do phạm vi áp dụng rộng ($0,2 < P_{pr} < 15$; $1 < T_{pr} < 3$) và sai số nhỏ.

$$f(\rho_r) = (R_1)\rho_r - \frac{R_2}{\rho_r} + (R_3)\rho_r^2 - (R_4)\rho_r^5 + (R_5)(1 + A_{11}\rho_r^2)\rho_r^2 e^{(-A_{11}\rho_r^2)} + 1 \quad (19)$$

$$R_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_4}{T_r^4} + \frac{A_5}{T_r^5}; \quad R_2 = \frac{0,27P_{pr}}{T_{pr}};$$

$$R_3 = A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2}; \quad R_4 = A_9 \left(\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right)$$

$$R_5 = \frac{A_{10}}{T_{pr}^3}$$

$$\rho_r = \frac{0,27P_{pr}}{ZT_{pr}}$$

Áp suất giả giảm: $P_{pc} = 576,8 - 131\gamma_g - 3,6\gamma_g^2$; $P_{pr} = P/P_{pc}$

Nhiệt độ giả giảm: $T_{pc} = 169,2 + 349,5\gamma_g - 74\gamma_g^2$; $T_{pr} = T/T_{pc}$

Với điều kiện: $0,57 < \gamma_g < 1,68$

Xác định hệ số nén Z theo từng chiều sâu trong khoảng không vành xuyên khi số liệu nhiệt độ, áp suất được tính bằng phương pháp lặp của Newton Raphson.

Trong đó:

P: Áp suất tại điểm xét trong giếng (psi);

T: Nhiệt độ tại điểm xét trong giếng (°C);

γ_g : Tỷ trọng của khí (sg);

A_1 : 0,3262

A_2 : -1,0700

A_3 : -0,5339

A_4 : 0,01569

A_5 : -0,05165

A_6 : 0,5475

A_7 : -0,7361

A_8 : 0,1884

A_9 : 0,1056

A_{10} : 0,6134

A_{11} : 0,7210

T_{pr} : Nhiệt độ giả giảm;

P_{pr} : Áp suất giả giảm.

4.3. Dung sai kick trong quá trình bơm đập giếng

Dung sai kick là chênh lệch tối đa cho phép giữa áp suất đáy giếng và áp suất thành hệ khoan qua. Dung sai kick còn được biểu diễn theo khối lượng riêng dung dịch tương đương theo chiều sâu. Dung sai kick phản ánh hệ số an toàn trong khi bơm

đập giếng, dung sai kick dự báo khả năng xử lý chất lưu xâm nhập (kick) trong giếng trong điều kiện cụ thể. Phương pháp đập giếng có thể được áp dụng khi dung sai kick lớn hơn 0. Khi thành hệ có dung sai kick càng lớn, cửa sổ an toàn khi bơm đập giếng càng lớn. Để đảm bảo hoạt động đập giếng an toàn, áp suất tại choke cần được duy trì thấp hơn áp suất thiết kế để tránh làm nứt vỉa, vỡ vỉa thành hệ dọc thân giếng thân trần, đặc biệt là khu vực chân đế ống chống.

Có 2 tiêu chuẩn xác định dung sai kick trong khi bơm đập giếng: (i) khí lên bề mặt tại choke và gây áp suất gần bằng áp suất làm việc của thiết bị bề mặt; (ii) áp suất đáy giếng tại chân đế ống chống gần với áp suất nứt vỉa tại chân đế ống chống. Áp suất làm việc tối đa tại choke được thiết kế an toàn và có biên độ đủ lớn để phục vụ công tác đập giếng. Trong trường hợp, áp suất tác dụng lên chân đế ống chống lớn hơn áp suất nứt vỉa (LOT) tại chân đế ống chống có thể do thành hệ đất đá tại khu vực lân cận chân đế ống chống bị nứt vỡ.

4.3.1. Dung sai kick trong phương pháp đập giếng Driller

Trong quá trình tuần hoàn đầu tiên của bơm đập giếng Driller, cột khí trong không gian vành xuyên tăng dần. Áp suất tác động thành hệ tại chân đế ống chống đạt tới áp suất tối đa khi cột khí tới chân đế ống chống. Giả sử áp suất tác động tại thời điểm đó tương đương với áp suất nứt vỉa của thành hệ đất đá tại chân đế ống chống, khi đó áp suất tối đa cho phép ở đáy giếng P_{bmax} được tính như sau [16]:

$$P_{bmax} = P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \left(D - CSD - \frac{V_{gc}}{S_a} \right) \quad (20)$$

Từ các thông số gồm áp suất đáy giếng, nhiệt độ tại đáy giếng và tại chân đế ống chống, thể tích khí tại chân đế ống chống được tính như sau:

$$V_{gc} = \frac{P_b Z_c T_c V_g}{P_{cf} Z_b T_b} \quad (21)$$

Khối lượng riêng dung sai kick của phương pháp đập giếng Driller được tính từ công thức (9) như sau:

$$K_d = \frac{P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \left(D - CSD - \frac{V_{gc}}{S_a} \right)}{0,052D} - KWM \quad (22)$$

Trong đó:

KWM: Khối lượng riêng dung dịch dập giếng (ppg);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

CSD: Chiều sâu đặt đế ống chống (ft);

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

V_{gc} : Thể tích khí xâm nhập tại chân đế ống chống (thùng);

Z_c : Hệ số nén của khí tại chân đế ống chống;

Z_b : Hệ số nén của khí tại đáy giếng;

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

P_{bmax} : Áp suất động lớn nhất (psi);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

V_g : Thể tích khí xâm nhập ban đầu vào giếng (thùng).

4.3.2. Dung sai kick trong phương pháp dập giếng W&W

Giống như phương pháp dập giếng Driller, điều kiện an toàn được đánh giá khi cột chất lưu xâm nhập tới chân đế ống chống. Tại thời điểm đó, dung sai kick là phương pháp xác định vị trí của dung dịch khoan có tỷ trọng nặng bên trong khoảng không vành xuyên. Nếu dung dịch dập giếng vẫn chưa đi vào khoảng không vành xuyên, dung sai kick được tính theo phương pháp Driller. Ngoài ra, có thể tính khi xem xét nứt vỉa xuất hiện khu vực thành hệ đất đá xung quanh chân đế ống chống và áp suất cho phép lớn nhất tác dụng xuống đáy giếng (gồm áp suất thủy tĩnh tác dụng bởi dung dịch ban đầu và chiều cao của cột dung dịch, cột áp suất thủy tĩnh gây ra do dung dịch dập giếng ở đoạn khoan giếng thân trần, áp suất nứt vỉa gây ra tại chân đế ống chống). Mô hình dung sai kick tính như sau [16]:

$$P_{bmax} = P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \frac{DS_d}{S_a} + 0,052 \times KWM \times h_k \quad (23)$$

Khi khí di cư tới chân đế ống chống, chiều cao của cột dung dịch nặng là:

$$h_k = h_o - \frac{DS_d}{S_a} - \frac{P_b V_g Z_c T_c}{S_a P_{cf} Z_b T_b} \quad (24)$$

Khối lượng riêng của dung sai kick trong trường hợp này tính như sau:

$$K_w = \frac{P_{cf} + 0,052 \times OWM \times \frac{DS_d}{S_a} + 0,052 \times KWM \times h_k}{0,052D} - KWM \quad (25)$$

Trong đó: $L_{dvs} = DS_d/S_a$

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

S_d : Diện tích ngang trong cần khoan (in²);

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa tại đế ống chống (psi);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

KWM: Khối lượng riêng dung dịch dập giếng (ppg);

h_k : Chiều cao của cột dung dịch nặng dập giếng (ft);

P_{bmax} : Áp suất đáy giếng lớn nhất (psi);

V_g : Thể tích khí xâm nhập ban đầu (thùng);

h_o : Chiều dài đoạn giếng thân trần (ft).

4.3.3. Thể tích kick tối đa

Thể tích kick tối đa là tham số xác định dung sai kick tại đó chất lưu xâm nhập trong giếng tới hạn mà tại chân đế ống chống không xảy ra nứt vỉa thủy lực hay vỡ vỉa. Thể tích kick tối đa được tính như sau [3]:

$$MKV = \frac{(\rho_s - \rho_m)H_s - (\rho_f - \rho_m)D \times \text{AnnularCap}}{(\rho_m - \rho_k)}$$

Trong đó:

AnnularCap: Thể tích khoảng không vành xuyên (thùng/ft);

MKV: Thể tích kick tối đa (thùng);

ρ_s : Khối lượng riêng áp suất vỡ vỉa tại chân đế ống chống (ppg);

ρ_m : Khối lượng riêng dung dịch (ppg);

ρ_f : Khối lượng riêng áp suất đáy giếng quy đổi (ppg);

H_s : Chiều sâu đặt chân đế ống chống (ft);

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

ρ_k : Khối lượng riêng chất lưu xâm nhập quy đổi (ppg).

4.4. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa

Khi tiến hành dập giếng theo phương pháp Driller hoặc W&W, thể tích bể chứa dung dịch khoan càng lớn thì công tác dập giếng càng an toàn. Trong vành xuyên, chiều cao cột chất lưu xâm nhập tăng thì chiều cao cột

của dung dịch giảm khiến áp suất tác dụng lên choke lớn. Áp suất tác dụng lên chân đế ống chống tăng mạnh do thể tích bể chứa dung dịch khoan tăng khi khí xâm nhập tới chân đế ống chống. Do đó, việc tính toán tiêu chuẩn bể chứa dung dịch khoan phù hợp với dung sai kick là cần thiết.

4.4.1. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo phương pháp đập giếng Driller

Để tránh thành hệ cố kết yếu bị nứt vỡ khi cột khí xâm nhập di cư tới chân đế ống chống, chiều cao tối đa của cột khí di cư được xác định như sau [16]:

$$h_g = \frac{P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times OWM \times CSD}{0,052 \times OWM} \quad (26)$$

Thể tích của cột khí tới hạn ở đáy giếng cho biết mức tăng tới hạn của bể chứa dung dịch. Theo mô hình khí thực, thể tích gia tăng tới hạn được biểu diễn như sau:

$$V_d = \frac{P_{cf} V_c T_b Z_b}{P_b T_c Z_c} \quad (27)$$

$$= \frac{P_{cf} T_b Z_b S_a (P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times OWM \times CSD)}{0,052 \times OWM \times P_b T_c Z_c}$$

Trong đó:

P_{dp} : Áp suất đóng cần khoan (psi);

h_g : Chiều cao lớn nhất của cột khí di cư tới chân đế ống chống (ft);

CSD: Chiều sâu từ bề mặt tới chân đế ống chống (ft);

OWM: Khối lượng riêng dung dịch ban đầu (ppg);

$V_c = h_g S_a$: Thể tích của cột khí tại đế ống chống;

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

Z_c : Hệ số nén khí tại chân đế ống chống;

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

Z_b : Hệ số nén khí tại đáy giếng.

4.4.2. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo phương pháp đập giếng W&W

Nếu không có dung dịch khoan tỷ trọng nặng đập giếng trong khoảng không vành xuyên, khi cột khí di cư tới chân đế ống chống thì tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa theo công thức (27). Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa khi khí di cư tới chân đế ống chống được biểu diễn như sau [16]:

$$V_d = \frac{P_{cf} V_c T_b Z_b}{P_b T_c Z_c} \quad (28)$$

$$= \frac{P_{cf} T_b Z_b S_a (P_{cf} - P_{dp} - 0,052 \times D (1 - S_d / S_a) - 0,052 \times KWM (CSD + DS_d / S_a - D))}{0,052 \times KWM \times P_b T_c Z_c}$$

Trong đó:

P_{dp} : Áp suất đóng cần khoan (psi);

P_{cf} : Áp suất nứt vỉa thành hệ tại chân đế ống chống (psi);

KWM: Khối lượng riêng dung dịch đập giếng (ppg);

P_b : Áp suất đáy giếng (psi);

V_c : Thể tích khí tại chân đế ống chống;

D: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft)

T_c : Nhiệt độ tại chân đế ống chống (°C);

T_b : Nhiệt độ tại đáy giếng (°C);

Z_b : Hệ số nén của khí tại đáy giếng;

Z_c : Hệ số nén của khí tại đế ống chống;

S_a : Diện tích ngang khoảng không vành xuyên (in²);

S_d : Diện tích ngang bên trong cần khoan (in²);

4.5. Kết quả và thảo luận

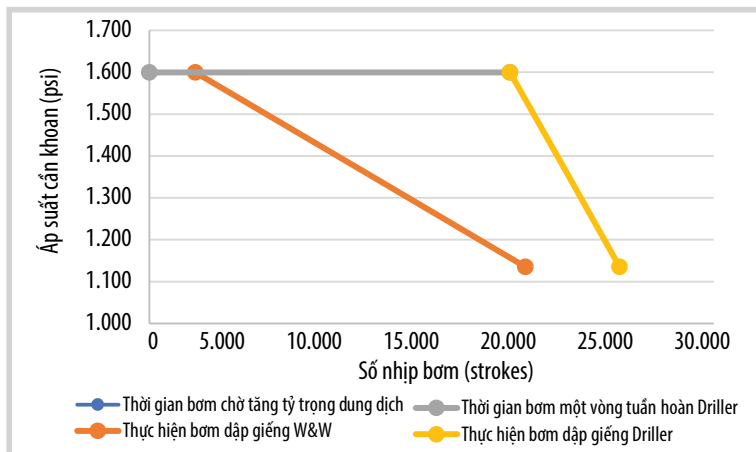
Tổng thể tích bên trong bộ cần khoan và ngoài khoảng không vành xuyên là 1.918 thùng, tương ứng với 19.180 nhíp bơm. Thời gian bơm chờ tính từ khi dung dịch thường được bơm từ bề mặt tới chèo khoan (2 giờ 2 phút, tương ứng với 2.444 nhíp bơm) để tăng tỷ trọng dung dịch từ 15,5 ppg lên 16 ppg. Hình 4 so sánh áp suất cần khoan của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W với các số liệu trong Bảng 1.

Với phương pháp Driller, áp suất cần khoan được giữ không đổi để đảm bảo cho áp suất đáy giếng ổn định trong tuần hoàn thứ 1. Trong tuần hoàn thứ 2, áp suất cần khoan giống phương pháp đập giếng W&W bởi vì đều sử dụng dung dịch có tỷ trọng nặng đi vào giếng để khôi phục và tạo ra áp suất đáy giếng cân bằng với áp suất thành hệ.

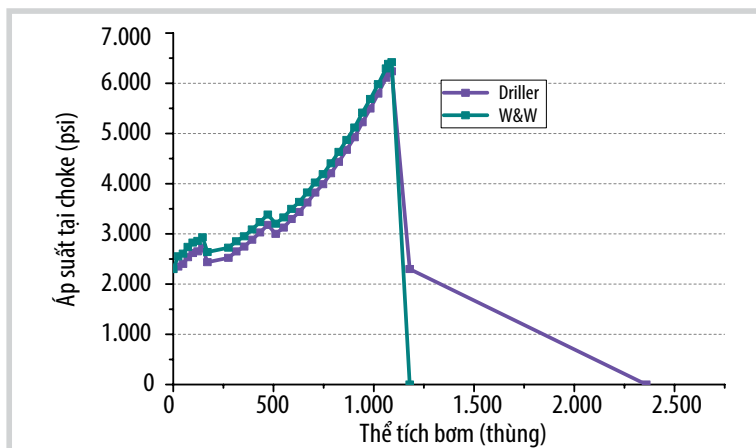
Với phương pháp W&W, thiết bị miệng giếng chịu áp suất cần khoan thấp hơn. Ngoài ra, thời gian thiết bị miệng giếng chịu áp suất cao cũng ngắn hơn so với với phương pháp Driller do cần 2

Bảng 1. Số liệu đập giếng khoan X [24]

Thông số	Giá trị
Chiều sâu thẳng đứng, TVD	19.400 ft
Chiều sâu đặt đế ống chống, TVD	15.200 ft
Đường kính giếng thân trần	7 $\frac{7}{8}$ "
Đường kính ngoài ống chống, OD	9 $\frac{5}{8}$ "
Đường kính trong ống chống, ID	8,535"
Chiều dài cần khoan, ft	18.740
Đường kính ngoài cần khoan, OD	4,5"
Đường kính trong cần khoan, ID	3,64"
Đường kính ngoài cần nặng, OD	6,25"
Đường kính trong cần nặng, ID	2,25"
Chiều dài cần nặng	660 ft
Dung dịch gốc nước (OWM), ppg	15,5 ppg
Áp suất đóng cần khoan, psi	500 psig
Áp suất đóng ống chống, psi	2.300 psig
Gia tăng bể chứa dung dịch	83 thùng
Gradient áp suất nứt vỉa tại đế ống chống	0,98 psi/ft
Nhiệt độ ngoài trời	100 °F
Giả thiết gradient nhiệt độ trong giếng,	1,5°F/100 ft
Tỷ trọng khí	0,6 sg
Áp suất bơm đập giếng	1.100 psi
Lưu lượng bơm	20 spm
Thể tích 1 nhịp bơm	0,1 thùng



Hình 4. So sánh áp suất cần khoan trong khi bơm đập giếng của Driller và W&W.



Hình 5. So sánh áp suất tại choke của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W.

tuần hoàn. So sánh áp suất tại choke của phương pháp đập giếng Driller và phương pháp W&W được biểu diễn trên Hình 5. Có thể thấy áp suất bề mặt tại choke của 2 phương pháp là tương đối giống nhau trước khi dung dịch khoan có tỷ trọng nặng được bơm vào vành xuyên (đối với phương pháp W&W). Sau đó, do tác dụng của áp suất thủy tĩnh của dung dịch khoan có tỷ trọng nặng mà áp suất tại choke của phương pháp W&W thấp hơn so với áp suất tại choke của phương pháp đập giếng Driller. Áp suất tại choke tăng nhanh chóng khi chiều cao cột khí bên trong khoảng không vành xuyên tăng lên và di chuyển tới thiết bị bề mặt (choke). Áp suất tại choke của phương pháp W&W lớn nhất khi khí xâm nhập tới miệng giếng và thấp hơn so với phương pháp Driller. Giai đoạn cuối cùng, áp suất thủy tĩnh trong khoảng không vành xuyên đủ để cân bằng áp suất thành hệ. Do vậy, áp suất tại choke giảm xuống 0.

Phân tích độ nhạy của thể tích khí xâm nhập, hay thể tích bể chứa, ảnh hưởng tới khối lượng riêng của dung sai kick K_d của phương pháp Driller và K_w của phương pháp W&W. Sử dụng các công thức (21 - 25) để tính khối lượng riêng của dung sai kick và phân tích độ nhạy thể tích bể chứa cho 7 thùng, 14 thùng, 21 thùng, 25 thùng và 83 thùng.

Hình 6 biểu diễn các kịch bản gia tăng bể chứa dung dịch với khối lượng riêng dung sai kick quy đổi. Hình 6 cho thấy dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W giảm dần đều khi thể tích bể chứa dung dịch tăng thêm. Do khối lượng riêng dung sai kick của phương pháp đập giếng W&W lớn hơn so với khối lượng riêng dung sai kick của Driller, từ đó kết luận phương pháp W&W cung cấp khoảng biên lớn hơn để đập giếng và loại bỏ khí xâm nhập so với phương pháp Driller.

Phân tích sự ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống (8.000 ft, 10.000 ft, 12.000 ft, 14.000 ft, 15.200 ft) tới chiều cao dâng tối đa của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên đối với 2 phương pháp Driller và W&W, giả thiết các thông số đập giếng khác không thay đổi (khối lượng riêng dung dịch đập giếng: 16 ppg, khối lượng riêng dung dịch

Bảng 2. Thông số chất lưu xâm nhập

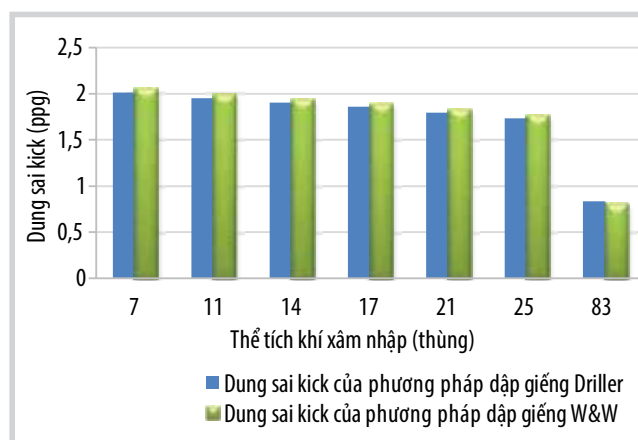
Thông số	Tại đáy giếng	Chân đế ống chống
Hệ số lệch khí (Z)	1,621	1,6055
P_{pc}	496.904	496.904
Nhiệt độ tại điểm xét ($^{\circ}R$)	851	788
Áp suất tại điểm xét (psi)	16136,4	14896
Áp suất giả giảm (P_{pr})	32,47	29,98
Nhiệt độ giả giảm (T_{pr})	2.416	2.237

Bảng 3. So sánh dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W

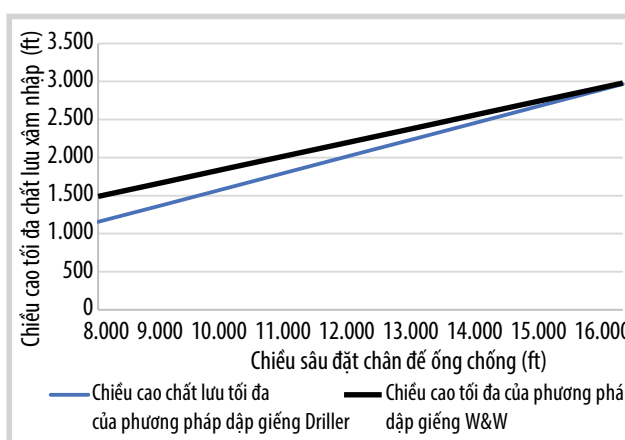
Thể tích chất lưu tại chân đế ống chống (thùng)	Thể tích chất lưu xâm nhập (thùng)	Dung sai kick K_d của phương pháp Driller (ppg)	Dung sai kick K_w của phương pháp W&W (ppg)
7.022	7	2,0132	2,054
11.034	11	1,9512	1,9881
14.043	14	1,9047	1,9387
17.052	17	1,8582	1,8893
21.065	21	1,7962	1,8234
25.077	25	1,7342	1,7574
83.255	83	0,835	0,8018

Bảng 4. So sánh chiều cao chất lưu tối đa trong vành xuyên và thể tích chất lưu kick tối đa của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W

Chiều cao tối đa của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên (ft)		Thể tích chất lưu kick lớn nhất (thùng)	
Phương pháp W&W	Phương pháp Driller	Phương pháp W&W	Phương pháp Driller
1.490,7	1.155,4	81,3	104,8
1.863,4	1.608,3	113,1	131,0
2.236,1	2.061,3	145	157,3
2.608,8	2.514,3	177	183,5
2.832,4	2.786,1	195,9	199,2
2.981,4	2.967,3	208,7	209,7



Hình 6. So sánh dung sai kick với các kịch bản thể tích khí xâm nhập của phương pháp Driller và W&W.



Hình 7. Ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới chiều cao của chất lưu xâm nhập trong khoảng không vành xuyên của phương pháp đập giếng Driller và W&W.

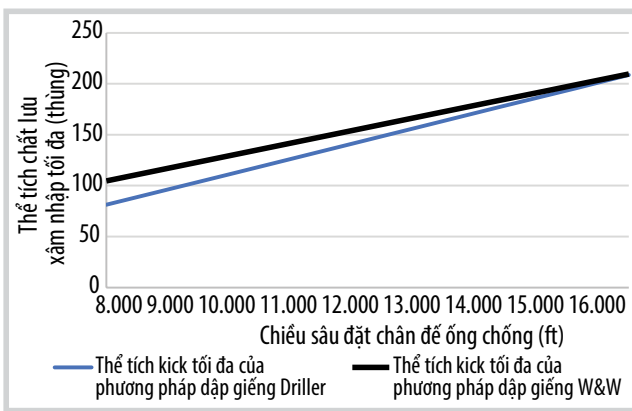
ban đầu: 15,5 ppg, khối lượng riêng áp suất đáy giếng quy đổi: 16 ppg, khối lượng riêng áp suất vỡ vỉa quy đổi: 18,85 ppg, và tỷ trọng khí xâm nhập: 0,73 ppg).

Hình 9 biểu diễn tiêu chuẩn tăng bể chứa dung dịch với các kịch bản đặt chân đế ống chống ở các chiều sâu khác nhau. Việc xác định mối quan hệ giữa chiều sâu đặt

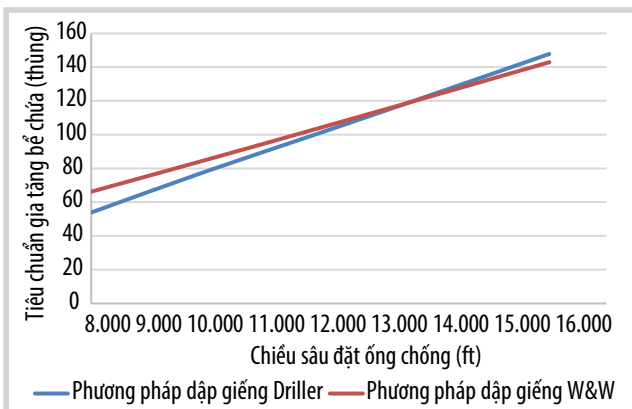
chân đế ống chống với gia tăng dung dịch khoan tại bể chứa trước khi thành hệ tại chân đế ống chống xảy ra vỡ vỉa có ý nghĩa quan trọng trong quá trình đập giếng, đảm bảo thể tích chất lưu xâm nhập giãn nở và di cư tới chân đế ống chống, tránh gây vỡ vỉa, đảm bảo độ bền thành hệ tại chân đế ống chống.

Bảng 5. Phân tích độ nhạy ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp đập giếng Driller và W&W

Chiều sâu đặt chân đế ống chống (ft)	Độ lệch khí tại đáy giếng (Z_b)	T_b ($^{\circ}R$)	Độ lệch khí tại chân đế ống chống (Z_c)	T_c ($^{\circ}R$)	Áp suất vỡ vỉa tại đế ống chống, P_{cf} (psi)	Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp Driller (thùng)	Tiêu chuẩn gia tăng bể chứa của phương pháp W&W (thùng)
8.000	1,621	851	1,014	680	7.840	53,83	66,15
10.000	1,621	851	1,2005	710	9.800	78,11	84,96
12.000	1,621	851	1,3686	740	11.760	101,02	104,05
14.000	1,621	851	1,5208	770	13.720	124,27	123,39
15.200	1,621	851	1,6055	788	14.896	138,35	135,1
16.000	1,621	851	1,6594	800	15.680	147,8	142,95



Hình 8. Ảnh hưởng của chiều sâu đặt chân đế ống chống tới thể tích chất lưu xâm nhập tối đa của phương pháp đập giếng Driller và W&W.



Hình 9. Tiêu chuẩn gia tăng dung dịch tại bể chứa ở các chiều sâu ống chống khác nhau của phương pháp đập giếng Driller và W&W.

5. Kết luận

Nghiên cứu so sánh 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W có thể rút ra các kết luận sau:

Áp suất tác dụng lên bề mặt ống chống của phương pháp W&W thấp hơn so với phương pháp Driller.

Dung sai kick với các kịch bản gia tăng thể tích bể chứa, tiêu chuẩn gia tăng bể chứa dung dịch khoan với chiều sâu đặt đế ống chống của 2 phương pháp Driller và

W&W, so sánh kết quả để tham chiếu trước khi thực hiện đập giếng an toàn.

Trong quá trình đập giếng, áp suất tác dụng lên thiết bị bề mặt tại choke của phương pháp W&W thấp hơn so với phương pháp Driller.

Dung sai kick của 2 phương pháp đập giếng Driller và W&W giảm với các kịch bản tăng thể tích bể chứa, dẫn tới rủi ro lớn hơn trong hoạt động bơm đập giếng. Bể chứa dung dịch khoan của 2 phương pháp tăng lên khi tăng chiều sâu đặt chân đế ống chống, cho thấy đặt chân đế ống chống càng sâu thì hoạt động đập giếng càng an toàn.

Tài liệu tham khảo

[1] Liv A. Carlsena, Gerhard Nygaard, and Michael Nikolaou, "Evaluation of control methods for drilling operations with unexpected gas influx", *Journal of Process Control*, Vol. 23, No. 3, pp. 306 - 316, 2013. DOI: 10.1016/j.jprocont.2012.12.003.

[2] Jon Espen Skogdalen, Ingrid B. Utne, and Jan Erik Vinnem, "Developing safety indicators for preventing offshore oil and gas deepwater drilling blowouts", *Safety Science*, Vol. 49, No. 8 - 9, pp. 1187 - 1199, 2011. DOI: 10.1016/j.ssci.2011.03.012.

[3] J.O.L. Nunes, A.C. Bannwart, and P.R. Ribeiro: "Mathematical modeling of gas kicks in deep water scenario", *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia*, 9 - 11 September 2002.

[4] B. Avignon and A. Simondin, "Deep water drilling performance", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September - 2 October 2002*.

[5] D. Bertin, J. Lassus-Dessus, and B. Lopez, "Well control guidelines for Griassol", *SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland, 9 - 11 March 1999*.

- [6] O.L.A. Santos, "A study on blowouts in ultra-deep waters", *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25 - 28 March 2001*.
- [7] J.L. LeBlanc and R.L. Lewis, "A mathematical model of a gas kick", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 20, No. 8, pp. 888 - 898, 1968. DOI: 10.2118/1860-PA.
- [8] L.R. Records, R.H. Everett, and W.J. Bergeron, *Blowout control of drilling wells*. The Stooksberry Tank Company Well Control Unit, Inc, 1962.
- [9] L.R. Records and R.H. Everett, "New well-control unit speeds safer handling of blowouts", *Oil and Gas Journal*, 1962.
- [10] L.R. Records, "Mud systems and well control", *Pet. Eng.*, 1972.
- [11] H.F. Spoerker and T. Tushl, "Behavior and shape of gas kicks in well bores", *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, February 2010*. DOI: 10.2118/128276-MS.
- [12] William Lyons, *Working guide to drilling equipment and operations*. Elsevier-Gulf Publishing, 2010.
- [13] D.W. Rader, A.T. Bourgoyne, and R.H. Ward, "Factors affecting bubble-rise velocity of gas kicks", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 27, No. 5, 1975.
- [14] S.I. Jardine, D.B. White and John Billingham, "Computer-Aided real-Time kick analysis and control", *SPE Drilling & Completion*, Vol. 9, No. 3, pp. 199 - 204, 1994. DOI: 10.2118/25711-PA.
- [15] Dominique Dupuis, Didier Augis, Andre Sagot, Thierry Delahaye, Ulysse Cartalos, and Bruno Burban, "Validation of kick control method and pressure loss predictions on a slim hole well", *SPE/IADC Drilling Conference, Netherlands, February 1995*. DOI: 10.2118/29348-MS.
- [16] Jerome Jacob Schubert, *Well control*. Texas A&M University, 1995.
- [17] Jr. Adam T. Bourgoyne, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, and Jr.F.S. Young, *Applied drilling engineering*. SPE Richardson, 1986.
- [18] David Watson, Terry Brittenh, and Preston L. Moore, *Advanced well control*. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [19] Robert D. Grace, *Advanced blowout & well control*. Gulf Publishing Company Houston, 1994.
- [20] Marshall B. Standing, and Donald L. Katz, "Density of natural gases", *Transactions of the AIME*, Vol. 146, No. 1, pp. 140 - 149, 1942. DOI: 10.2118/942140-G.
- [21] K.R. Hall and L. Yarborough, "A new equation of state for Z-factor calculations", *Oil Gas Journal*, Vol. 71, No. 25, 1973.
- [22] P.M. Dranchuk and H. Abou-Kassem, "Calculations of Z factors for natural gases using equations of state", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 14, No. 3, pp. 34 - 36, 1975. DOI: 10.2118/75-03-03.
- [23] P.M. Dranchuk, R.A. Purvis, and D.B. Robinson, "Computer calculation of natural gas compressibility factors using the standing and katz correlation", *Annual Technical Meeting, Edmonton, 7 - 11 May 1973*. DOI: 10.2118/73-112.
- [24] David Watson, Terry Brittenham, and Preston L. Moore, "Advanced well control", *Society of Petroleum Engineers*, Richardson, Texas, 2003.

EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF DRILLER'S AND WAIT & WEIGHT METHODS IN WELL KILLING OPERATIONS

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

Summary

The article presents the Driller's method and Wait and Weight (W&W) method which are widely used to kill wells when there is inflow of formation fluid into the well. In particular, it focuses on analysing the effectiveness of these two methods on the basis of comparing drill pipe pressure, surface pressure at choke.

Key words: Well kill, Driller's method, W&W method.