BỘ CÔNG THƯƠNG

BỘ CÔNG THƯƠNG	**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM** **Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**
Số: 57/2025/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 02 tháng 12 năm 2025*

THÔNG TƯ
Quy định một số nội dung kỹ thuật trong hoạt động dầu khí

BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG

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

Căn cứ 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 40/2025/NĐ-CP ngày 26 tháng 02 năm 2025 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định một số nội dung kỹ thuật trong hoạt động dầu khí.

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Đối tượng áp dụng và phạm vi điều chỉnh

1. Thông tư này quy định một số nội dung kỹ thuật liên quan đến hoạt động tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác 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 các cơ quan, tổ chức, cá nhân Việt Nam và nước ngoài có liên quan đến hoạt động dầu khí tại Việt Nam.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

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

1. *Công trình khai thác dầu khí* là công trình dầu khí phục vụ hoạt động khai thác dầu khí.

2. *Khoảng hoàn thiện của giếng* là khoảng thân giếng đã được gia cố hoặc lắp đặt trang thiết bị mà qua đó chất lưu đi vào hoặc đi ra khỏi thân giếng.

3. *Khoảng vành xuyến khai thác* là khoảng không gian giữa thành ngoài ống khai thác dầu khí và thành trong ống chống khai thác dầu khí.

4. *Mẫu đá* là các mẫu vật được thu thập trong quá trình khoan bao gồm mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu vụn, mẫu mùn khoan.

5. *Phương tiện trợ giúp* là các phương tiện vận tải đường không, đường thủy, đường bộ hoặc các phương tiện khác dùng để chuyên chở người, vật tư thiết bị hoặc trợ giúp các công tác khác.

6. *Vỉa sản phẩm* là một vỉa chứa dầu khí tự nhiên được tách biệt với các vỉa chứa khác bằng các yếu tố chắn.

Điều 3. Đặt tên vỉa, tầng sản phẩm, cấu tạo, mỏ dầu khí và giếng khoan

1. Tên vỉa, tầng sản phẩm, cấu tạo, mỏ dầu khí, giếng khoan do người điều hành đặt và được Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam thống nhất. Việc đặt tên này phải phù hợp với quy định của pháp luật, không vi phạm truyền thống lịch sử, văn hóa, đạo đức và thuần phong mỹ tục của dân tộc, không sử dụng các từ ngữ nhạy cảm, gây hiểu lầm.

2. Tên vỉa, tầng sản phẩm, cấu tạo, mỏ dầu khí, giếng khoan được sử dụng trong tất cả các báo cáo, ghi chép và các tài liệu liên quan.

3. Tên giếng khoan bao gồm các phần được ngăn cách bởi dấu "-" theo trình tự sau đây:

a) Phần tên lô dầu khí;

b) Phần tên viết tắt của cấu tạo, mỏ dầu khí;

c) Phần tên giếng khoan bao gồm số thứ tự giếng và ký hiệu loại giếng được quy định như sau:

Giếng thăm dò thẩm lượng được thêm chữ X;

Giếng bơm ép được thêm chữ I;

Giếng khai thác được thêm chữ P;

Giếng cắt thân được thêm chữ ST;

Giếng khoan có nhiều mục đích thì được thêm các chữ tương ứng;

Các trường hợp tên khác của giếng (nếu có) sẽ do người điều hành và Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam thống nhất.

Chương II
HOẠT ĐỘNG TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ

Điều 4. Các quy định chung khi tiến hành tìm kiếm thăm dò dầu khí

1. Nội dung chính của hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí bao gồm:

a) Khoanh vùng, xác định và xếp hạng các tập hợp triển vọng (plays), cấu tạo, bẫy, thân chứa có tiềm năng chứa dầu khí;

b) Xác định, đánh giá đặc điểm địa chất, hệ thống dầu khí, đặc tính thấm - chứa, tính chất của chất lưu và khả năng thương mại của đối tượng, thân chứa, vỉa chứa dầu khí;

c) Đánh giá tiềm năng và rủi ro của các đối tượng chứa dầu khí đã phát hiện, chưa phát hiện và xây dựng phương án tìm kiếm thăm dò, thẩm lượng;

d) Đánh giá tài nguyên, trữ lượng dầu khí và xác định quy mô của các cấu tạo, triển vọng, phát hiện, mỏ và các yếu tố rủi ro để xây dựng các kế hoạch thăm dò thẩm lượng dầu khí, lập báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí.

2. Các bước chính khi tiến hành tìm kiếm thăm dò dầu khí bao gồm:

a) Thu thập, phân tích, đánh giá tài liệu địa chất, địa vật lý và các thông tin liên quan đến địa chất và tiềm năng tài nguyên dầu khí;

b) Thực hiện tổ hợp các công việc khảo sát, thu nổ, xử lý, minh giải tài liệu địa vật lý, bao gồm: địa chấn; trọng lực; từ; ảnh viễn thám; đánh giá tài nguyên dầu khí; trữ lượng dầu khí; xác định vị trí và thiết kế giếng thăm dò, thẩm lượng;

c) Đánh giá trước khi khoan, bao gồm: báo cáo nghiên cứu đánh giá cấu tạo tiềm năng, phương án địa chất giếng khoan, chương trình khoan;

d) Thi công khoan giếng tìm kiếm thăm dò, thẩm lượng;

đ) Đánh giá sau khi khoan, bao gồm: báo cáo kết thúc địa chất giếng khoan, báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan, báo cáo nghiên cứu đánh giá sau khi khoan.

3. Sau khi kết thúc thi công khoan, người điều hành có trách nhiệm cập nhật các thông tin, nghiên cứu, đánh giá liên quan, hoàn thiện và gửi báo cáo kết thúc địa chất giếng khoan theo quy định hợp đồng dầu khí hoặc thỏa thuận với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (nếu có).

Điều 5. Thăm dò địa vật lý

1. Nội dung chính của kế hoạch triển khai thăm dò địa vật lý bao gồm:

a) Phương án, mục tiêu công tác thăm dò địa vật lý;

b) Phương pháp thực hiện thăm dò địa vật lý;

c) Công tác quản lý an toàn, môi trường khi thực hiện thăm dò địa vật lý;

d) Kế hoạch giao nộp tài liệu thăm dò địa vật lý trong và sau khi thực hiện.

2. Khi tiến hành thăm dò địa vật lý, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm:

a) Bố trí biển báo, chỉ dẫn cần thiết, thông báo tới các phương tiện lưu thông trong khu vực triển khai;

b) Tiến hành thăm dò địa vật lý theo kế hoạch, diện tích, khu vực và mạng lưới tuyến đã được chấp thuận;

c) Tuân thủ các quy định pháp luật khác có liên quan.

3. Sau khi kết thúc thăm dò địa vật lý, người điều hành thông báo và gửi báo cáo kết quả thăm dò địa vật lý thu thập được trong quá trình triển khai, theo quy định hợp đồng dầu khí hoặc thỏa thuận với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (nếu có).

Điều 6. Khoan giếng

1. Nội dung chính của chương trình khoan bao gồm:

a) Các thông tin chung về giếng khoan bao gồm:

- Tên giếng, tọa độ vị trí giếng, chiều sâu nước biển, độ cao so với mực nước biển; giàn khoan thi công giếng; thời gian thi công; cấu trúc giếng khoan; dung dịch khoan; choòng khoan, bộ khoan cụ và thủy lực; khoan định hướng (nếu có); ống chống; bơm trám xi măng giếng khoan; hệ thống đầu giếng và thiết bị chống phun;

- Thông tin kết quả khảo sát địa chất công trình khu vực đặt giàn, khảo sát khu vực đáy biển;

- Kế hoạch kiểm tra áp suất thiết bị chống phun, đầu giếng, ống chống, áp suất nứt vỉa;

b) Các đối tượng địa chất của giếng khoan, điều kiện nhiệt độ, áp suất giếng khoan, chương trình đo địa vật lý, lấy mẫu, thử vỉa (nếu có);

c) Công tác chuẩn bị cho hoạt động thi công khoan bao gồm: định vị giàn khoan, chuẩn bị trước khi khoan mở lỗ;

d) Quy trình khoan các công đoạn theo chiều sâu thiết kế giếng khoan;

đ) Kế hoạch hoàn thiện giếng; kế hoạch kết thúc giếng sơ bộ (nếu có);

e) Dự báo các rủi ro và các biện pháp giảm thiểu rủi ro trong quá trình khoan.

2. Trước khi tiến hành khoan giếng và các hoạt động liên quan, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm xây dựng các tài liệu về quản lý an toàn theo quy định tại Điều 39 và Điều 40 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 (sau đây gọi tắt là Nghị định số 45/2023/NĐ-CP).

3. Khi tiến hành công tác khoan giếng, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm:

a) Khoan theo chương trình, kế hoạch và thiết kế hoặc các điều chỉnh đã được chấp thuận;

b) Thực hiện công tác phòng ngừa ứng cứu sự cố khẩn cấp, bảo vệ môi trường trong quá trình khoan;

c) Tuân thủ các quy định pháp luật khác có liên quan.

Điều 7. Báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan

1. Người điều hành có trách nhiệm gửi báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam trong thời hạn 60 ngày làm việc sau khi hoàn thành chương trình khoan.

2. Báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan bao gồm các nội dung chính sau: thông tin chung về giếng khoan; đánh giá việc thực hiện khoan giếng so với chương trình, kế hoạch đề ra; công tác kết thúc giếng và sơ đồ trạng thái thực tế của giếng sau khi kết thúc; kết quả sơ bộ địa chất dầu khí (nếu có) và các số liệu thu được khi khảo sát lần cuối về hiện trạng bề mặt, khu vực xung quanh giếng khoan.

Chương III
HOẠT ĐỘNG PHÁT TRIỂN MỎ VÀ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Điều 8. Đưa công trình khai thác dầu khí vào vận hành

1. Công trình khai thác dầu khí phải được nghiệm thu trước khi đưa vào vận hành, sử dụng theo quy định của hợp đồng dầu khí và các hợp đồng, thỏa thuận được ký kết giữa các bên liên quan phù hợp với quy định của pháp luật.

2. Đối với các công trình khai thác dầu khí nằm trong vùng nước cảng biển hoặc luồng hàng hải, trước khi đưa công trình vào vận hành, sử dụng, người điều hành phải thiết lập vùng an toàn xung quanh công trình khai thác dầu khí theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều 8 Luật Dầu khí và pháp luật về hàng hải. Vùng an toàn này phải được chỉ dẫn, cảnh báo theo quy định của pháp luật về hàng hải.

Điều 9. Phương tiện trợ giúp và tàu trực mỏ

1. Phương tiện trợ giúp phải được thiết kế, chế tạo, vận hành và bảo trì bảo đảm hoạt động an toàn trong điều kiện môi trường tự nhiên dự báo tại vùng hoạt động theo quy định của pháp luật và điều ước quốc tế mà Việt Nam là thành viên.

2. Tàu trực mỏ phải bảo đảm các quy chuẩn kỹ thuật theo quy định và bảo đảm các điều kiện sau:

a) Có đủ chỗ trú ẩn tạm thời cho người có mặt tại công trình khai thác dầu khí trong trường hợp phải sơ tán;

b) Có trang thiết bị sơ cứu và nhân viên có đủ khả năng sơ cứu người bị nạn;

c) Có khả năng cứu vớt những người rơi xuống biển gần công trình khai thác dầu khí;

d) Được trang bị để hoạt động như trung tâm thông tin liên lạc trong trường hợp khẩn cấp nhằm bảo đảm thông tin liên lạc giữa công trình khai thác dầu khí với các tàu khác và công trình dầu khí ở vùng lân cận, với các phương tiện cứu hộ, các căn cứ và các phương tiện cứu hộ trên đất liền.

3. Các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi có người ở hoặc làm việc thường xuyên phải có tàu trực mỏ để sẵn sàng trợ giúp cứu người trên công trình khai thác dầu khí trong trường hợp khẩn cấp và tiếp cận công trình nếu thấy cần thiết để dự phòng cứu nạn trong các trường hợp sau:

a) Máy bay trực thăng cất hoặc hạ cánh;

b) Có người ở ngoài mạn;

c) Có người ở kề mép nước hoặc dưới nước;

d) Cảnh báo để tránh cho công trình khai thác dầu khí nguy cơ bị đâm, va đập và các nguy cơ nguy hiểm khác.

4. Các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi được thiết kế không có người ở, phải có phương tiện trợ giúp thích hợp trong trường hợp có người ở hoặc làm việc không thường xuyên để sẵn sàng trợ giúp trong trường hợp khẩn cấp.

Điều 10. Van an toàn lòng giếng

1. Đối với giếng khai thác ngoài khơi, van an toàn lòng giếng phải được lắp đặt ở độ sâu tối thiểu 30 m dưới mặt đáy biển trong trường hợp:

a) Giếng có khả năng tự phun không cần hỗ trợ cơ học và giếng có lượng chất lưu khi mở giếng lớn hơn lượng rò rỉ cho phép đối với van an toàn lòng giếng theo

quy định của Khuyến nghị API RP 14B (Thiết kế, lắp đặt, vận hành, kiểm tra và sửa chữa hệ thống van an toàn dưới lòng đất) phiên bản mới nhất cho van an toàn lòng giếng;

b) Giếng có khí khai thác với hàm lượng khí H_2S (hydro sunfua) cao hơn 50 ppm thể tích.

2. Với giếng khai thác trên đất liền và có khả năng tự phun không cần hỗ trợ cơ học, van an toàn lòng giếng phải được lắp đặt trong trường hợp:

a) Giếng nằm trong phạm vi có thể gây nguy hiểm cho dân cư, môi trường và trang thiết bị giếng do sự cố phun trào hoặc tràn dầu;

b) Giếng có khí khai thác với hàm lượng khí H_2S (hydro sunfua) cao hơn 50 ppm thể tích.

3. Các thông số kỹ thuật, thiết kế, lắp đặt, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa và thay thế van an toàn lòng giếng phải phù hợp với Tiêu chuẩn API Spec 14A (Đặc tính kỹ thuật thiết bị van an toàn lòng giếng) và Khuyến nghị API RP 14B (Thiết kế, lắp đặt, vận hành, kiểm tra và sửa chữa van an toàn dưới lòng đất) phiên bản mới nhất hoặc các tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

4. Tất cả các van an toàn lòng giếng đã lắp đặt phải được:

a) Thử áp lực tại chỗ ngay sau khi lắp đặt xong;

b) Tổng kiểm tra ít nhất mỗi năm 01 lần; hoặc thường xuyên hơn nếu có đòi hỏi từ thực tế vận hành mỏ.

5. Người điều hành chỉ được phép vận hành giếng khi van an toàn lòng giếng có thể hoạt động bình thường hoặc có các biện pháp đảm bảo an toàn khác.

6. Người điều hành có trách nhiệm thực hiện mọi biện pháp để đảm bảo an toàn của giếng.

Điều 11. Thiết bị đầu giếng, cây thông, van đóng khẩn cấp

1. Người điều hành phải lắp van đóng khẩn cấp tại cụm đầu giếng và cây thông trong trường hợp:

a) Giếng khai thác sản phẩm có chứa H_2S (hydro sunfua) với hàm lượng trên 50 ppm thể tích;

b) Giếng ở khu vực khai thác ngoài khơi;

c) Cần phải ngắt dòng chất lưu khỏi giếng do sự cố ở đường ống hay đường ống bơm ép có thể gây nguy hại đối với người hoặc hủy hoại nghiêm trọng môi trường tự nhiên.

2. Thiết bị đầu giếng và cây thông được thiết kế và lắp đặt với các thiết bị đo áp suất trong khoảng không giữa ống khai thác và ống chống cũng như giữa các ống chống.

3. Sau khi lắp đặt lần đầu và sau mỗi lần sửa chữa, cây thông được thử mức độ chịu áp đến áp suất tối đa trong quá trình khai thác.

4. Van đóng khẩn cấp phải được bảo trì, bảo dưỡng định kỳ và kiểm tra ít nhất mỗi năm 01 lần theo Khuyến nghị API RP 14H (Lắp đặt, bảo dưỡng và sửa chữa van an toàn trên đất liền và ngoài khơi) phiên bản mới nhất hoặc các tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

Điều 12. Đo và khảo sát thông số của giếng, vỉa dầu khí

1. Người điều hành tiến hành đo, khảo sát giếng nhằm thu thập các thông số vỉa, địa tầng, trạng thái giếng, thiết bị lòng giếng khai thác, bơm ép trước khi khai thác, bơm ép và theo định kỳ hằng năm.

2. Các thiết bị, phương tiện đo, khảo sát giếng phải được kiểm định hoặc hiệu chuẩn theo quy định về pháp luật về đo lường.

3. Người điều hành thông báo và thống nhất với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam trong trường hợp thay đổi lịch định kỳ đo, khảo sát quy định tại khoản 1 Điều này để phù hợp với điều kiện khai thác dầu khí thực tế.

4. Người điều hành có trách nhiệm lưu trữ và chia sẻ thông tin, dữ liệu khảo sát khi có yêu cầu của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam, gửi thông tin và thông số thu thập được cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam sau khi kết thúc công việc.

Điều 13. Lấy và phân tích mẫu chất lưu, mẫu đá

1. Đối với mẫu chất lưu:

a) Người điều hành thực hiện lấy mẫu đáy chất lưu hoặc mẫu chất lưu bề mặt hoặc cả hai để tái tạo ở điều kiện vỉa ban đầu tại các giếng được thử vỉa hoặc khai thác;

b) Trong quá trình khai thác, người điều hành thu thập đủ mẫu chất lưu tại đầu giếng thích hợp để phân tích thành phần dầu, khí và nước của vỉa, theo định kỳ hằng năm hoặc theo yêu cầu thực tế. Việc lấy mẫu dầu khí phù hợp với Khuyến nghị API RP 44 (Lấy mẫu chất lưu vỉa dầu khí) phiên bản mới nhất hoặc tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế;

c) Khi xuất hiện nước trong chất lưu từ giếng đã được đưa vào khai thác, người điều hành tiến hành lấy mẫu và phân tích nước để xác định thành phần nước khai

thác từ giếng và trong phạm vi công nghệ cho phép, đánh giá nguồn gốc của nước khai thác từ giếng;

d) Các mẫu nước đã lấy trong các mục trên được phân tích phù hợp với Khuyến nghị API RP 45 (Phân tích mẫu nước mỏ dầu khí) phiên bản mới nhất hoặc tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế;

đ) Người điều hành gửi Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam kết quả phân tích thành phần chất lưu từ mỗi vỉa hoặc tầng sản phẩm, kết quả mô tả các tính chất lý hóa cơ bản của chất lưu đó hoặc các thông tin khác theo yêu cầu của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam ngay khi hoàn thành việc phân tích và khi có báo cáo đầy đủ.

2. Đối với mẫu đá:

a) Lấy mẫu đá theo đúng kế hoạch lấy mẫu, bảo quản và thực hiện các phân tích đặc điểm và tính chất của mẫu đá để đảm bảo cung cấp đầy đủ số liệu địa chất và các thông số nhằm đánh giá vỉa sản phẩm;

b) Lưu trữ và nộp các kết quả phân tích mẫu đá theo quy định.

Điều 14. Hoàn thiện và vận hành giếng

1. Người điều hành hoàn thiện, vận hành giếng khai thác dầu khí theo các quy chuẩn, quy trình kỹ thuật đảm bảo vận hành giếng an toàn, bảo vệ môi trường, duy trì đánh giá, điều khiển mọi hoạt động của giếng và thu hồi dầu khí hiệu quả.

2. Người điều hành hiệu chỉnh ngay các thiết bị của giếng hoặc thay đổi khoảng hoàn thiện của giếng để đảm bảo hệ số thu hồi dầu khí. Trường hợp điều kiện kỹ thuật không cho phép thực hiện các công việc trên, người điều hành thông báo cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam và nêu rõ lý do.

3. Đối với những giếng khai thác đồng thời nhiều vỉa được thiết kế để có thể tách biệt các khoảng vỉa khai thác, người điều hành thực hiện các công việc sau:

a) Sau khi hoàn thiện giếng, người điều hành tiến hành thử từng vỉa riêng biệt để bảo đảm việc phân cách giữa các vỉa là tốt, kể cả ở bên trong và bên ngoài ống chống;

b) Trong quá trình khai thác tiếp theo, nếu nghi ngờ về sự phân cách đó, người điều hành tiến hành ngay hoạt động thử riêng biệt.

4. Sau khi hoàn tất các hoạt động theo quy định tại các khoản 1, 2 và 3 Điều này, người điều hành gửi báo cáo về hoạt động hoàn thiện và vận hành giếng cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam, bao gồm các nội dung sau đây:

a) Tóm tắt các hoạt động và các sự cố xảy ra (nếu có);

b) Sơ đồ, các thông số kỹ thuật kèm theo về thiết bị trong lòng giếng, ống chống, ống khai thác, cây thông đầu giếng và hệ thống kiểm soát khai thác;

c) Các thông số về thành phần và tính chất của chất lưu dùng để hoàn thiện giếng;

d) Đánh giá các kết quả của các công tác đã thực hiện.

Điều 15. Khoảng vành xuyến khai thác

1. Người điều hành không được đưa vào vận hành khai thác giếng ngoài khơi, giếng khai thác khí trên đất liền có hàm lượng khí H_2S (hydro sunfua) trên 50 ppm thể tích khi khoảng vành xuyến khai thác không được ngăn cách hữu hiệu với khoảng hoàn thiện của giếng.

2. Khoảng vành xuyến khai thác được kết cấu lắp đặt sao cho có thể xả áp dễ dàng.

3. Người điều hành lựa chọn dung dịch sử dụng trong việc hoàn thiện hoặc sửa chữa giếng thuộc loại gây hại ít nhất đến tầng sản phẩm và thiết bị lòng giếng phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

4. Người điều hành thực hiện lắp đặt pac-ke đối với giếng có yêu cầu trang bị van an toàn lòng giếng theo Điều 10 Thông tư này. Trường hợp đặc thù về công nghệ mà không cần thiết lắp đặt pac-ke, người điều hành thống nhất với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam nguyên tắc bảo đảm an toàn và phù hợp với thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

Điều 16. Kiểm tra các van, thiết bị cảm biến đối với công trình dầu khí trên đất liền

1. Đối với các công trình khai thác dầu khí trên đất liền, người điều hành tiến hành các công việc sau đây:

a) Ít nhất 06 tháng một lần kiểm tra tất cả các hệ thống van đóng khẩn cấp tại đầu giếng;

b) Ít nhất 12 tháng một lần kiểm tra các van an toàn ở bình chịu áp suất được lắp đặt tại giếng hoặc tại công trình khai thác dầu khí;

c) Ít nhất 03 tháng một lần kiểm tra các thiết bị cảm biến áp suất;

d) Ít nhất 03 tháng một lần kiểm tra các thiết bị kiểm soát mức chất lỏng bằng cách cho các thiết bị cảm biến hoạt động;

đ) Ít nhất 03 tháng một lần kiểm tra các van đóng tự động nối với các máy bơm nén khí hoặc ở đầu vào bình chịu áp suất, thử các van đóng tự động hoạt động theo các nguyên tắc đóng ở mức thấp nhất trên các đường ống dẫn;

e) Khi công trình khai thác dầu khí trên đất liền có lắp đặt các thiết bị xử lý khí hoặc dầu, người điều hành kiểm tra tất cả các van an toàn của thiết bị nói trên tối thiểu 12 tháng một lần.

2. Khi kiểm tra các thiết bị theo quy định tại khoản 1 Điều này mà phát hiện hư hỏng hoặc không chính xác, người điều hành phải tiến hành thay thế hoặc hiệu chuẩn ngay các thiết bị này theo quy định của pháp luật về đo lường.

Điều 17. Hệ thống xả áp

1. Tại công trình khai thác dầu khí, người điều hành nối các van xả áp và các thiết bị xử lý hydrocacbon lỏng với bình lắng, hoặc bồn chứa có thể tích đủ để chứa được thể tích chất lỏng lớn nhất có thể thoát ra trước khi hệ thống được đóng an toàn.

2. Tại công trình khai thác dầu khí, tất cả các van xả áp ở các thiết bị xử lý khí phải nối với hệ thống đốt khí hoặc hệ thống xả khí.

3. Đối với các công trình khai thác dầu khí có hàm lượng khí H_2S (hydro sunfua) trong chất lưu khai thác, người điều hành phải đảm bảo hàm lượng H_2S (hydro sunfua) trong không khí tại khu vực công trình khai thác dầu khí tuân thủ Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia QCVN 03:2019/BYT ngày 10 tháng 6 năm 2019 về giá trị giới hạn tiếp xúc cho phép của 50 yếu tố hóa học tại nơi làm việc.

Điều 18. Đốt, xả khí và đốt, hủy dầu

1. Đốt, xả khí:

Người điều hành chỉ được đốt xả khí theo quy định tại khoản 2 Điều 49 Luật Dầu khí, bảo đảm các yêu cầu sau:

a) Lưu lượng hoặc khối lượng khí đốt, xả không lớn hơn lưu lượng hoặc khối lượng cần thiết phải xả để thông và làm sạch giếng;

b) Việc đốt khí phục vụ quá trình thử vỉa hoặc sau khi hoàn thiện, sửa chữa hoặc xử lý giếng nếu dự kiến kéo dài quá 48 giờ phải được người điều hành thống nhất với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam;

c) Đốt theo chu kỳ khí dư từ hệ thống công nghệ xử lý không đủ điều kiện thu gom và việc đốt không gây ra mối nguy hiểm về an toàn; đốt trong tình trạng khẩn cấp như máy nén khí hoặc các thiết bị khác bị hư hỏng; đốt khi bảo dưỡng định kỳ, kiểm tra và thử nghiệm;

d) Trong trường hợp khẩn cấp, người điều hành có thể xả khí tạm thời (không đốt) trong vòng 24 giờ thông qua van an toàn. Trường hợp xả khí vượt quá 24 giờ phải được người điều hành thống nhất với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam.

2. Đốt, hủy dầu:

a) Người điều hành thực hiện việc đốt hay hủy dầu trong tình trạng khẩn cấp hoặc xét thấy việc đốt hay hủy dầu là cần thiết khi tiến hành công tác hoàn thiện hoặc sửa chữa giếng hoặc trong trường hợp xử lý kích thích tăng dòng với điều kiện khối lượng dầu bị đốt hay hủy ít hơn 01 m^3/h và phải đảm bảo an toàn môi trường khi thực hiện việc đốt hay hủy dầu theo quy định của pháp luật;

b) Người điều hành phải thông báo ngay bằng văn bản cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam khi đốt hoặc hủy dầu và phải có kế hoạch sẵn sàng để đối phó với tình trạng khẩn cấp;

c) Trong quá trình thử giếng, người điều hành chỉ được đốt hoặc hủy dầu theo khối lượng đã được Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam thống nhất.

3. Sau khi chấm dứt việc đốt, xả khí và hủy dầu theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều này, người điều hành gửi báo cáo lượng đốt, xả khí và hủy dầu thực tế cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam.

Điều 19. Quản lý mỏ dầu khí và các hoạt động khác đồng thời với vận hành khai thác

1. Các phương pháp khai thác, đối tượng khai thác, mạng lưới giếng, vận hành giếng được tiến hành phù hợp với nội dung được phê duyệt và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

2. Người điều hành tiến hành bơm ép duy trì áp suất vỉa phù hợp với đối tượng, vỉa, mạng lưới bơm ép được phê duyệt.

3. Trong quá trình khai thác, trường hợp xuất hiện việc suy giảm áp suất vỉa bất thường có nguy cơ ảnh hưởng đến hệ số thu hồi dầu khí cuối cùng của mỏ, người điều hành tiến hành nghiên cứu, xử lý và báo cáo cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam để kịp thời điều chỉnh mức sản lượng khai thác dầu khí nhằm đảm bảo an toàn khai thác mỏ.

Điều 20. Quan trắc, đo đạc và ghi chép về thông số môi trường

1. Đối với công trình khai thác dầu khí, người điều hành tổ chức quan trắc môi trường theo quy định của pháp luật về môi trường.

2. Đối với các công trình khai thác dầu khí trên đất liền, người điều hành theo dõi và ghi chép về hướng, tốc độ gió, nhiệt độ và lượng mưa theo thời gian biểu nhất định.

3. Đối với công trình khai thác dầu khí ngoài khơi có người vận hành, người điều hành có trách nhiệm:

a) Duy trì ghi chép tổng hợp các quan sát về môi trường thiên nhiên trong quá trình khai thác mỏ của từng ngày làm việc;

b) Ghi nhận các dự báo về điều kiện khí tượng thủy văn của từng ngày và khi điều kiện khí tượng thủy văn trong ngày có sự thay đổi so với dự báo trong thời gian tiến hành các hoạt động sản xuất;

c) Giàn khai thác bán chìm hoặc giàn khai thác nổi được quan sát và ghi chép độ nghiêng, độ chòng chành và độ dập dình của hệ thống khai thác và sức căng của từng dây neo ít nhất 06 giờ một lần khi tốc độ gió nhỏ hơn 35 km/h và ít nhất 03 giờ một lần khi tốc độ gió vượt quá 35 km/h.

4. Người điều hành có thể tham chiếu, sử dụng các số liệu quan trắc, đo đạc của các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi trong cùng một mỏ hoặc mỏ dầu khí liền kề.

Điều 21. Ngừng hoạt động khai thác dầu khí

1. Người điều hành phải ngừng ngay các hoạt động khai thác dầu khí trong các trường hợp sau:

a) Hoạt động khai thác gây ra các tai nạn, sự cố nghiêm trọng hoặc việc tiếp tục hoạt động khai thác sẽ gây ra mất an toàn nghiêm trọng cho người làm việc, công trình khai thác dầu khí hoặc vi phạm các quy định của pháp luật về chất thải, bảo vệ môi trường;

b) Có người bị thương nghiêm trọng mà nếu không dừng hoạt động khai thác thì sẽ gây ra các hậu quả nghiêm trọng khác hoặc sự cố gây nguy hiểm cho con người và nguy hại nghiêm trọng cho thiết bị;

c) Xảy ra sự cố bất khả kháng như thiên tai, chiến tranh;

d) Liên quan đến an ninh quốc gia theo chỉ đạo của cấp có thẩm quyền.

2. Khi một giếng trên khu vực khai thác bị mất kiểm soát hoặc có nguy cơ bị mất kiểm soát, người điều hành phải đóng các giếng thuộc khu vực khai thác đó cho tới khi các nguy cơ trên được khắc phục.

3. Khi ngừng các hoạt động khai thác dầu khí, người điều hành có trách nhiệm báo cáo ngay với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam. Người điều hành chỉ được tiếp tục các hoạt động khai thác trở lại khi hoàn tất các điều chỉnh, sửa chữa đáp ứng các yêu cầu pháp luật về an toàn và bảo vệ môi trường.

Chương IV
ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 22. Hiệu lực thi hành và tổ chức thực hiện

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 20 tháng 01 năm 2026.

2. Trường hợp các văn bản quy phạm pháp luật, tiêu chuẩn kỹ thuật được viện dẫn tại Thông tư này có sự thay đổi, bổ sung hoặc được thay thế thì thực hiện theo quy định tại văn bản mới.

3. Trong quá trình thực hiện nếu có khó khăn, vướng mắc, tổ chức, cá nhân và Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam báo cáo Bộ Công Thương xem xét, giải quyết theo thẩm quyền./.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Nguyễn Hoàng Long