

# Nghiên cứu lựa chọn dung dịch khoan các giếng dầu khí trong điều kiện áp suất cao - nhiệt độ cao

**TS. Phạm Quang Hiệu**  
Đại học Mở - Địa chất  
**ThS. Trương Hoài Nam**  
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

***Trong quá trình thi công các giếng khoan khai thác dầu khí ở điều kiện nhiệt độ áp suất cao - nhiệt độ cao, chất lượng và khả năng tải mùn khoan của dung dịch khoan: độ nhớt, độ tải nước, tính chất lưu biến... bị ảnh hưởng rất nhiều. Thực tế đòi hỏi phải có hệ dung dịch đáp ứng được các yêu cầu của công tác tải mùn khoan khỏi đáy giếng trong điều kiện như vậy. Bài báo nghiên cứu sự ảnh hưởng của áp suất cao - nhiệt độ cao tới tính chất của dung dịch khoan, trên cơ sở đó nghiên cứu đề xuất loại dung dịch khoan phù hợp thi công trong điều kiện này.***

## 1. Chức năng của bơm rửa giếng khoan

Các chức năng chính của dung dịch khoan là làm sạch mùn khoan ở đáy và đưa mùn khoan lên mặt đất; tạo nên cột áp thủy tĩnh cân bằng áp suất vỉa; làm mát bộ khoan cụ và giữ được hạt mùn ở trạng thái lơ lửng khi ngừng tuần hoàn. Khoan và hoàn thiện giếng trong các điều kiện áp suất đáy cao và nhiệt độ cao (HPHT) là hoạt động vô cùng khó khăn và phức tạp. Nhiệt độ ở đáy giếng là một trong những yếu tố quyết định, có ảnh hưởng đến tính chất lưu biến và độ tải nước của dung dịch khoan trong quá trình khoan.

Để nhận biết đầy đủ về ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình khoan, cần biết nhiệt độ của dung dịch trên đáy giếng cũng như quy luật biến đổi nhiệt độ trong thời gian tuần hoàn. Từ đó, xác định mối liên quan giữa những chỉ số này, phát hiện các quy luật và ảnh hưởng của chúng tiếp theo trong quá trình trám xi măng cột ống chống.

Tuy nhiên, phụ thuộc vào áp suất đáy và nhiệt độ mà tính chất của dung dịch khoan thay đổi, ảnh hưởng không tốt đến việc xác định chính xác tỷ trọng và độ nhớt của dung dịch khoan trên mặt cũng như trong điều kiện ở đáy. Trong các giếng HPHT, sự thay đổi đó có thể bị hạn chế vì sự an toàn không cho phép. Vì vậy, dự báo những hiệu ứng này có ý nghĩa quyết định đối với kết quả khoan giếng HTHP. Mặt khác, những sai số quan trọng này khi tính toán áp suất dung dịch khoan trong khoảng của vỉa có thể bị bỏ qua, liên quan đến hoặc là nhiệt độ hoặc là với các tính chất của dung dịch khoan.

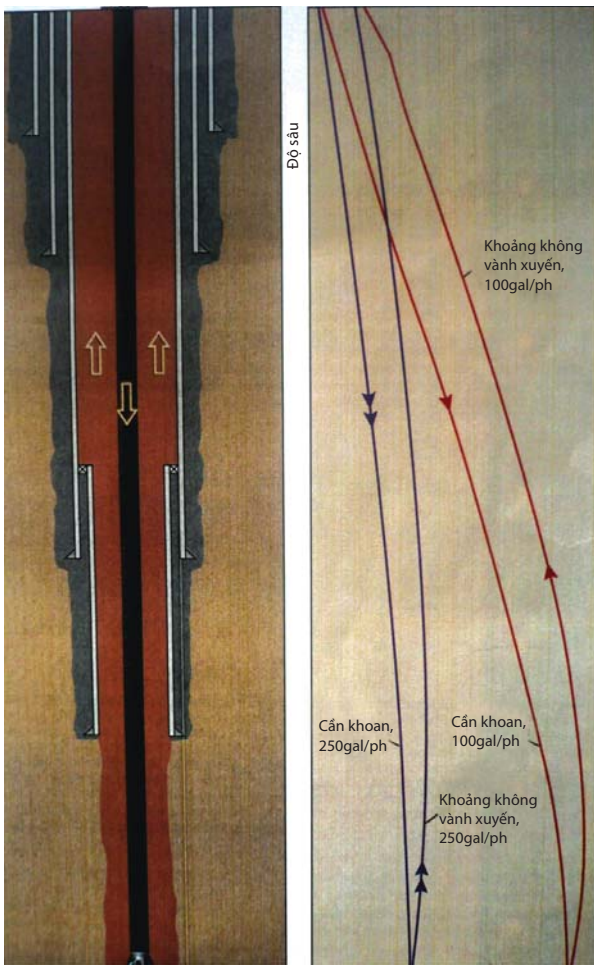
## 2. Lập mặt cắt nhiệt độ giếng khoan

Vấn đề chủ yếu để nhận biết bản chất của dung dịch khoan HPHT là lập mô hình mặt cắt nhiệt theo thân giếng trong tất cả các giai đoạn khoan. Lập mô hình khoan bắt đầu từ mô hình giếng, trong đó gồm có mặt cắt nhiệt độ trong các khoảng thân giếng khác nhau và nhiệt độ tương ứng của dòng chảy.

Dung dịch khoan di chuyển theo thân giếng, tiếp nhận nhiệt từ môi trường xung quanh và tỏa nhiệt vào môi trường (Hình 1). Mức độ trao đổi nhiệt phụ thuộc vào nhiệt độ và vận tốc dòng chảy của dung dịch, tính dẫn nhiệt của vỉa, gradien địa nhiệt trong vỉa nguyên trạng, tỷ nhiệt dung của dung dịch và các yếu tố khác.

Khi dung dịch chảy vào giếng sẽ xảy ra sự truyền nhiệt thuần túy từ vỉa cho dung dịch khoan. Khi đến chèo khoan, dung dịch khoan vẫn còn lạnh hơn môi trường đá bao quanh vỉa. Khi dung dịch dâng lên mặt, dung dịch tiếp tục được thu nhiệt cho đến một điểm - tại đó nhiệt độ của vỉa và dung dịch cân bằng. Từ trên điểm này, khi dâng tiếp lên mặt, dung dịch khoan sẽ nguội dần.

Thông thường trong giai đoạn đầu bơm rửa, nhiệt độ là thấp nhất. Sau đó, nhiệt độ tăng lên dần cho đến khi đạt đến trị số tối đa nhất định và duy trì đến cuối giai đoạn bơm rửa. Điều đó cho thấy, lúc bắt đầu bơm rửa, trong phần thân giếng ở bên trên dung dịch tuần hoàn trong trạng thái nóng vừa, sau đó nhiệt độ của dung dịch tăng nhanh và tiếp theo sự xuất hiện dung dịch với nhiệt độ cao hơn. Rõ ràng, nhiệt độ tối đa được xác định từ khi

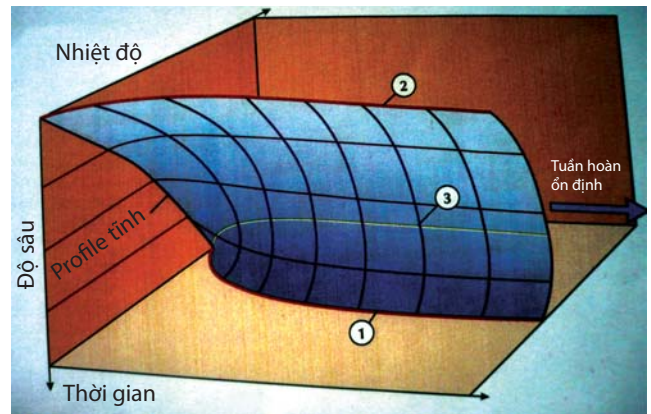


Hình 1. Mặt cắt nhiệt của dung dịch khoan

dung dịch từ trên đáy giếng chảy ra, có nghĩa là chất lỏng rửa giếng tuần hoàn đã hoàn thành một nửa chu kỳ (theo chiều dài đường). Thời gian xuất hiện điểm cực đại nhiệt độ phụ thuộc vào công suất của máy bơm, đường kính giếng và chiều sâu giếng. Mật độ và độ nhớt của dung dịch khoan thay đổi theo thời gian. Sự thay đổi này cần được biết chính xác để tính áp suất tĩnh và áp suất động tại mỗi khoảng khoan [1].

Mật cắt nhiệt độ có thể xác định được bằng cách tạo lập mô hình tương ứng. Theo thời gian, sự cân bằng nhiệt có thể tính bằng hai phương pháp: sau khi dung dịch ngừng tuần hoàn hoặc khi các điều kiện tuần hoàn không thay đổi. Mật cắt nhiệt độ ổn định sẽ gần bằng với gradien địa nhiệt, trong khi đó mật cắt nhiệt độ tuần hoàn thay đổi phụ thuộc vào năng suất bơm.

Trên hình vẽ mặt cắt nhiệt độ thẳng đứng trong ống chống và cột cần khoan xử lý theo phần mềm MudCADE của Dowell. Số liệu đầu vào - đó là tỷ nhiệt dung và độ dẫn nhiệt của từng thành phần, còn các số liệu chính đầu



Hình 2. Tính chất của nhiệt độ không xác định

ra - nhiệt độ dung dịch khoan trong cần khoan và trong khoảng không vành xuyên, giữa cột cần khoan và ống chống. Trong khoảng thời gian giữa tuần hoàn ổn định và các điều kiện tĩnh học xác định, ta có các mặt cắt nhiệt độ thay đổi theo thời gian (Hình 2).

Khi ngừng tuần hoàn trên 24 giờ, nhiệt độ của dung dịch khoan trong khoảng vành xuyên ngoài ống gần bằng gradien địa nhiệt. Sau khi thao tác kéo - thả sự tuần hoàn làm dung dịch lạnh nhanh trên đáy (đường 1), trong khi đó nhiệt độ của dung dịch khoan từ đáy dâng lên mặt tăng lên (đường cong 2). Chiều sâu bắt đầu từ đó nguội dần, thay đổi theo lên trên theo thân giếng với thời gian đến khoảng gần 1/3 chiều sâu trên đáy (đường 3). Sau khoảng 3 giờ, dung dịch tuần hoàn dung dịch đạt đến cân bằng động lực, trong khoảng thời gian đó mật cắt nhiệt độ vẫn giữ nguyên. Muốn vậy, để dự báo áp suất đáy tổng sau khi bắt đầu khoan, cần thiết xây dựng mô hình bản chất nhiệt độ chưa điều chỉnh.

Về lý thuyết, sau khi ngừng tuần hoàn yêu cầu khoảng 16 giờ để nhiệt độ dung dịch khoan đạt đến khoảng 10% gradien địa nhiệt, trong khi đó nhiệt độ dung dịch khoan tuần hoàn chỉ cần 6 giờ để cân bằng [1]. Đường biểu diễn nhiệt độ cần dự báo nhiệt độ để có thể tính áp suất đáy trong khi bơm và sau khi thay đổi lưu lượng bơm. Nếu hệ số an toàn không lớn, sự giảm áp suất tĩnh sau khi ngừng tuần hoàn có thể đạt tới hạn. Sau khi lập được mặt cắt nhiệt độ giếng khoan, cần cứ vào tương quan giữa mật độ cục bộ, áp suất và nhiệt độ có thể tính mật độ dung dịch hiệu dụng.

Mật độ dung dịch tuần hoàn tương đương (Equivalent Circulating Density - ECD) trong giếng HPHT thường cao hơn một ít so với mật độ dung dịch hiệu dụng do khe hở vành xuyên giữa cần khoan và thành giếng (Hình 3). ECD

tính theo số đo độ nhớt của dung dịch khoan nhất định trong không gian vành xuyên và tăng lên khi tăng lưu lượng máy bơm. Các phương pháp tính này có phần phức tạp hơn khi độ nhớt thay đổi theo nhiệt độ.

Mật độ tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn là tỷ trọng hiệu dụng của dung dịch khoan đang tuần hoàn ở một độ sâu nhất định trong giếng khoan; thường lớn hơn tỷ trọng dung dịch do trên mặt, do tổn thất áp suất cho ma sát trong khoảng vành ống và mùn khoan lẫn trong dung dịch. Theo dõi ECD trên đáy nhờ có dụng cụ đo áp suất trong khoảng không vành xuyên trong quá trình khoan (APWD) giúp cho việc dự báo phức tạp trong quá trình rửa giếng trước khi xuất hiện kẹt [1].

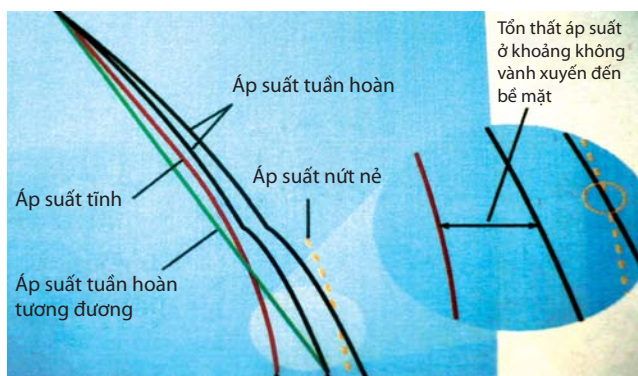
$$ECD = d + \frac{P}{0,052D}$$

Trong đó: *d*: Trọng lượng riêng (ppg) của dung dịch

*P*: Áp suất (psi) trong khoảng không vành xuyên

*D*: Chiều sâu (ft).

Trong thời gian tuần hoàn, sự gia tăng áp suất để thắng ma sát trong khoảng không vành xuyên và bơm dung dịch khoan từ chiều sâu nhất định lên mặt, là tổn thất áp suất ngoài ống (APL). APL tăng lên do tăng lưu lượng bơm và độ nhớt của dung dịch, bổ sung cho áp suất thủy tĩnh, tăng áp suất đáy tổng lên trong thời gian tuần hoàn. Lưu lượng của máy bơm không được gây ra áp suất dung dịch khoan lớn hơn áp suất nút vữa. Mỗi trị số lưu lượng bơm có thể tính được mật độ tương đương của dung dịch tuần hoàn để có được tổng áp suất như thế tại chiều sâu nhất định. Bởi vì tổn thất áp suất phụ thuộc vào độ nhớt và các tham số hình học của giếng và hiểu biết về ECD rất cần thiết khi độ nhớt được xác định chính xác. APL có thể lập mô hình phụ thuộc vào lưu lượng máy bơm dung dịch.



**Hình 3.** Mật độ tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn (ECD)

### 3. Tính áp suất đáy của dung dịch khoan

Để tính áp suất thủy lực đáy lên vỉa trong giếng HPHT được chính xác, thay cho sử dụng mật độ dung dịch hiệu dụng và mật độ dung dịch tuần hoàn tương đương (ECD), ta sử dụng *áp suất tĩnh* ( $P_T$ ), *áp suất động* ( $P_D$ ) của dung dịch và *áp suất của mùn khoan* ( $P_M$ ) - đây là các thành phần của áp suất tổng của dung dịch tác động lên đáy giếng. Áp suất tĩnh của dung dịch khoan với chất lỏng gốc được phân tích theo nhiệt độ - thể tích - áp suất (PVT). Dung dịch khoan có gốc chất lỏng hydrocarbon có tính nén cao so với dung dịch gốc nước.

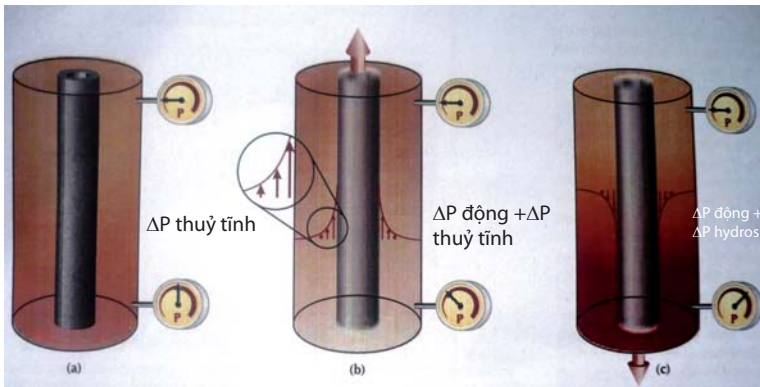
Áp suất thủy tĩnh của cột dung dịch khoan trong giếng khoan là yếu tố quan trọng nhất, nhờ đó chất lưu vỉa không phụt lên mặt đất trong khi nối thêm cần khoan, thao tác kéo - thả, trong thời gian ngừng bơm và mở đối áp... tăng khối lượng riêng của dung dịch khoan sẽ nâng cao sự ổn định của thành giếng.

Áp suất tĩnh ở đáy được xác định theo tỷ trọng của dung dịch khoan đo trên mặt đất, trong khi đó áp suất bổ sung xuất hiện trong quá trình tuần hoàn, có thể xác định tương quan giữa lưu lượng dung dịch khoan và các tính chất lưu biến của dung dịch.

Mật độ của dung dịch có thể bắt đầu tính từ trên mặt, nhờ đo trực tiếp áp suất và nhiệt độ. Áp suất thủy tĩnh dự báo và nhiệt độ cho phép tính tỷ trọng tiếp theo chiều sâu giếng. Trên khoan trường nên đo tỷ trọng của dung dịch để nâng cao độ chính xác các số liệu ban đầu. Cùng với các số liệu PVT, ta có thể tính được áp suất thủy tĩnh tại mỗi chiều sâu nhờ bộ phần mềm Dowell MudCADE và DSHyd.

*Áp suất động* bao gồm tổn thất áp suất ngoài ống do chất lỏng trộn lẫn nhau, vận tốc chuyển dịch cột cần (hiệu ứng pittong) và áp suất quán tính xuất hiện trong khi kéo thả cột cần và áp suất dư để phá hủy gel xúc biến (Hình 4).

Khi dịch chuyển cần khoan trong chất lỏng nhớt sinh ra sự trượt trong lớp giới hạn liền kề với ống, tạo ra ứng suất trượt trong chất lỏng. Ứng suất trượt bằng hiệu số DP trong chất lỏng, nó được bổ sung vào ứng suất thủy tĩnh (a). Áp suất đáy giảm đi khi nâng cần "hút theo" (b) và tăng lên khi thả cần "đẩy" (c). Những sự biến đổi áp suất này phụ thuộc vào độ nhớt của chất lỏng, các thông số hình học của giếng và vận tốc nâng ống. Khi kéo cần với vận tốc lớn, có thể gây ra hiện tượng sụt áp suất trong giếng dưới áp suất thủy tĩnh, dẫn đến phụt khí. Ngược lại, khi thả ống với vận tốc quá lớn, sẽ làm tăng nút vỡ thủy lực



Hình 4. Hiệu ứng pittong

vía. Lập mô hình các ứng suất động do hiệu ứng pittong cho phép xác định vận tốc an toàn thao tác kéo - thả.

Muốn dự báo thành phần áp suất động trong áp suất tổng cần xây dựng mô hình lưu biến của dung dịch khoan. Mối tương quan của ứng trượt với vận tốc trượt và xác định độ nhớt động với một vận tốc trượt nhất định và nhiệt độ, có nhiều điểm khác nhau. Tùy theo loại dung dịch cụ thể ta lựa chọn mô hình lưu biến tương ứng, trên cơ sở điều chỉnh đường cong lưu biến đối với các nhớt kế thí nghiệm nhất định trong điều kiện HPHT. Và ngược lại, tính chất của dung dịch khoan có thể phù hợp do sự phụ thuộc nhất định kiểu mô hình chất lỏng dẻo Bingham hoặc mô hình hàm số mũ với các thông số đã lựa chọn để tạo ra các tính chất dung dịch khoan theo yêu cầu.

Chương trình phần mềm Dowell DSHyd và MudCADE gồm thuật toán để tính áp suất động trên cơ sở mô hình chất lỏng dẻo Bingham hoặc mô hình hàm số mũ. Ưu điểm của chúng là cho ra trong các thông số lưu biến để so sánh với các số thông số đo được tại khoan trường với các nhớt kế thường dùng.

Áp suất mìn khoan - một thành phần bổ sung của áp suất tổng, xác định bởi sự tích tụ mìn khoan. Mặc dù khi khoan giếng HPHT với dung dịch có tỷ trọng cao và có xu hướng giảm tích tụ mìn khoan, nhưng áp suất mìn khoan trong thành phần áp suất tổng của dung dịch khoan không thể bỏ qua. Bởi vì mìn khoan có tỷ trọng lớn hơn dung dịch khoan, cho nên mọi sự tích tụ mìn khoan trong giếng cũng dẫn đến sự gia tăng tỷ trọng của dung dịch. Áp suất mìn khoan phụ thuộc vào vận tốc cơ học khoan, năng suất bơm, kích thước và sự phân bố hạt mìn.

Khi tăng vận tốc khoan sẽ càng tích tụ nhiều mìn khoan và tạo thành các hạt có kích thước lớn và lắng nhanh. Mặc dù có thể hạn chế sự gia tăng và lắng kết mìn khoan bằng cách tăng lưu lượng bơm, song sẽ làm tăng

áp suất tuần hoàn lên chèo khoan. Vì vậy, áp suất từ mìn khoan có thể khống chế bằng sự thay đổi vận tốc khoan.

Áp suất tổng ( $P_s$ ) được tính:

$$P_s = P_T + P_D + P_M$$

Trong đó:  $P_T$ : Áp suất thủy tĩnh

$P_D$ : Áp suất động

$P_M$ : Áp suất mìn khoan

Áp suất tổng có thể cân bằng giữa áp suất tĩnh an toàn thấp nhất và áp suất tuần hoàn đạt cao nhất khi đạt đến các điều kiện cân bằng tương ứng khác nhau. Áp suất thấp nhất đạt được khi cần khoan kéo lên khỏi đáy khi bơm sạch mìn khoan ở đáy. Áp suất cao nhất khi khoan với lưu lượng bơm cao, vận tốc cơ học khoan cao, khi ngừng tuần hoàn hoặc khi thả cột cần vào dung dịch có độ nhớt cao.

Trong khi khoan, các tính chất của dung dịch có thể thay đổi theo thời gian đến một giới hạn nào đó để có thể thay đổi mô hình lưu biến đã chọn ban đầu. Các tính chất của dung dịch thay đổi tạm thời có thể xảy ra trong cùng một chất lỏng vừa đồng thời là dung dịch theo mô hình hàm số mũ, vào thời điểm khác - là chất lỏng dẻo Bingham, kể cả trong cùng một khoảng khoan giếng. Có thể tiến hành so sánh bản chất thực tế cả hai mô hình trực tiếp tại khoan trường và chọn mô hình tốt nhất - có ưu điểm là dễ dự báo chính xác tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên. Trong thực tế, phần mềm DSHyd thường cho sai số trung bình giữa áp suất dự báo và áp suất đo trên đường ống khoảng 2%.

#### 4. Kiểm soát áp suất

Nguy hiểm chủ yếu là khi khoan các giếng HPHT liên quan với áp suất vỉa dị thường cao. Lý tưởng nhất đối với những giếng này nên khoan với dung dịch khoan có mật độ tương đối cao, vượt áp suất lỗ rỗng. Khi đó, dung dịch khoan chỉ cần đủ để giảm thiểu nhiễm bẩn vỉa và nâng cao vận tốc cơ học khoan lên tối đa.

Vỉa có áp suất dị thường cao trở thành phức tạp khi áp suất nứt vỉa thủy lực tại vùng tương ứng gần bằng áp suất dị thường. Điều đó dễ xảy ra xuất hiện khí và gây nứt vỉa thủy lực, do đó sẽ xảy ra mất dung dịch khoan khó kiểm soát.

Thông thường cần cố gắng tránh nứt thủy lực vỉa, nhưng ở những chiều sâu tới hạn thì độ chênh lệch (áp

suất an toàn) giữa áp suất lỗ rỗng với áp suất nứt thủy lực vỉa, trong một số giếng không lớn lắm - khoảng 3,4 MPa. Nếu như áp suất tổng gần bằng áp suất nứt thủy lực vỉa, thì đầu tiên cần giảm áp suất động. Để điều chỉnh áp suất tổng, có thể điều chỉnh giá trị độ nhớt, tỷ trọng của dung dịch, hàm lượng pha rắn, lưu lượng máy bơm và vận tốc cơ học khoan.

Chính xác hóa giá trị áp suất dự báo dựa trên các số liệu đo tại giếng, có thể chọn một cách tương đối các thông số, để duy trì các tính chất dung dịch khoan ở đáy. Muốn vậy, có thể giảm bớt lưu lượng máy bơm hoặc độ nhớt của dung dịch, đồng thời duy trì lưu lượng máy bơm ở mức cao cho phép để rửa giếng và giảm áp suất mòn khoan. Vấn đề chủ yếu là tìm ra giá trị tối ưu lưu lượng máy bơm để giảm thiểu ảnh hưởng của áp suất động và áp suất mòn khoan.

Để điều chỉnh áp suất động bằng giảm độ nhớt dung dịch khoan, nhất thiết phải theo dõi chặt chẽ phụ gia làm nặng luôn ở trong trạng thái lơ lửng. Khi pha rắn của dung dịch khoan tạo thành huyền phù sẽ xảy ra sự phân lớp theo tỉ trọng, hiện tượng lắng kết.

Sự tạo nút pha rắn là một tình huống gây phức tạp trên đáy do không kiểm soát đầy đủ áp suất đáy. Mật độ của dung dịch tăng đột ngột có thể gây ra các khe nứt không lường trước và làm mất dung dịch, trong lúc đó nếu mật độ của nó thấp kích thích dòng chảy của chất lưu và làm mất ổn định thành giếng. Sự lắng kết trong dung dịch có thể xảy ra trong các điều kiện động cũng như tĩnh, nhưng không lâu sau đó nó xảy ra trong các điều kiện vận tốc trượt thấp đến đạt được độ nhớt tĩnh.

Giảm áp suất tổng bằng cách điều chỉnh áp suất tĩnh có thể thực hiện nhờ hệ số an toàn áp suất, lớn hơn áp suất lỗ rỗng. Khi giếng ở trong giai đoạn tới hạn, hệ số này có thể giảm hơn nữa theo thời gian với áp suất tuần hoàn bổ sung, ngăn dòng phun. Sau đó, trước khi tiến hành kéo thả, cần thay dung dịch trong giếng bằng dung dịch đặc hơn. Trong những trường hợp này tuyệt đối thận trọng khi tiếp cận khoan, bởi vì không có áp suất động để xảy ra giếng phun (thông với khí).

Khi kéo - thả cột cần khoan phải tiến hành đều đều, nhẹ nhàng, hạn chế tối đa thao tác giật. Cần theo dõi lưu lượng máy bơm khi thay thế dung dịch tỷ trọng thấp hơn bằng dung dịch đặc hơn trước khi thả cần khoan. Như vậy, trong thời gian kéo thả áp suất mòn khoan sẽ bằng không. Ảnh hưởng của vận tốc kéo thả và gia tốc đến áp

suất tổng có thể dự báo nhờ có bộ phần mềm DSHyd hoặc MudCADE. Khi thiết kế giếng có thể xác định và sử dụng vận tốc tối ưu các thao tác kéo thả.

*Lưu lượng bơm* - Lưu lượng tối thiểu của máy bơm khi bơm rửa giếng thường không lớn do sự nổi của mùn khoan trong dung dịch khoan có tỷ trọng cao. Vì vậy khi khoan các giếng thẳng đứng HPHT bơm rửa thân giếng thường không phải là yếu tố tới hạn và lưu lượng bơm cho các giếng như thế được nhanh chóng xác định bởi các yếu tố khác. Mặc dù lưu lượng máy bơm thấp duy trì ECD thấp, chương trình khoan các giếng có thể yêu cầu lưu lượng bơm lớn hơn để rút ngắn thời gian xói rửa đáy và để kịp thời tiến hành phân tích thạch học mùn khoan, chỉ số khí và pha rắn của dung dịch khoan. Phương án tốt nhất là thiết kế áp suất trên đầu ra của máy bơm thấp hơn công suất của thiết bị khoan. Điều này cho phép sử dụng sự tiêu âm động và tăng đáng kể áp suất động nhờ nâng cao vận tốc dòng chảy trong khoảng không, càng có thể sử dụng khi tiến hành các biện pháp về kiểm soát giếng.

## 5. Lựa chọn dung dịch khoan

Dung dịch khoan được sử dụng trong khoan các giếng dầu khí thường gồm có:

- Dung dịch khoan gốc nước gồm: dung dịch khoan không phân tán; dung dịch khoan phân tán; dung dịch khoan hoạt tính canxi; dung dịch khoan gốc nước hiệu quả cao; dung dịch khoan hàm lượng pha rắn thấp; dung dịch khoan polime; dung dịch khoan gốc nước muối (khoáng).

- Dung dịch khoan gốc dầu mỏ gồm: nhũ tương "dầu trong nước" đó là nhũ tương dầu - nước; dung dịch khoan dầu mỏ.

- Dung dịch khoan tổng hợp, có tính chất tương tự như dung dịch gốc dầu, nhưng rất ít tác hại đến môi trường.

Mỗi một loại dung dịch có ưu điểm về giá thành, tác động đến môi trường và đặc tính khoan.

Trong 10 năm gần đây, dung dịch khoan gốc fomiat\* (muối của axit focmic H.COOH. Fomiat natri, kali và xezii) được sử dụng nhiều trong dung dịch khoan. Trong giếng HPHT thu hẹp dần dung dịch khoan truyền thống dựa vào gốc halogen. Chất lỏng chứa halogen khi nhiệt độ cao sẽ gây ra ăn mòn rất mạnh thép và tác động xấu đến môi trường xung quanh. Với trị số kiểm pH của dung dịch, tốc độ ăn mòn khi sử dụng dung dịch gốc fomiat

**Bảng 1. Tính chất của dung dịch khoan**

Tính chất dung dịch khoan	Các đặc tính cần thiết để khoan giếng HPHT
Độ nhớt dẻo	Càng có thể thấp để giảm thiểu tỷ trọng tương đương của dung dịch khoan tuần hoàn (ECD)
Giới hạn chảy và ứng suất trượt tĩnh	Đủ để ngăn cản lắng kết, song không quá cao đối với ứng suất trượt tĩnh hoặc áp suất doa và pittong
Độ thải nước trong điều kiện HPHT	Đủ có thể thấp để ngăn ngừa nhiễm bẩn vỉa và rủi ro kẹt chèn áp bộ cần khoan
Tính lưu biến HPHT	Dùng để kiểm tra sự lắng kết, phát triển ứng suất trượt tĩnh và tỷ trọng tương đương của dung dịch khoan (ECD)
Tính nén ép	Cần phải rõ ràng để xác định áp suất đáy và ECD
Độ ổn định đối với nhiễm bẩn tạp chất	Ổn định khi có khí, dung dịch muối và xi măng
Độ hòa tan khí	Cần thiết để phát hiện chính xác khí phun và lập mô hình
Tính ổn định theo thời gian	Tính chất không thay đổi theo thời gian không những trong các điều kiện tĩnh mà cả điều kiện động
Dính kết với mùn khoan	Tính chất không liên kết với mùn khoan
Làm nặng	Có thể làm nặng nhanh khi khí phun

sẽ thấp. Vì vậy, để duy trì độ pH cần thiết của dung dịch khoan thường sử dụng chất đệm từ carbonate. Khác với galogenua, fomiat dễ phá hủy sinh học, nên có thể sử dụng không hạn chế ảnh hưởng đến môi trường sinh thái.

Fomiat hoàn toàn hòa tan tốt trong nước và có thể sử dụng để tạo ra nhũ tương ngược hoặc nước muối không chứa pha rắn có tỷ trọng dưới 2,370; giảm lượng chất làm nặng của nước rửa. Giảm hàm lượng pha rắn thường làm tăng vận tốc khoan cơ học khi khoan giếng và cải thiện kiểm soát các thông số lưu biến của dung dịch khoan. Hoạt tính của nước trong nước muối fomiat thấp, nên nhờ quá trình thẩm thấu sẽ không gây ra trương nở mạnh sét và tạo thành sự ổn định thành giếng.

Đối với dung dịch khoan gốc dầu, có ưu điểm là trong các giếng HPHT là tính ổn định (cũng như như tính lưu biến và tính thấm). Loại dung dịch khoan gốc hydrocarbon có độ ổn định trong giới hạn nhiệt độ cao nhất là 230°C trong 16 giờ thí nghiệm trong phòng. Dung dịch gốc dầu chống kẹt cổ do chèn áp tác động lên cần khoan, bảo đảm an toàn vỉa và sự ổn định giếng trong đá diệp thạch sét, sét và tầng muối.

Nhược điểm dung dịch khoan gốc dầu sử dụng trong điều kiện HPHT là khí hòa tan vào trong chất lỏng gốc, gây khó khăn cho việc phát hiện phun khí. Đồng thời, khí xâm nhập hòa tan, đọng lại trong dung dịch và giữ nguyên thể tích của dung dịch, kể cả khi lên đến gần trên mặt. Khi khí thoát ra ngoài, thể tích khí tăng rất nhanh, đòi hỏi phải phản ứng kịp thời để kiểm soát giếng khoan. Ngoài ra, dung dịch khoan gốc dầu có tính giãn nhiệt cao hơn so với dung dịch gốc nước, điều đó làm cho áp suất dư ngoài

ống tăng lên. MAGMA-TEQ là hệ dung dịch gốc dầu loại dung dịch nhũ tương đã được nghiên cứu và ứng dụng trong các công trường khoan. Loại dung dịch ổn định ở nhiệt độ 316°C và áp suất đến 30.000psi.

Để thỏa mãn tất cả các yêu cầu khoan, các hệ dung dịch cần được tính toán cụ thể và kiểm tra. Đặc điểm sử dụng của dung dịch khoan phải tương ứng với vận tốc lý thuyết kéo thả dụng cụ khoan khi bảo đảm hệ số an toàn áp suất và độ bền trong tất cả các điều kiện.

Để thu được các thông số của dung dịch thỏa mãn các yêu cầu làm việc có thể điều chỉnh ba biến số: độ nhớt, mật độ của dung dịch và lưu lượng của máy bơm. Trên hình vẽ ta thấy rõ, mỗi một giá trị khác nhau của các thông số này dẫn đến các thông số dung dịch khác nhau. Ví dụ, mức độ nguy cơ nứt vỉa thấp (tỷ trọng tương đương của dung dịch thấp) đạt được nhờ mật độ dung dịch thấp, độ nhớt thấp và ứng suất trượt tĩnh và lưu lượng bơm thấp.

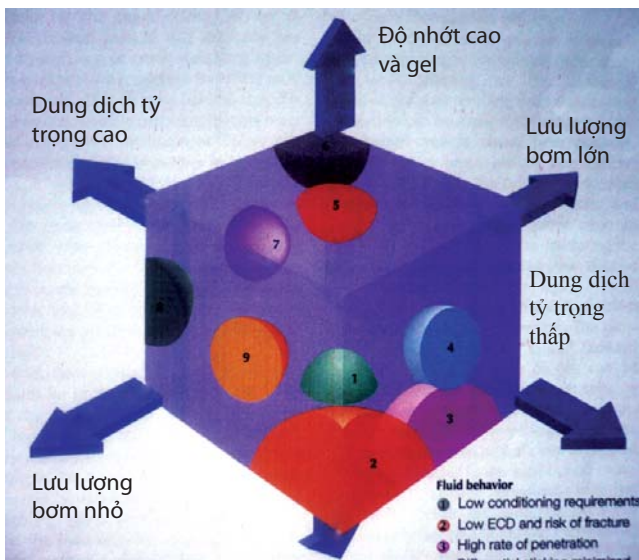
**6. Các yêu cầu đối với dung dịch khoan**

Các yêu cầu chung đối với dung dịch khoan có thể tổng hợp trong Bảng 1.

Khi thiết kế dung dịch khoan HPHT, cần phải tính đến nhiều chỉ tiêu. Để giải quyết vấn đề này, Dowell đã thiết kế một phương pháp tối ưu các thông số dung dịch, thỏa mãn tất cả các yêu cầu công tác khoan (Hình 5) [1, 3].

**7. Điều chỉnh các thông số dung dịch khoan**

Trọng lượng riêng của dung dịch khoan được lựa chọn căn cứ vào các điều kiện ngăn ngừa sự xuất hiện dầu khí,



Hình 5. Tối ưu hóa dung dịch khoan

sụt lở đất đá khoan qua. Yếu tố xác định là áp suất vỉa (lỗ rỗng trong) của chất lưu; áp suất từ phía giếng khoan cần phải đủ để ngăn ngừa dòng chảy không kiểm soát. Trọng lượng riêng của dung dịch càng tăng thì sự an toàn khoan giếng càng cao. Đồng thời, tăng trọng lượng riêng sẽ làm tăng chênh áp lên đáy, tăng hàm lượng pha rắn trong dung dịch khoan, dẫn đến giảm tốc độ cơ học khoan và làm nhiễm bẩn tầng sản phẩm.

Trọng lượng riêng là một trong những yếu tố chính bảo đảm ổn định thành giếng khoan. Để ngăn ngừa sụt lở thành giếng khoan bảo đảm tốc độ khoan cao phải xuất phát từ sự lựa chọn giá trị tối ưu của trọng lượng riêng. Để duy trì áp suất đáy trong giới hạn làm việc, cần phải thường xuyên kiểm tra trọng lượng riêng của dung dịch. Sau khi lựa chọn được chất lỏng gốc, bắt đầu xây dựng mô hình trọng lượng riêng trên các số liệu áp suất - thể tích - nhiệt độ (PVT) tại điểm cụ thể. Khi đó, cần tính áp suất tĩnh để bảo đảm tăng cao hơn áp suất lỗ rỗng với hệ số an toàn thấp nhất tại mỗi chiều sâu khác nhau.

Vật liệu làm nặng được lựa chọn để đạt đến trọng lượng riêng dung dịch yêu cầu dựa vào áp suất các giếng khoan lân cận và những yếu tố như khác như sự lắng kết và đông đặc dung dịch khoan. Barit là phụ gia làm nặng được nghiền mịn đến kích thước cỡ hạt yêu cầu (thường là 75mm). Đối với dung dịch để khoan trong điều kiện HPHT, quan trọng nhất là chất lượng của barite, vì các tạp chất bẩn hoặc kích thước hạt phân bố không đều có thể phát sinh thêm vấn đề phức tạp trong môi trường HPHT. Sự hiện diện của các tạp chất sét trong barit có thể tạo cấu trúc ở nhiệt độ 135°C.

Trong các hệ dung dịch khoan để đạt tỷ trọng cao hàm lượng barit cho vào có thể đạt đến 78% khối lượng và 45% thể tích. Để có dung dịch khoan có tỷ trọng cao, hàm lượng pha rắn có thể đạt đến tối đa, khi dung dịch dễ tiếp thu trở thành tạo gel trong trường hợp thẩm lọc. Hàm lượng pha rắn có thể giảm, khi sử dụng phụ gia làm nặng có dung trọng cao như hematit. Trong mọi trường hợp phải đo hàm lượng pha rắn và độ thải nước để bảo đảm yêu cầu quy định các thông số thiết kế khi khoan.

Độ nhớt cần phải đủ để giữ pha rắn trong trạng thái lơ lửng. Giảm độ nhớt nói chung có hiệu quả tốt khoan: giảm chi phí năng lượng cho tuần hoàn dung dịch khoan, làm sạch tốt đáy giếng nhờ sự chảy rối sớm của dòng dưới chèo, thể hiện khả năng thực hiện công suất thủy lực lên chèo, giảm tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên giếng khoan.

Gel và chất lỏng độ nhớt cao có ảnh hưởng vô cùng lớn đến áp suất dung dịch khoan, đến tác động lên vỉa khi thao tác kéo thả. Giải quyết vấn đề này bằng cách phối hợp các phụ gia phù hợp đối với dung dịch khoan nhằm mục đích ngăn ngừa tạo cấu trúc quá lớn cùng với giữ cho các chất làm nặng trong trạng thái lơ lửng. Nếu như ứng suất trượt tĩnh của gel và độ nhớt có thể xác định trong điều kiện đáy, thì có thể lập mô hình về ảnh hưởng của chúng lên áp suất động. Trong các trường hợp, khi dòng chảy không được bị hạn chế bởi vận tốc và gia tốc nâng cột cần khoan, cần có các quy định đặc biệt để tiếp tục tiến hành công tác. Đơn giản nhất là tăng mật độ của dung dịch khoan trước khi nâng cột cần khoan.

Ứng suất trượt tĩnh cần phải đủ để giữ pha rắn của dung dịch khoan trong trạng thái lơ lửng, đặc biệt sẽ cần đến áp suất dư cao để phá hủy gel. Áp suất, cần thiết để phục hồi tuần hoàn, có thể lập mô hình khi trong giai đoạn thiết kế, còn giá trị của các áp suất động phụ này tính đến khi thực hiện thiết kế. Ứng suất trượt tĩnh là sử dụng dung dịch khoan khi khoan giếng, cũng như làm nặng bằng các vật liệu barit, hematit, manhetit, galenit... chủ yếu giữ vận đất đá ở trạng thái lơ lửng trong thời gian tuần hoàn gián đoạn. Vì vậy, một trong những yêu cầu chính đối với dung dịch khoan là tăng cường xúc biến của chúng trong dòng chảy. Ứng suất trượt tĩnh quá lớn có thể kéo theo sự nguy hiểm khác - "kẹt áp suất". Dòng chất lưu vỉa xâm nhập vào dung dịch tạo gel sẽ không phát hiện được khi dòng trào ra trên miệng cho đến khi gel chưa vỡ ra và có thể xuất hiện dòng chảy mạnh, từ đó dẫn đến tình huống cực kỳ tồi tệ trong việc kiểm soát giếng. Vấn đề càng nghiêm trọng bởi khả năng dòng khí, trong

một số điều kiện nào đó sẽ xảy ra sự tạo gel trong dung dịch khoan gốc nước. Nếu như khí có chứa khí carbonic ( $\text{CO}_2$ ), pH giảm xuống, giảm hiệu quả các chất làm phân tán và đẩy carbonate và ion bicarbonate vào dung dịch khoan tiếp tục phát triển sự tạo gel. Dung dịch gel trong gốc nước có các hàm lượng hạt rắn cao đặc biệt nhạy cảm với hiệu ứng này. Để giảm thiểu “áp suất cô kết”, tính chất tạo gel của dung dịch khoan nên duy trì ở mức thấp có thể.

**Ứng suất trượt động:** Làm sạch mùn khoan trong giếng khoan nhờ vận tốc dòng chảy lên và ứng suất trượt động của dung dịch khoan. Mặc dù vấn đề kiểm soát lắng đọng mùn khoan bằng bơm rửa giếng không phải là vấn đề lớn, có thể trực tiếp đánh giá khả năng và ảnh hưởng của lắng kết. Lập mô hình ảnh hưởng lắng kết không dễ và thông thường nó được đánh giá bằng thực nghiệm trong phòng thí nghiệm và tính toán khả năng được giảm thiểu. Công ty Schlumberger tiến hành nghiên cứu trong các điều kiện nhiệt độ trong phòng với các giá trị áp suất, sử dụng bộ thử lắng kết động, trên cơ sở đó đã xác định được nguyên tắc chỉ định ảnh hưởng của các phụ gia làm nặng, các cơ chế lắng kết và các phụ gia, loại trừ sự lắng kết mạnh. Các biện pháp giới thiệu trong chương trình khoan về tối ưu hóa tính chất của dung dịch khoan và thao tác kéo - thả cho phép giảm thiểu hậu quả lắng kết [1].

Trong các điều kiện khoan, lượng lắng kết xảy ra trong dung dịch khoan, có thể tính theo thành phần mịn ít nhất và nhiều nhất của dung dịch được bơm vào. Sau khi xác định được thể tích lắng kết trong dung dịch bơm vào được sử dụng phương pháp tương ứng, để thực hiện lắng kết đến tối thiểu. Đặc biệt, nếu như tỷ trọng của dung dịch có sự biến đổi và xuất hiện phân lớp theo tỷ trọng, điều đó có nghĩa là không nên sử dụng chế độ dòng chảy tầng khi lưu lượng máy bơm thấp vì dễ tạo ra sự lắng kết.

Sau khi xác định được bản chất lắng kết, trong quá trình thiết kế có thể xem các tính chất thủy lực của đơn pha chế dung dịch khoan. Để thiết kế một dung dịch như thế, nó sẽ tiếp tục hoạt động trong giới hạn giữa áp suất lỗ rỗng và áp suất nút thủy lực vĩa trong mọi thời gian. Những giới hạn áp suất này xác định khe hở (cửa sổ) áp suất làm việc tối hạn và cần phải có giới hạn, chỉ ra áp suất động xuất hiện do hiệu ứng pitstong trong khi kéo thả.

*Tính ổn định của dung dịch khoan:*

Nhiệt độ cao làm giảm độ ổn định của dung dịch sét. Nghiên cứu cho thấy, ở nhiệt độ bình thường độ ổn định của dung dịch đáp ứng các yêu cầu khoan thì ở nhiệt độ 120°C có thể giữ được chất làm nặng.

Trong các giếng HPHT, sự ổn định nhiệt độ của dung dịch khoan là thời điểm chủ yếu khi thiết kế đơn pha chế. Sự giảm lưu lượng dung dịch khoan và các thành phần của chúng liên quan với các yếu tố nhiệt độ và các yếu tố tạm thời và có thể ảnh hưởng đến tất cả các tính chất của dung dịch khoan. Dung dịch khoan gốc nước hoặc gốc dầu có thể xấu đi do tạo cấu trúc nhiệt độ cao, mặc dù cơ chế này khác nhau. Độ thải nước tăng lên theo nhiệt độ và có ảnh hưởng làm giảm sút phụ gia hóa học và sự tạo cấu trúc. Cuối cùng, hàm lượng pha rắn biến đổi không lớn do kết quả độ thải nước có thể có sự tác động mạnh đến độ nhớt của dung dịch có hàm lượng pha rắn cao, điển hình khi khoan các giếng HPHT.

Kiểm tra chất lượng nguyên liệu có ý nghĩa quan trọng đến chất lượng dung dịch quy định. Ý nghĩa quan trọng trong việc xác định lắng kết và tính lưu biến là kích thước hạt. Số hiệu và quy định điều chế bảo đảm rằng dung dịch khoan bơm vào giếng theo khả năng lớn nhất tương ứng với thành phần và mẫu thực hiện trong phòng thí nghiệm. Sau khi đã có kết quả thí nghiệm và tối ưu hóa dung dịch khoan thành phần của nó có thể đăng ký để điều chế tại khoan trường.

Hiện nay, để kiểm tra liên tục chất lượng dung dịch khi khoan trong điều kiện HPHT, người ta sử dụng máy FMP (hãng Dowell) - có thể ghi lại các số liệu về: trọng lượng riêng, nhiệt độ, tính chất lưu biến (ứng suất trượt động và độ nhớt dẻo tại một nhiệt độ nhất định). Các số liệu dung dịch khoan được phân tích bằng máy đo PRISM cho bộ chương trình kiểm soát các công việc theo dõi và được thể hiện dưới dạng đồ thị các tham số dung dịch theo thời gian.

**Tài liệu tham khảo**

1. Trương Hoài Nam. *Lựa chọn giải pháp khoan các giếng phát triển mỏ khí Hải Thạch trong điều kiện nhiệt độ - áp suất cao*. Luận văn thạc sỹ kỹ thuật, Đại học Mở - Địch chất Hà Nội. 2010.
2. A.G. Kalinin, R.A. Gandzunmian, A.G. Messer. *Cẩm nang Kỹ sư - Công nghệ khoan các giếng sâu*. Trương Biên, Nguyễn Xuân Thảo, Phạm Thành, Trần Văn Bản dịch. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội. 2006.
3. A.T. Bourgoyne Jr. et al. *Applied Drilling Engineering*. SPE. 1991.
4. Bernt Anadnoy et al. *Advanced Drilling and Well Technology*. 2009.