

UBND TỈNH KIÊN GIANG
VĂN PHÒNG

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 6103 /VP-KT

Kiên Giang, ngày 01 tháng 10 năm 2020

V/v Thông tư quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí

Kính gửi: Sở Công Thương

Ủy ban nhân dân tỉnh nhận được Thông tư số 24/2020/TT-BCT ngày 18/9/2020 của Bộ Công Thương về việc quy định về phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí (*văn bản đính kèm*).

Phó Chủ tịch UBND tỉnh Nguyễn Đức Chính có ý kiến chỉ đạo như sau:

Giao Sở Công Thương triển khai đến các đơn vị có liên quan biết, thực hiện.

Văn phòng Ủy ban nhân dân tỉnh thông báo ý kiến chỉ đạo trên đến quý cơ quan biết, thực hiện. / *tmchau*

Nơi nhận:

- Như trên;
- CT và các PCT UBND tỉnh;
- LĐVP, P.KT, P.TH;
- Lưu: VT, tmchau.

**KT. CHÁNH VĂN PHÒNG
PHÓ CHÁNH VĂN PHÒNG**



Trần Công Danh



Y bởi: Bộ Công Thương
quan: Bộ Công thương
hời gian ký: 24.09.2020 17:40:52 +07:00

BỘ CÔNG THƯƠNG

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: 24 /2020/TT-BCT

Hà Nội, ngày 18 tháng 9 năm 2020

THÔNG TƯ

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

Căn cứ Luật Dầu khí ngày 06 tháng 7 năm 1993; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí số 19/2000/QH10 ngày 09 tháng 6 năm 2000; Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí số 10/2008/QH12 ngày 03 tháng 6 năm 2008;

Căn cứ Nghị định số 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Nghị định số 95/2015/NĐ-CP ngày 16 tháng 10 năm 2015 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí;

Căn cứ Nghị định số 33/2013/NĐ-CP ngày 22 tháng 4 năm 2013 của Chính phủ Ban hành Hợp đồng mẫu của Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí;

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

Thông tư này quy định việc phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

1. Người điều hành hoặc tổ chức, cá nhân (sau đây gọi chung là Người điều hành) thực hiện việc lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí khi có các hoạt động tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí trong phạm vi lãnh thổ đất liền, nội thủy, đảo và quần đảo, lãnh hải, vùng tiếp giáp lãnh hải, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa thuộc chủ quyền, quyền chủ quyền và quyền tài phán quốc gia Việt Nam, được xác định theo pháp luật Việt Nam, điều ước quốc tế mà Việt Nam là thành viên.

2. Các cơ quan quản lý nhà nước và các tổ chức, cá nhân có liên quan về việc phân cấp và lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí trong các hoạt động dầu khí.

Điều 3. 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 của vỉa, mỏ dầu khí cập nhật đến thời điểm lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí (sau đây gọi tắt là Báo cáo), là một phần đã được thu hồi trong trữ lượng dầu khí.

2. *Dầu khí tại chỗ ban đầu (Petroleum Initial In Place hoặc Hydrocarbon Initial In Place)* là lượng dầu khí tồn tại ban đầu trong các tích tụ tự nhiên đã hoặc chưa được phát hiện bởi giếng khoan, được tính toán hoặc dự báo cho từng đối tượng cụ thể.

3. *Điều kiện kinh tế - kỹ thuật* là các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật được biện luận để áp dụng vào thời điểm lập Báo cáo.

4. *Hệ số thu hồi dầu khí* là tỷ lệ giữa lượng dầu khí có thể khai thác được so với lượng dầu khí tại chỗ ban đầu của mỏ, vỉa chứa trong điều kiện kinh tế - kỹ thuật nhất định.

5. *Nhóm 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, có thể bao gồm các mỏ trong trạng thái dừng, giãn do các yếu tố kinh tế - kỹ thuật thay đổi.

6. *Nhóm 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, bao gồm: các mỏ đã và đang được khai thác; các mỏ đang được triển khai các hoạt động phát triển; các phát hiện dầu khí được biện luận đủ điều kiện về kinh tế - kỹ thuật để chuẩn bị phát triển mỏ theo quan điểm của Người điều hành.

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

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

9. *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.

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

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

12. *Thân chứa, vỉa sản phẩm dầu khí* là một thể địa chất chứa dầu khí tự nhiên nằm trong mỏ dầu khí, tách biệt với các thân chứa, vỉa sản phẩm khác bằng các yếu tố chắn.

13. *Thử dòng* là quá trình khảo sát các giếng khoan thăm dò, thăm lượng và khai thác nhằm thu thập các thông số của thân chứa như lưu lượng dòng dầu, khí, nước, áp suất, nhiệt độ và các thông số cần thiết khác.

14. *Thử vỉa* là công tác nghiên cứu thủy động lực học được tiến hành nhằm xác định đầy đủ các thông số thủy động lực học và đánh giá khả năng khai thác của một phần hoặc toàn bộ thân chứa.

15. *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 phát hiện.

16. *Trữ lượng dầu khí (Petroleum Reserves)* là lượng dầu khí dự kiến có thể thu hồi thương mại từ dầu khí tại chỗ ban đầu của mỏ với điều kiện kinh tế - kỹ thuật tại thời điểm nhất định.

Chương II

PHÂN CẤP TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Điều 4. Cơ sở phân cấp

1. Phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí được thực hiện trên cơ sở kết hợp đánh giá mức độ tin cậy về các thông tin địa chất, địa vật lý, tính khả thi về kỹ thuật công nghệ và mức độ hiệu quả về kinh tế tại thời điểm lập Báo cáo.

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

Điều 5. Phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí

Tài nguyên dầu khí được phân thành hai nhóm là tài nguyên dầu khí đã phát hiện (bằng giếng khoan) 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 quan điểm đánh giá của Người điều hành tại thời điểm lập Báo cáo, tài nguyên dầu khí đã phát hiện được phân chia thành nhóm phát triển và nhóm chưa phát triển.

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

(a1) Cấp xác minh (P1): Cấp P1 ứng với mức độ tin cậy cao nhất trong phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí. Cấp P1 phải đảm bảo thỏa mãn các điều kiện sau:

- Thân 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 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 quan điểm của Người điều hành từ ít nhất một giếng khoan.

(a2) Cấp có khả năng (P2): Cấp P2 ứng với mức độ tin cậy thấp hơn cấp P1 trong phân cấp tài nguyên, trữ lượng 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 và/hoặc mẫu chất lưu.

(a3) Cấp có thể (P3): Cấp P3 ứng với mức độ tin cậy thấp hơn cấp P2 trong phân cấp tài nguyên, trữ lượng 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 (tiềm năng) được phân thành cấp xác minh (C1), cấp có khả năng (C2), cấp có thể (C3). Các chỉ tiêu kỹ thuật để phân cấp C1, C2, C3 tương tự P1, P2, P3.

2. Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện bao gồm tài nguyên dầu khí chưa phát hiện dự tính (R1) và tài nguyên dầu khí chưa phát hiện lý thuyết (R2).

a) Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện dự tính (R1) là lượng dầu khí ước tính được ở thời điểm nhất định cho các đối tượng triển vọng đã được lập bản đồ nhưng chưa xác định được sự tồn tại của dầu khí bằng kết quả khoan hoặc các vỉa chứa thuộc các tầng sản phẩm của các mỏ đang khai thác với các điều kiện địa chất được coi là thuận lợi cho tích tụ dầu khí nhưng chưa khoan tới;

b) Tài nguyên dầu khí chưa phát hiện lý thuyết (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 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 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 dầu khí được xác định trên cơ sở các tài liệu và căn cứ cụ thể. Trường hợp áp dụng các phương pháp tương tự, Người điều hành phải có các số liệu có nguồn gốc và lý

giải khả năng sử dụng các số liệu đó cho mỏ hoặc thân chứa cần tính toán để khẳng định sự đúng đắn của việc lựa chọn phương pháp và các thông số tính toán.

Chương III

ĐÁNH GIÁ TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

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, vỉa chứa dầu khí.

2. Tài nguyên, trữ lượng dầu khí được tính theo phương pháp thể tích (thông thường, theo mô hình mô phỏng địa chất 3D, mật độ trữ lượng, tương tự), động thái thủy động lực học mỏ (cân bằng vật chất và mô phỏng 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 đã và đang phát triển; Cân bằng vật chất cho các mỏ 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 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, 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 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 5 Thông tư này, tài nguyên, trữ lượng dầu khí được tính toán như sau:

1. Tài nguyên dầu khí đã phát hiện

a) Dầu khí tại chỗ ban đầu và trữ lượng dầu khí được Người điều hành tính toán cho các cấp tương ứng (P1, P2, P3). Phương pháp tính toán dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu khí được quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này;

b) Tiềm năng dầu khí cũng được Người điều hành tính toán cho các cấp tương ứng (C1, C2, C3) với các giá trị dầu khí tại chỗ ban đầu và thu hồi tiềm năng tương ứng;

c) Trữ lượng dầu khí của mỏ được cập nhật trong báo cáo kế hoạch đại cương phát triển mỏ (ODP), báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) và báo cáo kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh;

d) Trữ lượng dầu khí của mỏ được cập nhật trong công tác tận thu hồi vào giai đoạn suy giảm sản lượng của đời mỏ với các phương án khai thác thứ cấp và tam cấp như: khoan đan dày (Infill), tận khai thác các vỉa bổ sung và áp dụng các biện pháp khác nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR).

2. 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), trong đó 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.

Chương IV

LẬP, PHÊ DUYỆT, ĐĂNG KÝ VÀ CẬP NHẬT BÁO CÁO TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Điều 9. Yêu cầu của việc lập, cập nhật Báo cáo

1. Đối với nhóm phát triển, Người điều hành lập, cập nhật Báo cáo đề trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua, trình Bộ Công Thương và Hội đồng thẩm định thực hiện thẩm định Báo cáo và trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, phê duyệt. Nội dung phê duyệt gồm lượng dầu khí tại chỗ ban đầu mức 2P (gồm P1 và P2) xác suất 50% và ghi nhận trữ lượng dầu khí tương ứng làm cơ sở cho việc xây dựng, cập nhật phương án phát triển khai thác mỏ.

2. Đối với nhóm chưa phát triển và tài nguyên dầu khí chưa phát hiện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, ghi nhận, đánh giá và định kỳ hàng 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.

3. 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.

Điều 10. Nội dung Báo cáo

1. Người điều hành phải trình Báo cáo đầy đủ và Báo cáo tóm tắt.

2. Nội dung Báo cáo đầy đủ được quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 11. Thủ tục trình, thẩm định và phê duyệt Báo cáo

Thủ tục trình, thẩm định và phê duyệt Báo cáo tuân thủ theo quy định tại Điều 64 Nghị định số 95/2015/NĐ-CP ngày 16 tháng 10 năm 2015 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí.

12/12

Điều 12. Đăng ký và cập nhật tài nguyên, trữ lượng dầu khí

1. Đối với Báo cáo của các mỏ đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm theo dõi, tổng hợp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và cập nhật đăng ký hàng năm.

2. Người điều hành có trách nhiệm cập nhật, chính xác hóa:

a) Tài nguyên, trữ lượng dầu khí trong quá trình thăm dò bổ sung, thăm lượng, khai thác;

b) Trữ lượng dầu khí trong quá trình lập báo cáo kế hoạch dài hạn phát triển mỏ (ODP), báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) và báo cáo kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh.

3. Thời gian cập nhật Báo cáo là 3 (ba) năm tính từ khi có dòng dầu khí đầu tiên được khai thác thương mại và sau đó định kỳ là 5 (năm) năm. Trong trường hợp cần thiết, Người điều hành cập nhật và đệ trình cấp thẩm quyền xem xét, phê duyệt.

4. Trong Báo cáo cập nhật, nếu tổng lượng dầu khí tại chỗ ban đầu mức 2P của mỏ thay đổi nhỏ hơn 15% (mười lăm phần trăm) so với phê duyệt gần nhất, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận, báo cáo Bộ Công Thương, Thủ tướng Chính phủ. Nếu tổng lượng dầu khí tại chỗ ban đầu mức 2P của mỏ thay đổi lớn hơn 15% (mười lăm phần trăm) so với phê duyệt gần nhất, Người điều hành phải đệ trình và xin phê duyệt lại Báo cáo theo Điều 10 Thông tư này.

5. Đối với tài nguyên dầu khí đã phát hiện thuộc nhóm chưa phát triển và tài nguyên dầu khí chưa phát hiện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm thống kê, cập nhật và ghi nhận nhằm mục đích phục vụ công tác quản lý và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò trong tương lai.

Chương V

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 13. Trường hợp đặc biệt

Trong quá trình thực hiện các hoạt động dầu khí nếu việc áp dụng phân cấp và lập Báo cáo có sự khác biệt so với quy định tại Thông tư này thì Người điều hành có trách nhiệm cung cấp các căn cứ, hồ sơ tài liệu để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình Bộ Công Thương và Hội đồng thẩm định xem xét, quyết định theo thẩm quyền.

Điều 14. Quy định chuyển tiếp

1. Đối với Báo cáo đã được phê duyệt trước ngày Thông tư này có hiệu lực, Người điều hành và cơ quan quản lý nhà nước tiếp tục thực hiện theo Báo cáo đã được phê duyệt.

2. Báo cáo đã trình cơ quan có thẩm quyền trước ngày Thông tư này có hiệu lực thì không phải trình lại và được thẩm định theo quy định tại thời điểm trước ngày Thông tư này có hiệu lực.

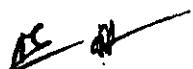
Điều 15. Hiệu lực thi hành và tổ chức thực hiện

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày **06** tháng **11** năm 2020 và Quyết định số 38/2005/QĐ-BCN ngày 06 tháng 12 năm 2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ban hành Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và lập báo cáo trữ lượng dầu khí hết hiệu lực kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

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 Người điều hành và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo Bộ Công Thương xem xét, giải quyết theo thẩm quyền./.

Nơi nhận:

- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Văn phòng Chính phủ;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Tòa án nhân dân tối cao;
- Viện kiểm sát nhân dân tối cao;
- Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Cục Kiểm tra văn bản quy phạm pháp luật - Bộ Tư pháp;
- Cục Kiểm soát thủ tục hành chính - Bộ Tư pháp;
- Công thông tin điện tử: Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Bộ trưởng, các Thứ trưởng;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- Công báo;
- Lưu: VT, PC, DKT. 

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**



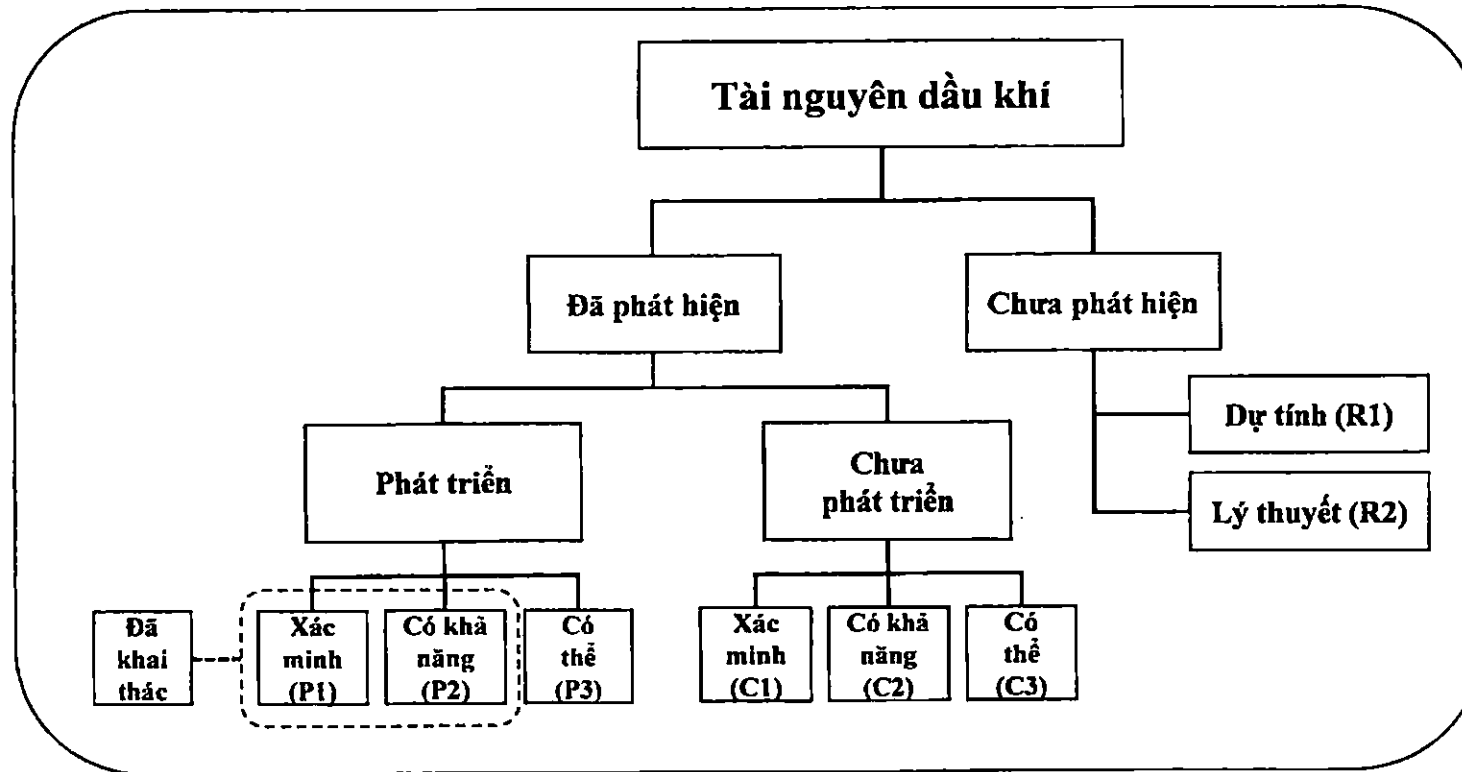
Đặng Hoàng An

PHỤ LỤC I

Sơ đồ phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí

(Ban hành kèm theo Thông tư số 24 /2020/TT-BCT ngày 19 tháng 9 năm 2020
của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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



B. MỨC ĐỘ PHÊ DUYỆT/GHI NHẬN BÁO CÁO TÀI NGUYÊN, TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Tài nguyên dầu khí đã phát hiện nhóm phát triển	P1		P2		P3	
	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
Mức độ phê duyệt/ghi nhận	<i>Phê duyệt</i>	<i>Ghi nhận</i>	<i>Phê duyệt</i>	<i>Ghi nhận</i>	<i>Ghi nhận</i>	
Cấp phê duyệt/ghi nhận	<i>Thủ tướng Chính phủ</i>				<i>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam</i>	
Tài nguyên dầu khí đã phát hiện nhóm chưa phát triển	C1		C2		C3	
	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
Mức độ phê duyệt/ghi nhận	<i>Ghi nhận</i>		<i>Ghi nhận</i>		<i>Ghi nhận</i>	
Cấp phê duyệt/ghi nhận	<i>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam</i>				<i>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam</i>	
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		
Mức độ phê duyệt/ghi nhận	<i>Ghi nhận</i>		<i>Ghi nhận</i>			
Cấp phê duyệt/ghi nhận	<i>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam</i>					

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 24/2020/TT-BCT ngày 18 tháng 9 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

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

I. Thân chứa dầu khí

Thân chứa dầu khí (thân chứa) là thể địa chất chứa dầu khí được xác định bởi các ranh giới thủy động lực học. Trong một phát hiện, mỏ, vỉa sản phẩm có thể bao gồm một hoặc nhiều thân chứa khác nhau đặc trưng bởi tính chất thấm chứa, loại chất lưu, áp suất vỉa.

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

Việc xác định thân chứa được 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 phải được tiến hành cho từng thân chứa, vỉa chứa.

II. Phân cấp theo chiều thẳng đứng

Ranh giới các 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 hình có với cơ sở lý thuyết và biện luận rõ ràng.

1. Cấp xác minh - P1

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

a) 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 ranh giới dầu - nước hoặc khí - nước chưa xác định được;

b) 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 via 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. Cấp có khả năng - P2

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

a) 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);

b) 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 tràn cấu tạo (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.

3. Cấp có thể - P3

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

Từ điểm giữa của khoảng ODT hoặc GDT - WUT hoặc điểm giữa của khoảng ODT hoặc GDT - điểm tràn cấu tạo (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 dầu khí dạng khối có tính bất đồng nhất cao, cấp P3 được xác định từ ranh giới cấp P2 đến điểm tràn cấu tạo.

III. Phân cấp theo diện

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 tải 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 via, 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, nguyên tắc bán kính áp dụng dọc theo quỹ đạo giếng khoan (Hình 2).

IV. Một số trường hợp đánh giá phân cấp khác

1. Cấp xác minh P1

a) Các thân chứa sau khi áp dụng các biện pháp kích thích via 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;

b) 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;

c) 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.

2. Cấp có khả năng P2

a) 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 via không rõ ràng;

b) Các thân chứa được thử trên cấp mà xác định được sự hiện diện của dầu khí;

c) 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 via chắc chắn và chúng không có đặc điểm tương tự với vỉa đang khai thác hoặc vỉa cấp xác minh trong cùng diện tích;

d) 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;

đ) Các thân chứa nằm liền kề với các thân dầu, khí đang khai thác, nhưng kết quả thử via nhận được dòng dầu với lưu lượng nhỏ;

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

g) 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;

h) 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;

i) 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

Handwritten signature or mark

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;

k) 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;

l) 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.

3. Cấp có thể P3

a) 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;

b) 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;

c) 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 và/hoặc địa vật lý ngoài các diện tích đã xếp vào cấp có thể;

d) 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;

đ) 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;

e) 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;

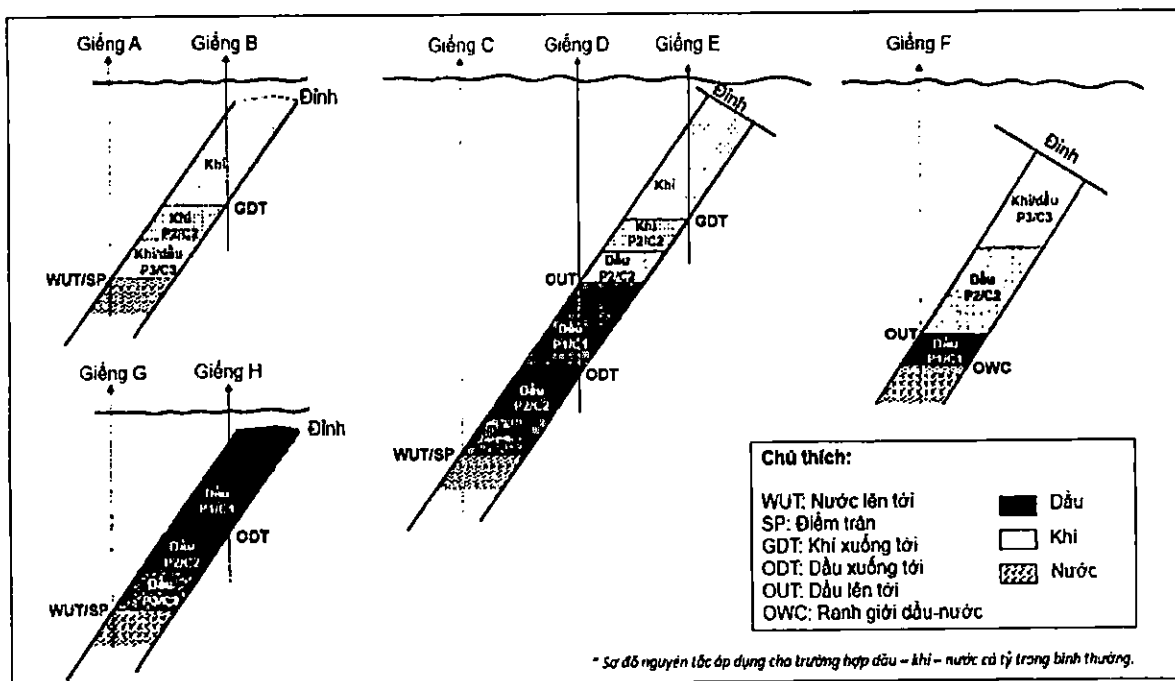
g) Gia tăng do phân tích, minh giải lại động thái vỉa hoặc các tài liệu về tham số thể tích, như các tham số thể tích dầu khí tại vỉa và hoặc hệ số thu hồi, cho thấy còn có lượng dầu khí đáng kể nữa ngoài lượng dầu khí đã xếp vào các cấp xác minh và cấp có khả năng;

h) Các phần thân chứa dầu khí có thể tích lớn nhưng độ rủi ro cao:

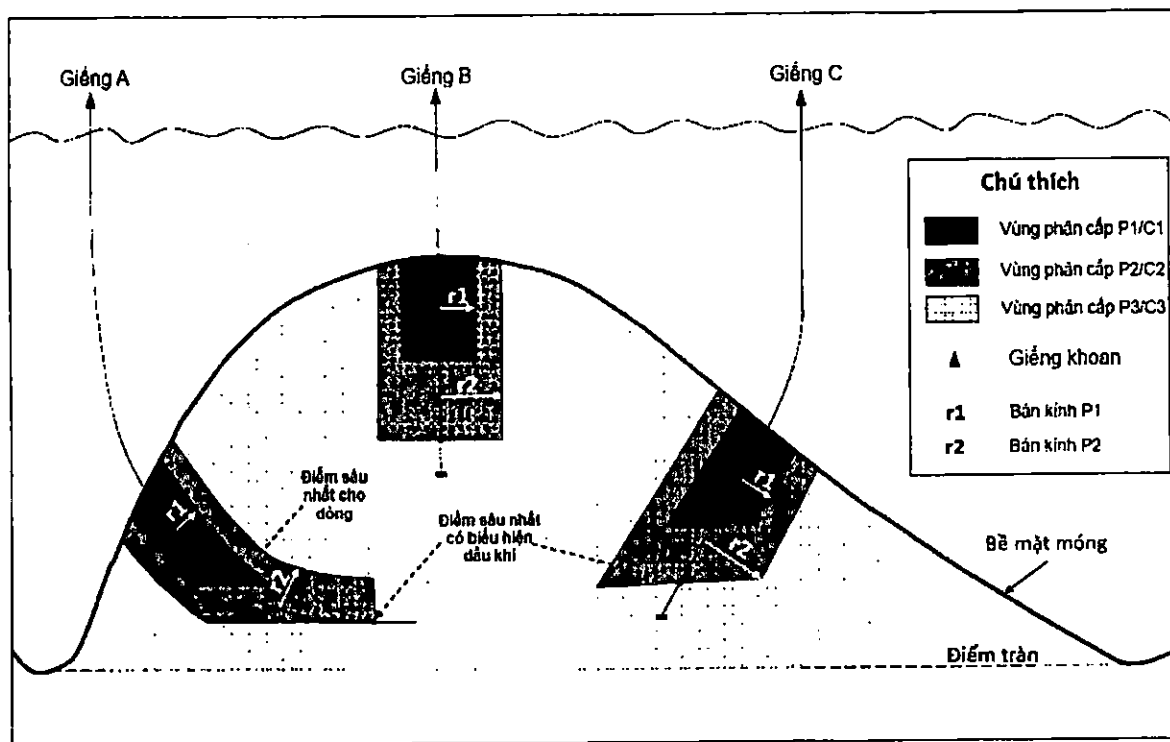
- Các diện tích với tài liệu địa chấn có độ phủ thấp.
- Thân chứa có độ liên tục và chất lượng chưa rõ ràng.
- Thu hồi bổ sung do áp dụng các quy trình thu hồi gia tăng.
- Các tham số vỉa trung bình tốt hơn.

V. 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. Sơ đồ phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí đối với thân chứa dạng vỉa



Hình 2. Sơ đồ phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí đối với thân chứa dạng khối

Handwritten signature

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

Khi tính 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 hoà 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). 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 và công nghệ mỏ. Kết quả tính được phải thể hiện ở các mức tối thiểu (P90), kỳ vọng (P50) và tối đa (P10) tương ứng với các mức xác suất của thông số đầu vào.

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

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, 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 và 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 via lấy được từ các giếng khoan.

6. Tỷ số khí dầu (Gas Oil Ratio - GOR) hay hàm lượng khí trong dầu via, tỷ số condensate khí (Condensate Gas Ratio - CGR) hay hàm lượng condensate trong khí tự do được xác định theo kết quả nghiên cứu dầu, khí tự do trong phòng thí nghiệm.

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

- 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.

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

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

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

C. BIỆN LUẬN HỆ SỐ THU HỒI DẦU KHÍ

Hệ số thu hồi (HSTH) dầu khí được biện luận riêng biệt cho từng thân 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 khai thác mỏ dầu khí nhằm đạt được mục tiêu thu hồi dầu khí tối đa từ lòng đất.

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 các thân 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 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...).

HSTH đối với trữ lượng dầu khí 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.

Đối với các phát hiện dầu khí trình duyệt báo cáo lần đầu 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 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 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 trong thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

PHỤ LỤC III

(Ban hành kèm theo Thông tư số 24/2020/TT-BCT ngày 18 tháng 9 năm 2020 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 mỏ

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 /khai thác thử (nếu có).

3.3. Tài liệu các khảo sát và nghiên cứu khác (Cổ sinh địa tầng, Thạch học trầm tích, Địa hóa...).

4. Địa chất

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...).

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

4.2.2. Cấu trúc địa chất mỏ

- Địa tầng trầm tích

- 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 mỏ.

- Biểu hiện dầu khí.

- Xác định và liên kết các thân chứa dầu khí.

- Đặc điểm thạch học và môi trường trầm tích các thân chứa dầu khí.

5. Thông số vỉa chứa

5.1. Cấu trúc địa chất các thân 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 đo

- Phương pháp và kết quả minh giải các thông số thân 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 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 khai thác, 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.

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, 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, 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,...); so sánh và biện luận với kết quả tính bằng phương pháp thể tích.

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 Thủ tướng Chính phủ phê duyệt dầu khí tại chỗ ban đầu và ghi nhận 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, 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.

A. CÁC BIỂU BẢNG

Các biểu bảng trong phần Phụ lục phải chứa các số liệu gốc và trung gian 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 sau đây:

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

2. Khối lượng khoan khai thác.

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

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

5. Tổ hợp địa vật lý giếng khoan 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.

Handwritten signature

8. Tài liệu về thạch học, cổ sinh, địa tầng, môi trường trầm tích... của các thân 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. Giá trị trung bình của độ rỗng, độ thấm và bão hòa dầu khí từ mẫu lõi (nếu có).

11. Các thông số đầu vào để tính dầu khí tại chỗ ban đầu, trữ lượng dầu, khí hòa 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 khai thác hoặc khai thác thử (nếu có).

B. 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)

5. Bản đồ đẳng thời và đẳng sâu của các tầng địa chấn.

6. Bản đồ đẳng dày các tầng cấu trúc của các đơn vị địa tầng chứa dầu khí.

7. Các lát cắt địa chất đi qua các giếng khoan.

8. Các lát cắt địa chất của các vỉa chứa sản phẩm dầu khí của mỏ qua các giếng khoan.

9. Sơ đồ và bảng kết quả liên kết vỉa sản phẩm qua các giếng khoan.

10. Bản đồ cấu tạo nóc và đáy các thân chứa dầu khí hoặc tập chứa sản phẩm.

11. Bản đồ đẳng dày của các thân chứa dầu khí hoặc tập chứa sản phẩm.

12. Mặt cắt địa chất-địa chấn dọc, ngang mỏ.

13. Mặt cắt địa chất của các thân chứa dầu khí.

14. Liên kết thân chứa dầu khí qua các giếng khoan.

15. Sơ đồ phân cấp cho các thân chứa dầu khí.

16. Kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan và thử vỉa các thân chứa dầu khí hoặc tập chứa sản phẩm của từng giếng khoan - tỷ lệ đứng 1/500.

17. Các đường cong đo địa vật lý giếng và tổng hợp - tỷ lệ 1/500.

18. Kết quả phân tích, mô tả mẫu lõi, mẫu vụn.

19. Tài liệu và kết quả thử vỉa, thử dòng sản phẩm và khai thác (nếu có): sản lượng khai thác (dầu, khí, nước), áp suất, nhiệt độ, theo dõi, kiểm tra giếng,...

20. Danh mục tài liệu đã sử dụng để lập báo cáo, các tài liệu và báo cáo khác có liên quan.

21. Các bản in trên máy tính điện tử, chương trình phần mềm được áp dụng để tính toán.

C. SỐ LIỆU

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