

Số: 13 /2024/TT-BCT

Hà Nội, ngày 08 tháng 8 năm 2024

THÔNG TƯ

Quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí

Căn cứ Luật Dầu khí ngày 14 tháng 11 năm 2022;

Căn cứ khoản 7 Điều 47 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 01 tháng 7 năm 2023 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương; Nghị định số 105/2024/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2024 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương và Nghị định số 26/2018/NĐ-CP ngày 28 tháng 02 năm 2018 của Chính phủ về Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

Theo đề nghị của Vụ trưởng Vụ Dầu khí và Than,

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh và đối tượng áp dụng

1. Thông tư này quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí khi thực hiện hoạt động dầu khí trong phạm vi đất liền, hải đảo và vùng biển của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

2. Thông tư này áp dụng đối với cơ quan, tổ chức, cá nhân Việt Nam và nước ngoài có liên quan đến việc phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này các từ ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. Dầu khí đã khai thác (sản lượng cộng dồn) là tổng lượng dầu khí đã khai thác được từ thân chứa, vỉa chứa, mỏ dầu khí cập nhật đến thời điểm lập báo cáo.



2. *Điều kiện kinh tế, kỹ thuật* là các chỉ tiêu về kinh tế, kỹ thuật được biện luận để áp dụng vào thời điểm lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

3. *Nhóm tài nguyên chưa đủ điều kiện phát triển thương mại (sau đây gọi tắt là nhóm chưa phát triển)* là tài nguyên dầu khí đã phát hiện, được đánh giá chưa đủ điều kiện kinh tế, kỹ thuật để phát triển.

4. *Nhóm tài nguyên đủ điều kiện phát triển thương mại (sau đây gọi tắt là nhóm phát triển)* là tài nguyên dầu khí đã phát hiện, được đánh giá đủ điều kiện kinh tế, kỹ thuật để phát triển.

5. *Tài nguyên dầu khí (Petroleum Resources)* là tổng lượng dầu khí tại chỗ ban đầu tồn tại trong các tích tụ tự nhiên.

6. *Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện (Undiscovered Petroleum Resources)* là lượng dầu khí tại chỗ ban đầu có thể tồn tại trong các tích tụ tự nhiên nhưng chưa được phát hiện bằng giếng khoan.

7. *Tài nguyên dầu khí đã phát hiện (Discovered Petroleum Resources)* là lượng dầu khí tại chỗ ban đầu tồn tại trong các tích tụ tự nhiên đã được phát hiện bằng giếng khoan.

8. *Tầng sản phẩm* là tập hợp các thân chứa, vỉa chứa sản phẩm trong một đơn vị địa tầng của cấu tạo địa chất.

9. *Tập hợp triển vọng (Play)* là nhóm các đối tượng có khả năng chứa dầu khí trong giới hạn nhất định về địa chất và địa lý, có cùng điều kiện và đặc tính sinh, chứa, chắn.

10. *Thân chứa, vỉa chứa dầu khí* là một thể địa chất, chứa dầu khí tự nhiên được đặc trưng bởi tính chất thấm chứa, loại chất lưu, áp suất vỉa và tách biệt với các thân chứa, vỉa sản phẩm khác bằng các yếu tố chắn.

11. *Thử vỉa* là công tác nghiên cứu thủy động lực học được tiến hành nhằm xác định đầy đủ các thông số về đặc tính lưu thể vỉa, thông số thủy động lực học và đánh giá khả năng khai thác của một phần hoặc toàn bộ thân chứa, vỉa chứa dầu khí.

12. *Thu hồi tiềm năng (Potentially Recoverable)* là lượng dầu khí dự kiến có thể thu hồi được từ dầu khí tại chỗ ban đầu của các phát hiện chưa phát triển hoặc chưa được phát hiện.

Chương II

PHÂN CẤP TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Điều 3. Cơ sở phân cấp

1. Phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí được xác định trên cơ sở kết hợp đánh giá mức độ tin cậy về các thông tin địa chất, địa vật lý, công nghệ mỏ; khả

năng khai thác của mỏ dầu khí; tính khả thi về kỹ thuật công nghệ và mức độ hiệu quả về kinh tế của dự án tại thời điểm lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

2. Phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí theo quy định tại Điều 4, Điều 5 và Phụ lục IA, IB, IC ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 4. Phân cấp tài nguyên dầu khí

Tài nguyên dầu khí được phân thành tài nguyên dầu khí đã phát hiện và tài nguyên dầu khí chưa phát hiện.

1. Tài nguyên dầu khí đã phát hiện: Tùy thuộc vào tính khả thi về kỹ thuật, công nghệ và mức độ hiệu quả về kinh tế theo các tiêu chí đánh giá kinh tế của nhà thầu tại thời điểm lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí. Tài nguyên dầu khí đã phát hiện được chia thành nhóm phát triển và nhóm chưa phát triển, cụ thể:

a) Nhóm phát triển: Tài nguyên dầu khí của nhóm phát triển được phân thành cấp xác minh (P1), cấp có khả năng (P2), cấp có thể (P3);

Cấp P1 là lượng dầu khí tính toán được ở thời điểm nhất định, ứng với mức độ tin cậy cao nhất trong phân cấp tài nguyên dầu khí. Cấp P1 phải đảm bảo thỏa mãn các điều kiện sau: thân chứa, vỉa chứa dầu khí được xác định ranh giới với mức độ tin cậy cao theo tài liệu địa chất, địa vật lý, khoan, thử vỉa, khai thác; đặc tính thấm, chứa và độ bão hòa dầu khí của thân chứa, vỉa chứa dầu khí được khẳng định bằng tài liệu địa vật lý giếng khoan và (hoặc) mẫu lõi; kết quả thử vỉa, mẫu chất lưu cho phép xác định khả năng cho dòng dầu, khí thương mại theo các tiêu chí đánh giá kinh tế của nhà thầu từ ít nhất một giếng khoan;

Cấp P2 là lượng dầu khí tính toán được ở thời điểm nhất định, ứng với mức độ tin cậy thấp hơn cấp P1 trong phân cấp tài nguyên dầu khí. Cấp P2 được xác định có khả năng tồn tại trong các thể chứa trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý nhưng chưa được xác minh bằng kết quả thử vỉa, mẫu chất lưu;

Cấp P3 là lượng dầu khí tính toán được ở thời điểm nhất định, ứng với mức độ tin cậy thấp hơn cấp P2 trong phân cấp tài nguyên dầu khí. Cấp P3 được xác định khi lượng dầu khí có thể tồn tại trong các thể chứa dựa trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý nhưng chưa đủ tin cậy để xếp vào cấp P2;

b) Nhóm chưa phát triển: Tài nguyên dầu khí của nhóm chưa phát triển được phân thành cấp xác minh (C1), cấp có khả năng (C2), cấp có thể (C3). Các tiêu chí kỹ thuật để phân cấp C1, C2, C3 tương tự P1, P2, P3.

2. Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện được phân thành cấp tài nguyên dầu khí chưa phát hiện dự tính (R1) và cấp tài nguyên dầu khí chưa phát hiện lý thuyết (R2).

a) Cấp R1 là lượng dầu khí ước tính được ở thời điểm nhất định cho các đối tượng triển vọng, thân chứa, vỉa chứa đã được lập bản đồ nhưng chưa xác định được sự tồn tại của dầu khí bằng kết quả khoan;

b) Cấp R2 là lượng dầu khí ước tính được ở thời điểm nhất định đối với các tích tụ dầu khí dự kiến có thể tồn tại theo lý thuyết trong một tập hợp triển vọng với điều kiện thuận lợi về quy luật địa chất cho dầu khí tích tụ nhưng chưa được lập bản đồ.

Điều 5. Phân cấp trữ lượng dầu khí và thu hồi tiềm năng

1. Phân cấp trữ lượng dầu khí

Trữ lượng dầu khí được phân thành cấp xác minh (P1), cấp có khả năng (P2), cấp có thể (P3).

a) Cấp P1 là lượng dầu khí có thể thu hồi mang lại hiệu quả kinh tế, được tính toán ở thời điểm nhất định với độ tin cậy cao và được dự kiến đưa vào khai thác với các điều kiện kinh tế, kỹ thuật tại thời điểm tính;

b) Cấp P2 là lượng dầu khí có thể thu hồi mà mức trữ lượng 2P ($P1 + P2$) mang lại hiệu quả kinh tế, được tính toán ở thời điểm nhất định với độ tin cậy trung bình, được dự kiến đưa vào khai thác trong các điều kiện kinh tế, kỹ thuật tại thời điểm tính;

c) Cấp P3 là lượng dầu khí có thể thu hồi mà mức trữ lượng 3P ($P1 + P2 + P3$) mang lại hiệu quả kinh tế, được tính toán ở thời điểm nhất định với độ tin cậy thấp, dự kiến đưa vào khai thác trong các điều kiện kinh tế, kỹ thuật tại thời điểm tính.

2. Phân cấp thu hồi tiềm năng

Lượng dầu khí thu hồi tiềm năng được phân thành các cấp C1, C2, C3 đối với nhóm chưa phát triển và các cấp R1, R2 đối với nhóm chưa phát hiện. Các cấp thu hồi tiềm năng C1, C2, C3 được tính toán, đánh giá với các mức độ tin cậy cao, trung bình, thấp tương tự như đối với các cấp trữ lượng P1, P2, P3. Các cấp R1, R2 được tính toán, dự báo và đánh giá trên cơ sở các cấp tài nguyên dầu khí R1, R2 tương ứng, với hệ số thu hồi được lấy theo nguyên tắc tương tự trên cơ sở giá trị của các vỉa chứa, mỏ, khu vực, bể lân cận.

Điều 6. Ranh giới phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí

1. Ranh giới phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí được xác định đối với từng thân chứa, vỉa chứa dầu khí theo nguyên tắc ngoại suy phù hợp với điều kiện địa chất cụ thể theo Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Việc xác định ranh giới phân cấp và phân bố của các thân chứa, vỉa chứa dầu khí được xác định trên cơ sở các tài liệu và căn cứ cụ thể. Trường hợp áp dụng phương pháp tương tự, nhà thầu phải có các số liệu có nguồn gốc và lý giải khả năng sử dụng các số liệu đó cho mỏ hoặc thân chứa, vỉa chứa dầu khí cần tính toán để khẳng định tính phù hợp của việc lựa chọn phương pháp và các thông số tính toán.

Điều 7. Phương pháp đánh giá tài nguyên, trữ lượng dầu khí

1. Đối tượng đánh giá tài nguyên, trữ lượng dầu khí là các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.

2. Tài nguyên, trữ lượng dầu khí được xác định theo phương pháp thể tích (thông thường, theo mô hình mô phỏng địa chất 3D), mật độ tương tự, cân bằng vật chất, tổng hợp địa chất và động thái thủy động lực học mỏ (mô phỏng khai thác và phân tích động thái khai thác) và các phương pháp khác tùy thuộc mức độ tài liệu hiện có. Trong đó:

a) Các phương pháp áp dụng gồm: Thể tích thông thường cho tất cả các trường hợp; mô hình mô phỏng địa chất 3D cho các mỏ dầu khí đã và đang phát triển; cân bằng vật chất và phân tích động thái khai thác cho các mỏ dầu khí đang khai thác;

b) Các phương pháp khác tùy thuộc vào điều kiện cụ thể nhưng khi áp dụng cần có lập luận.

3. Kết quả tính toán theo các phương pháp phải được phân tích so sánh, đối chiếu.

4. Đối với các trường hợp cập nhật tài nguyên, trữ lượng dầu khí, kết quả tính toán phải được so sánh với các kết quả trước đây và phân tích các nguyên nhân thay đổi.

5. Tài nguyên, trữ lượng dầu khí và các hợp phần của chúng phải được tính riêng cho từng loại sản phẩm đối với từng thân chứa, vỉa chứa, từng loại đá chứa và đánh giá khả năng để đưa các đối tượng đã được tính trữ lượng vào khai thác.

6. Các thông số tính toán tài nguyên, trữ lượng dầu khí phải theo một hệ đơn vị thống nhất. Các con số tài nguyên, trữ lượng dầu khí phải được trình bày bằng Hệ đơn vị đo quốc tế (thể tích) theo quy định của Luật Đo lường và tham khảo thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

Điều 8. Tính toán tài nguyên, trữ lượng dầu khí

Trên cơ sở phân cấp được quy định tại Điều 4 và Điều 5 Thông tư này, tài nguyên, trữ lượng dầu khí được tính toán như sau:

1. Đối với tài nguyên dầu khí đã phát hiện

a) Nhóm phát triển

Tài nguyên dầu khí và trữ lượng dầu khí được tính toán cho các mức 1P (P1), 2P (P1 + P2) và 3P (P1 + P2 + P3);

Tài nguyên dầu khí mức 1P, 2P và 3P là cơ sở để tính toán trữ lượng dầu khí mức 1P, 2P và 3P;

Trữ lượng dầu khí có thể được tính toán bằng phương pháp xác định (Deterministic) hoặc phương pháp xác suất (Probabilistic) theo các tiêu chí tương ứng như sau:

- Với phương pháp xác định: Mức 1P có các ranh giới, tính chất chất lưu, đặc tính của thân chứa, vỉa chứa được chứng minh cụ thể bằng các dữ liệu về địa chất, địa vật lý và công nghệ mỏ, dẫn tới khả năng lượng dầu khí khai thác trong thực tế lớn hơn hoặc bằng giá trị P1 tính được. Theo phương pháp này, trữ lượng dầu khí được phân tích, đánh giá, tính toán trên cơ sở các cấp dầu khí tại chỗ ban đầu của mức tương ứng với hệ số thu hồi phù hợp của thân chứa, vỉa chứa, mỏ dầu khí, đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật, công nghệ, kinh tế của dự án tại thời điểm lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí;

- Với phương pháp xác suất: Mức 1P có xác suất không thấp hơn 90% về khả năng lượng dầu, khí khai thác được trong thực tế lớn hơn hoặc bằng giá trị 1P tính được. Mức 2P có độ tin cậy trung bình, theo phương pháp xác suất không thấp hơn 50% về khả năng lượng dầu khí khai thác được trong thực tế lớn hơn hoặc bằng giá trị 2P tính được. Mức 3P có độ tin cậy thấp, theo phương pháp xác suất không thấp hơn 10% về khả năng lượng dầu khí khai thác được trong thực tế lớn hơn hoặc bằng giá trị 3P tính được;

b) Nhóm chưa phát triển

Tài nguyên dầu khí và thu hồi tiềm năng được tính toán cho các mức 1C (C1), 2C (C1 + C2) và 3C (C1 + C2 + C3);

Phương pháp và cách tính mức 1C, 2C và 3C tương tự như phương pháp và cách tính các mức 1P, 2P và 3P;

c) Trữ lượng dầu khí của mỏ được cập nhật trong kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí (ODP) và ODP điều chỉnh; kế hoạch khai thác sớm mỏ dầu khí (EDP) và EDP điều chỉnh; kế hoạch phát triển mỏ dầu khí (FDP) và FDP điều chỉnh; báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí (RAR) cập nhật;

d) Trữ lượng dầu khí của mỏ phải được cập nhật với các phương án khai thác thứ cấp và tam cấp như: khoan đan dày (Infill), tận khai thác các thân chứa, vỉa chứa dầu khí bổ sung và áp dụng các biện pháp gia tăng và nâng cao hệ số thu hồi dầu khí (EOR).

2. Đối với tài nguyên dầu khí chưa phát hiện

Được tính toán hoặc dự báo cho dầu khí tại chỗ ban đầu và thu hồi tiềm năng tương ứng (R1, R2) với các mức thấp, trung bình và cao tương ứng với các cấp độ tin cậy xác suất thống kê 90%, 50% và 10%, trong đó hệ số thu hồi được lấy theo nguyên tắc tương tự trên cơ sở đặc điểm địa chất và công nghệ mỏ của các thân chứa, vỉa chứa, mỏ dầu khí, khu vực, bể lân cận.

3. Phương pháp tính toán tài nguyên, trữ lượng dầu khí được hướng dẫn tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 9. Nội dung báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí

1. Nội dung chi tiết của báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí được lập theo mẫu quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này, gồm hai phần:

- a) Phần thuyết minh;
- b) Phần phụ lục bao gồm các bảng biểu, bản vẽ và các văn bản cần thiết kèm theo.

2. Nội dung phê duyệt bao gồm: phê duyệt dầu khí tại chỗ ban đầu mức 2P (gồm P1 và P2) xác suất 50% và ghi nhận trữ lượng dầu khí mức 2P làm cơ sở cho việc xây dựng, cập nhật phương án phát triển khai thác mỏ dầu khí bao gồm cả các giải pháp cải thiện và nâng cao hệ số thu hồi.

3. Đối với nhóm chưa phát triển và tài nguyên dầu khí chưa phát hiện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận, tổng hợp, đánh giá và định kỳ hằng năm báo cáo Bộ Công Thương để phục vụ cho công tác quản lý tài nguyên và xây dựng chiến lược, kế hoạch tìm kiếm thăm dò, thăm lượng trong tương lai.

4. Chi tiết của việc phê duyệt, ghi nhận tài nguyên, trữ lượng dầu khí được quy định tại Phụ lục IB ban hành kèm theo Thông tư này.

5. Ghi nhận báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí cập nhật

Trong báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí cập nhật theo quy định tại khoản 5 Điều 45 Luật Dầu khí, trường hợp tổng lượng dầu khí tại chỗ ban đầu mức 2P thay đổi nhỏ hơn 15% so với phê duyệt gần nhất, nhà thầu báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để tổng hợp.

Chương III

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 10. Quy định chuyển tiếp

1. Đối với báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí đã được phê duyệt trước ngày Thông tư này có hiệu lực, nhà thầu và cơ quan quản lý nhà nước tiếp tục thực hiện theo báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí đã được phê duyệt.

2. Báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí đã trình cơ quan có thẩm quyền trước ngày Thông tư này có hiệu lực và tuân thủ các quy định của Luật Dầu khí và Nghị định số 45/2023/NĐ-CP ngày 01 tháng 7 năm 2023 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí thì không phải trình lại và được phê duyệt theo quy định tại thời điểm trước ngày Thông tư này có hiệu lực.

Điều 11. Hiệu lực thi hành và tổ chức thực hiện

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 10 năm 2024 và thay thế Thông tư số 24/2020/TT-BCT ngày 18 tháng 9 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

2. Trường hợp các văn bản quy phạm pháp luật được viện dẫn trong Thông tư này được sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế thì thực hiện theo văn bản mới.

3. Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu có khó khăn, vướng mắc nhà thầu và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo Bộ Công Thương xem xét, giải quyết theo thẩm quyền./.

Nơi nhận: 

- Ban Bí thư Trung ương Đảng;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Văn phòng Trung ương và các Ban của Đảng;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Văn phòng Quốc hội;
- Văn phòng Chính phủ;
- Hội đồng Dân tộc và các Ủy ban của Quốc hội;
- Tòa án nhân dân tối cao;
- Viện kiểm sát nhân dân tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Ủy ban Trung ương Mặt trận Tổ quốc Việt Nam;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Cục Kiểm tra văn bản quy phạm pháp luật - Bộ Tư pháp;
- Cổng thông tin điện tử: Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Bộ trưởng, các Thứ trưởng Bộ Công Thương;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- Công báo;
- Lưu: VT, PC, DKT.



**KT BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

Nguyễn Hoàng Long

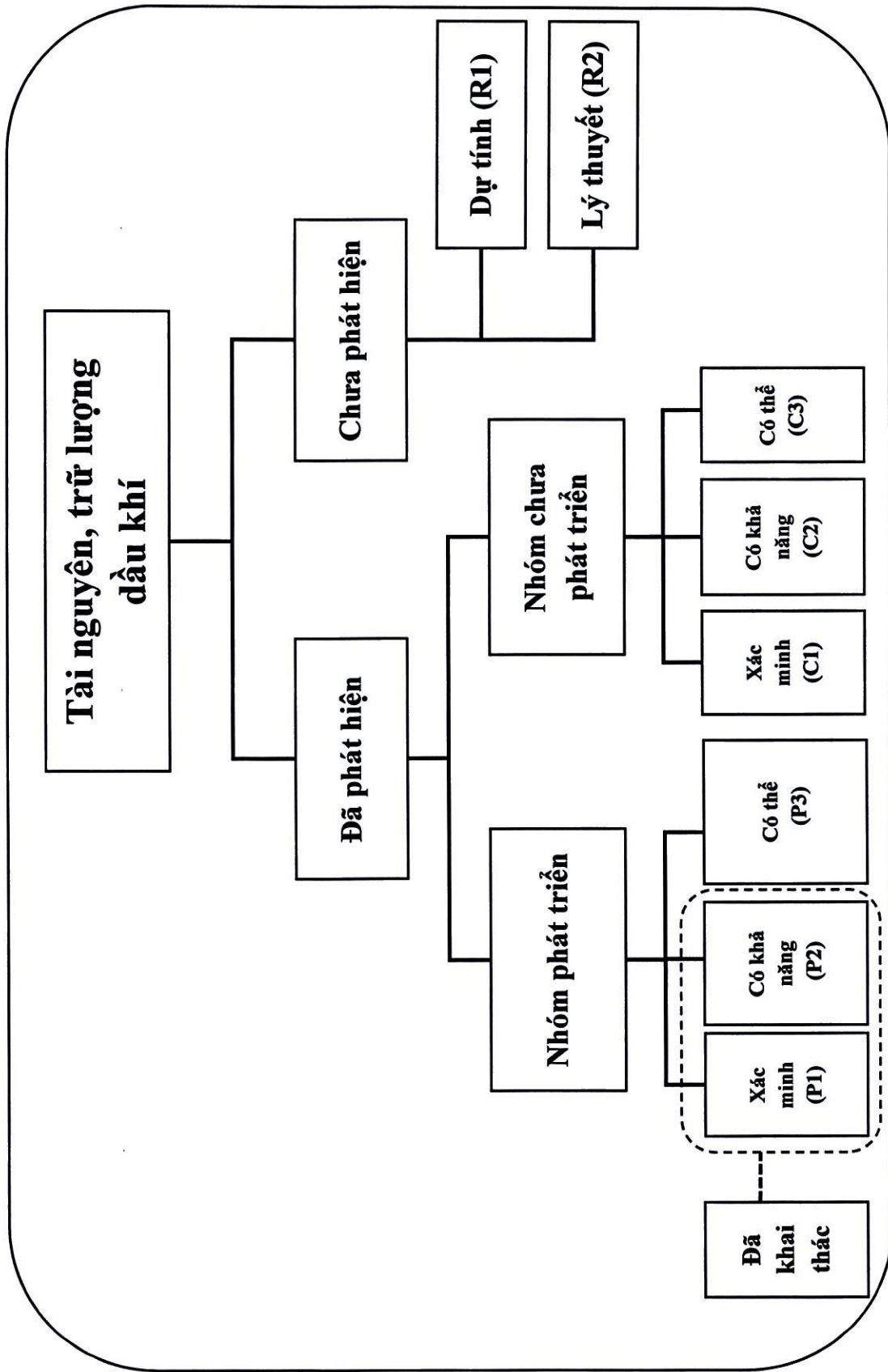


PHỤ LỤC I

Sơ đồ phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí

(Ban hành kèm theo Thông tư số 13 /2024/TT-BCT ngày 08 tháng 8 năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

A. SƠ ĐỒ PHÂN CẤP TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ



Handwritten signature

B. PHÊ DUYỆT, GHI NHẬN TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Tài nguyên dầu khí đã phát hiện, nhóm phát triển	1P		2P		3P	
	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Trữ lượng dầu khí	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Trữ lượng dầu khí	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Trữ lượng dầu khí
Phê duyệt hoặc ghi nhận (RAR)	Phê duyệt	Ghi nhận	Phê duyệt	Ghi nhận	Ghi nhận	
Phê duyệt hoặc ghi nhận (ODP)		Ghi nhận		Ghi nhận	Ghi nhận	
Phê duyệt hoặc ghi nhận (EDP, FDP)		Phê duyệt		Phê duyệt	Ghi nhận	
Cấp phê duyệt hoặc ghi nhận	Bộ Công Thương hoặc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo quy định tại Luật Dầu khí ngày 14 tháng 11 năm 2022				Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	
Tài nguyên dầu khí đã phát hiện, nhóm chưa phát triển	1C		2C		3C	
	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Thu hồi tiềm năng	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Thu hồi tiềm năng	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Thu hồi tiềm năng
Phê duyệt hoặc ghi nhận	Ghi nhận		Ghi nhận		Ghi nhận	
Cấp phê duyệt hoặc ghi nhận	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam				Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	
Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện	R1		R2			
	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Thu hồi tiềm năng	Dầu khí tại chỗ ban đầu	Thu hồi tiềm năng		
Phê duyệt hoặc ghi nhận	Ghi nhận		Ghi nhận			
Cấp phê duyệt hoặc ghi nhận	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam					

PHỤ LỤC II

Xác định ranh giới phân cấp, biện luận các thông số tính toán tài nguyên, trữ lượng dầu khí và hệ số thu hồi dầu khí

(Ban hành kèm theo Thông tư số 13/2024/TT-BCT ngày 08 tháng 8 năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

I. XÁC ĐỊNH RANH GIỚI PHÂN CẤP TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

1. Xác định thân chứa dầu khí

Tùy thuộc đặc điểm địa chất, thân chứa dầu khí (thân chứa) được phân thành hai dạng: thân chứa dạng vỉa và thân chứa dạng khối.

1.1. Thân chứa dạng vỉa được xác định bởi các yếu tố nóc, đáy, đứt gãy chắn, khép kín cấu trúc, ranh giới biến tướng, vát nhọn địa tầng hoặc các loại ranh giới ngăn cách khác. Thân chứa dạng vỉa có thể bao gồm nhiều vỉa liên kề, tương đồng nhau về tính chất vỉa, loại chất lưu, áp suất vỉa và ranh giới chất lưu (tập vỉa).

1.2. Thân chứa dạng khối được xác định bởi các yếu tố nóc, đứt gãy chắn, khép kín cấu trúc, ranh giới không thấm chứa hoặc các loại ranh giới ngăn cách khác.

Thân chứa được xác định, biện luận trên cơ sở các bản đồ cấu trúc, các loại tài liệu địa chấn thông thường, các loại tài liệu địa chấn đặc biệt, tài liệu thủy động lực học, các thông tin từ quá trình thử vỉa, khai thác và các loại tài liệu khác.

Phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí, thu hồi tiềm năng của từng dạng thân chứa được tiến hành theo quy định tại các điểm 2, 3 và 4 Mục I của Phụ lục này.

2. Phân cấp theo chiều thẳng đứng

Ranh giới phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí được xác định bằng phương pháp chia đôi khoảng cách (half-way method) hoặc các phương pháp khác sử dụng các tài liệu địa chất, địa vật lý, công nghệ mô hiện có với cơ sở lý thuyết và biện luận rõ ràng.

2.1. Cấp xác minh (P1)

Cấp P1 được xác định như sau (Hình 1):

2.1.1. Đối với thân dầu hoặc khí: Từ đỉnh của thân chứa dầu hoặc khí đến ranh giới dầu - nước (OWC) hoặc ranh giới khí - nước (GWC) hoặc đến điểm sâu nhất nhận được dòng dầu hoặc khí theo kết quả thử vỉa giếng khoan và tài liệu địa vật lý giếng khoan, nếu chưa xác định được ranh giới dầu - nước hoặc khí - nước.

2.1.2. Đối với thân dầu có mũ khí:

- Đối với dầu: Từ ranh giới dầu - khí hoặc từ điểm cao nhất gặp dầu nếu ranh giới dầu - khí chưa xác định được, đến ranh giới dầu - nước hoặc điểm thấp

nhất nhận được dòng dầu theo kết quả thử vỉa giếng khoan và tài liệu địa vật lý giếng khoan, nếu ranh giới dầu nước chưa xác định được;

- Đối với khí: Từ đỉnh thân chứa đến ranh giới khí - dầu hoặc đến điểm thấp nhất nhận được dòng khí nếu ranh giới dầu - khí chưa xác định được.

2.2. Cấp có khả năng (P2)

Cấp P2 được xác định theo nguyên tắc chia đôi khoảng cách (Hình 1), cụ thể như sau:

2.2.1. Đối với thân chứa dầu hoặc khí: Từ điểm dầu xuống tới (ODT) hoặc khí xuống tới (GDT) đến điểm giữa của khoảng ODT hoặc GDT - nước lên tới (WUT) hoặc điểm tràn cấu tạo (SP).

2.2.2. Đối với thân chứa dầu có mũ khí:

- Đối với khí: Từ điểm GDT đến điểm giữa của khoảng GDT - dầu lên tới (OUT);

- Đối với dầu: Từ điểm OUT đến điểm giữa của khoảng GDT - OUT;

- Từ điểm ODT đến điểm giữa của khoảng ODT - WUT hoặc điểm SP nếu điểm WUT chưa xác định được.

Đối với thân chứa dạng khối có tính bất đồng nhất cao, cấp P2 được xác định từ điểm ODT hoặc GDT đến điểm sâu nhất có biểu hiện dầu khí trong quá trình khoan. Trong trường hợp chưa xác định được điểm sâu nhất có biểu hiện dầu khí thì áp dụng phương pháp chia đôi khoảng cách tới điểm tràn.

2.3. Cấp có thể (P3)

Phân cấp P3 được xác định theo nguyên tắc chia đôi khoảng cách (Hình 1), cụ thể như sau:

Từ điểm giữa của khoảng ODT hoặc GDT - WUT hoặc điểm giữa của khoảng ODT hoặc GDT - điểm SP nếu điểm WUT chưa xác định được đến điểm SP; hay đơn giản nhất là từ ranh giới dưới của cấp P2 đến điểm SP.

Đối với thân chứa dạng khối có tính bất đồng nhất cao, cấp P3 được xác định từ ranh giới cấp P2 đến điểm tràn cấu tạo.

3. Phân cấp theo diện tích

Trong một thân chứa, diện tích cấp P1 và P2 được xác định theo nguyên tắc bán kính hoặc chia đôi khoảng cách (trong trường hợp nhiều giếng) tính từ giếng khoan kết hợp với đường phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí theo chiều thẳng đứng.

Giá trị bán kính được biện luận bằng các tài liệu địa chất - địa vật lý, giếng khoan, thử vỉa, khai thác hoặc phương pháp tương tự. Phân cấp P3 được áp dụng cho phần còn lại của thân chứa tính đến khép kín cấu trúc, điểm tràn hoặc chiều cao cột dầu, khí lớn nhất thống kê được.

Đối với thân chứa dạng khối có mức độ bất đồng nhất cao, nguyên tắc bán kính áp dụng dọc theo quỹ đạo giếng khoan (Hình 2).

4. Một số trường hợp phân cấp khác

4.1. Cấp xác minh (P1)

4.1.1. Các thân chứa sau khi áp dụng các biện pháp kích thích vỉa nhận được dòng dầu khí đạt giá trị thương mại, mặc dù lần thử trước đó không nhận được dòng tự phun hoặc dòng dầu khí yếu không đủ điều kiện xếp cấp xác minh.

4.1.2. Các thân chứa theo kết quả thử trên cấp xác định được sự hiện diện của dầu khí, các tài liệu thu thập được cho phép xác định sự tồn tại và phân bố của dầu khí với độ tin cậy cao, thân chứa đồng danh ở các giếng khoan khác đã được xác minh bằng kết quả DST;

4.1.3. Các thân chứa tuy chưa được thử nhưng theo tài liệu địa vật lý giếng khoan có đặc tính thạch học, thông số vỉa chứa tương tự như các giếng khoan khác đã nhận được dòng thương mại hoặc đang khai thác cũng từ thân chứa đó.

4.2. Cấp có khả năng (P2)

4.2.1. Các thân chứa có khả năng cho dòng dầu khí trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan, đặc điểm thạch học và thông số vỉa chứa nhưng có kết quả thử vỉa không rõ ràng.

4.2.2. Các thân chứa được thử trên cấp mà xác định được sự hiện diện của dầu khí.

4.2.3. Các thân chứa thể hiện có khả năng cho dòng dầu khí trên cơ sở các đặc tính địa vật lý giếng khoan nhưng thiếu mẫu lõi khoan hoặc thiếu kết quả thử vỉa chắc chắn và chúng không có đặc điểm tương tự với vỉa đang khai thác hoặc vỉa cấp xác minh trong cùng diện tích.

4.2.4. Các thân chứa có tính chất thấm chứa tương tự, nằm kề áp, bị phân cách bằng đứt gãy hoặc bằng thể địa chất chắn và có vị trí cấu tạo cao hơn so với thân chứa đã được xếp cấp xác minh.

4.2.5. Các thân chứa nằm liền kề với các thân dầu, khí đang khai thác, nhưng kết quả thử vỉa nhận được dòng dầu với lưu lượng nhỏ.

4.2.6. Các khối chưa được khoan nhưng nằm cận kề với khối có trữ lượng dầu khí cấp xác minh trong mỏ bị phân khối.

4.2.7. Các phần thân chứa nếu khoan đan dày hoặc bằng cách khác sẽ gia tăng được và đủ điều kiện xếp vào cấp xác minh nhưng ở thời điểm tính tài nguyên, trữ lượng dầu khí việc khoan đan dày chưa được thực hiện.

4.2.8. Các thân chứa dự kiến nếu khoan mở rộng sẽ được xếp là cấp xác minh nhưng tại thời điểm tính tài nguyên, trữ lượng dầu khí vẫn chưa khoan và tài liệu bản đồ cấu tạo vỉa chưa đủ để xếp chúng vào cấp đó.

4.2.9. Do áp dụng phương pháp gia tăng thu hồi đã hoàn thiện và thương mại hóa khi đề án hoặc chương trình thử nghiệm đã lập và lắp đặt nhưng chưa vận

hành và các đặc tính của đá chứa, chất lưu và thông số vỉa đảm bảo thuận lợi cho việc áp dụng thương mại các phương pháp đó.

4.2.10. Có được do sửa chữa, xử lý, tái xử lý, thay thiết bị giếng thành công hoặc do các chu trình kỹ thuật khác nhưng các chu trình đó trước đây chưa được công nhận áp dụng thành công trong các giếng có cùng tình trạng và trong cùng vỉa tương tự.

4.2.11. Gia tăng được từ vỉa đang khai thác, vỉa xác minh nhưng chưa khai thác do phân tích, minh giải lại động thái vỉa hoặc các tài liệu về tham số thể tích.

4.3. Cấp có thể (P3)

4.3.1. Các thân chứa có khả năng tích tụ dầu khí nằm ở khối liền kề với các khối có cấp xác minh hoặc cấp có khả năng.

4.3.2. Các thân chứa được ngoại suy trong cụm cấu tạo có các điều kiện địa chất tương tự với cấu tạo đã được xác minh

4.3.3. Các thân chứa được ngoại suy theo cấu tạo và hoặc theo địa tầng dựa trên cơ sở phân tích, minh giải tài liệu địa chất, địa vật lý ngoài các diện tích đã xếp vào cấp có thể.

4.3.4. Các thân chứa thể hiện chứa dầu khí dựa trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan hoặc mẫu lõi khoan nhưng có thể cho dòng dầu khí không thương mại.

4.3.5. Do áp dụng các phương pháp gia tăng thu hồi theo chương trình thử nghiệm hoặc đề án mới chỉ thiết lập nhưng chưa vận hành và các đặc tính đá chứa, chất lưu vỉa và thông số vỉa vẫn gây nghi ngờ khách quan về tính thương mại của đề án.

4.3.6. Các thân chứa có tính chất thấm chứa tương tự, nằm kề áp, bị phân cách bằng đứt gãy hoặc bằng thể địa chất chắn và có vị trí cấu tạo thấp hơn so với thân chứa đã được xếp cấp xác minh.

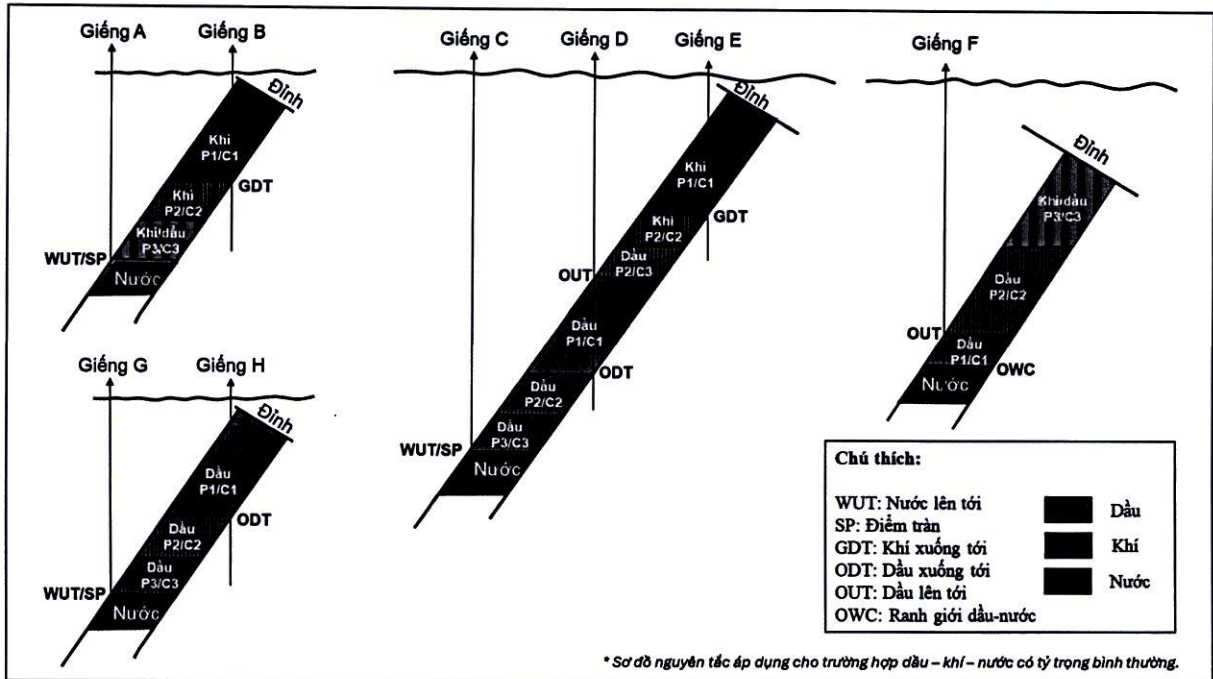
4.3.7. Gia tăng do phân tích, minh giải lại động thái vỉa hoặc các tài liệu về tham số thể tích, như các tham số thể tích dầu khí tại vỉa và hoặc hệ số thu hồi, cho thấy còn có lượng dầu khí đáng kể nữa ngoài lượng dầu khí đã xếp vào các cấp xác minh và cấp có khả năng.

4.3.8. Các phần thân chứa có thể tích lớn nhưng độ rủi ro cao:

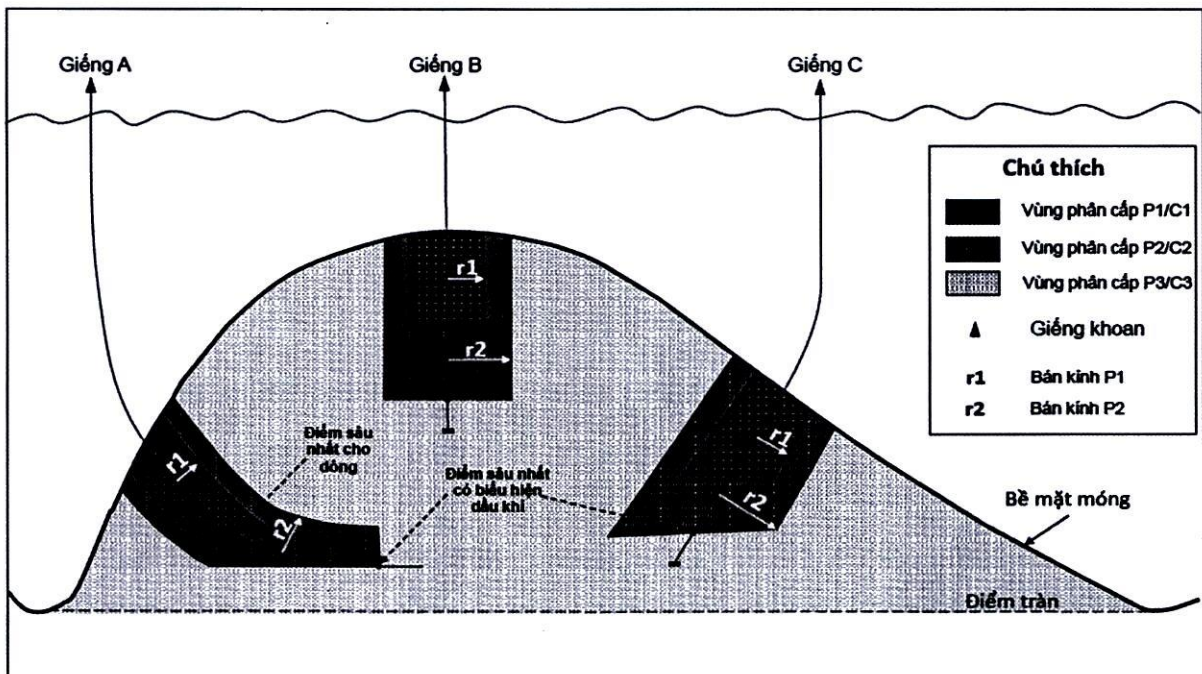
- Các diện tích với tài liệu địa chấn có độ phủ thấp;
- Thân chứa có độ liên tục và chất lượng chưa rõ ràng;
- Thu hồi bổ sung do áp dụng các quy trình thu hồi gia tăng;
- Các tham số vỉa trung bình tốt hơn.

5. Phân cấp C1, C2 và C3

Đối với các phát hiện, các vỉa chứa chưa phát triển, các cấp C1, C2, C3 được xác định theo các tiêu chí tương tự như các cấp P1, P2, P3 tương ứng.



Hình 1. Nguyên tắc xác định ranh giới (để tính) các cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí đối với thân chứa dạng vĩa



Hình 2. Nguyên tắc xác định ranh giới (để tính) các cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí đối với dạng khối

II. BIỆN LUẬN CÁC THÔNG SỐ TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Khi tính tài nguyên dầu khí (dầu khí tại chỗ ban đầu), trữ lượng dầu khí theo phương pháp thể tích thông thường, các thông số tính cần phải biện luận và lựa chọn bao gồm: diện tích, thể tích thân chứa; chiều dày hiệu dụng chứa dầu, khí; độ rỗng và độ bão hòa dầu; hệ số chuyển đổi thể tích; tỷ trọng dầu; tỷ số khí dầu (Gas Oil Ratio - GOR), tỷ số condensate khí (Condensate Gas Ratio - CGR) và hệ số thu hồi. Các thông số này phải được biện luận theo mức độ tin cậy trên cơ sở phân bố xác suất thống kê của các giá trị xác định được theo tài liệu địa chất - địa vật lý, công nghệ mỏ và số liệu khai thác cũng như biện luận theo phương pháp tương tự. Kết quả tài nguyên dầu khí; trữ lượng, thu hồi tiềm năng tính được bằng phương pháp xác định phải thể hiện ở các mức tối thiểu (Độ tin cậy 90% - P90), kỳ vọng (Độ tin cậy 50% - P50) và tối đa (Độ tin cậy 10% - P10).

1. Diện tích, thể tích thân chứa được xác định riêng biệt cho từng thân chứa và theo từng cấp đã xác định dựa trên bình đồ tính đã được lập trên cơ sở bản đồ cấu trúc nóc, đáy thân chứa và ranh giới phân cấp theo chiều thẳng đứng.

2. Chiều dày hiệu dụng và hệ số đá chứa hiệu dụng (NTG) được xác định riêng biệt cho từng thân chứa và theo từng cấp trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan hoặc trung bình trọng số theo thể tích thân chứa.

3. Độ rỗng được xác định riêng biệt cho từng thân chứa cho từng cấp trên cơ sở tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi.

4. Độ bão hòa dầu khí được xác định cho từng thân chứa cho từng cấp một cách riêng biệt. Độ bão hòa dầu khí được xác định trên cơ sở kết hợp kết quả phân tích mẫu lõi trong phòng thí nghiệm và tài liệu địa vật lý giếng khoan.

5. Hệ số chuyển đổi của dầu hoặc khí được xác định trong phòng thí nghiệm trên các mẫu dầu, mẫu khí vĩa lấy được từ các giếng khoan thăm dò và khai thác.

6. Tỷ số khí dầu (Gas Oil Ratio - GOR) hay hàm lượng khí trong dầu vĩa, tỷ số condensate khí (Condensate Gas Ratio - CGR) hay hàm lượng condensate trong khí tự do được xác định theo kết quả nghiên cứu, phân tích trong phòng thí nghiệm các mẫu dầu, khí thu được trong quá trình tìm kiếm, thăm dò và khai thác.

7. Giá trị tới hạn của các thông số tính được xác định cho từng thân chứa, vĩa chứa một cách riêng biệt hoặc lấy tương tự các vĩa đã có phân tích mẫu lõi trong cùng một mỏ hoặc mỏ lân cận.

7.1. Độ thấm: Giá trị độ thấm tới hạn đá chứa của từng tầng sản phẩm, thân chứa được xác định theo kết quả phân tích trong phòng thí nghiệm trên cơ sở mẫu lõi của chính tầng sản phẩm đó.

7.2. Độ rỗng: Độ rỗng tới hạn đá chứa của từng vĩa sản phẩm là giá trị độ rỗng tương ứng độ thấm tới hạn cho chính vĩa sản phẩm đó.

7.3. Độ bão hòa nước dư tới hạn của từng vĩa sản phẩm là giá trị độ bão hòa nước dư được xác định trên cơ sở phân tích mẫu lõi của vĩa sản phẩm tương ứng độ thấm tới hạn cho chính vĩa sản phẩm đó.

Đối với các mỏ, thân chứa, vỉa chứa thuộc nhóm phát triển bất buộc phải tính toán dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí theo các phương án khai thác từ các mô hình mô phỏng địa chất 3D, mô phỏng khai thác 3D, phân tích khai thác và cân bằng vật chất để đối chiếu, so sánh tùy thuộc vào mức độ tài liệu hiện có.

III. BIỆN LUẬN HỆ SỐ THU HỒI DẦU KHÍ

1. Hệ số thu hồi (HSTH) dầu khí được biện luận cũng như áp dụng phương pháp tương tự riêng biệt cho từng thân chứa, vỉa chứa và trung bình cho toàn mỏ trên cơ sở áp dụng và triển vọng có thể áp dụng những thành tựu mới của kỹ thuật và công nghệ tăng cường thu hồi trong quá trình khai thác mỏ dầu khí nhằm đạt được mục tiêu thu hồi dầu khí tối đa từ lòng đất.

2. HSTH được biện luận theo mô hình thủy động lực của thân chứa trên cơ sở các phương án thiết kế khai thác khác nhau hoặc tham chiếu HSTH tương tự từ các thân chứa, vỉa chứa của các mỏ lân cận có cấu trúc, đặc điểm địa chất và đặc điểm thủy động lực tương tự trong trường hợp chưa xây dựng được mô hình thủy động lực. Mô hình thủy động lực học của thân chứa được xây dựng trên cơ sở các tài liệu thực tế như các kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, khảo sát địa vật lý giếng khoan và khảo sát thủy động lực học các giếng tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng và phân tích khai thác (nếu có). HSTH của thân chứa được lựa chọn trên cơ sở phương án khai thác tối ưu như mật độ các giếng khai thác, bơm ép, các phương pháp khai thác thứ cấp và tam cấp (ví dụ: các phương pháp duy trì áp suất vỉa, tiến độ, nhịp độ khoan và đưa giếng vào khai thác, các biện pháp khác nâng cao thu hồi,...).

3. HSTH đối với cấp có thể và tài nguyên dầu khí được tham chiếu trên cơ sở HSTH tương tự như trữ lượng dầu khí các cấp cao hơn của chính mỏ đó.

4. Đối với báo cáo trình duyệt lần đầu lập cho các phát hiện dầu khí thì HSTH dầu khí được xác định trên cơ sở: (i) mô hình thủy động lực học; (ii) hoặc mô hình thủy động lực học sơ bộ; (iii) hoặc tham chiếu HSTH các thân chứa, vỉa chứa của các mỏ lân cận có cấu trúc địa chất và đặc điểm thủy động lực học tương tự; (iv) hoặc thống kê HSTH của các thân chứa, vỉa chứa có đặc điểm địa chất tương tự trong cùng bể trầm tích, trong cùng khu vực; (v) hoặc thống kê HSTH của các thân chứa có đặc điểm địa chất tương tự từ các khu vực khác trên thế giới; (vi) hoặc các phương pháp khác được chấp nhận theo thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

PHỤ LỤC III

Mẫu báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí

(Ban hành kèm theo Thông tư số 13/2024/TT-BCT ngày 07 tháng 8 năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

BÁO CÁO TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ MỎ/PHÁT HIỆN

LÔ, BỂ

(tài liệu đến tháng năm)

PHẦN I. THUYẾT MINH BÁO CÁO

1. Giới thiệu.

2. Lịch sử tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng, phát triển và khai thác dầu khí.

3. Cơ sở dữ liệu.

Thống kê phương pháp, khối lượng và đánh giá chất lượng tài liệu:

3.1. Tài liệu khảo sát địa chấn và các phương pháp địa vật lý thăm dò khác (điện, từ, trọng lực,...): mạng lưới khảo sát, tài liệu thực địa, tài liệu xử lý.

3.2. Tài liệu khoan: Khái quát về các giếng khoan (trên phạm vi mỏ và vùng lân cận liên quan), tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi, mẫu vụn, kết quả thử vỉa, phân tích các loại mẫu, nghiên cứu thủy động lực, khai thác hoặc khai thác thử (nếu có).

3.3. Các số liệu khai thác mỏ (nếu có).

3.4. Tài liệu các khảo sát và nghiên cứu khác (cổ sinh địa tầng, thạch học trầm tích, địa hóa,...).

4. Địa chất khu vực, địa chất mỏ.

4.1. Địa chất khu vực.

4.2. Địa chất mỏ.

4.2.1. Minh giải tài liệu địa vật lý:

- Xác định đặc trưng tầng địa chấn, liên kết địa chấn với giếng khoan, xây dựng các bản đồ đẳng thời, chuyển đổi thời gian - độ sâu, các bản đồ đẳng sâu, mặt cắt theo thời gian, chiều sâu và bản đồ đẳng dày của các tầng địa chấn tương ứng;

- Thuộc tính địa chấn và các kết quả nghiên cứu địa chấn đặc biệt;

- Kết quả các phương pháp địa vật lý thăm dò khác (điện, từ, trọng lực,...);

- Đánh giá sai số và rủi ro;

- Những vấn đề còn tồn tại và đề xuất hướng giải quyết.

Handwritten signature and initials

4.2.2. Cấu trúc địa chất mô:

- Địa tầng, môi trường trầm tích và địa chất thân chứa, vỉa chứa dầu khí;
- Kiến tạo: hệ thống đứt gãy, uốn nếp và ảnh hưởng của hoạt động kiến tạo đến sự hình thành các bể dầu khí cấu trúc địa chất của mô;
- Biểu hiện dầu khí;
- Đặc điểm thạch học và đặc điểm các thân chứa, vỉa chứa dầu khí;
- Xác định và liên kết các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.

5. Thông số vỉa chứa

5.1. Thành tạo địa chất các thân chứa, vỉa chứa dầu khí (bản đồ cấu trúc, đẳng dày, hệ số đá chứa hiệu dụng NTG, ranh giới chất lưu,...).

5.2. Địa vật lý giếng khoan:

- Phương pháp khối lượng và chất lượng tài liệu mẫu vật và đo đạc;
- Phương pháp và kết quả minh giải các thông số thân chứa, vỉa chứa dầu khí: độ rỗng, độ thấm, độ bão hoà dầu khí, chiều dày hiệu dụng,... theo tài liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi và giá trị tới hạn của chúng;
- Những vấn đề còn tồn tại và đề xuất hướng giải quyết.

5.3. Công nghệ mỏ:

- Tính chất, ranh giới và động thái của nước vỉa;
- Tính chất dầu, khí ở điều kiện vỉa và điều kiện tiêu chuẩn;
- Nhiệt độ và áp suất vỉa.

5.4. Kết quả thử vỉa (DST), thử vỉa bằng cáp (MDT, RFT, RCI, mini-DST,...).

5.5. Kết quả và động thái khai thác.

5.6. Bơm ép dầu - khí - nước (nếu có).

6. Dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí.

6.1. Phương pháp và công thức tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí (mô hình địa chất, mô hình khai thác, cân bằng vật chất, tương tự,...).

6.2. Xác định ranh giới và phân cấp dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí.

6.3. Lựa chọn giá trị các thông số: thể tích đá chứa, chiều dày hiệu dụng, hệ số đá chứa hiệu dụng, độ rỗng, độ bão hoà dầu khí và các thông số chất lưu khác.

6.4. Kết quả tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí từng loại chất lưu theo các thân chứa, vỉa chứa dầu khí, theo khối, khu vực và cho toàn mỏ.

6.5. Biện luận hệ số thu hồi, kết quả tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu, khí, khí ngưng tụ (condensate) dự kiến của từng thân chứa, vỉa chứa dầu khí, theo khối, khu vực, toàn mỏ và trữ lượng dầu khí còn lại của chúng.

6.6. Kết quả tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí bằng các phương pháp khác (mô hình địa chất, mô hình khai thác, cân bằng vật chất, tương tự,...); so sánh, biện luận và lựa chọn kết quả tính cuối cùng cho toàn mỏ theo các giai đoạn hợp đồng dầu khí và sau khi kết thúc hợp đồng dầu khí.

6.7. So sánh kết quả dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí tính được với dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí đã được phê duyệt lần gần nhất, nguyên nhân thay đổi.

6.8. Đánh giá mức độ tin cậy về con số tính được theo các cấp.

6.9. Những vấn đề còn tồn tại và đề xuất hướng giải quyết.

7. Kết luận và kiến nghị

7.1. Đánh giá mức độ nghiên cứu địa chất - địa vật lý, công nghệ mỏ; kết quả thăm dò, khai thác mỏ; kết quả tính và những tồn tại cần giải quyết.

7.2. Đề xuất công tác thăm dò, thăm lượng và công tác nghiên cứu tiếp theo.

7.3. Kiến nghị các cấp có thẩm quyền phê duyệt dầu khí tại chỗ ban đầu và trữ lượng dầu khí của mỏ, phát hiện để làm cơ sở triển khai các công việc tiếp theo.

PHẦN II. PHỤ LỤC CÁC BẢNG BIỂU, BẢN VẼ VÀ SỐ LIỆU

Phần Phụ lục bao gồm các tài liệu, văn bản cần thiết liên quan đến công tác thăm dò, thăm lượng, lập báo cáo đánh giá tài nguyên, trữ lượng dầu khí của mỏ, phát hiện dầu khí, các biểu bảng thống kê số liệu, số liệu, kết quả tính toán, các bản đồ, lát cắt, sơ đồ,... để minh họa bổ sung cho phần thuyết minh của báo cáo và đáp ứng yêu cầu cho việc kiểm tra, thẩm định báo cáo của các cơ quan, tổ chức có thẩm quyền.

I. CÁC BIỂU BẢNG

Các biểu bảng trong phần Phụ lục phải chứa các số liệu gốc và trung gian cũng như các thông tin liên quan cần thiết cho việc kiểm tra kết quả tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí, nhất thiết phải có các bảng biểu và thông tin sau đây:

1. Khối lượng khoan tìm kiếm, thăm dò, thăm lượng; khoan khai thác: Tên giếng, tọa độ, chiều sâu nước biển, loại giếng, giàn khoan, thời gian khoan (ngày khởi công, kết thúc), chiều sâu thiết kế hoặc thực tế, địa tầng, kết quả và tình trạng hiện tại của giếng khoan,...

2. Khối lượng khoan khai thác, bơm ép, quan sát và các giếng phục vụ khai thác khác cũng như các thông tin hoàn thiện giếng.

3. Khối lượng mẫu lõi, mẫu vụn, lưu thể và các dạng phân tích.

4. Kết quả thử vỉa và nghiên cứu trong giếng khoan.

5. Tổ hợp địa vật lý giếng khoan và các khảo sát khác đã thực hiện.
6. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan.
7. Thành phần hóa học và tính chất vật lý của nước vỉa.
8. Tài liệu về thạch học, cổ sinh, địa tầng, môi trường trầm tích,... của các thân chứa, vỉa chứa dầu khí hoặc tầng sản phẩm.
9. Thành phần, tính chất hoá lý của các loại chất lưu: Dầu, khí hoà tan, khí tự do, khí ngưng tụ (condensate).
10. Kết quả phân tích độ rỗng, độ thấm và bão hòa dầu khí cũng như các tham số đá chứa khác từ mẫu lõi (nếu có).
11. Các thông số đầu vào để tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu, khí hoà tan, khí tự do, khí ngưng tụ (condensate).
12. So sánh các thông số được chấp nhận khi tính lại dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí với số liệu đã được phê duyệt trước đây.
13. So sánh với số liệu đã được phê duyệt.
14. Các số liệu về động thái và kết quả khai thác hoặc khai thác thử (nếu có).

II. CÁC BẢN VẼ

1. Bản đồ khái quát khu vực và vị trí của mỏ, phát hiện.
2. Bản đồ mạng lưới tuyến địa chấn và giếng khoan thăm dò, thăm lượng.
3. Cột địa tầng tổng hợp của mỏ.
4. Các mặt cắt địa chấn đại diện (chưa minh giải và minh giải) đại diện cho toàn mỏ.
5. Bản đồ đẳng thời và đẳng sâu của các tầng địa chấn, thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
6. Bản đồ đẳng dày các tầng cấu trúc của các đơn vị địa tầng, thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
7. Các lát cắt địa chất đi qua các giếng khoan.
8. Các lát cắt địa chất của các thân chứa, vỉa chứa dầu khí của mỏ qua các giếng khoan.
9. Sơ đồ và bảng kết quả liên kết thân chứa, vỉa chứa dầu khí qua các giếng khoan.
10. Bản đồ cấu tạo nóc và đáy các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
11. Bản đồ đẳng dày của các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
12. Mặt cắt địa chất, địa chấn dọc, ngang mỏ.
13. Mặt cắt địa chất của các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
14. Liên kết thân chứa, vỉa chứa dầu khí qua các giếng khoan.

100-1000

15. Sơ đồ phân cấp cho các thân chứa, vỉa chứa dầu khí.
16. Các đường cong đo địa vật lý giếng và tổng hợp cũng như kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan và thử vỉa các thân chứa, vỉa chứa dầu khí của từng giếng khoan - tỷ lệ đứng 1/500.
17. Kết quả phân tích, mô tả mẫu lõi, mẫu vụn.
18. Tài liệu và kết quả thử vỉa, thử dòng sản phẩm và khai thác (nếu có): sản lượng khai thác (dầu, khí, nước), động thái áp suất, nhiệt độ, theo dõi, kiểm tra giếng,...
19. Danh mục tài liệu tham khảo, các tài liệu và báo cáo khác có liên quan đã sử dụng để lập báo cáo.
20. Các báo cáo, các số liệu, kết quả phân tích, các mô hình tính toán dạng số trên máy tính điện tử, danh sách và thông tin về các chương trình phần mềm được áp dụng để tính toán.

III. SỐ LIỆU

Các số liệu và các kết quả minh giải, xử lý, mô phỏng tài liệu địa chất - địa vật lý, công nghệ mỏ trên các phần mềm kỹ thuật sử dụng trong việc xây dựng báo cáo.