

Số: 1354/BCT-DKT

Hà Nội, ngày 04 tháng 3 năm 2024

V/v đăng tải lên Cổng thông tin
điện tử Chính phủ dự thảo
Thông tư quy định một số nội
dung kỹ thuật trong hoạt động
dầu khí

Kính gửi: Cổng thông tin điện tử Chính phủ

Căn cứ quy định tại Điều 101 Luật Ban hành văn bản quy phạm pháp luật,
Bộ Công Thương đề nghị Cổng thông tin điện tử Chính phủ đăng tải dự thảo
Thông tư quy định một số nội dung kỹ thuật trong hoạt động dầu khí (kèm theo)
để lấy ý kiến rộng rãi của các cơ quan, tổ chức, cá nhân.

Trân trọng./.

Nơi nhận:

- Như trên;
- Bộ trưởng (để b/c);
- Thứ trưởng Nguyễn Sinh Nhật Tân (để b/c);
- Vụ PC;
- VPB (để đăng tải lên Cổng TTĐT BCT);
- Lưu: VT, DKT.

TL. BỘ TRƯỞNG
VỤ TRƯỞNG VỤ DẦU KHÍ VÀ THAN



Nguyễn Việt Sơn



Số: /2024/TT-BCT

Hà Nội, ngày tháng năm 2024

DỰ THẢO 2

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 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;

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 dầu khí, phát triển mỏ dầu khí, khai thác dầu khí, thu dọn công trình 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 nhà nước, 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. *Bảo quản giếng* là việc sử dụng dung dịch phù hợp, gia cố các nút chặn và lắp đặt các thiết bị trong giếng nhằm đảm bảo cho giếng khoan được an toàn trong một thời gian nhất định và sau đó có thể tiếp tục các công việc thăm dò, thử vỉa, khai thác một cách thuận lợi.

2. *Chất lưu* là hỗn hợp hydrocacbon ở thể lỏng, khí và các chất khác.

3. *Chương trình khoan* là tài liệu trình bày các nội dung về thiết kế kỹ thuật, phương án thi công, tiến độ và kế hoạch kết thúc giếng sơ bộ để triển khai thi công giếng khoan của mỏ, lô dầu khí.

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

5. *Dụng cụ giữ xi măng* là dụng cụ được sử dụng trong quá trình bơm ép xi măng áp suất cao để ngăn dòng xi măng lên, xuống trong giếng khoan. Dụng cụ giữ xi măng là dụng cụ làm kín, không thể thu hồi được nhưng làm bằng kim loại hoặc vật liệu phù hợp có thể khoan phá được.

6. *Đoạn ống lộ* là đoạn ống được chôn ngầm nhưng theo thời gian lớp phủ bị bào mòn làm cho đoạn ống lộ ra hoặc dịch chuyển khỏi vị trí ban đầu hoặc được đặt trên bề mặt đáy biển, mặt đất hoặc bề mặt sông, hồ.

7. *Đường ống chôn ngầm* là đường ống được chôn dưới mặt đất, mặt đáy biển theo thiết kế được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt.

8. *Hủy bỏ giếng* là việc thu hồi các thiết bị lòng giếng, gia cố các nút xi măng, đặt nút cơ học, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, thu dọn các vật cản (nếu có) xung quanh miệng giếng, đầu giếng.

9. *Kế hoạch kết thúc giếng* là tài liệu trình bày về phương án để hủy bỏ hoặc bảo quản một giếng hoặc một phần của một giếng khoan dầu khí.

10. *Kế hoạch kết thúc giếng sơ bộ* là tài liệu về phương án dự kiến kế hoạch hủy bỏ hoặc bảo quản một giếng hoặc một phần của một giếng khoan dầu khí được lập trong chương trình khoan.

11. *Kế hoạch hoàn thiện giếng* là tài liệu hoàn thiện giếng khoan dầu khí nhằm đưa giếng vào sử dụng.

12. *Khoảng bần* là bất kỳ đoạn giếng nào đã hoặc chưa có chống ống, được bần đục lỗ để tạo ra sự liên thông giữa thành hệ, vỉa và lòng giếng hoặc giữa các lớp ống chống khác nhau.

13. *Khoảng hoàn thiện 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.

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

15. *Nút xi măng* là một lượng vữa xi măng được bơm vào trong lòng giếng khoan đến một độ sâu nhất định để tạo thành một khối xi măng rắn chắc nhằm ngăn cách các khoảng vỉa khác nhau dọc thân giếng khoan. Vị trí nút xi măng bao gồm chiều sâu và độ dài được xác định theo chiều dọc thân giếng khoan.

16. *Nút cơ học* là một dụng cụ để cách ly lòng giếng được làm bằng kim loại hoặc/và cao su để khoan phá, thường được dùng để cách ly các khoảng khác nhau trong lòng giếng khoan đã chống ống.

17. *Nút chặn* là nút cơ học hoặc nút phi cơ học (là nút xi măng hoặc vật liệu có khả năng tạo khối rắn chắc theo thời gian, có khả năng chịu tải và làm kín tương đương với xi măng nhằm ngăn cách áp suất trong giếng khoan).

18. *Nước vỉa* là nước có nguồn gốc tự nhiên có trong vỉa chứa.

19. *Ống chống khai thác dầu khí* là ống chống được lắp đặt trong thân giếng nhằm mục đích ngăn cách vỉa chứa dầu khí với các vỉa khác.

20. *Ống khai thác dầu khí* là ống được lắp đặt dọc theo thân giếng để khai thác dầu khí hoặc bơm ép chất lưu.

21. *Pac-ke* là thiết bị lòng giếng được sử dụng để cách ly khoảng không vành xuyên giữa ống khai thác dầu khí và ống chống khai thác dầu khí hoặc khoảng thân trần nhằm phục vụ cho hoạt động khai thác dầu khí hoặc bơm ép của giếng.

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

23. *Sự cố* là các sự kiện xảy ra không mong muốn, gây tai nạn hoặc có khả năng gây tai nạn.

24. *Tai nạn* là sự cố gây hậu quả chết người, mất tích, bị thương, gây thiệt hại tài sản hoặc môi trường; làm ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất tại công trình dầu khí.

25. *Tai nạn, sự cố nghiêm trọng* là tai nạn hoặc sự cố xảy ra tại khu vực khai thác dầu khí dẫn đến một trong những hậu quả sau:

- a) Có người chết hoặc mất tích;
- b) Làm bị thương nặng nhân sự vận hành công trình khai thác dầu khí tới mức nhân sự này không thể đảm nhiệm hoạt động vận hành được giao;
- c) Có các sự cố cháy hoặc nổ gây hậu quả nghiêm trọng;
- d) Sự cố tràn dầu;
- đ) Rò rỉ chất phóng xạ hoặc chất độc hại;
- e) Mất kiểm soát dòng chất lưu chảy từ giếng;
- g) Có các trang thiết bị, phương tiện cần thiết cho an toàn của người, công trình hoặc phương tiện bị hư hại không thể sửa chữa;
- h) Có các trang thiết bị, phương tiện tối cần thiết cho việc bảo vệ môi trường bị hư hại không thể sửa chữa.

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

27. *Tầng sản phẩm* là tập hợp các vỉa sản phẩm trong một đơn vị địa tầng của mỏ dầu khí.

28. *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.

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 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua. 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.

2. Tên vỉa, tầng sản phẩm, cấu tạo, mỏ dầu khí, giếng khoan phải 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;
- b) Phần tên viết tắt của cấu tạo/mỏ;
- c) Phần tên giếng khoan bao gồm số thứ tự giếng và ký hiệu loại giếng được quy định như sau:

Giếng thăm dò thăm 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 giếng loại khác (nếu có) sẽ do người điều hành và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thống nhất.

Chương II

HOẠT ĐỘNG TÌM KIẾM THĂM DÒ DẦU KHÍ

Điều 4. Nội dung và các bước chính của công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí

1. Nội dung chính của công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí bao gồm:

a) Khoanh vùng, xác định và xếp hạng các đối tượng (plays), cấu tạo, bể, thân chứa có tiềm năng chứa dầu khí.

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

c) Đánh giá tiềm năng và rủi ro của các đối tượng chứa dầu khí chưa phát hiện/phát hiện và xây dựng phương án tìm kiếm thăm dò.

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

2. Các bước chính của công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí bao gồm:

a) Triển khai công tác nghiên cứu địa chất - địa vật lý: Thu thập thông tin về tài liệu địa chất, địa vật lý và các thông tin liên quan đến địa chất và tiềm năng dầu khí.

b) Triển khai công tác địa vật lý: Thực hiện tổ hợp các công việc khảo sát, thu nổ, xử lý, minh giải tài liệu địa vật lý: địa chấn 2D/3D, trọng lực, từ, ảnh viễn thám chi tiết phục vụ việc xác định vị trí giếng khoan, đánh giá tài nguyên, trữ lượng dầu khí và thiết kế giếng thăm dò, thăm lượng.

c) Triển khai công tác đánh giá trước khi khoan (báo cáo đánh giá tiềm năng, báo cáo phương án địa chất giếng khoan, chương trình khoan).

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

đ) Triển khai công tác đánh giá sau khi khoan (báo cáo nghiên cứu sau khoan, báo cáo kết thúc địa chất giếng khoan, báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan).

Điều 5. Các quy định chung khi tiến hành thăm dò địa vật lý

1. Nội dung chính 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) Ban hành hướng dẫn về công tác an toàn, quy trình, tổ chức và phân công trách nhiệm;

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

c) Ban hành quy trình vận hành, bảo trì, kiểm tra phương tiện, thiết bị phục vụ thăm dò địa vật lý theo hướng dẫn sử dụng của nhà sản xuất hoặc cung cấp phương tiện, thiết bị;

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

đ) 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 theo quy định hợp đồng dầu khí hoặc thỏa thuận với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (nếu có).

Điều 6. Các quy định chung khi tiến hành khoan giếng

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

a) Các thông tin chung về giếng khoan;

- Tọa độ vị trí giếng, chiều sâu nước biển; giàn khoan thi công giếng; thời gian thi công; cấu trúc giếng khoan; dung dịch khoan; chèo khoan, bộ khoan cụ và thủy lực; khoan định hướng (nếu có); ống chống; bơm trám xi măng giếng khoan

- Kế hoạch kiểm tra áp suất thiết bị chống phun (BOP), đầu giếng, ống chống

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;

- Định vị giàn khoan, chuẩn bị trước khi khoan mở lỗ; công tác an toàn trước khi mở lỗ,

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

đ) 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, ứng cứu sự cố khẩn cấp theo quy định tại 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 phê duyệt;

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 nộp báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời hạn 30 ngày sau khi hoàn thành công tác kết thúc giếng theo quy định tại Điều 28 Thông tư này và hoàn thành chương trình khoan.

2. Tất cả các tài liệu liên quan đến công tác kết thúc giếng, kể cả sơ đồ trạng thái thực tế của giếng sau khi kết thúc, kết quả sơ bộ địa chất dầu khí (nếu có) và các tài liệu thu được khi khảo sát lần cuối về hiện trạng bề mặt, khu vực xung quanh giếng khoan phải được gửi kèm theo báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan.

3. Đối với các giếng thuộc kế hoạch thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí, người điều hành phải tuân thủ quy định tại Nghị định số 45/2023/NĐ-CP.

Chương III

CÁC HOẠT ĐỘNG LIÊN QUAN ĐẾN PHÁT TRIỂN, VẬN HÀNH KHAI THÁC MỎ 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 phù hợp với quy định của pháp luật, hợp đồng dầu khí và các hợp đồng, thỏa thuận được ký kết giữa các bên liên quan.

2. Đối với các công trình 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 dầu khí theo quy định tại Luật Dầu khí và Nghị định số 45/2023/NĐ-CP. Vùng an toàn này phải được chỉ dẫn bằng hệ thống báo hiệu hàng hải và phải được thể hiện trên hải đồ vùng nước cảng biển, luồng hàng hải hoặc hải đồ khu vực theo quy định về hàng hải.

Điều 9. Phương tiện trợ giúp và tàu trực mỏ

1. Người điều hành chỉ được sử dụng phương tiện trợ giúp được thiết kế, chế tạo và bảo trì có khả năng hoạt động một cách an toàn trong điều kiện môi trường tự nhiên dự báo tại vùng đó.

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 mọi người của công trình khai thác 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;

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 với các tàu khác và công trình khai thác 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 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 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) Trợ giúp để tránh cho công trình dầu khí nguy cơ bị đâm, va đập và các nguy cơ nguy hiểm khác.

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 nếu:

- a) Giếng có khả năng tự phun không cần hỗ trợ cơ học;
- b) Giếng có khí khai thác với hàm lượng hydro sunfua (H_2S) cao hơn 50 phần triệu (50 ppm) thể tích.

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

- 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 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 đảm bảo phù hợp với tiêu chuẩn API Spec 14A (Tiêu chuẩn kỹ thuật thiết bị van an toàn lòng giếng) và Khuyến nghị API RP 14B (Khuyến nghị thiết kế, lắp đặt, sửa chữa và vận hành an toàn lòng giếng) tại lần xuất 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 1 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.

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, các van đóng khẩn cấp

1. Người điều hành phải lắp van đóng khẩn cấp ở đầu giếng và cây thông cho:

a) Giếng khai thác sản phẩm có chứa 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 phải đảm bảo được thiết kế và lắp đặt có gắn các thiết bị đo áp suất trong tất cả các khoảng giữa ống chống và nhiệt độ đầu giếng.

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

4. Van điều tiết đầu giếng phải được kiểm tra ít nhất mỗi năm 01 lần theo Khuyến nghị API RP 14H "Khuyến nghị Lắp đặt, Bảo dưỡng và Sửa chữa Van An toàn trên đất liền và ngoài khơi" hoặc thường xuyên hơn nếu có đòi hỏi từ thực tế vận hành mỏ.

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, giếng khai thác/bơm ép: Trước khi khai thác/bơm ép; theo định kỳ hằng năm.

2. Người điều hành báo cáo Tập đoàn Dầu khí 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.

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

1. Đối với mẫu chất lưu:

a) Người điều hành thực hiện lấy mẫu sâu hoặc lấy mẫu bề mặt tại miệng giếng để tái tạo ở điều kiện vỉa ban đầu nếu không thể lấy mẫu sâu 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 (Khuyến nghị lấy mẫu chất lưu vỉa dầu khí) lần xuất bản mới nhất; hoặc tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ 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 (Khuyến nghị phân tích mẫu nước mỏ dầu khí) lần xuất

bản mới nhất; hoặc người điều hành đề nghị tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế.

đ) Người điều hành báo cáo Tập đoàn Dầu khí 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 Dầu khí Việt Nam ngay khi hoàn thành việc phân tích và khi có báo cáo đầy đủ.

2. Đối với mẫu lõi:

a) Lấy mẫu lõi theo đúng kế hoạch lấy mẫu và bảo quản và thực hiện các phân tích đặc điểm và tính chất của mẫu lõi 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 lõi 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 có thể thay đổi khoảng hoàn thiện của giếng đảm bảo hệ số thu hồi dầu khí. Trường hợp điều kiện kỹ thuật không cho phép thực hiện các công việc đó, Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí 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 báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về hoạt động hoàn thiện và vận hành giếng, 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 xuyên 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 hydro sunfua trên 50 ppm thể tích khí khoảng vành xuyên khai thác không được ngăn cách hữu hiệu với khoảng hoàn thiện của giếng.

2. Khoảng vành xuyên khai thác phải được kết cấu lắp đặt sao cho có thể xả giếng dễ dàng.

3. Người điều hành phải 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.

4. Người điều hành thực hiện lắp đặt pac-ke đối với:

a) Giếng có yêu cầu trang bị van an toàn lòng giếng theo Điều 10 Thông tư này; trường hợp các giếng khai thác có ống chống khai thác chính là ống khai thác và được trám xi măng ở toàn bộ các khoảng vỉa sản phẩm với chiều sâu trám xi măng cao hơn chân ống chống trước đó thì không cần lắp đặt pac-ke.

b) Giếng có áp suất trong khoảng không vành xuyên vượt quá 1.885,5 Psi; và giếng đã thực hiện xả áp suất với lưu lượng đến 900 bộ khối khí/h nhưng không làm giảm áp suất khoảng không vành xuyên xuống dưới 1.885,5 Psi.

5. Với các giếng có yêu cầu phải lắp đặt pac-ke và người điều hành không lắp đặt thiết bị theo dõi liên tục áp suất trong khoảng không quanh ống phía trên pac-ke, hằng năm người điều hành phải thực hiện kiểm tra mức độ ngăn cách thủy lực giữa ống chống và ống khai thác. Các số liệu kiểm tra phải được lưu giữ suốt đời dự án và báo cáo khi có yêu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Điều 16. Kiểm tra các van, thiết bị cảm biến

1. Đối với các công trình khai thác trên đất liền, người điều hành phải 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 miệng 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;

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 trên đất liền có lắp đặt các thiết bị xử lý khí hoặc dầu, người điều hành phải 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.

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. Tại công trình khai thác dầu khí có hàm lượng khí hydro sunfua trong chất lưu khai thác vượt quá 10 ppm thể tích thì công trình khai thác phải lắp đặt hệ thống đốt khí hoạt động thường xuyên.

Điều 18. Đốt, xả khí và hủy dầu

1. 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) Thời gian đốt xả khí phải đảm bảo 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 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt;

c) Đốt theo chu kỳ khí dư thu được từ hệ thống xử lý không thể thu gom một cách kinh tế 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 nếu không thể đốt được nhưng không quá 24 giờ và phải qua van an toàn;

đ) Đốt hay xả khí từ giếng để giải tỏa áp suất.

2. Người điều hành thực hiện việc đốt hủy dầu trong tình trạng khẩn cấp sau:

a) Việc đốt hủy dầu là cần thiết khi bắt đầu công tác hoàn thiện hoặc sửa chữa giếng hoặc trong trường hợp xử lý kích thích tăng dòng với điều kiện khối lượng dầu đốt hủy ít hơn 1 m³/h và phải đảm bảo an toàn môi trường theo quy định của pháp luật;

b) Người điều hành thông báo ngay bằng văn bản cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi đốt hoặc hủy dầu và 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 hủy dầu theo khối lượng đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

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, xác định vị trí giếng, cách thức vận hành giếng được đề xuất trong kế hoạch phát triển mỏ dầu khí phải bảo đảm hệ số thu hồi dầu khí tối ưu về kinh tế, theo thông lệ công nghiệp dầu khí.

2. Khi tiến hành bơm ép duy trì áp suất vỉa, người điều hành không được bơm chất lưu vào vỉa khác với mạng lưới giếng bơm ép và vỉa đã 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 phải tiến hành nghiên cứu, báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét chấp thuận để kịp thời điều chỉnh mức sản lượng khai thác dầu khí nhằm đảm bảo an toàn khai thác mỏ.

Điều 20. Quan trắc, giám sát chất lượng môi trường

1. Trong quá trình khai thác, người điều hành tổ chức quan trắc, giám sát chất lượng môi trường nước, môi trường trầm tích khu vực mỏ, đối với các hoạt động khai thác trên đất liền phải tổ chức quan trắc cả chất lượng môi trường không khí và nước ngầm; sơ đồ, tần suất và các thông số cần quan trắc, giám sát theo chương trình quản lý môi trường đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt trong báo cáo đánh giá tác động trường đối với phát triển mỏ dầu khí và các quy định của pháp luật.

2. Đối với các công trình khai thác dầu khí trên đất liền, người điều hành phải 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 dầu khí ngoài khơi, 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;

c) Ít nhất mỗi ngày một lần trong điều kiện bình thường và ít nhất 3 giờ một lần trong điều kiện mưa bão, ghi nhận hướng và tốc độ gió, hướng, chiều cao và bước sóng của sóng biển, hướng và vận tốc dòng chảy, áp suất và nhiệt độ khí quyển, nhiệt độ của nước biển, tầm nhìn xa;

d) Mỗi ngày một lần ghi nhận tổng lượng mưa của ngày hôm trước;

đ) Giàn khai thác bán chìm hoặc giàn khai thác nổi phải 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 6 giờ một lần khi tốc độ gió nhỏ hơn 35 km/h và ít nhất 3 giờ một lần khi tốc độ gió vượt quá 35 km/h.

4. Người điều hành phải quan trắc, giám sát môi trường tại các công trình dầu khí và lập báo cáo đánh giá theo quy định của pháp luật về môi trường. Đối với khu vực khai thác ngoài khơi báo cáo đánh giá trạng thái môi trường phải bao gồm việc đánh giá một cách tổng quát điều kiện thủy văn, hải dương, cũng như thời gian phải ngừng hoạt động do điều kiện thời tiết.

Điều 21. Ngừng hoạt động khai thác dầu khí

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

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

2. 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

CÔNG TÁC BẢO QUẢN VÀ HỦY BỎ GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ

Mục I: CÔNG TÁC BẢO QUẢN GIẾNG

Điều 22. Phân loại giếng cần bảo quản

1. Việc bảo quản giếng phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- a) Lòng giếng luôn ở trong điều kiện an toàn kể cả khi các thiết bị miệng giếng bị hư hại do sự cố hay bị loại bỏ, giếng sẽ duy trì được sự cách ly giữa các vỉa với nhau và các vỉa với bề mặt, trừ trường hợp các vỉa được khai thác đồng thời;
- b) Đảm bảo khả năng tái sử dụng giếng để khoan, nghiên cứu, khai thác, sửa chữa và các hình thức khác hoặc hủy bỏ giếng vào bất kỳ thời điểm nào và đảm bảo an toàn;
- c) Hạn chế sự cản trở của các thiết bị đối với môi trường xung quanh;

d) Phải cắm phao tiêu báo hiệu đối với giếng khoan ngầm được bảo quản tại vùng nước có độ sâu nhỏ hơn 20 m nước;

2. Căn cứ vào tình trạng giếng, các giếng cần bảo quản được chia làm 3 loại:

a) Loại 1: giếng khoan cần bảo quản lâu dài (từ 03 năm trở lên), bao gồm các giếng mà kết quả nghiên cứu cho thấy có thể sử dụng để khai thác đem lại hiệu quả kinh tế nhưng chưa có phương án sử dụng;

b) Loại 2: giếng khoan cần bảo quản tạm thời (từ 01 đến 03 năm) gồm các giếng nằm trong phương án khai thác nhưng thuộc loại dự phòng;

c) Loại 3: giếng bảo dưỡng ngắn hạn (dưới 01 năm), gồm các giếng đang sử dụng, tạm dừng hoạt động để sửa chữa hoặc chuẩn bị đưa vào sử dụng.

3. Dung dịch bảo quản giếng

Người điều hành phải đảm bảo rằng khi có một phần hay toàn bộ giếng cần được bảo quản thuộc loại 1 và 2 thì giếng phải luôn được đổ đầy dung dịch có tỷ trọng đủ đảm bảo không chế được áp suất vỉa tồn tại trong giếng khoan trước khi tiến hành các thao tác bảo quản giếng. Dung dịch bảo quản phải được xử lý chống ăn mòn thiết bị.

Điều 23. Bảo quản lòng giếng

1. Quá trình đặt các trang thiết bị hoặc gia cố nút bảo quản giếng phải đảm bảo kiểm soát áp suất tích tụ bên dưới các nút trước khi tháo bỏ trong quá trình mở lại giếng.

2. Trong thời gian bảo quản các giếng khoan loại 1 phải kéo bộ cần khai thác ra khỏi miệng giếng và đặt các nút xi măng hoặc nút cơ học ngăn cách các khoảng vỉa đã mở. Phương pháp đặt nút tương tự theo quy định tại Mục II Chương III Thông tư này.

3. Các giếng khoan loại 2 được phép để bộ cần khai thác trong giếng như trạng thái đang khai thác. Trong thời gian bảo quản, giếng phải ở trạng thái đầy dung dịch bảo quản giếng.

4. Các giếng khoan loại 3 được phép giữ nguyên toàn bộ trạng thái giếng nhưng các van phải được đóng kín và tháo hết tay xoay van, trừ các giếng sử dụng đầu giếng ngầm.

Điều 24. Bảo quản đầu giếng ngầm

1. Các giếng có đầu giếng ngầm dưới biển, hệ thống cáp định hướng phải được cắt và thu hồi trước khi dời giàn khoan ra khỏi vị trí.

2. Phía bên trong đầu giếng của giếng khoan bảo quản hay hoàn thiện cần được xử lý chống ăn mòn và bên ngoài đầu giếng phải được bảo vệ tránh hư hỏng do va chạm và được trang bị các phương tiện cho phép xác định dễ dàng vị trí miệng giếng.

3. Tại các vùng có chiều sâu mực nước biển nhỏ hơn 20 m, để tránh nguy hiểm cho đầu giếng và cột ống dẫn hướng cũng như tàu bè khi qua lại, người điều hành phải cắm phao tiêu báo hiệu cho các giếng khoan ngầm được bảo quản.

Điều 25. Bảo quản các đầu giếng trên bề mặt

1. Các giếng khai thác bảo quản trên giàn cố định phải được lắp cây thông trên miệng giếng. Tất cả các tay van trừ van kiểm tra phải được tháo rời. Các đường ống nhánh, các áp kế giảm áp kiểm tra phải được tháo bỏ và phải có các bích mù, nút bịt lắp vào các đầu ống, chân áp kế. Trên miệng giếng phải gắn một biển hiệu kích thước 0,4 m x 0,2 m, ghi tên mỏ, giếng, tên người điều hành có trách nhiệm bảo quản, thời gian bắt đầu bảo quản, lý do bảo quản và thời hạn bảo quản.

2. Các giếng khoan khai thác trên đất liền cần được bảo quản tương tự như các giếng tại khoản 1 Điều này, ngoài ra các giếng khoan này còn được bảo vệ bằng một hàng rào chắn bằng bê tông cốt thép kích thước 4 m (dài) x 4 m (rộng) x 2 m (cao), trên hàng rào phải gắn một biển hiệu kích thước 0,4 m x 0,2 m, ghi tên mỏ, giếng, tên người điều hành có trách nhiệm bảo quản, thời gian bắt đầu bảo quản, lý do bảo quản và thời hạn bảo quản.

Điều 26. Kiểm tra các giếng bảo quản

1. Người điều hành có trách nhiệm kiểm tra các giếng đang được bảo quản bằng phương pháp, thiết bị phù hợp theo thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế nhằm phát hiện những bất thường tại khu vực giếng. Trường hợp phát hiện bất thường tại khu vực giếng, người điều hành phải tiến hành xử lý để đảm bảo an toàn.

2. Người điều hành có trách nhiệm kiểm tra định kỳ các giếng đang được bảo quản như sau:

- a) Hằng năm đối với các giếng cần bảo quản loại 1;
- b) Hằng quý đối với các giếng cần bảo quản loại 2;
- c) Hằng tháng đối với các giếng cần bảo quản loại 3.

3. Đối với giếng bảo quản có đầu giếng ngầm, việc kiểm tra lần đầu đối với giếng cần bảo quản loại 1 và loại 2 là sau 01 năm kể từ ngày bảo quản. Trên cơ sở đánh giá mức độ rủi ro, người điều hành có thể đề xuất lần kiểm tra tiếp theo là sau 02 năm kể từ lần kiểm tra thứ nhất. Trường hợp phát hiện bất thường, người điều hành phải có biện pháp khắc phục và gửi báo cáo cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

4. Kết quả kiểm tra phải được thể hiện trong báo cáo hoạt động tương ứng của người điều hành.

5. Trường hợp vì lý do điều kiện môi trường, quốc phòng an ninh, Người điều hành thực hiện công tác kiểm tra các giếng bảo quản theo hướng dẫn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Điều 27. Thời hạn bảo quản

1. Người điều hành có trách nhiệm đưa giếng bảo quản loại 1 vào hoạt động hoặc hủy bỏ giếng trong khoảng thời hạn cho phép bảo quản nhưng không quá 06 năm kể từ ngày bảo quản.

2. Thời hạn bảo quản này có thể được gia hạn khi người điều hành chứng minh được việc gia hạn thỏa mãn các yêu cầu về an toàn, bảo vệ môi trường theo pháp luật và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế.

Điều 28. Kế hoạch kết thúc giếng

1. Đối với các giếng thuộc chương trình khoan hoặc giếng bảo quản theo quy định tại Điều 27 Thông tư này trước khi triển khai kết thúc giếng 03 ngày làm việc, người điều hành lập kế hoạch kết thúc giếng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, chấp thuận.

2. Kế hoạch kết thúc giếng bao gồm các nội dung sau:

a) Lý do kết thúc giếng;

b) Các số liệu cơ bản về giếng khoan, tóm tắt quá trình khoan và hoàn thiện giếng; các số liệu cơ bản về quá trình khai thác, sử dụng giếng khoan, các tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan, kết quả đo chất lượng gắn kết của đá xi măng bên ngoài ống chống khai thác và giữa các ống chống, áp suất vỉa, áp suất vỡ vỉa tại chân đế ống chống và các tài liệu liên quan đến giếng hoặc các thân giếng cần được hủy bỏ hoặc bảo quản;

c) Sơ đồ cấu trúc giếng khoan, trong đó nêu rõ chiều sâu giếng, chiều sâu thả các cột ống chống, chiều cao cột xi măng trong các khoảng không vành xuyên; loại và tỷ trọng dung dịch trong giếng khoan và trong các khoảng không vành xuyên; các loại thiết bị đang lắp đặt trong lòng giếng. Đối với giếng khoan xiên định hướng và giếng khoan ngang phải ghi rõ chiều sâu cắt xiên, chiều sâu thẳng đứng, chiều sâu theo thân giếng, góc nghiêng và góc phương vị;

d) Phương pháp đặt các nút cơ học và nút xi măng bao gồm quy trình đặt nút, loại vật liệu nút, thể tích vữa xi măng và thể tích dung dịch bơm đầy, khoảng đặt và chiều sâu đặt, phương pháp thử áp suất và tải trọng với giá trị thử cụ thể. Đối với các giếng phải hủy bỏ, cần nêu rõ phương pháp và chiều sâu cắt ống;

đ) Kế hoạch thu dọn và khảo sát quanh khu vực miệng giếng khoan trước và sau khi kết thúc giếng, di chuyển hoặc tháo dỡ giàn;

e) Thời điểm, thời gian tiến hành kết thúc giếng, kế hoạch kiểm tra định kỳ đối với các giếng bảo quản;

4. Đối với các giếng phát triển, người điều hành thực hiện việc hoàn thiện và vận hành giếng theo các quy định tại Điều 14 Thông tư này.

5. Đối với hủy các giếng tìm kiếm thăm dò dầu khí nằm trong kế hoạch thu dọn công trình dầu khí được Bộ Công Thương phê duyệt theo quy định tại Nghị định số 45/2023/NĐ-CP, trước khi triển khai kết thúc giếng 07 ngày làm việc, người điều hành lập kế hoạch kết thúc giếng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, phê duyệt.

Mục II: CÔNG TÁC HỦY BỎ GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ

Điều 29. Cắt, thu hồi ống chống, đầu giếng, thiết bị lòng giếng

1. Giếng được hủy bỏ phải đảm bảo duy trì được tính toàn vẹn của lòng giếng, không để xảy ra tình trạng lưu thông các chất lưu giữa các thành hệ với nhau hoặc với bề mặt đáy biển, mặt đất. Người điều hành không được thu hồi ống chống đã thả trong giếng trừ trường hợp được chấp thuận bằng văn bản.

2. Người điều hành phải áp dụng phương pháp cơ học hoặc thủy lực để cắt và thu hồi đầu giếng. Ống chống phải được cắt sát bên dưới mặt đáy biển và hệ thống đầu giếng phải được thu hồi, đảm bảo không còn phần nào nhô lên bề mặt đáy biển, không gây cản trở các hoạt động hàng hải, khai thác biển khác.

3. Đối với các giếng trên đất liền, chiều sâu cắt đầu giếng, ống chống tối thiểu là 3 m bên dưới mặt đất.

4. Khi cắt ống, người điều hành phải lưu ý các điểm sau:

a) Nếu đoạn gồi lên nhau của hai cột ống chống không được bơm trám xi măng thì cột ống chống bên trong có thể được cắt và thu hồi. Chiều sâu cắt ống căn cứ vào chiều cao cột xi măng trong khoảng vành xuyên, được xác định qua tài liệu đo địa vật lý giếng khoan;

b) Nếu có khả năng tồn tại áp suất dư trong khoảng vành xuyên ngoài ống chống thì phải xử lý triệt để trước khi tiến hành cắt ống bằng các biện pháp kỹ thuật gia cố bổ sung theo quy định tại Điều 33 Thông tư này;

c) Trước khi cắt ống, tỷ trọng dung dịch trong giếng khoan phải được hiệu chỉnh phù hợp với độ bền của địa tầng tại chân ống trước nó.

5. Tất cả thiết bị lòng giếng phải được thu hồi. Trong trường hợp không khả thi về mặt kỹ thuật để thu hồi, phù hợp với các quy định về bảo vệ môi trường và bảo đảm an toàn trong quá trình thực hiện hợp đồng dầu khí, người điều hành phải có phương án trong kế hoạch kết thúc giếng để được xem xét, chấp thuận. Việc để lại các thiết bị lòng giếng đảm bảo tuân thủ khoản 7 Điều này, Điều 35 và Điều 36 Thông tư này.

6. Việc để lại đầu giếng hay một phần ống chống phải thực hiện theo quy định tại Điều 55 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP và Điều 45 Thông tư này.

7. Sau khi hoàn tất công tác hủy bỏ giếng, khu vực đáy biển hoặc bề mặt xung quanh vị trí giếng khoan phải được dọn sạch, không được để lại các vật cản hoặc làm xáo trộn trạng thái ban đầu của môi trường tự nhiên.

Điều 30. Vị trí các nút chặn trong đoạn giếng thân trần

1. Các vỉa chứa dầu khí, vỉa có áp suất dị thường hoặc vỉa gây mất dung dịch trong đoạn giếng thân trần phải được cách ly bởi các nút xi măng đặt phủ qua toàn bộ vỉa đó cộng với ít nhất là 50 m phía trên nóc và 50 m phía dưới đáy của chính vỉa đó (Phụ lục - hình số 1).

2. Nếu đoạn giếng thân trần có độ dài nhỏ hơn hoặc bằng 250 m và đường kính nhỏ hơn 215,9 mm (8,5 inch) thì phải đặt nút xi măng từ đáy giếng lên cao hơn chân ống chống sâu nhất ít nhất là 50 m (Phụ lục - hình số 2).

3. Nếu đoạn giếng khoan thân trần dài hơn 250 m và các vỉa trong đoạn giếng đó không chứa dầu khí hoặc không có áp suất dị thường thì chỉ cần đặt một nút xi măng dài ít nhất là 100 m bao trùm 50 m phía trên và 50 m phía dưới chân đế ống chống sâu nhất (Phụ lục - hình số 3).

4. Nếu đoạn giếng thân trần có áp suất dị thường hoặc có các vỉa chứa dầu khí mà có bộ khoan cụ, cần khoan, ống chống và các dụng cụ khác bị kẹt trong đó, các thiết bị nổi trên phải được thu hồi để giải phóng đoạn giếng thân trần tới mức tối đa và thực hiện lấp, hủy bỏ đoạn giếng thân trần đó phù hợp với khoản 1 Điều 31 Thông tư này.

5. Nếu đoạn giếng thân trần gây mất tuần hoàn vỉa xi măng khiến cho việc đặt nút xi măng như đã nêu tại các khoản 1, 2 và 3 Điều này không khả thi, người điều hành phải đặt một nút cơ học trên chân ống chống sâu nhất trong phạm vi 50 m và một nút xi măng có chiều dài tối thiểu 100 m ở ngay phía trên nút cơ học (Phụ lục - hình số 3a).

Điều 31. Vị trí đặt các nút chặn trong đoạn giếng đã chống ống

1. Để đảm bảo cách ly đoạn giếng đã được chống ống với đoạn giếng thân trần, người điều hành phải tiến hành đặt một nút xi măng cân bằng có chiều dài ít nhất 100 m bao trùm 50 m phía trên và 50 m phía dưới chân ống chống sâu nhất (Phụ lục - hình số 4).

2. Trường hợp điều kiện lòng giếng khoan không cho phép cách ly một cách hiệu quả bằng nút xi măng cân bằng, người điều hành có thể thực hiện theo một trong các phương pháp sau:

a) Phương pháp sử dụng nút cơ học: đặt một nút cơ học trên chân ống chống trong phạm vi 50 m và một nút xi măng có chiều dài tối thiểu 100 m và đặt ngay ở phía trên nút cơ học (Phụ lục - hình số 5);

b) Phương pháp sử dụng dụng cụ giữ xi măng: chân ống chống có thể được cách ly bằng cách đặt một dụng cụ giữ xi măng cách chân ống chống 50 m, sau đó tiến hành bơm ép xi măng qua dụng cụ này. Thê tích vỉa xi măng phải đảm bảo tạo thành một nút xi măng dài 100 m bên dưới dụng cụ giữ xi măng,

sau đó đặt một nút xi măng có chiều cao tối thiểu 15 m bên trên dụng cụ giữ xi măng (Phụ lục - hình số 6);

c) Nếu một nút xi măng được sử dụng để cách ly đoạn chống gối của đầu ống lừng với chân ống trước nó thì nút xi măng này phải có chiều dài tối thiểu 100 m và được đặt ít nhất 50 m phía trên và ít nhất 50 m phía dưới điểm treo ống chống lừng (Phụ lục - hình số 7);

d) Trường hợp chống ống qua vỉa muối hay cát chảy (vỉa chảy), để đề phòng ống chống bị bóp méo do vỉa chảy thì nút xi măng phải được đặt qua hết khoảng vỉa chảy để chống lại áp lực từ bên ngoài. Nếu vỉa chảy dày trên 200 m ít nhất phải đặt hai nút xi măng, một nút đặt qua ranh giới đáy và một nút đặt qua ranh giới nóc của vỉa chảy đó (Phụ lục - hình số 8).

Điều 32. Hủy bỏ đoạn giếng khoan đã được bắn mở vỉa

Nếu giếng đã bắn mở vỉa thì các khoảng mở vỉa phải được cách ly tuần tự bằng các nút cơ học, nút xi măng, hoặc bằng cả nút cơ học và nút xi măng nếu khoảng cách cho phép. Quá trình thi công hủy bỏ đoạn giếng phải được tiến hành theo một trong các phương pháp sau:

1. Phương pháp bơm xi măng thể chõ: đặt một nút xi măng cân bằng qua khoảng bắn và kéo dài từ 15 m đến 30 m bên trên và từ 15 m đến 30 m bên dưới khoảng bắn hoặc kéo dài tới nút cơ học gần nhất (Phụ lục - hình số 9).

2. Phương pháp sử dụng nút cơ học: các khoảng đã được bắn có thể được cách ly bằng cách đặt một nút cơ học (hoặc packer khai thác có nút bịt) trong phạm vi 15 m đến 30 m từ đỉnh khoảng bắn và một nút xi măng có chiều dài ít nhất 15 m phải được đặt bên trên nút cơ học này (Phụ lục - hình số 10).

3. Phương pháp bơm ép xi măng: để cách ly các vỉa có áp suất dị thường và ngăn ngừa dòng lưu thể lưu thông giữa các vỉa với nhau và phía sau ống chống, các khoảng bắn phải được bơm ép xi măng. Quá trình bơm ép phải được tiến hành bằng cách bơm xi măng vào khoảng đã bắn qua một dụng cụ giữ xi măng đặt phía trên khoảng bắn ít nhất 15 m (Phụ lục - hình số 11a) hoặc bộ cần kết hợp với đối áp (Phụ lục - hình số 11b). Đồng thời, cần phải để lại ít nhất 25 m xi măng trên bất kỳ dụng cụ bơm ép nào để lại trong giếng.

Điều 33. Các biện pháp gia cố bổ sung

1. Đục ống và bơm ép: Để ngăn ngừa sự lưu thông của lưu thể giữa vỉa và các khoảng vành xuyên, ít nhất phải có 100 m xi măng có độ bám tốt bên trong chân ống trước. Nếu không, ống chống trong cùng phải được đục lỗ tại chiều sâu 100 m bên trên chân ống trước nó và thể tích vỉa xi măng tương đương 100 m vành xuyên phải được ép qua đoạn đục lỗ bằng dụng cụ giữ xi măng hoặc packer với áp suất không lớn hơn áp suất vỡ vỉa (Phụ lục - hình số 12).

2. Đục ống và tuần hoàn: Nếu phương pháp bơm ép không thể tiến hành do giới hạn áp suất an toàn cho phép của ống chống thì phải tiến hành đục tiếp ống chống bên trong ngay sát dưới chân ống chống trước đó và tiến hành bơm

ép xi măng lên ít nhất 100 m của khoảng vành xuyên ngay bên trong đoạn vữa đục lỗ (Phụ lục - hình số 13).

3. Những điểm đục lỗ được miêu tả tại các khoản 1 và 2 Điều này sẽ được trám xi măng như quy định với các khoảng bần tại Điều 32 Thông tư này.

Điều 34. Đặt nút chặn trong trường hợp cắt ống

1. Khi cắt ống để thu hồi như quy định tại các khoản 1, 2 và 3 Điều 29 Thông tư này, các đầu ống chống đã cắt phải được cách ly theo một trong các phương pháp:

a) Phương pháp nút xi măng thế chỗ: một nút xi măng cân bằng dài ít nhất 100 m sẽ được dùng cách ly đầu ống kéo dài ít nhất 50 m bên dưới và ít nhất 50 m bên trên đầu ống đã cắt (Phụ lục - hình số 14);

b) Phương pháp bơm ép xi măng: đặt một dụng cụ giữ xi măng trong ống chống lớn hơn tại khoảng 50 m bên trên đầu ống chống đã được cắt và tiến hành bơm ép xi măng qua dụng cụ bơm ép. Thể tích vữa xi măng phải đảm bảo làm đầy ít nhất 100 m ống chống phía dưới dụng cụ bơm ép (50 m bên trong và bên trên đầu ống chống đã được cắt và tiến hành bơm ép xi măng qua dụng cụ bơm ép. Thể tích vữa xi măng phải bảo đảm làm đầy 100 m ống chống phía dưới dụng cụ bơm ép (50 m bên trong và bên trên đầu ống chống đã được cắt) và 15 m bên trên dụng cụ giữ xi măng (Phụ lục - hình số 15).

2. Trước khi cắt và thu hồi ống chống bề mặt và ống dẫn hướng, phải đặt một nút cơ học trong ống bề mặt tại chiều sâu 200 m bên dưới đáy biên đối với các giếng khoan ngoài khơi hoặc dưới bàn rô-to đối với các giếng khoan trên đất liền. Một nút xi măng bề mặt dài ít nhất 100 m được đặt trên đỉnh nút cơ học đó.

3. Với các giếng khoan trên đất liền, đầu ống bề mặt và ống dẫn hướng đã cắt phải được đổ đầy xi măng và nền giếng khoan cần được san phẳng để trả lại trạng thái tự nhiên ban đầu và tại vị trí giếng phải cắm một tấm biển hiệu bằng thép kích thước 0,4 m x 0,2 m ghi rõ tên mỏ, tên giếng khoan, tên người điều hành quản lý và ngày, tháng, năm hủy bỏ giếng.

Điều 35. Đặt nút chặn trong trường hợp để lại thiết bị lòng giếng

Trường hợp người điều hành được phép để lại thiết bị lòng giếng theo quy định tại khoản 5 Điều 29 Thông tư này, việc đặt nút chặn phải thực hiện theo các quy định sau:

1. Trường hợp người điều hành chứng minh được có tồn tại tập chắn và vành đá xi măng ngoài ống chống khai thác, phía trên các tập vữa cần ngăn cách, có chất lượng tốt thì có thể tiến hành cắt và thu hồi phần thiết bị phía trên parker khai thác, sau đó đặt một nút xi măng với chiều dài tối thiểu 100 m ngang với chiều sâu của tập chắn (Phụ lục - hình số 16a).

2. Trường hợp vành đá xi măng ngoài ống chống khai thác không đảm bảo chất lượng thì tiến hành đục và bơm ép xi măng vào vành xuyên sau đó thực hiện như khoản 1 Điều này (Phụ lục - hình số 16b).

Điều 36. Yêu cầu về việc thử nút chặn

1. Kiểm tra vị trí và thử tải nút xi măng:

a) Phải đợi ít nhất là 6 giờ để nút xi măng đông sau đó thả bộ dụng cụ xuống để xác định vị trí nút xi măng và sử dụng một tải trọng ít nhất 10 tấn để kiểm tra độ chính xác về vị trí đặt và chất lượng đông kết của nút xi măng;

b) Nếu nút xi măng bị đặt lệch khỏi vị trí dự kiến hoặc không chịu được tải trọng thử thì phải đặt một nút xi măng khác thay thế, sau đó tiến hành xác định lại vị trí và thử tải của nút xi măng mới đặt này theo cách làm tại điểm a khoản 1 Điều này.

2. Yêu cầu về thử áp suất các nút chặn:

a) Để khẳng định tình trạng cách ly đoạn giếng trần bên dưới chân ống chống sâu nhất, các nút xi măng và nút cơ học như đã nêu tại các khoản 2 và 3 Điều 30 Thông tư này phải được thử áp suất đến giá trị cao hơn áp suất thử độ tiếp nhận của thành hệ tại chân ống 3.450 kPa (500 psi) trong vòng 15 phút;

b) Nút xi măng và nút cơ học như đã nêu tại Điều 31 Thông tư này cần phải được thử áp suất đến giá trị cao hơn so với áp suất thử độ tiếp nhận của vỉa tại chân ống chống 3.450 kPa (500 psi) trong vòng 15 phút;

c) Nút xi măng và nút cơ học như đã nêu tại các Điều 32 và 33 Thông tư này cần phải được thử áp suất đến giá trị cao hơn so với áp suất vỉa của khoảng đã thử vỉa 3.450 kPa (500 psi) trong vòng 15 phút;

d) Nút xi măng như đã nêu tại khoản 1 Điều 34 Thông tư này cần được thử áp suất đến giá trị cao hơn so với áp suất thử độ tiếp nhận tại chân ống chống tiếp theo 3.450 kPa (500 psi) trong vòng 15 phút.

3. Đối với các giếng sử dụng dầu giếng ngầm, ngoài việc tuân thủ các quy định tại các khoản 1 và 2 Điều này, người điều hành phải tiến hành thử khả năng xâm nhập của chất lưu vào lòng giếng đối với các nút xi măng, nút cơ học theo quy định tại Điều 32 Thông tư này để đảm bảo không có xâm nhập chất lưu từ vỉa vào lòng giếng.

4. Điều kiện để các nút chặn đạt yêu cầu về thử áp suất trong vòng 15 phút áp suất thử không giảm quá 10%.

Điều 37. Dung dịch dùng trong công tác hủy bỏ giếng

1. Khi có một phần hay toàn bộ giếng được hủy bỏ thì giếng phải được đổ đầy dung dịch có tỷ trọng đủ để đảm bảo không chế được áp suất tồn tại trong thành hệ trước khi tiến hành các thao tác hủy bỏ giếng.

2. Dung dịch trong giếng khoan phải được xử lý để chống sự ăn mòn ống chống.

3. Đối với các đoạn giếng thân trần trước khi trám nút xi măng cần phải đặt một nút dung dịch đệm có độ nhớt cao để ngăn ngừa xi măng lắng xuống đáy giếng khoan.

Điều 38. Xi măng dùng để hủ bỏ giếng

1. Xi măng sử dụng để đặt bất kỳ nút xi măng nào trong giếng khoan phải có độ bền nén tối thiểu là 3.000 kPa (435 psi) sau khi đã đông cứng trong khoảng thời gian là 8 giờ.

2. Đối với giếng có nhiệt độ cao và áp suất cao, xi măng sử dụng để đặt bất kỳ nút xi măng nào trong giếng khoan phải có độ bền nén tối thiểu là 3.500 kPa (508 psi) sau khi đã đông cứng trong khoảng thời gian là 48 giờ.

Chương V

CÔNG TÁC THU DỌN CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

Điều 39. Thu dọn công trình dầu khí cố định

1. Thu dọn khối thượng tầng và thiết bị đi kèm

a) Các hệ thống công nghệ (cây thông, bộ gom, bình tách, bồn chứa, bơm dầu, ống dẫn,...), hệ thống dung dịch, xi măng, hệ thống năng lượng, hệ thống phòng chống cháy nổ, các khuông khoan, các ống góp khai thác, các cấu trúc bảo vệ, khối neo và điểm neo, dây neo, ống đứng và bộ ống đứng,... phải được làm sạch trước khi thu dọn hoặc đưa về bờ và xử lý theo quy định;

b) Khối thượng tầng và thiết bị đi kèm được thu dọn hoàn toàn, thu gom và phân loại theo các mục đích: tái sử dụng, tái chế hay xử lý thải bỏ theo quy định của pháp luật;

c) Các chất thải phải được thu gom và xử lý theo quy định của pháp luật.

2. Thu dọn khối chân đế và thiết bị đi kèm

a) Khối chân đế và các thiết bị đi kèm được thu dọn để tái sử dụng hoặc xử lý thải bỏ theo quy định của pháp luật;

b) Tất cả các cọc, ống, kết cấu đóng xuống đáy biển cần phải cắt sát bên dưới mặt đáy biển và đảm bảo không còn phần nào nhô lên trên bề mặt đáy biển, không gây cản trở các hoạt động hàng hải, khai thác biển khác. Độ sâu cắt sẽ phụ thuộc vào các điều kiện xói mòn đáy biển tại khu vực đó.

Điều 40. Thu dọn phương tiện nổi

1. Tổ chức, cá nhân phải tiến hành làm sạch dầu, hóa chất trong các phương tiện nổi, các kết cấu và thiết bị kết nối đi kèm (ống mềm, ống dẫn,...) trước khi thu dọn.

2. Các phương tiện nổi, các kết cấu và thiết bị đi kèm phải được đưa ra khỏi vị trí đã lắp đặt, thu dọn hoàn toàn, chuyển tới nơi khác để ưu tiên tái sử dụng hoặc đưa về bờ để cất giữ hoặc xử lý thải bỏ theo quy định của pháp luật.

Điều 41. Thu dọn đường ống nổi mở trên biển

1. Tổ chức, cá nhân phải tiến hành thu dọn toàn bộ đường ống nổi, đoạn ống treo, đoạn ống lộ. Việc thu dọn đường ống nổi, đoạn ống treo chỉ được tiến

hành khi tổ chức, cá nhân đã làm sạch dầu, khí và các hoá chất trong đường ống đó.

2. Các phương tiện, thiết bị khác có liên quan đến công trình dầu khí (hệ thống cấp điện, cấp quang, các van ngầm dưới biển, thiết bị điều khiển,...) phải được thu dọn hoàn toàn, thu gom và phân loại theo các mục đích tái sử dụng, tái chế hoặc xử lý thải theo quy định của pháp luật.

3. Phương án để lại đường ống chôn ngầm hoặc đường ống không cần thu dọn, làm sạch đường ống cần được đề cập trong kế hoạch thu dọn công trình dầu khí. Kết quả của hoạt động làm sạch đường ống cần được đề cập trong báo cáo hoàn thành việc thu dọn.

Điều 42. Công tác bảo vệ môi trường khi tiến hành thu dọn công trình dầu khí

1. Quan trắc môi trường cho hoạt động thu dọn công trình dầu khí

a) Trước khi thực hiện thu dọn, tổ chức, cá nhân phải thực hiện quan trắc môi trường và gửi kết quả quan trắc tới Bộ Tài nguyên và Môi trường. Nội dung kết quả quan trắc được đề cập trong kế hoạch thu dọn công trình dầu khí. Trường hợp tổ chức, cá nhân đã tiến hành quan trắc môi trường trong thời hạn 02 năm kể từ ngày kết thúc quan trắc đến trước ngày thực hiện thu dọn thì tổ chức, cá nhân được sử dụng số liệu trong báo cáo quan trắc đó để báo cáo Bộ Tài nguyên và Môi trường;

b) Trong thời hạn 09 tháng kể từ khi kết thúc hoạt động thu dọn, tổ chức, cá nhân phải thực hiện quan trắc môi trường và gửi kết quả quan trắc tới Bộ Tài nguyên và Môi trường. Báo cáo quan trắc môi trường phải đánh giá được các tác động của quá trình thu dọn, những tác động tồn dư của toàn bộ quá trình thu dọn cũng như khả năng phục hồi tự nhiên của môi trường. Kết quả quan trắc sau thu dọn phải được đề cập trong báo cáo hoàn thành việc thu dọn công trình dầu khí;

c) Mạng lưới các trạm quan trắc, các thông số phân tích và đánh giá môi trường được thực hiện tương tự như tổ chức quan trắc trong quá trình khai thác dầu khí, vận hành công trình dầu khí.

2. Phạm vi, mạng lưới, loại mẫu và thông số quan trắc môi trường

a) Đối với hoạt động thu dọn công trình dầu khí được thực hiện như đợt quan trắc cuối cùng trong giai đoạn khai thác, vận hành công trình dầu khí;

b) Đối với hoạt động thu dọn đường ống: được thực hiện như đợt quan trắc môi trường trước khi lắp đặt đường ống.

3. Thu dọn rác vụn và làm sạch hiện trường

a) Hoạt động thu dọn và khảo sát rác vụn cần được đề cập trong kế hoạch thu dọn công trình dầu khí;

b) Sau khi hoàn thành mỗi đợt thu dọn, tổ chức cá nhân cần thực hiện khảo sát rác vụn để xác định và thu hồi rác vụn phát sinh từ quá trình thu dọn hoặc từ quá trình khai thác trước đó vẫn còn nằm lại trên đáy biển;

c) Phạm vi khảo sát rác vụn được tính từ mép ngoài của công trình dầu khí

- Đối với giếng khoan: trong vòng bán kính tối thiểu 90 m;

- Đối với giàn khai thác: trong vòng bán kính tối thiểu 100 m;

- Đối với các đầu giếng ngầm và cụm phân phối ngầm: trong vòng bán kính tối thiểu 90 m.

- Đối với đường ống và các công trình dầu khí khác: trong vòng bán kính tối thiểu 10m.

4. Người điều hành phải đảm bảo rằng sau khi hủy bỏ một giếng khoan thì khu vực đáy biển xung quanh miệng giếng khoan phải được khảo sát cẩn thận để đảm bảo chắc chắn rằng toàn bộ các vật cản được dọn sạch. Các tài liệu khảo sát đáy biển lần cuối phải được gửi kèm theo báo cáo tổng kết hoạt động thi công giếng khoan theo quy định tại Điều 7 Thông tư này.

5. Tổ chức, cá nhân có trách nhiệm thông báo cho Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương và Ủy ban nhân dân cấp tỉnh có công trình dầu khí về kế hoạch, nguồn lực phòng ngừa, ứng phó sự cố môi trường trong quá trình thu dọn công trình dầu khí.

Điều 43. Thu dọn trong các trường hợp khẩn cấp

1. Khi tiến hành thu dọn công trình dầu khí nếu gặp phải nguyên nhân không lường trước được, làm cản trở công việc thu dọn, dẫn đến không thể hoàn thành một số việc thu dọn theo kế hoạch thu dọn được phê duyệt, tổ chức, cá nhân phải lập các nội dung cần điều chỉnh bổ sung so với kế hoạch thu dọn đã được phê duyệt.

2. Nhà thầu triển khai công tác thu dọn từng phần theo quy định tại khoản 4 Điều 52 Luật Dầu khí và được sử dụng quỹ theo tỷ lệ đã đóng góp.

3. Chi phí của hạng mục công trình đã được thu dọn sẽ được đưa ra khỏi tổng chi phí thu dọn được xác định tại kế hoạch thu dọn đã được phê duyệt gần nhất để làm cơ sở điều chỉnh giá trị trích lập và hoàn trả quỹ tiếp theo.

Điều 44. Hoãn thu dọn công trình dầu khí

1. Điều kiện, tiêu chí để công trình dầu khí được xem xét hoãn thu dọn, bao gồm:

a) Công trình dầu khí được đảm bảo duy trì tính toàn vẹn, không có rủi ro đến những hoạt động thu dọn trong tương lai;

b) Việc hoãn thu dọn công trình dầu khí đáp ứng các yêu cầu về an toàn chung, an toàn hàng hải và bảo vệ môi trường phù hợp với luật pháp Việt Nam và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế;

c) Việc hoãn thu dọn công trình dầu khí có ý nghĩa đối với nghiên cứu khoa học, quốc phòng, an ninh hoặc các trường hợp cần thiết khác;

d) Quỹ bảo đảm nghĩa vụ tài chính thu dọn công trình dầu khí tương ứng được trích, nộp đủ theo kế hoạch thu dọn công trình dầu khí đã được phê duyệt;

đ) Đối với các giếng khoan chỉ được phép hoãn thu dọn khi tổ chức, cá nhân chịu hoàn toàn trách nhiệm đối với các vấn đề có thể phát sinh do hoãn thu dọn.

e) Công trình dầu khí còn công năng sử dụng và đảm bảo yêu cầu về an toàn.

2. Nội dung chính của báo cáo đề xuất hoãn thu dọn công trình dầu khí bao gồm:

- a) Hiện trạng công trình dầu khí;
- b) Phương án triển khai thu dọn công trình dầu khí;
- c) Lý do đề xuất hoãn thu dọn công trình dầu khí;
- d) Quản trị các rủi ro có thể xảy ra;
- đ) Thời gian dự kiến hoãn thu dọn;
- e) Các giải pháp đảm bảo tính toàn vẹn của các công trình.
- g) Kết luận và kiến nghị.

Điều 45. Để lại công trình dầu khí

1. Việc để lại một phần hoặc toàn bộ công trình dầu khí thực hiện theo quy định tại Điều 55 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP.

2. Trường hợp tổ chức, cá nhân đã thực hiện trích lập đầy đủ nghĩa vụ bảo đảm tài chính theo kế hoạch thu dọn đã được phê duyệt thì việc để lại một phần hoặc toàn bộ công trình dầu khí được xem xét một trong các trường hợp sau:

- a) Không khả thi về mặt kỹ thuật để thực hiện thu dọn công trình dầu khí;
- b) Các giải pháp thu dọn công trình dầu khí được đưa ra nhưng vẫn không thể thu hồi công trình một cách an toàn;
- c) Thu dọn công trình dầu khí có thể gây nguy hại đến tính mạng con người hoặc ảnh hưởng nghiêm trọng đến môi trường biển nhưng không ảnh hưởng đến an toàn hàng hải;
- d) Các đường ống biển chưa chôn ngầm nhưng bị chôn vùi tự nhiên toàn bộ theo thời gian và đang tồn tại như trạng thái chôn ngầm hoặc phần đường ống biển còn nổi nhưng tổ chức, cá nhân thực hiện giải pháp chôn vùi;

đ) Thiết bị đầu giếng; công trình ngầm; cọc, ống, khối neo bằng bê tông, kết cấu đóng xuống đáy biển của khối chân đế tại vùng biển có độ sâu mực nước tối thiểu 500 m, trừ trường hợp có các lý do đặc biệt liên quan đến quốc phòng, an ninh;

e) Việc cắt bỏ ống chống của giếng khoan, cọc, ống và các kết cấu được đóng xuống đáy biển từ mặt đáy biển trở lên;

g) Các công trình dầu khí chứng minh được lợi ích khi để lại.

3. Nội dung đề xuất để lại công trình dầu khí bao gồm:

a) Hiện trạng công trình dầu khí;

b) Lý do đề xuất để lại công trình dầu khí;

c) Quản trị các rủi ro có thể xảy ra;

d) Các giải pháp đảm bảo tính toàn vẹn của các công trình;

đ) Kết luận và kiến nghị.

3. Trách nhiệm của tổ chức, cá nhân khi để lại công trình dầu khí

a) Gửi hồ sơ đề nghị đưa báo hiệu hàng hải tới cơ quan có thẩm quyền để thông báo hàng hải;

b) Thiết lập các thiết bị cảnh báo hàng hải đối với các công trình dầu khí để lại

c) Chuyển giao toàn bộ quỹ bảo đảm nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn công trình dầu khí theo quy định tại các Điều 53 và 54 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP;

d) Chuyển giao công trình dầu khí cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoặc tổ chức được cấp có thẩm quyền chấp thuận.

Chương VII

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 46. Quy định chuyển tiếp

Trường hợp công tác bảo quản và hủy bỏ giếng đã được phê duyệt và triển khai thực hiện trước ngày Thông tư này có hiệu lực, người điều hành, cơ quan, tổ chức, cá nhân tiếp tục thực hiện theo Thông tư số 17/2020/TT-BCT ngày 17 tháng 7 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí.

Điều 47. Hiệu lực thi hành và tổ chức thực hiện

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày xx tháng xx năm 2024 và Thông tư số 17/2020/TT-BCT ngày 17 tháng 7 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí hết hiệu lực kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

2. Trong quá trình thực hiện nếu có khó khăn, vướng mắc tổ chức, cá nhân 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;
- Các Lãnh đạo Bộ;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- Tập đoàn Dầu khí Việt Nam;
- Công báo;
- Lưu: VT, PC, DKT.

BỘ TRƯỞNG

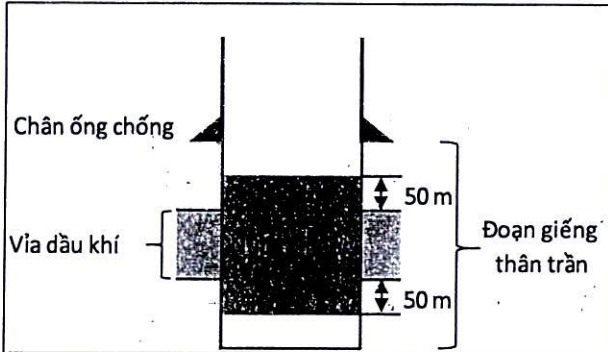
Nguyễn Hồng Diên

PHỤ LỤC

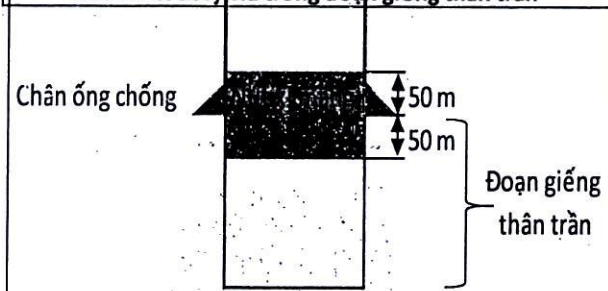
Lược đồ mô tả công tác kết thúc giếng

(Kèm theo Thông tư số 2024/TT-BCT ngày tháng năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

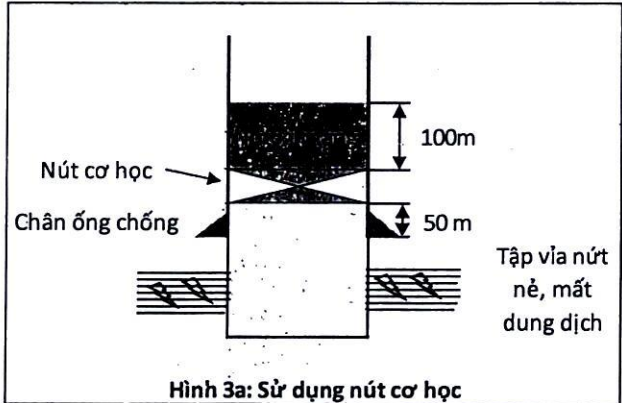
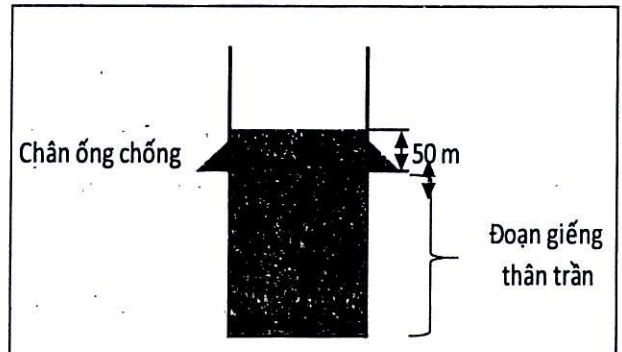
1. Vị trí các nút trong đoạn giếng thân trần



Hình 1: Cách ly vỉa trong đoạn giếng thân trần

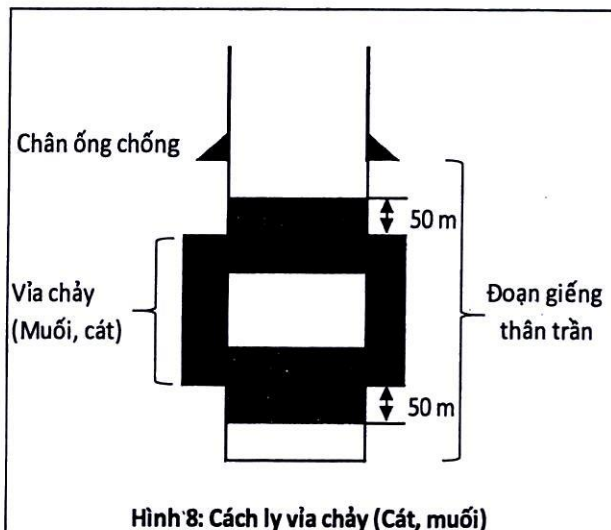
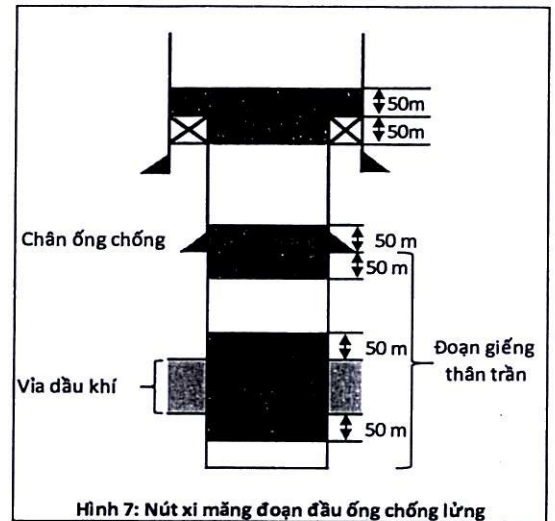
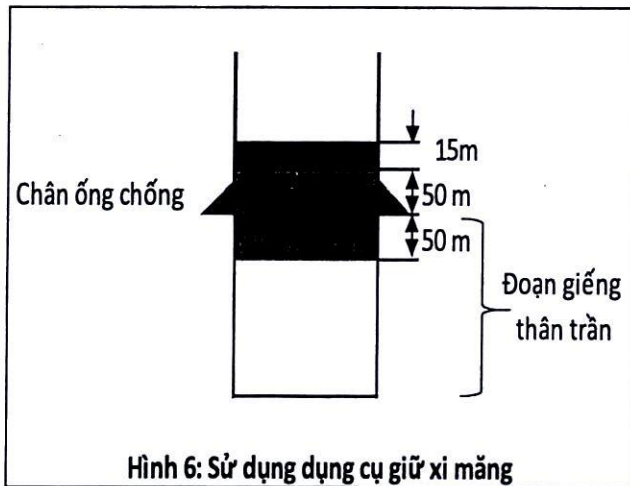
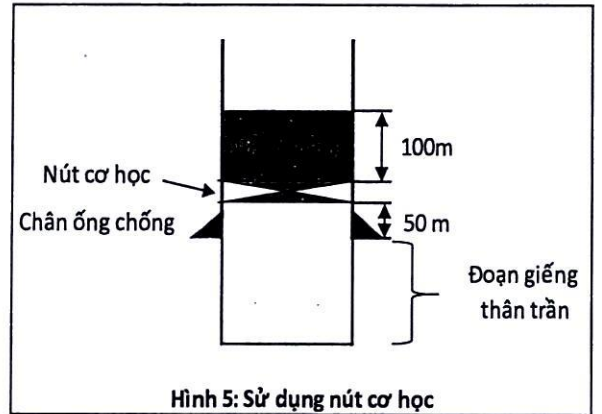
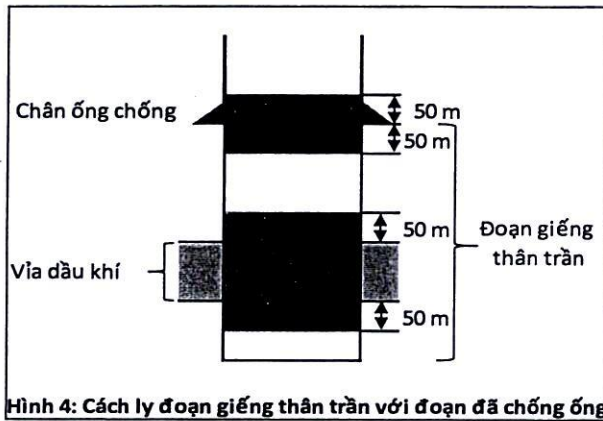


Hình 3: Đoạn giếng thân trần vỉa không chứa dầu khí.

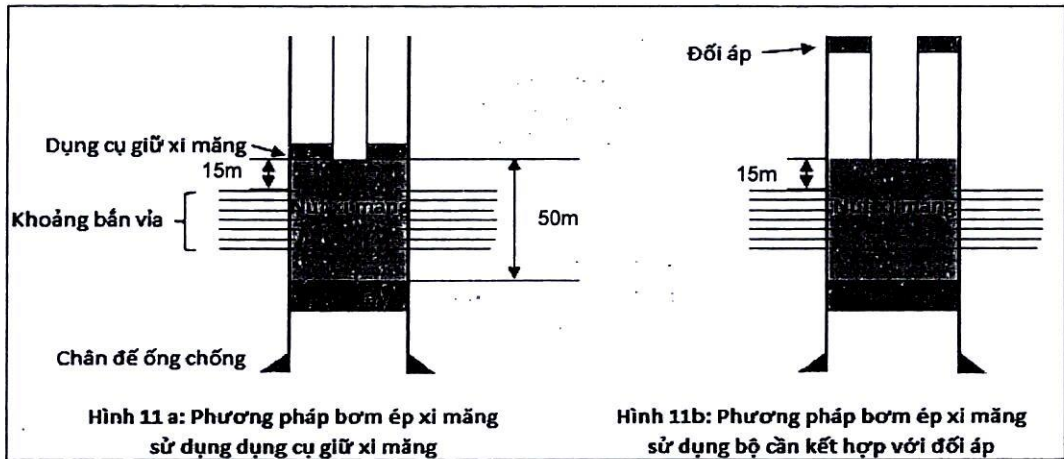
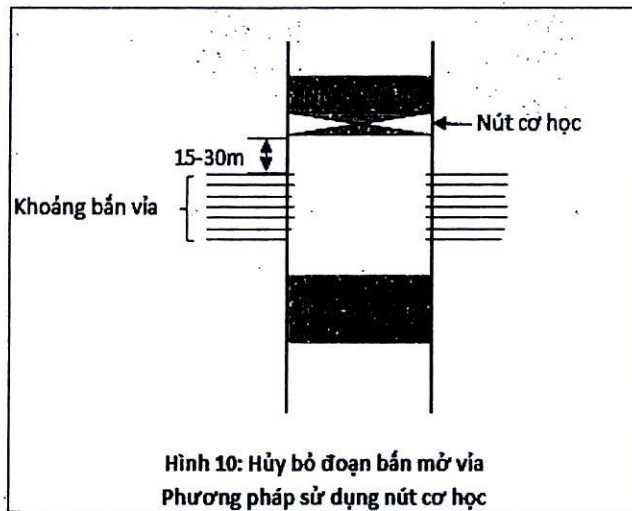
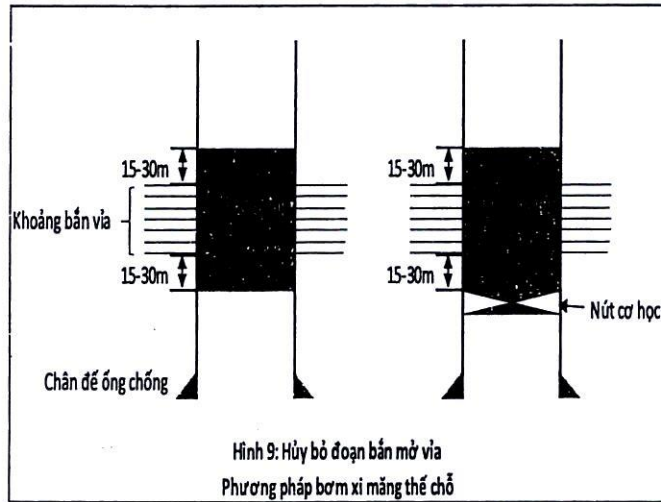


Hình 3a: Sử dụng nút cơ học

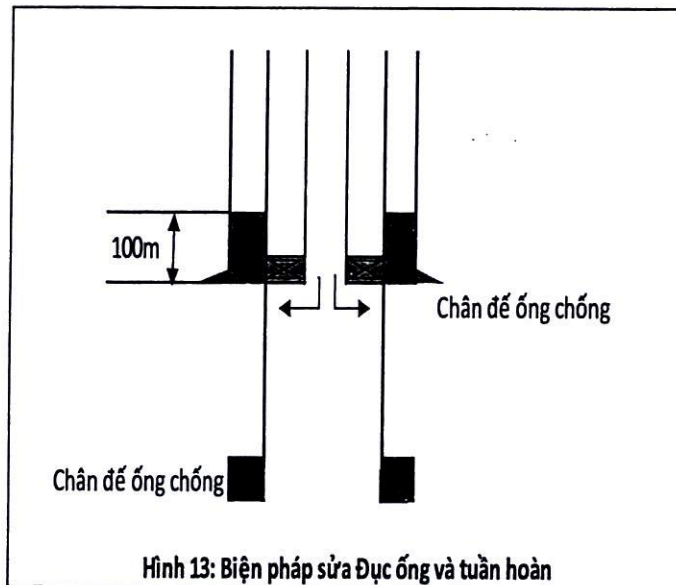
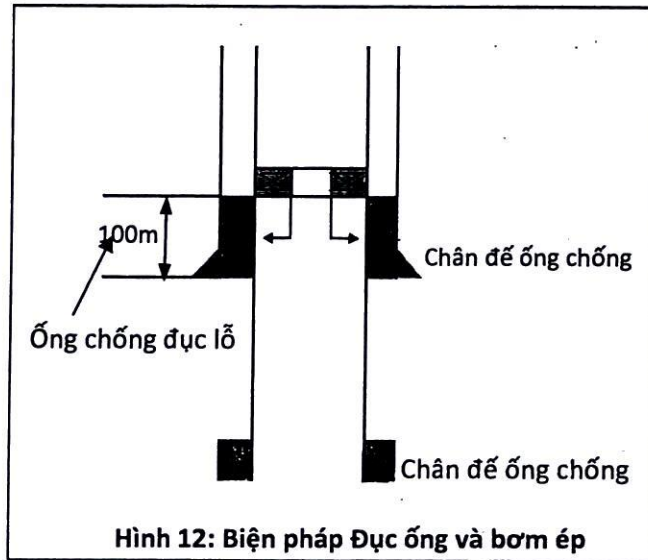
2. Vị trí đặt các nút trong đoạn giếng đã chống ống



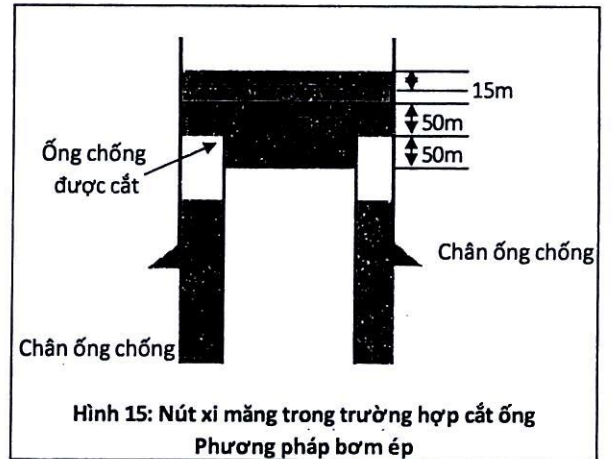
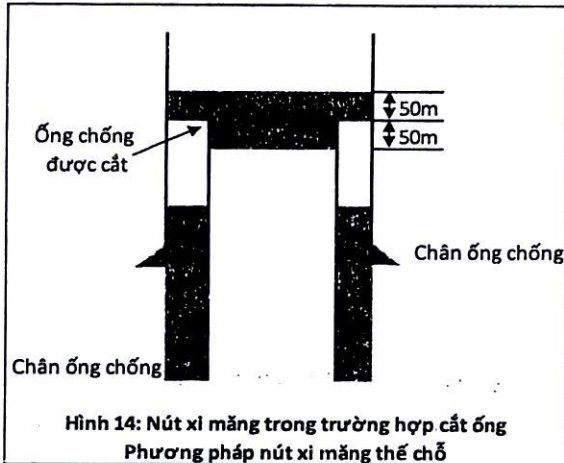
3. Hủy bỏ đoạn giếng khoan đã được bắn mở vỉa



4. Các biện pháp gia cố bổ sung



5. Đặt nút xi măng trong trường hợp cắt ống



6. Đặt nút trong trường để lại thiết bị lòng giếng

