PHẦN I. VĂN BẢN QUY PHẠM PHÁP LUẬT

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ

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

Số: 84/2010/QĐ-TTg

Hà Nội, ngày 15 tháng 12 năm 2010

QUYẾT ĐỊNH
Về việc ban hành Quy chế khai thác dầu khí

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ

Căn cứ Luật Tổ chức Chính phủ ngày 25 tháng 12 năm 2001;

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

Căn cứ Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12 tháng 9 năm 2000 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí và Nghị định số 115/2009/NĐ-CP ngày 24 tháng 12 năm 2009 của Chính phủ về sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 48/2000/NĐ-CP quy định chi tiết thi hành Luật Dầu khí và Quy chế đấu thầu dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ban hành kèm theo Nghị định số 34/2001/NĐ-CP;

Xét đề nghị của Bộ trưởng Bộ Công thương,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1. Ban hành kèm theo Quyết định này Quy chế khai thác dầu khí.

Điều 2. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 15 tháng 02 năm 2011.

Quyết định này thay thế Quyết định số 163/1998/QĐ-TTg ngày 07 tháng 9 năm 1998 của Thủ tướng Chính phủ về ban hành Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí.

Điều 3. Tổ chức thực hiện

1. Giao Bộ Công thương hướng dẫn và tổ chức thực hiện Quyết định này.

2. Các Bộ trưởng, Thủ trưởng cơ quan ngang Bộ, Thủ trưởng cơ quan thuộc Chính phủ, Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

THỦ TƯỚNG

Nguyễn Tấn Dũng

QUY CHẾ
KHAI THÁC DẦU KHÍ

(Ban hành kèm theo Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15 tháng 12 năm 2010 của Thủ tướng Chính phủ)

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

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

1. Quy chế này áp dụng đối với các cơ quan nhà nước, tổ chức, cá nhân liên quan đến hoạt động khai thác dầu khí.

2. Quy chế này quy định về hoạt động khai thác dầu khí trong phạm vi lãnh thổ, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

Trong Quy chế này, các từ ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. Can thiệp giếng là hoạt động sửa chữa hoặc các tác động kỹ thuật được tiến hành tại giếng khai thác, giếng bơm ép, giếng thải hoặc giếng khảo sát nhằm phục hồi, tăng cường hay thay đổi lưu lượng khai thác hoặc bơm ép, bao gồm cả việc hoàn thiện lại giếng;

2. Công trình khai thác dầu khí là tổ hợp các phương tiện và thiết bị phục vụ công tác khai thác dầu khí bao gồm giàn cố định, giàn di động, kho chứa, bồn chứa, hệ thống đường ống, phao neo, giếng và các thiết bị liên quan;

3. Thiết bị và phương tiện khai thác là thiết bị được lắp đặt ở khu vực khai thác bao gồm các thiết bị tách, xử lý, các thiết bị phụ trợ phục vụ khai thác, vùng tập kết, sân đỗ trực thăng, kho bãi, bồn chứa, nhà ở, nhưng không bao gồm giàn, hệ thống khai thác dưới nước, thiết bị khoan, hệ thống thiết bị lặn hoặc đường ống xuất;

4. Công trình khai thác dầu khí ngoài khơi là công trình khai thác dầu khí được xây dựng, lắp đặt tại các vị trí ngoài khơi;

5. Công trình khai thác dầu khí trên đất liền là công trình khai thác dầu khí được xây dựng, lắp đặt trên đất liền và đảo tự nhiên hay đảo nhân tạo;

6. Chất lưu là dầu thô, khí khô, khí ngưng, hỗn hợp khí lỏng hay nước;

7. Chất thải là các loại chất rắn, chất lỏng, khí hoặc dung dịch thải từ giếng hoặc các tạp chất khác phát sinh trong hoạt động khai thác hoặc các hoạt động khác tại mỏ;

8. Điều kiện môi trường vật lý là điều kiện khí hậu, thủy văn, hải dương và các điều kiện vật lý khác, liên quan đến việc thực hiện Quy chế này;

9. Đội khai thác dầu khí là nhân sự được Người điều hành giao trách nhiệm vận hành công trình khai thác dầu khí;

10. Đường ống bơm ép là đường ống vận chuyển chất lưu tới giếng bơm ép hay tới giếng thải;

11. Đường ống công nghệ là đường ống dùng để vận chuyển chất lưu từ giếng tới thiết bị công nghệ và ngược lại;

12. Đường ống nội mỏ là đường ống dùng để vận chuyển chất lưu nối giữa các công trình khai thác trong phạm vi mỏ;

13. Đường ống xuất là đường ống vận chuyển dầu khí từ công trình khai thác đến địa điểm khác nằm ngoài khu vực khai thác;

14. Giếng bơm ép là giếng dùng để bơm ép chất lưu vào vỉa hay mỏ;

15. Giếng dầu là giếng khai thác dầu thô từ vỉa, tầng sản phẩm hay mỏ dầu;

16. Giếng khí là giếng khai thác khí từ vỉa khí, tầng sản phẩm hay mỏ khí hoặc từ mũ khí của mỏ dầu;

17. Giếng thẩm lượng là giếng được khoan để thu thập thêm thông tin về trữ lượng và tính chất của vỉa sản phẩm, tầng sản phẩm hay của mỏ;

18. Giếng phát triển là giếng được khoan vào vỉa sản phẩm, tầng sản phẩm hay mỏ để tiến hành các hoạt động sau đây:

a) Khai thác sản phẩm hoặc chất lưu;

b) Quan sát, theo dõi động thái của vỉa sản phẩm;

c) Bơm ép chất lưu vào vỉa hoặc tầng sản phẩm;

d) Bơm thải chất lưu vào giếng.

19. Hệ số thu hồi dầu khí là tỷ lệ giữa lượng dầu khí có thể khai thác được từ mỏ hoặc vỉa chứa so với trữ lượng dầu khí tại chỗ của mỏ hoặc vỉa trong điều kiện kinh tế, kỹ thuật dự kiến;

20. Hoạt động khai thác dầu khí là mọi hoạt động liên quan tới việc khai thác dầu khí từ vỉa, tầng sản phẩm hay mỏ;

21. Kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí là kế hoạch tổng thể do Người điều hành lập và trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt để lựa chọn phương án phát triển thích hợp (phát triển sớm hoặc toàn mỏ) tại thời điểm lập báo cáo có tính đến khả năng phát triển mở rộng của mỏ hoặc khu vực (nếu có) trong tương lai;

22. Kế hoạch khai thác sớm dầu khí là tài liệu do Người điều hành lập, được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua và trình Bộ Công thương phê duyệt nhằm áp dụng công nghệ phù hợp để thu thập thông tin về vỉa hay mỏ hoặc thu thập thông tin về động thái khai thác nhằm tối ưu hóa việc phát triển mỏ;

23. Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí là tài liệu do Người điều hành lập, được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thông qua và trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt để tiến hành các hoạt động xây dựng công trình, lắp đặt thiết bị và khai thác vỉa hoặc mỏ;

24. 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;

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

26. Khu vực khai thác dầu khí là khu vực đang có hoặc sẽ được lắp đặt các công trình khai thác dầu khí theo quy định của Quy chế này;

27. Mỏ dầu khí là tổ hợp các cấu trúc địa chất trong lòng đất trong đó đã được xác định có một hoặc nhiều vỉa sản phẩm hoặc tầng sản phẩm được đánh giá có chứa dầu, khí có khả năng khai thác thương mại và được đánh giá khai thác đảm bảo tính kinh tế ở thời điểm xác định;

28. Nước khai thác là nước được thu hồi đồng hành cùng với dầu khí từ giếng khai thác;

29. Nước vỉa là nước có nguồn gốc tự nhiên xuất hiện trong các khoảng rỗng của đất đá, kể cả nước tự nhiên trong vỉa, thành hệ, các tầng chứa khác và chỉ di chuyển vào vỉa hay mỏ do ảnh hưởng của các hoạt động khai thác;

30. 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;

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

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

33. 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;

34. Sản lượng khai thác được phê duyệt là sản lượng khai thác trong một khoảng thời gian xác định và được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt;

35. Sản lượng khai thác thực tế là sản lượng dầu khí khai thác thực tế đạt được trong một khoảng thời gian xác định;

36. 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.

37. Vỉa sản phẩm là một vỉa chứa dầu khí tự nhiên nằm trong mỏ dầu khí được đánh giá là chứa một lượng tích tụ dầu khí được tách biệt với các vỉa chứa khác bằng các yếu tố chắn;

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

39. Thiết bị khai thác ngầm là thiết bị được lắp đặt dưới đáy biển để phục vụ cho quá trình khai thác dầu khí hay bơm ép chất lưu kể cả các đường ống và hệ thống điều khiển khai thác liên quan;

40. Thử vỉa là công tác nghiên cứu thủy động lực được tiến hành nhằm xác định một số tính chất thủy động lực học của vỉa và đánh giá khả năng khai thác của giếng và của vỉa thông qua việc xác định mối quan hệ giữa áp suất đáy giếng với lưu lượng chất lưu của vỉa được khai thác từ giếng;

41. Khoảng thử vỉa là khoảng thân giếng được mở thông với vỉa, tập vỉa trong quá trình thử vỉa;

42. Khoảng khai thác là khoảng thân giếng được mở thông với vỉa hoặc tầng sản phẩm trong quá trình khai thác;

43. Vỉa dầu là vỉa chứa dầu khí chủ yếu ở thể lỏng;

44. Vỉa khí là vỉa chứa dầu khí chủ yếu ở thể khí.

Điều 3. Trình, nộp thông tin và mẫu vật

Tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí phải nộp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam các thông tin, tài liệu và mẫu vật theo quy định của Quy chế này và các văn bản pháp luật khác có liên quan.

Chương II

KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN MỎ VÀ CÁC HOẠT ĐỘNG KHAI THÁC DẦU KHÍ KHÁC

Điều 4. Kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí

1. Nội dung Báo cáo Kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí bao gồm:

a) Giới thiệu nội dung và mục đích của Báo cáo;

b) Lịch sử tìm kiếm, thăm dò, thẩm lượng dầu khí, mô hình địa chất của mỏ và kế hoạch thẩm lượng ở giai đoạn tiếp theo;

c) Công nghệ mỏ và các phương án phát triển dự kiến; Hệ số thu hồi dầu khí sơ bộ;

d) Dự báo sản lượng khai thác và quản lý vận hành mỏ;

đ) Thiết kế sơ bộ các phương án phát triển được lựa chọn: Sơ đồ công nghệ, xây dựng công trình, lắp đặt trang thiết bị;

e) Công nghệ khoan, kế hoạch khoan và hoàn thiện giếng;

g) An toàn và bảo vệ môi trường;

h) Đánh giá kinh tế kỹ thuật và lựa chọn phương án phát triển thích hợp tại thời điểm lập báo cáo;

i) Đánh giá mức độ rủi ro công nghệ và tài chính của dự án;

k) Tiến độ triển khai dự án.

2. Để có cơ sở xây dựng Kế hoạch đại cương phát triển mỏ, Người điều hành phải lập thiết kế sơ bộ để xác định tổng mức đầu tư với tỷ lệ chênh lệch sai số cho phép nhỏ hơn 30%.

3. Thẩm quyền và thủ tục phê duyệt Kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí thực hiện theo quy định của các văn bản pháp luật có liên quan và thỏa thuận trong hợp đồng dầu khí.

Điều 5. Kế hoạch phát triển mỏ

1. Báo cáo Kế hoạch phát triển mỏ được lập trên cơ sở phương án được lựa chọn của Báo cáo Kế hoạch đại cương phát triển mỏ dầu khí nhằm mục tiêu phát triển và khai thác tối ưu nhất.

2. Báo cáo Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí cần bổ sung, cập nhật và chi tiết hóa các thông tin trong Kế hoạch đại cương phát triển mỏ bao gồm các nội dung cơ bản sau:

a) Giới thiệu nội dung và mục đích của Báo cáo;

b) Kết quả nghiên cứu đặc điểm địa chất mỏ;

c) Số liệu và các phân tích thành phần, tính chất chất lưu và vỉa chứa, sản lượng khai thác dầu khí, hệ số thu hồi dầu;

d) Các nghiên cứu về mô hình mô phỏng mỏ, công nghệ mỏ và thiết kế khai thác;

đ) Các thông tin về công nghệ khai thác và các nghiên cứu khả thi;

e) Công nghệ khoan và hoàn thiện giếng;

g) Mô tả hệ thống công trình và thiết bị khai thác được sử dụng;

h) Số liệu và các phân tích thành phần và tính chất môi trường;

i) Các kế hoạch xử lý, thải hay chôn lấp chất thải;

k) Dự kiến các kế hoạch về: Bảo vệ tài nguyên và môi trường; vận hành an toàn và xử lý sự cố; giải pháp ngăn chặn và xử lý các nguy cơ gây ô nhiễm và thu dọn mỏ nhằm phục hồi môi trường sau khai thác;

l) Nhân sự, đào tạo và nguồn nhân lực địa phương;

m) Tính toán tổng mức đầu tư, hiệu quả kinh tế của dự án;

n) Đánh giá mức độ rủi ro công nghệ và tài chính của dự án;

o) Tiến độ, lịch trình thực hiện;

p) Thống kê những nguyên tắc, quy định kỹ thuật được áp dụng trong quá trình khoan khai thác;

q) Kết luận và kiến nghị.

3. Người điều hành phải triển khai thiết kế cơ sở (FEED) hoặc tương đương để lập dự toán tổng mức đầu tư của Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí với tỷ lệ chênh lệch sai số nhỏ hơn 10%;

4. Thẩm quyền và thủ tục phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ dầu khí

a) Người điều hành chỉ được phép tiến hành các hoạt động khai thác dầu khí theo Kế hoạch phát triển mỏ đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt;

b) Thủ tục phê duyệt Kế hoạch phát triển mỏ thực hiện theo quy định của các văn bản pháp luật có liên quan và thỏa thuận trong hợp đồng dầu khí.

Điều 6. Kế hoạch khai thác sớm

1. Kế hoạch khai thác sớm được lập trong những trường hợp sau:

a) Các thông tin hiện có không cho phép xác định phương án khai thác hợp lý theo thông lệ mà cần phải thu thập bổ sung số liệu trên cơ sở theo dõi động thái khai thác thực tế của mỏ, tầng sản phẩm và vỉa;

b) Tỷ lệ cấp trữ lượng P1/2P không thấp hơn 40% trừ trường hợp đặc biệt do Thủ tướng Chính phủ quyết định.

2. Kế hoạch khai thác sớm nhằm mục đích:

a) Giảm thiểu rủi ro trong việc phát triển khai thác mỏ dầu khí trong tương lai và chứng minh Kế hoạch khai thác sớm không làm ảnh hưởng đến hiệu quả thu hồi dầu khí trong toàn bộ quá trình phát triển mỏ;

b) Tận dụng các lợi thế kinh tế và thương mại tại thời điểm thực hiện kế hoạch khai thác sớm;

c) Tận dụng các phương tiện khai thác đã xây dựng khi triển khai kế hoạch phát triển mỏ dầu khí trong tương lai.

3. Yêu cầu đối với việc khai thác sớm

a) Kế hoạch khai thác sớm phải nêu rõ lý do thực hiện, các rủi ro liên quan cần được nghiên cứu để giảm thiểu và các nội dung cần triển khai;

b) Thời hạn thực hiện khai thác sớm không quá 03 năm tính từ dòng sản phẩm thương mại đầu tiên. Trong thời hạn tiến hành khai thác sớm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Người điều hành phải lập báo cáo đánh giá và thay đổi chế độ khai thác để đảm bảo Kế hoạch khai thác sớm không làm phương hại đến hiệu quả thu hồi dầu khí cuối cùng.

4. Các nội dung của Kế hoạch khai thác sớm được lập bao gồm các nội dung của Kế hoạch phát triển mỏ.

5. Thẩm quyền và thủ tục phê duyệt

a) Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Người điều hành trình Bộ Công thương xem xét, phê duyệt Kế hoạch khai thác sớm;

b) Thủ tục phê duyệt Kế hoạch khai thác sớm được thực hiện theo quy định của các văn bản pháp luật có liên quan và thỏa thuận trong hợp đồng dầu khí.

Điều 7. Mở vỉa và khai thác

1. Người điều hành không được phép mở vỉa dầu hoặc khí khác với Kế hoạch khai thác sớm, Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí đã được phê duyệt.

2. Người điều hành chỉ được tiến hành khai thác dầu, khí từ vỉa hay mỏ theo quy định của Luật Dầu khí, Quy chế này và các quy định pháp luật khác có liên quan.

Điều 8. Sửa đổi, bổ sung Kế hoạch phát triển mỏ hoặc Kế hoạch khai thác sớm

1. Người điều hành thực hiện thủ tục sửa đổi, bổ sung Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí hoặc Kế hoạch khai thác sớm đã được phê duyệt một trong các trường hợp sau:

a) Người điều hành dự kiến thay đổi về tiến độ của các hoạt động phát triển mỏ; thay đổi mức đầu tư trên 10% so với tổng mức đầu tư đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt; thay đổi hoặc phát sinh các hạng mục thiết bị cơ bản hiện có ở mỏ; triển khai tại vỉa hay mỏ chương trình thử nghiệm hay chương trình khai thác khác với Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí hoặc Kế hoạch khai thác sớm đã được phê duyệt;

b) Hoạt động khai thác hoặc thông tin địa chất mới cho thấy cần phải thay đổi phương án phát triển và khai thác nhằm đạt được hiệu quả tổng thể cao nhất;

c) Việc tăng hệ số thu hồi dầu khí theo hướng đạt hiệu quả kinh tế cao hơn nhờ ứng dụng phương pháp hoặc công nghệ mới.

2. Thủ tục và thẩm quyền phê duyệt việc sửa đổi, bổ sung Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí và Kế hoạch khai thác sớm tương ứng theo quy định tại Điều 5 và Điều 6 của Quy chế này.

Điều 9. Thực hiện Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí và Kế hoạch khai thác sớm

1. Người điều hành thực hiện các hạng mục công việc trong Kế hoạch phát triển mỏ hay Kế hoạch khai thác sớm đã được phê duyệt theo chương trình công tác hàng năm do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt.

2. Hàng năm, Người điều hành báo cáo Bộ Công thương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kế hoạch thực hiện các hạng mục công việc trong Kế hoạch phát triển mỏ dầu khí hoặc Kế hoạch khai thác sớm và các tài liệu liên quan.

Kế hoạch thực hiện các hạng mục công việc bao gồm các tài liệu về kế hoạch an toàn, kế hoạch bảo vệ môi trường và bảo vệ tài nguyên dầu khí hoặc các tài liệu khác theo yêu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

3. Khi hoàn tất Kế hoạch khai thác sớm quy định tại Điều 6, Người điều hành phải trình Bộ Công thương và gửi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo sau đây:

a) Kết quả của việc thực hiện Kế hoạch khai thác sớm cùng số liệu và các phân tích minh chứng;

b) Kết luận về khả năng áp dụng sơ đồ thử nghiệm cho việc khai thác toàn mỏ.

Chương III
NGHIÊN CỨU KHẢO SÁT GIẾNG, VỈA VÀ MỎ

Điều 10. Lấy và phân tích mẫu lõi

1. Người điều hành phải lấy mẫu lõi theo đúng kế hoạch lấy mẫu đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt.

2. Người điều hành phải 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; lưu trữ và nộp các kết quả phân tích này theo thỏa thuận của hợp đồng dầu khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Người điều hành lấy và phân tích mẫu lõi bổ sung nếu thấy cần thiết.

Điều 11. Khảo sát và thử vỉa

1. Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kế hoạch khảo sát giếng; thử vỉa cùng với kế hoạch khoan và phải tiến hành chương trình khảo sát giếng và thử vỉa theo đúng kế hoạch đã được chấp thuận; các thay đổi nếu có phải được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

2. Người điều hành phải tiến hành thử vỉa ban đầu trong khi đưa giếng vào khai thác nhằm thu thập số liệu về khả năng cho sản phẩm dầu khí, xác định các tính chất tầng chứa và lấy mẫu chất lưu đại diện cho giếng.

3. Khi sửa chữa giếng có thể thay đổi khả năng cho sản phẩm dầu khí hoặc khả năng tiếp nhận của giếng, Người điều hành phải tiến hành nghiên cứu giếng để xác định mức độ ảnh hưởng tới khả năng cho sản phẩm hoặc khả năng tiếp nhận của giếng ngay sau khi hoàn thành việc sửa chữa.

4. Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kết quả của từng lần thử vỉa ngay sau khi tiến hành.

Điều 12. Đo hoặc khảo sát áp suất vỉa

1. Trước khi bắt đầu khai thác, bơm ép từ mỗi khoảng hoàn thiện của giếng phát triển, Người điều hành phải xác định áp suất tĩnh của vỉa tại từng khoảng hoàn thiện nếu trước đó chưa xác định được thông số này.

2. Trong thời hạn 2 năm đầu kể từ khi vỉa hoặc mỏ đã được đưa vào khai thác, Người điều hành phải tiến hành đo hoặc khảo sát, phân tích thông tin về áp suất tĩnh của vỉa, tầng sản phẩm và mỏ với chu kỳ 3 tháng hoặc 6 tháng một lần căn cứ vào động thái khai thác của vỉa, tầng sản phẩm và mỏ. Người điều hành phải thống nhất với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về phương pháp, số giếng và vị trí các giếng cần thiết phải đóng lại để tiến hành nghiên cứu nhằm đảm bảo độ chính xác của áp suất tĩnh của vỉa.

3. Trong các năm tiếp theo, hàng năm Người điều hành phải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thẩm duyệt kế hoạch khảo sát áp suất vỉa cho năm tiếp theo trong đó nêu rõ phương pháp, số giếng và vị trí của các giếng cần thiết phải đóng lại để nghiên cứu nhằm bảo đảm xác định chính xác áp suất tĩnh của vỉa.

4. Theo đề nghị của Người điều hành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, chấp thuận lịch biểu nghiên cứu áp suất vỉa khác với lịch biểu đã được quy định trên đây để phù hợp với điều kiện sản xuất thực tế.

Điều 13. Đo thông số khai thác trong giếng

1. Người điều hành tiến hành đo các thông số khai thác trong giếng khai thác hoặc bơm ép theo chương trình đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

2. Sau khi tiến hành đo thông số khai thác trong thân giếng, Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kết quả đo.

Điều 14. Lấy và phân tích mẫu chất lưu

1. Người điều hành phải thực hiện ngay việc 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.

2. Trong quá trình khai thác, Người điều hành phải thu thập và phân tích mẫu dầu, mẫu khí và mẫu nước lấy tại đầu giếng của một số giếng thích hợp với số lượng đủ để đánh giá thành phần chất lưu của vỉa, ít nhất 12 tháng một lần hoặc khi có lý do cho thấy thành phần chất lưu khai thác từ vỉa đã thay đổi.

3. Người điều hành phải 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 Người điều hành đề nghị tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế.

4. Khi xuất hiện nước trong chất lưu từ giếng đã được đưa vào khai thác, Người điều hành phải 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.

5. Đối với giếng khai thác khí, Người điều hành phải xác định nguồn gốc nước đang được khai thác. Trường hợp nước đang được khai thác là nước vỉa thì phải lập và thực hiện ngay quy trình xác định lưu lượng nước vỉa trong quá trình khai thác. Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kết quả thực hiện quy trình trên ngay sau khi có kết quả.

6. Các mẫu nước đã lấy trong các mục trên phải 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.

7. Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kết quả phân tích thành phần chất lưu từ mỗi vỉa, kết quả mô tả các tính chất lý hóa cơ bản của chất lưu đó, 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.

Chương IV
VẬN HÀNH GIẾNG PHÁT TRIỂN

Điều 15. Nguyên tắc vận hành giếng phát triển

1. Người điều hành phải hoàn thiện, vận hành giếng phát triển theo các quy trình kỹ thuật đảm bảo tính nguyên trạng của giếng và các thiết bị sử dụng tại giếng cho các mục đích khai thác, vận hành giếng an toàn, bảo vệ môi trường, duy trì đánh giá, điều khiển mọi hoạt động của giếng và sản phẩm dầu khí được thu hồi từ giếng một cách có hiệu quả.

2. Người điều hành phải hiệu chỉnh ngay các thiết bị của giếng hoặc có thể thay đổi khoảng hoàn thiện của giếng nếu xét thấy tình trạng giếng có ảnh hưởng xấu đến việc khai thác hay bơm ép dẫn đến giảm hệ số thu hồi cuối cùng. Trường hợp điều kiện kỹ thuật không cho phép thực hiện các công việc đó, Người điều hành phải lập báo cáo, trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và nêu rõ lý do.

3. Đối với những giếng khai thác đồng thời nhiều vỉa riêng biệt, Người điều hành phải thực hiện các công việc sau:

a) Sau khi hoàn thiện giếng, Người điều hành phải 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 phải tiến hành ngay hoạt động thử riêng biệt.

Điều 16. Chấp thuận vận hành trong lòng giếng

1. Đối với giếng phát triển, Người điều hành chỉ được phép tiến hành các hoạt động sửa chữa, can thiệp giếng, thả các thiết bị đo địa vật lý, hoặc xử lý để tăng dòng sản phẩm khi có sự chấp thuận của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

2. Trong thời hạn 30 ngày trước khi tiến hành các hoạt động nói trên, Người điều hành phải trình các tài liệu liên quan đến quy trình, thiết bị mà nhà thầu thực hiện để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét chấp thuận.

3. Các quy định trên không áp dụng cho việc đo địa vật lý được tiến hành qua cây thông đầu giếng với điều kiện các hoạt động này không gây ra thay đổi khoảng hoàn thiện của giếng, hoặc ảnh hưởng xấu đến hệ số khai thác dầu khí của vỉa.

Ngay sau khi nhận được văn bản chấp thuận của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về vận hành giếng phát triển, Người điều hành phải gửi đến công trình khai thác bản sao văn bản này.

4. Trong trường hợp chưa nhận được sự chấp thuận, Người điều hành có thể thực hiện các hoạt động nêu trên nếu các hoạt động này đòi hỏi phải được tiến hành khẩn cấp để tránh xảy ra sự cố giếng phun trào hoặc Người điều hành chứng minh được tính cấp thiết phải tiến hành các hoạt động này trước thời hạn đã quy định trên đây.

Điều 17. Báo cáo hoàn thiện và vận hành giếng

Trong thời hạn 30 ngày kể từ khi hoàn tất các hoạt động theo quy định tại Điều 15 và Điều 16 của Quy chế này, Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo về các hoạt động hoàn thiện và vận hành giếng bao gồm:

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

2. 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;

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

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

Điều 18. Yêu cầu về lắp đặt ống chống khai thác và ống khai thác

Người điều hành phải bảo đảm ống chống khai thác và ống khai thác đặt trong giếng được thiết kế theo tiêu chuẩn, quy chuẩn Việt Nam hoặc các tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ quốc tế về dầu khí.

Điều 19. 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 hydrosunphua trên 50 phần triệu (50ppm) 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 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 phải lắp đặt pac-ke đối với:

a) Giếng có yêu cầu phải trang bị van an toàn lòng giếng theo Điều 20 của Quy chế này;

b) Giếng có áp suất trong khoảng không khai thác vượt quá 1885,5 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, hàng 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 phải trình báo khi có yêu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Điều 20. 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 30m 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 hydrosunphua cao hơn 50 phần triệu (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 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 hydrosunphua cao hơn 50 phần triệu 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:

a) 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 van an toàn lòng giếng) tại lần xuất bản mới nhất hoặc các tiêu chuẩn khác phù hợp với thông lệ quốc tế;

b) Các tiêu chuẩn kỹ thuật khác do Người điều hành đề nghị và được Bộ quản lý ngành, lĩnh vực chấp thuận.

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 21. Thiết bị đầu giếng và cây thông

Người điều hành phải bảo đảm thiết bị đầu giếng và cây thông, bao gồm cả các van được thiết kế phù hợp với tiêu chuẩn Việt Nam và quốc tế để vận hành an toàn, hiệu quả trong điều kiện chịu tải cực đại (bao gồm nhưng không giới hạn tới áp suất, ứng suất nhiệt, tải trọng cơ học, ăn mòn, các điều kiện vật lý của môi trường v.v) dự kiến mà thiết bị đầu giếng và cây thông phải chịu trong suốt quá trình khai thác với các điều kiện sau:

1. Tiêu chuẩn: để thiết kế đảm bảo vận hành an toàn và hiệu quả, thiết bị đầu giếng và cây thông, bao gồm cả các van, cần phù hợp với:

a) Tiêu chuẩn API Spec 6A (Tiêu chuẩn Kỹ thuật Thiết bị đầu giếng và cây thông) lần xuất bản mới nhất, nếu là giếng ngoài khơi có đầu giếng nằm trên mực nước;

b) Khuyến nghị API RP 17A "Khuyến nghị Thiết kế và Vận hành Hệ thống Khai thác Ngầm" và Tiêu chuẩn API Spec 17D "Tiêu chuẩn Kỹ thuật Thiết bị Đầu giếng và Cây thông Ngầm" lần xuất bản mới nhất, nếu là giếng ngoài khơi có đầu giếng nằm dưới mực nước;

c) Tiêu chuẩn API Spec 6A "Tiêu chuẩn Kỹ thuật Thiết bị Đầu giếng và Cây thông" lần xuất bản mới nhất, nếu là giếng trên đất liền.

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 22. Các hoạt động khác đồng thời với vận hành khai thác

Người điều hành chỉ được phép tiến hành khoan, hoàn thiện, sửa chữa hoặc kích thích tăng dòng, đo địa vật lý, bơm hóa phẩm hoặc tiến hành các công việc xây dựng khác đồng thời với hoạt động khai thác khi các hoạt động đó nằm trong Kế hoạch an toàn đã được phê duyệt theo quy định của Quy chế này.

Chương V
BẢO VỆ TÀI NGUYÊN

Điều 23. Quản lý mỏ dầu khí

1. Các phương pháp khai thác 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. Người điều hành phải xác định vị trí và cách thức vận hành giếng để bảo đảm hệ số thu hồi dầu khí đã được phê duyệt.

3. Việc khoan bổ sung hoặc khai thác tận thu (hay tam cấp) có thể làm tăng đáng kể hệ số thu hồi dầu khí theo hướng đạt hiệu quả kinh tế, Người điều hành phải tiến hành nghiên cứu các kế hoạch này và trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt.

Điều 24. Bơm ép thay thế chất lưu vào vỉa hay mỏ dầu khí

1. Khi khai thác dầu ở chế độ duy trì áp suất vỉa, Người điều hành không bơm chất lưu vào vỉa khác với mạng lưới giếng bơm ép và vỉa đã được phê duyệt.

2. Người điều hành không được tự ý thay đổi lượng chất lưu bơm ép vào vỉa đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

3. Người điều hành không được khai thác dầu khí với sản lượng có nguy cơ làm giảm áp suất vỉa xuống thấp hơn mức áp suất đã được phê duyệt trong Kế hoạch phát triển mỏ.

4. Trường hợp xét thấy hệ số thu hồi dầu khí cuối cùng từ vỉa không bị suy giảm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, chấp thuận sản lượng khai thác hoặc bơm ép chất lưu khác với các yêu cầu trên.

Điều 25. Bơm ép khí trở lại vỉa

Trường hợp khai thác các mỏ dầu có sản lượng khí đồng hành không đủ để tiến hành thu gom, Người điều hành phải thực hiện việc bơm khí trở lại mỏ dầu khí. Kế hoạch bơm khí trở lại do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt và báo cáo Bộ Công thương.

Điều 26. Khai thác đồng thời cả dầu và khí

Người điều hành chỉ được tiến hành khai thác đồng thời dầu, khí từ vỉa hoặc từ mỏ có mũ khí khi bảo đảm được hệ số thu hồi dầu khí và được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

Điều 27. Khai thác đồng thời nhiều vỉa

1. Người điều hành không được khai thác dầu khí từ hai vỉa trở lên bằng một ống khai thác hoặc một thân giếng chung trừ trường hợp đặc biệt do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận. Việc khai thác đồng thời nhiều vỉa chỉ được chấp thuận khi đảm bảo hệ số thu hồi dầu cuối cùng không bị ảnh hưởng và hạn chế tối đa sự trao đổi dòng giữa các vỉa.

2. Khi khai thác đồng thời nhiều vỉa, Người điều hành phải đo tổng lưu lượng của các vỉa sản phẩm và xác định lưu lượng khai thác của từng vỉa riêng biệt.

Điều 28. Đốt và xả khí

1. Người điều hành chỉ được đốt xả khí trong những trường hợp sau:

a) Trong quá trình thử vỉa không quá 48 giờ với lưu lượng, khối lượng không lớn hơn lưu lượng và 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 khí 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 nhưng không kéo dài quá 48 giờ; đốt khi bảo dưỡng định kỳ, kiểm tra và thử nghiệm;

d) Trong tình trạng 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. Đối với các trường hợp không quy định tại khoản 1 Điều này, Người điều hành trình Bộ Công thương xem xét, phê duyệt.

3. Người điều hành trình Bộ Công thương xem xét, phê duyệt kế hoạch đốt khí đồng hành cho từng năm đối với từng mỏ dầu.

Điều 29. Đốt hay hủy dầu

1. 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 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 bị đốt hay hủy ít hơn 1 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.

2. Người điều hành phải thông báo ngay bằng văn bản cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi đốt hoặc hủy dầu và phải có kế hoạch sẵn sàng để đối phó với tình trạng khẩn cấp.

3. Trong quá trình thử giếng, Người điều hành chỉ được đốt hoặc hủy dầu theo đúng khối lượng đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

Chương VI
SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Điều 30. Nguyên tắc khai thác dầu khí

Người điều hành phải khai thác dầu khí với phương pháp khai thác hợp lý theo thông lệ công nghiệp dầu khí và công nghệ thích hợp đã được chứng minh tính khả thi nhằm đạt được hệ số thu hồi dầu khí với sản lượng khai thác ổn định theo Kế hoạch phát triển mỏ đã được phê duyệt.

Điều 31. Dự báo sản lượng khai thác

1. Căn cứ vào mức sản lượng khai thác được phê duyệt trong Kế hoạch phát triển mỏ, Người điều hành phải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự báo khả năng khai thác dầu khí cho năm tiếp theo và cập nhật dự báo khai thác hết đời mỏ cho từng vỉa trước ngày 01 tháng 10 hàng năm.

2. Dự báo khả năng khai thác cho năm đầu phải tính theo từng tháng trên cơ sở từng giếng. Dự báo khai thác cho 04 năm tiếp theo phải tính theo từng quý và dự báo

dài hạn toàn đời mỏ tính theo từng năm. Nếu sự thay đổi dự báo sản lượng khai thác hàng năm vượt giới hạn ± 10% thì Người điều hành phải giải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bằng văn bản.

3. Đối với những dự báo khai thác dầu dài hạn, hệ số thu hồi dầu cuối cùng có sai số vượt quá 15% so với hệ số thu hồi dầu cuối cùng đã được phê duyệt tại Kế hoạch phát triển mỏ, Người điều hành phải bổ sung các nghiên cứu về mỏ để bảo đảm hệ số thu hồi cuối cùng theo tính toán không bị suy giảm.

Điều 32. Phê duyệt sản lượng khai thác

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ phê duyệt sản lượng khai thác hàng năm, hàng quý.

2. Người điều hành phải chuẩn bị các điều kiện thực tế sản xuất và điều phối sản phẩm, bao gồm cả các biện pháp bơm khí lại mỏ, giảm tối đa việc đốt và xả khí để đảm bảo tính khả thi để duy trì sản lượng khai thác dự kiến trong từng giai đoạn cụ thể.

3. Trong trường hợp vì lý do kỹ thuật, công nghệ hoặc bất khả kháng mà sản lượng của mỏ có biến động ở mức ±10% trở lên so với sản lượng được phê duyệt, Người điều hành phải giải trình về các thay đổi bằng văn bản.

4. Trong thời hạn 30 ngày kể từ khi phát hiện ra các thay đổi đáng kể về lưu lượng khai thác, Người điều hành phải báo cáo cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để đề ra các giải pháp cần tiến hành kể cả việc lập kế hoạch, nghiên cứu bổ sung để đảm bảo sản lượng theo kế hoạch. Sau khi đã tiến hành các biện pháp nêu trên mà vẫn không đạt kết quả như mong muốn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể xem xét lại mức khai thác cho phù hợp.

5. Trong năm, nếu có thay đổi về mức sản lượng do một hay nhiều nguyên nhân gây ra trong quá trình sản xuất, thì từng quý, Người điều hành phải thông báo cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam việc thay đổi sản lượng khai thác từng tháng cho mỗi quý. Trong trường hợp đó, Người điều hành phải trình các tài liệu sau đây ít nhất một tháng trước khi sang quý sau:

a) Khả năng khai thác dự đoán cho từng quý tiếp theo;

b) Sản lượng khai thác trung bình dự kiến và trung bình thực tế từng tháng của mỏ trước đây và các quý còn lại của năm;

c) Xây dựng biểu đồ diễn biến sản lượng dầu khai thác thực tế so với sản lượng dầu khai thác được phê duyệt; xây dựng biểu đồ khối lượng khí bơm lại vào vỉa, đốt,

xả thực tế so với khối lượng khí bơm lại vào vỉa, đốt, xả đã được phê duyệt kể từ năm đã giải trình về sự vượt giới hạn ± 10% hoặc lớn hơn giữa sản lượng khai thác dầu thực tế với sản lượng dầu khai thác của mỏ đã được phê duyệt và khối lượng khí đốt xả, bơm lại vào vỉa vượt quá giới hạn cho phép.

6. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, phê duyệt mức sản lượng tối đa cho từng giếng hoặc mỏ dựa trên điều kiện kỹ thuật, công nghệ khai thác thực tế của giếng hoặc mỏ đó.

Điều 33. Sản lượng dầu vượt trội và sản lượng dầu chưa đạt

1. Người điều hành phải tiến hành các biện pháp để đạt mức sản lượng dầu được phê duyệt. Khi có các nguyên nhân khách quan, sản lượng khai thác thực tế được phép thay đổi trong khoảng ± 10% sản lượng dầu trung bình hàng tháng được phê duyệt cho một mỏ với điều kiện sản lượng khai thác thực tế của vùng hợp đồng có mỏ đó không thay đổi quá ± 5% so với sản lượng trung bình hàng tháng được phê duyệt, nếu vùng hợp đồng có từ hai mỏ trở lên.

2. Trường hợp việc điều chỉnh sản lượng khai thác vượt quá 10% đối với một mỏ, hoặc vượt quá 5% sản lượng đã được phê duyệt đối với vùng hợp đồng có 2 mỏ trở lên thì Người điều hành phải giải trình để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, điều chỉnh.

3. Trường hợp, có tháng vượt hoặc không đủ sản lượng, Người điều hành phải điều chỉnh sản lượng của các tháng tiếp theo để sản lượng cộng dồn vẫn đảm bảo mức sản lượng đã được phê duyệt hoặc mức điều chỉnh đã được phê duyệt cho năm đó.

Điều 34. Sản lượng khai thác khí thiên nhiên

1. Đối với khí thiên nhiên, Người điều hành trình báo cáo dự báo sản lượng khai thác khí thiên nhiên đối với từng mỏ trên cơ sở nhu cầu sử dụng khí những năm tiếp theo trước ngày 01 tháng 10 hàng năm. Các dự báo đó phải tuân theo quy định tại Điều 31 của Quy chế này.

2. Người điều hành không được phép khai thác khí thiên nhiên khác với hợp đồng mua bán khí hàng năm với khách hàng, tương ứng với sản lượng khai thác đã được phê chuẩn trong kế hoạch phát triển mỏ.

Trường hợp có yêu cầu thay đổi, bổ sung sản lượng khí ngoài phạm vi nêu trên, Người điều hành phải báo cáo để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thẩm định và chấp thuận.

Điều 35. Khai thác khí đồng hành

1. Người điều hành phải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự báo khai thác và kế hoạch sử dụng khí đồng hành đối với từng mỏ dầu cùng với kế hoạch khai thác dầu quy định tại Điều 32 của Quy chế này.

2. Người điều hành phải bảo đảm tỷ suất khí dầu trung bình hàng tháng không vượt giới hạn đã phê duyệt.

3. Trong trường hợp tỷ suất khí dầu cao hơn giới hạn đã phê duyệt, người điều hành thực hiện hoạt động khai thác tiếp sau khi có sự chấp thuận của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, sửa đổi giới hạn tỷ suất khí dầu đối với từng mỏ dầu trên cơ sở thông tin kỹ thuật và các nghiên cứu mới nhất đã có trong năm hoặc phù hợp với mức giới hạn lượng khí đốt, bơm lại vào vỉa hay xả.

Điều 36. Phân bổ sản lượng khai thác

Người điều hành phải phân bổ sản lượng khai thác dầu theo từng tháng từ cụm giếng của mỏ trên cơ sở chia tỷ lệ của từng giếng cho phù hợp với hệ thống phân dòng và quy trình phân bổ đã thỏa thuận với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Chương VII
ĐO LƯỜNG VÀ KIỂM TRA

Điều 37. Quy định chung

1. Người điều hành phải đo và lưu trữ các số liệu về lưu lượng, tổng sản lượng của mỗi loại chất lưu được khai thác hoặc bơm ép vào giếng, được bán, đốt hay hủy.

2. Người điều hành phải đo và lưu trữ các số liệu về lưu lượng, tổng sản lượng của khí được dùng làm nguyên liệu cho các hoạt động khai thác tại mỏ và cho công tác khai thác bằng gaslift.

3. Người điều hành phải đo và lưu trữ các số liệu về lưu lượng, tổng sản lượng của dầu thô sử dụng như chất lỏng làm năng lượng thủy lực để phục vụ cho các thiết bị khai thác cơ học.

4. Người điều hành phải đo và lưu trữ các số liệu về lưu lượng, tổng sản lượng của từng loại chất lưu đi vào hoặc đi ra khỏi bộ phận xử lý tại mỏ.

Điều 38. Thiết bị đo lưu lượng

Khi Người điều hành sử dụng thiết bị đo để đo lưu lượng chất lưu theo quy định tại Điều 37 của Quy chế này thì thiết bị đó phải đáp ứng các yêu cầu sau:

1. Các van, thiết bị đo, ống chuẩn chỉnh, các thiết bị phụ trợ khác được lắp đặt, sử dụng phải phù hợp với chỉ dẫn của nhà sản xuất thiết bị, các tiêu chuẩn quốc gia và quốc tế liên quan nhằm duy trì lưu lượng ổn định một cách hợp lý qua thiết bị đo, đảm bảo an toàn.

2. Có khoảng đo tương ứng với mục đích sử dụng; hoạt động tốt trong khoảng đo được chọn.

Điều 39. Đồng hồ lưu lượng khí thương mại

Khi sử dụng đồng hồ đo lưu lượng khí thương mại dùng trong hoạt động khai thác, đồng hồ đo phải phù hợp với các thiết bị đo liên tục nhiệt độ, áp suất và thành phần chất lưu hay các thiết bị hiệu chỉnh các thông số này để đảm bảo độ chính xác của phép đo.

Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam các thông tin sau đây:

1. Các thông số kỹ thuật của đồng hồ đo bao gồm lưu lượng tối thiểu, tối đa, áp suất và nhiệt độ làm việc, vật liệu chế tạo đồng hồ và quy trình lắp đặt;

2. Bảng kê chi tiết các linh kiện chịu áp suất, nhiệt độ hoặc hiệu chỉnh lực trọng trường, các phụ kiện để khử sắt, khử nước, khử khí, các thiết bị để lấy mẫu, thiết bị ghi thể tích hoặc thiết bị điều khiển sử dụng kết hợp cùng với đồng hồ đo;

3. Bảng kê chi tiết điều kiện làm việc thực tế của đồng hồ đo bao gồm khoảng đo lưu lượng, xác định xem dòng chảy liên tục hay gián đoạn, áp suất cực đại, khoảng đo áp suất và khoảng đo nhiệt độ;

4. Tài liệu chi tiết về độ chính xác của đồng hồ đo, các thiết bị và quy trình chuẩn chỉnh cần thiết;

5. Các chứng chỉ kiểm định thiết bị đo của cơ quan chức năng trong nước hoặc quốc tế;

6. Bản sao tất cả các báo cáo về hiệu chỉnh đồng hồ đo.

Điều 40. Chuẩn chỉnh thiết bị đo lưu lượng

Khi sử dụng các thiết bị đo tổng lưu lượng, đo nước, đo khí, Người điều hành phải chuẩn chỉnh và duy trì việc chuẩn chỉnh tất cả các thiết bị đo theo tiêu chuẩn, chế độ định kỳ được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp nhận.

Điều 41. Đo condensat và dầu thô

1. Khi sử dụng thiết bị đo hoạt động theo nguyên lý quay hoặc nguyên lý chiếm chỗ để đo condensat và dầu thô, Người điều hành phải chuẩn chỉnh tất cả các thiết bị đo và duy trì việc chuẩn chỉnh tất cả các thiết bị đo theo những tiêu chuẩn chế độ định kỳ được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

2. Khi sử dụng thiết bị đo theo nguyên lý sụt áp dòng chảy để đo condensat và dầu thô, Người điều hành phải lắp đặt thiết bị tự ghi phù hợp với thiết bị này.

Điều 42. Hồ sơ về công tác đo lường

Người điều hành phải lưu giữ sổ sách, ghi chép báo cáo dữ liệu và kết quả kiểm tra định kỳ về công tác đo lường cho từng thiết bị đo lưu lượng tổng hoặc thiết bị kiểm tra lưu lượng mà Người điều hành sử dụng trong suốt đời dự án. Trong thời gian đó, cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể yêu cầu Người điều hành trình nộp các sổ sách và ghi chép này.

Điều 43. Độ chính xác của phép đo thay thế hoặc hiệu chỉnh lại phép đo

1. Độ chính xác tối thiểu cho phép đối với phép đo tổng sản lượng dầu khí hàng tháng tại khu vực khai thác phải đáp ứng theo yêu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

2. Người điều hành phải thường xuyên xác định lưu lượng của từng giếng với tần suất đủ để đảm bảo độ chính xác tối thiểu.

3. Người điều hành phải kiểm tra độ chính xác của thiết bị đo lường hiện đang sử dụng và báo cáo các kết quả kiểm tra cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi có yêu cầu.

4. Theo yêu cầu của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Người điều hành phải thay hoặc phải chuẩn chỉnh lại bất kỳ thiết bị đo lường nào không đạt yêu cầu về độ chính xác theo quy định tại Quy chế này.

Chương VIII
XÂY DỰNG CÔNG TRÌNH KHAI THÁC DẦU KHÍ

Điều 44. Các yêu cầu chung về chất lượng an toàn kỹ thuật và môi trường đối với các công trình khai thác dầu khí

1. Người điều hành chỉ được phép đưa các công trình khai thác dầu khí vào vận hành sau khi đã nhận được chứng nhận chất lượng an toàn kỹ thuật và môi trường theo quy định của pháp luật Việt Nam và các điều ước quốc tế mà Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam là thành viên.

2. Đối với các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi, Người điều hành phải tuân thủ các quy định sau:

a) Giàn cố định phải được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt phù hợp với Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN6171 và TCVN6767 - Công trình biển cố định";

b) Các giàn di động phải được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt phù hợp với Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN5309 ÷ TCVN5319 - Công trình biển di động";

c) Các kho chứa nổi phải được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt phù hợp với Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN6474 - Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật kho chứa nổi";

d) Các hệ thống đường ống biển phải được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt phù hợp với Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN6475 ÷ TCVN6475-13 - Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật hệ thống đường ống biển";

đ) Các phao neo phải được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt phù hợp với Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN6809 - Quy phạm phân cấp và chế tạo phao neo";

e) Các Điều ước quốc tế gồm: Điều ước quốc tế về an toàn sinh mạng con người trên biển năm 1974 (SOLAS, 74); Điều ước quốc tế về mạn khô tàu biển năm 1966 (LOAD LINE, 66); Điều ước quốc tế về ngăn ngừa ô nhiễm biển do tàu gây ra năm 73/78 (MARPOL, 73/78); Quy tắc quốc tế tránh va trên biển năm 1972 (COLREG,72); Điều ước do dung tích tàu biển, 1969 (TONNAGE,69); Luật Đóng và trang bị giàn khoan biển di động (MODU CODE) hoặc các tiêu chuẩn khác được Bộ Giao thông vận tải chấp thuận;

g) Các công trình khai thác được xây dựng và lắp đặt để việc khai thác dầu khí an toàn, hiệu quả kinh tế, phù hợp với tiêu chuẩn quốc tế.

3. Đối với các công trình khai thác dầu khí trên đất liền, Người điều hành phải thực hiện theo quy định của pháp luật.

4. Các công trình khai thác dầu khí có thể được thiết kế, xây dựng, trang bị và lắp đặt theo theo tiêu chuẩn kỹ thuật khác do Người điều hành đề nghị và được cơ quan quản lý nhà nước chuyên ngành, lĩnh vực chấp thuận.

Điều 45. Hệ thống an toàn trên công trình khai thác

1. Người điều hành chỉ được phép sử dụng hệ thống đầu giếng và các thiết bị khai thác dầu, khí, thiết bị xử lý, bình tách, các loại bình áp lực, máy bơm, máy nén khí, đường ống, và các cụm van (manifold) khi các thiết bị đó đã được bảo vệ bằng hệ thống an toàn. Hệ thống an toàn phải luôn ở trạng thái hoạt động tốt trong quá trình khai thác dầu khí.

2. Hệ thống an toàn phải được thiết kế nhằm hạn chế tối đa các khả năng gây tổn thương cho con người, hủy hoại môi trường, hư hại công trình khai thác khi thiết bị gặp sự cố.

3. Hệ thống an toàn phải tự động phát hiện được các dấu hiệu nguy hiểm hay bất thường liên quan đến các thiết bị được bảo vệ. Dựa trên cơ chế phát hiện sự cố đáng tin cậy, hệ thống an toàn sẽ dừng hoạt động toàn bộ công trình hay một phần của công trình.

4. Người điều hành chỉ được phép sử dụng công trình khai thác ngoài khơi khi hệ thống an toàn cho công trình được thiết kế và lắp đặt theo tiêu chuẩn, quy chuẩn Việt Nam. Trường hợp Việt Nam chưa ban hành tiêu chuẩn, quy chuẩn trong lĩnh vực này, Người điều hành áp dụng tiêu chuẩn quốc tế nhưng việc áp dụng tiêu chuẩn đó không trái với quy định pháp luật Việt Nam và đảm bảo an toàn.

Điều 46. Các van đóng khẩn cấp

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

a) Giếng khai thác sản phẩm có chứa hydrosunphua với hàm lượng trên 50 phần triệu (50ppm) 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. Người điều hành phải bảo đảm tất cả các van đóng khẩn cấp lắp đặt tại giếng phù hợp với tiêu chuẩn, quy chuẩn Việt Nam. Trường hợp Việt Nam chưa ban hành tiêu chuẩn, quy chuẩn trong lĩnh vực này, Người điều hành áp dụng tiêu chuẩn quốc tế nhưng việc áp dụng tiêu chuẩn đó không trái với quy định pháp luật Việt Nam và đảm bảo an toàn.

Điều 47. Các thiết bị xử lý sản phẩm

Người điều hành chỉ được phép sử dụng ống thu gom, bình tách, bình chịu áp lực hoặc bình chịu lửa được thiết kế lắp đặt theo Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN6153 ÷ TCVN6156 - Bình chịu áp lực" hoặc các tiêu chuẩn kỹ thuật khác phù hợp với thông lệ quốc tế.

Điều 48. Hệ thống xả áp

1. Tại công trình khai thác, Người điều hành phải 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, 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 có hàm lượng khí hydrosunphua trong chất lưu khai thác vượt quá 10 phần triệu (10 ppm) thể tích thì công trình khai thác phải lắp đặt hệ thống đốt khí hoạt động thường xuyên.

Điều 49. Hệ thống báo động

1. Người điều hành chỉ được phép khai thác dầu khí khi công trình khai thác được trang bị các thiết bị báo động có khả năng báo cho tất cả mọi người trên công

trình trong tình huống có thể gây nguy hiểm cho người, cho công trình, hoặc có hại cho môi trường tự nhiên.

2. Khi lắp đặt công trình khai thác, Người điều hành phải đảm bảo có các bản hướng dẫn vận hành tại công trình, trong đó bao gồm:

a) Bản miêu tả hệ thống báo động và các phương pháp được sử dụng để nhận biết loại báo động;

b) Bản miêu tả các tín hiệu báo động;

c) Vị trí lắp đặt các thiết bị phát hiện cháy, khói và khí rò rỉ;

d) Bảng miêu tả nguồn nuôi các thiết bị báo động;

đ) Sự bảo trì và chuẩn chỉnh các thiết bị báo động;

e) Số lượng và vị trí các thiết bị xách tay dùng để phát hiện khí.

3. Các hệ thống báo động trên các công trình khai thác phải bảo đảm hoạt động thường xuyên, liên tục, có độ tin cậy cao; được kiểm tra, bảo trì, bảo dưỡng thường xuyên và được thiết kế chống lại sự nhiễu loạn.

4. Khi hệ thống báo động tự động của công trình khai thác đang được tiến hành kiểm tra, bảo dưỡng hoặc sửa chữa, Người điều hành phải đảm bảo chức năng của hệ thống được duy trì qua hệ thống điều khiển bằng tay hoặc bằng các biện pháp phòng ngừa thay thế được hướng dẫn trong các quy trình vận hành hay tình huống khẩn cấp.

Điều 50. Hệ thống thông tin liên lạc

1. Các khu vực khai thác có người điều khiển phải được trang bị hệ thống radio hoặc điện thoại, và hệ thống thông tin khẩn cấp và các hệ thống thông tin liên lạc nêu trên phải hoạt động liên tục.

2. Các công trình khai thác ngoài khơi phải được trang bị hệ thống thông tin liên lạc hai chiều bằng hệ thống radio được duy trì thường xuyên giữa công trình ngoài khơi với trung tâm điều hành trên bờ, với tàu cứu hộ và với bất kỳ công trình khai thác ngoài khơi nào khác gần đó và với các phương tiện vận tải biển trong khu vực gần đó.

3. Các công trình khai thác ngoài khơi có người điều khiển phải được trang bị phương tiện truyền văn bản vào trung tâm điều hành trên bờ và hệ thống điện thoại nội bộ cũng như hệ thống thông tin chung với các loa phải được đặt sao cho mọi người ở mọi chỗ trên công trình đều có thể nhận được thông tin phát ra.

4. Các công trình khai thác ngoài khơi không có người ở phải được:

a) Trang bị hệ thống thông tin bằng radio hai chiều trong suốt thời gian công trình có người làm việc;

b) Trang bị hệ thống có khả năng phát hiện tất cả các tình huống xấu có thể xảy ra gây nguy hiểm cho công trình, môi trường tự nhiên và cho việc thông báo, thông tin cho trung tâm điều hành.

Chương IX
AN TOÀN, MÔI TRƯỜNG VÀ HUẤN LUYỆN NHÂN VIÊN

Điều 51. Ghi chép và báo cáo về trạng thái môi trường vật lý

1. Đối với công trình khai thác ngoài khơi, Người điều hành phải duy trì ghi chép tổng hợp các quan sát về môi trường thiên nhiên trong quá trình khai thác mỏ của từng ca làm việc theo biểu mẫu với các thông tin đáp ứng yêu cầu của Quy chế này và được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

2. Đối với các công trình khai thác trên đất liền, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu 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 các công trình trên biển, Người điều hành phải quan sát, ghi chép:

a) Ít nhất mỗi ngày một lần trong điều kiện bình thường và ít nhất 3 giờ một lần trong điều kiện mưa bão: 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;

b) Mỗi ngày một lần ghi tổng lượng mưa của ngày hôm trước.

4. Người điều hành giàn khai thác nổi phải 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/giờ và ít nhất 3 giờ một lần khi tốc độ gió vượt quá 35 km/giờ.

5. Đối với các công trình khai thác ngoài khơi, trong thời gian tiến hành các hoạt động sản xuất, Người điều hành phải 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.

6. Trước ngày 01 tháng 3 hàng năm, Người điều hành phải báo cáo Sở Tài nguyên và Môi trường, Bộ Tài nguyên và Môi trường về đánh giá trạng thái môi trường năm trước. 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 52. Đánh giá tác động môi trường và Quan trắc môi trường

1. Trước khi tiến hành phát triển mỏ dầu khí, Người điều hành lập báo cáo đánh giá tác động môi trường và trình Bộ Tài nguyên và Môi trường xem xét, phê duyệt.

2. Trong quá trình khai thác, Người điều hành phải 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.

3. Người điều hành phải quan trắc và giám sát môi trường lao động tại các công trình khai thác dầu khí theo quy định của pháp luật.

Điều 53. Bảo vệ môi trường trong xây dựng công trình

Người điều hành phải xây dựng hay lắp đặt công trình hoặc từng phần của công trình khai thác theo thiết kế và xây dựng để bảo đảm tính hiệu quả trong sử dụng và làm giảm đến mức thấp nhất mức độ ảnh hưởng đến bề mặt đáy biển, lòng sông, nền đất, sinh vật hoặc môi trường tự nhiên.

Điều 54. Thu gom và xử lý chất thải

Người điều hành có trách nhiệm đảm bảo mọi chất thải phát sinh trong quá trình khai thác phải được thu gom và xử lý thải theo quy định của pháp luật.

Điều 55. Nước khai thác và nước thải công nghiệp

1. Người điều hành không được vận hành bất cứ hệ thống thải nước khai thác hay hệ thống xử lý nước thải công nghiệp khác nếu các hệ thống đó không được thiết kế và bảo trì để bảo đảm giá trị hàm lượng dầu trong nước và giới hạn nhiễm bẩn thấp hơn hoặc bằng giá trị trung bình hàng tháng hoặc giá trị cực đại trong ngày theo quy định của pháp luật Việt Nam về bảo vệ môi trường đối với hoạt động dầu khí và các tiêu chuẩn Việt Nam khác có liên quan.

2. Người điều hành phải thiết lập quy trình lấy và phân tích mẫu hợp lý để đảm bảo phản ánh trung thực tình trạng xử lý, chất lượng nước khai thác và nước thải công nghệ được xử lý tốt hơn hoặc phù hợp tiêu chuẩn, quy chuẩn môi trường Việt Nam.

3. Người điều hành không được thải nước khai thác vào nguồn nước trên mặt đất hoặc vào các vỉa nước có thể dùng cung cấp nước cho sinh hoạt.

4. Khi khai thác trên đất liền, Người điều hành chỉ được thải nước khai thác, nước thải công nghệ theo sơ đồ của báo cáo đánh giá tác động môi trường đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

5. Người điều hành chỉ được phép vận hành hệ thống thải nước khai thác vào vỉa khi đảm bảo không làm ô nhiễm môi trường hoặc có hỗ trợ cho việc duy trì áp suất vỉa và phải được cơ quan nhà nước có thẩm quyền chấp thuận.

Điều 56. Thiết bị và bảo dưỡng, thay thế thiết bị

1. Người điều hành có trách nhiệm sửa chữa hoặc thay thế ngay các thiết bị đang được sử dụng tại công trình khai thác bị hỏng hóc và có thể gây mất an toàn cho con người và thiết bị trên công trình đó.

2. Người điều hành soạn thảo các chương trình phụ trợ với yêu cầu công nghệ tiên tiến để kiểm soát mức độ ăn mòn cơ học và ăn mòn hóa học đối với các bộ phận cấu thành của công trình khai thác và các loại cần ống, đầu giếng tại công trình khai thác và báo cáo khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu.

Điều 57. Ngừng hoạt động

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

a) Khi hoạt động khai thác gây ra các tai nạn, sự cố nghiêm trọng;

b) Khi 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) Khi 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 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 được cơ quan nhà nước có thẩm quyền xác nhận.

3. Trong các trường hợp đặc biệt khác, Người điều hành chỉ được phép ngừng hoạt động khai thác một giếng hoặc một mỏ phù hợp với kế hoạch đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt. Việc bảo quản hoặc hủy giếng phải theo quy định của pháp luật và phải đảm bảo an toàn tài nguyên và môi trường.

4. Hoạt động khai thác vỉa hoặc mỏ chỉ được coi là kết thúc khi Kế hoạch thu dọn mỏ đã được hoàn tất và được Bộ Công thương phê duyệt.

Điều 58. Năng lực nhân viên

1. Trước khi được giao nhiệm vụ, người lao động làm việc cho Người điều hành tại khu vực khai thác phải được đào tạo và có đầy đủ kiến thức, có bằng cấp hoặc chứng chỉ hành nghề phù hợp để thực thi một cách an toàn nhiệm vụ được giao.

2. Theo yêu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Người điều hành phải cung cấp bản tóm tắt về trình độ, kinh nghiệm của bất kỳ nhân viên, kỹ thuật viên và giám sát viên nào làm việc tại khu vực khai thác.

Điều 59. Đào tạo

Khi hoạt động khai thác đòi hỏi phải sử dụng người có kỹ năng đặc biệt, Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về chương trình đào tạo bổ sung được dự kiến dùng cho việc đào tạo nhân viên. Người điều hành phải bảo đảm những người được chọn để đào tạo theo chương trình đã được phê duyệt phải có đủ năng lực để hoàn thành khóa học.

Điều 60. Huấn luyện, đào tạo và diễn tập về an toàn và bảo vệ môi trường

1. Người điều hành phải xây dựng kế hoạch đào tạo về an toàn sức khỏe, môi trường cụ thể cho từng chức danh, xác định rõ tần suất đào tạo, mục đích, yêu cầu, nội dung đào tạo cho từng chủ đề đào tạo để bảo đảm mọi người làm việc trên công trình khai thác phải am hiểu và thông thạo các quy trình an toàn cho con người, trách nhiệm của họ trong việc thực hiện các kế hoạch phòng ngừa sự cố cũng như phương án sơ tán khỏi khu vực khai thác khi cần thiết. Người lao động làm việc do Người điều hành tuyển dụng phải được phổ biến để hiểu và thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường trong hoạt động thường ngày.

2. Ít nhất 12 tháng một lần, Người điều hành các công trình khai thác phải tổ chức diễn tập cho những người làm việc trên công trình về ứng cứu khẩn cấp và ứng phó sự cố dầu tràn.

3. Người điều hành phải tổ chức luyện tập lại bất cứ quy trình nào đang ứng dụng tại công trình khai thác nếu xét thấy chưa an toàn và phải thông báo cho tất cả mọi người có liên quan tham gia luyện tập. Trong trường hợp cần thiết Người điều hành phải bổ sung các chương trình an toàn đã được luyện tập lại vào sách hướng dẫn an toàn.

Chương X

CÁC HOẠT ĐỘNG SẢN XUẤT LIÊN QUAN ĐẾN KHAI THÁC DẦU KHÍ

Điều 61. Yêu cầu về thiết bị

1. Người điều hành đảm bảo các thiết bị, máy móc sử dụng tại công trình khai thác phải được chứng nhận chất lượng an toàn kỹ thuật và môi trường theo quy định

của pháp luật và các điều ước quốc tế mà Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam là thành viên.

2. Các thiết bị, máy móc phải có hệ thống kiểm soát và hệ thống an toàn để bảo vệ môi trường; được lắp đặt và vận hành để có thể giảm tiếng ồn xuống mức tối thiểu tránh gây nguy hại cho người và sinh vật.

3. Các thiết bị, máy móc phải được lắp đặt sao cho làm giảm thiểu nguy cơ gây nguy hiểm đến công trình khai thác hoặc đến người đang làm việc, giảm đến mức thấp nhất sự hủy hoại đối với môi trường và được lắp đặt thuận tiện cho việc sử dụng.

Điều 62. Yêu cầu kiểm tra các van, các thiết bị cảm biến và các báo cáo có liên quan

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 6 tháng một lần thử tất cả các hệ thống van đóng khẩn cấp tại miệng giếng;

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

c) Ít nhất 3 tháng một lần thử các thiết bị cảm biến áp suất;

d) Ít nhất 3 tháng một lần thử các thiết bị kiểm soát mức chất lỏng bằng cách cho các thiết bị cảm biến hoạt động;

đ) Ít nhất 3 tháng một lần thử 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 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, Nhà điều hành phải thử tất cả các van an toàn của các thiết bị nói trên tối thiểu 12 tháng một lần.

2. Đối với các công trình khai thác ngoài khơi, Người điều hành phải tiến hành các công việc sau đây:

Hàng năm kiểm tra và thử tất cả các bộ phận của hệ thống an toàn công trình theo Tiêu chuẩn Việt Nam "TCVN - 6171 - Công trình biển cố định", "TCVN5309 ÷ TCVN5319 - Công trình biển di động", "TCVN6474 - Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật kho chứa nổi", "TCVN6475-1 ÷ TCVN6475-13 - Quy phạm phân cấp và giám sát kỹ thuật hệ thống đường ống biển, TCVN6809 - Quy phạm phân cấp và chế tạo phao neo".

3. Trường hợp khi vận hành thử các công trình, thiết bị quy định tại khoản 1 và 2 của Điều này mà phát hiện các thiết bị đó bị hỏng hoặc không chính xác, Người điều hành phải tiến hành thay thế hoặc chuẩn lại ngay các van và các thiết bị cảm biến.

4. Người điều hành phải báo cáo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc thử không thành công hoặc kết quả thử phát hiện sự sai, hỏng của bất kể thiết bị nào trong hệ thống an toàn của công trình không chậm hơn 30 ngày kể từ khi kết thúc việc thử.

Điều 63. Phương tiện trợ giúp

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. Người điều hành chỉ được sử dụng phương tiện trợ giúp đã được đăng kiểm, phân cấp, cấp các giấy chứng nhận kỹ thuật về an toàn hàng hải, an ninh hàng hải và phòng ngừa ô nhiễm môi trường theo quy định của pháp luật và điều ước quốc tế mà Việt Nam là thành viên.

3. Người phụ trách phương tiện trợ giúp phải thông báo với những người lên phương tiện trợ giúp các quy định an toàn đang áp dụng cho phương tiện này.

Điều 64. Tàu trực mỏ

1. Người điều hành công trình khai thác ngoài khơi có người điều khiển phải có tàu trực mỏ hoạt động liên tục và đảm bảo ứng cứu kịp thời trong trường hợp khẩn cấp.

2. Tàu trực mỏ phải bảo đảm các tiêu chuẩn 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 y tế 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. Người điều hành các công trình khai thác ngoài khơi có người điều khiển phải bảo đảm tàu trực mỏ phải sẵn sàng trợ giúp cứu người trên công trình khai thác trong trường hợp khẩn cấp và tiệm cận sát tới công trình khai thác 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 làm việc ở ngoài mạn;

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

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

Điều 65. Vận chuyển

Người điều hành phải bảo đảm việc vận chuyển người, hàng hóa đến và ra khỏi công trình khai thác được thực hiện an toàn và phù hợp với các quy định pháp luật hiện hành.

Điều 66. Thông tin liên lạc

1. Người điều hành công trình khai thác ngoài khơi có người điều khiển phải bảo đảm các thiết bị thông tin liên lạc tại công trình đó có khả năng hoạt động liên tục và người trực thông tin có đủ kỹ năng và trình độ điều khiển.

2. Phải có người trực thông tin liên tục 24 giờ trong ngày để thực hiện công việc sau:

a) Theo dõi, nhận, nghe trên máy bộ đàm có tần số 156,8 MHz (kênh 16), tần số 156,525 MHz (kênh 70) và ghi lại các thông tin liên quan tới an toàn và tình huống khẩn cấp;

b) Theo dõi các thông tin, thông báo trên biển, trên không liên quan đến sự di chuyển của mọi phương tiện trợ giúp đang hoạt động giữa công trình khai thác ngoài khơi với đất liền.

Điều 67. Định vị dưới biển

Đối với hệ thống khai thác ngoài khơi, Người điều hành phải lắp đặt thiết bị và bảo đảm khả năng xác định vị trí của bất kỳ hệ thống ngầm nào nằm dưới mực nước biển.

Chương XI
QUYỀN THÂM NHẬP, GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU TRA

Điều 68. Quyền được thâm nhập

1. Trừ trường hợp khẩn cấp, chỉ những người dưới đây mới được phép vào khu vực khai thác trên đất liền và các khu vực an toàn trên các công trình khai thác ngoài khơi:

a) Người ở đội khai thác hoặc người được Người điều hành cho phép;

b) Đại diện của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoặc đại diện của cơ quan nhà nước có thẩm quyền thực hiện nhiệm vụ kiểm tra, giám sát khai thác mỏ;

c) Người được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chỉ định nhưng phải có người của Người điều hành cùng đi;

d) Đoàn thanh tra hoặc thanh tra viên theo quy định của pháp luật.

2. Người điều hành các công trình khai thác ngoài khơi phải thực hiện các biện pháp hợp lý nhằm bảo đảm cho những người điều khiển tàu thuyền hoặc máy bay đang hoạt động ở trong hoặc đang tiến dần tới vùng an toàn của công trình nhận biết được ranh giới của vùng an toàn và tuân thủ các quy định của pháp luật.

3. Các trường hợp được quyền thâm nhập đặc biệt khác do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định.

Điều 69. Kiểm tra thiết bị và biện pháp khắc phục

1. Khi đại diện cơ quan có thẩm quyền của Việt Nam có cơ sở khẳng định rằng điều kiện làm việc của các thiết bị được sử dụng để khai thác dầu khí có nguy cơ gây tử vong, thương tật nghiêm trọng cho người làm việc tại công trình, hoặc có nguy cơ không kiểm soát được giếng hoặc ô nhiễm đối với môi trường thì đại diện của cơ quan có thẩm quyền Việt Nam có thể thông báo bằng văn bản cho Người điều hành và yêu cầu tiến hành kiểm tra thử tính năng của thiết bị.

2. Khi thử lại thiết bị, nếu phát hiện các thiết bị đó hoạt động không tuân theo các thông số kỹ thuật đã ghi trong hướng dẫn vận hành thì Người điều hành phải thay thế hoặc sửa chữa ngay thiết bị đó.

3. Trường hợp không có khả năng kiểm tra các thiết bị trên đây để đảm bảo an toàn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Người điều hành kiểm tra lại hoặc thay thế ngay thiết bị đó.

Điều 70. Điều tra tai nạn và sự cố

1. Cơ quan nhà nước có thẩm quyền hoặc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam điều tra bất kỳ sự cố hay sự kiện nào tại khu vực khai thác nếu xét thấy sự kiện này có thể gây ra sự phá hủy đáng kể hay làm hỏng thiết bị khai thác, hay gây tràn chất lưu vào môi trường tự nhiên vượt qua giới hạn cho phép của Quy chế này hay giới hạn đã được phê duyệt hoặc gây thương vong cho người lao động tại công trình khai thác.

2. Trong các trường hợp khác nếu xét thấy cần thiết, cơ quan nhà nước có thẩm quyền thành lập đoàn kiểm tra theo quy định của pháp luật.

Chương XII
GHI CHÉP VÀ BÁO CÁO

Điều 71. Đơn vị đo lường

Người điều hành phải sử dụng các hệ đơn vị theo quy định của pháp luật về đo lường để ghi chép số liệu và trong các báo cáo trình cơ quan nhà nước có thẩm

quyền và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong trường hợp đặc biệt, Người điều hành dùng các đơn vị khác nhưng phải quy đổi ra đơn vị theo quy định của pháp luật kèm theo.

Điều 72. Ghi chép về sự cố và tai nạn nghiêm trọng

1. Người điều hành phải thông báo ngay cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam bằng phương tiện thông tin nhanh nhất về các sự cố hoặc tai nạn nghiêm trọng xảy ra tại công trình khai thác.

2. Sau khi thông báo cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi có tai nạn hay sự cố xảy ra, Người điều hành phải báo cáo ngay bằng văn bản về tai nạn hay sự cố đó cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong đó nêu rõ diễn biến, biện pháp đối phó, mức độ thiệt hại và kinh nghiệm xử lý.

3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có trách nhiệm báo cáo cơ quan nhà nước có thẩm quyền để xử lý, giám sát và khắc phục theo quy định của pháp luật.

Điều 73. Tên và việc đặt tên mỏ và tên giếng

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam quy định và phê duyệt việc đặt tên cho vỉa, tầng sản phẩm hoặc mỏ.

2. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt ranh giới của vỉa, tầng sản phẩm hay mỏ do Nhà điều hành trình.

Người điều hành phải dùng tên mỏ, tầng sản phẩm hoặc vỉa đã được phê duyệt trong tất cả các báo cáo, ghi chép và các tài liệu khác mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu.

3. Người điều hành đặt tên cho giếng đã được hoàn thiện để đưa vào khai thác theo trình tự sau đây:

a) Phần tên cố định bao gồm tên viết tắt của mỏ và tầng sản phẩm nơi giếng đó được mở vỉa;

b) Phần tên không cố định chỉ ra loại giếng và trạng thái giếng theo quy định sau:

Giếng đang hoạt động được đặt tên bằng chữ O;

Giếng dừng hoạt động được đặt tên bằng chữ S;

Giếng đã hủy được đặt tên bằng chữ A;

Giếng bơm ép được đặt tên bằng chữ I;

Giếng khai thác được đặt tên bằng chữ P;

Giếng cắt thân được đặt tên chữ ST.

Điều 74. Tiến độ xây dựng

Hàng tháng, Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo tổng hợp về tiến độ xây dựng và những sự kiện quan trọng xảy ra trong quá trình xây

dựng hoặc lắp đặt công trình khai thác trong tháng. Khi có yêu cầu, Người điều hành phải báo cáo tiến độ xây dựng, lắp đặt công trình khai thác hàng ngày.

Điều 75. Ghi chép các hoạt động sản xuất

Người điều hành lưu giữ và khi có yêu cầu phải cung cấp cho cơ quan nhà nước có thẩm quyền và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam các loại tài liệu sau:

1. Huấn luyện kỹ năng an toàn và các đợt luyện tập dự phòng;

2. Danh sách người làm việc tại khu vực khai thác vào bất kỳ thời gian nào;

3. Sự di chuyển của các phương tiện trợ giúp;

4. Các đợt thanh tra, sửa chữa hay cải tiến hoặc sự hỏng hóc của thiết bị;

5. Việc kiểm tra sự ăn mòn và bào mòn của hệ thống khai thác và các kết quả bảo dưỡng;

6. Hao hụt về nhiên liệu hoặc dầu và các loại hóa chất thoát ra ngoài;

7. Số liệu về áp suất, nhiệt độ, lưu lượng của máy nén, phương tiện và thiết bị xử lý;

8. Chuẩn chỉnh các thiết bị đo và các thiết bị khác;

9. Sự kiểm tra van an toàn trên bề mặt và van an toàn trong lòng giếng;

10. Tình trạng vận hành các giếng;

11. Lưu lượng khai thác của các giếng theo thời gian và sự thất thoát dầu khí hay hóa chất ra môi trường tự nhiên;

12. Các tài liệu khác có liên quan.

Người điều hành phải lưu giữ tài liệu trên trong suốt thời hạn thực hiện hợp đồng dầu khí và phải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại thời điểm kết thúc hợp đồng dầu khí.

Điều 76. Ghi chép các hoạt động khai thác

1. Người điều hành phải ghi chép và lưu giữ các số liệu về khai thác vỉa, tầng sản phẩm, mỏ và phải trình tài liệu đó khi cơ quan nhà nước có thẩm quyền hoặc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu.

2. Người điều hành phải ghi chép và báo cáo cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về sản lượng khai thác chi tiết từng ngày, từng tháng, từng quý và từng năm của từng giếng, vỉa tầng sản phẩm và mỏ.

3. Người điều hành phải lưu giữ tài liệu trên đây cho đến khi kết thúc khai thác mỏ.

Điều 77. Báo cáo khai thác hàng tháng

1. Trước ngày 10 hàng tháng, Người điều hành phải trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ba (03) bản sao báo cáo tình hình khai thác sau khi phân bổ sản lượng của tháng trước đó theo mẫu quy định.

2. Người điều hành phải tuân thủ quy trình tính toán sản lượng khai thác theo văn bản được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận.

Điều 78. Báo cáo xử lý dầu khí hàng tháng

Trong thời gian 10 ngày đầu tháng, Người điều hành trạm xử lý dầu khí trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ba (03) bản sao báo cáo tình hình xử lý dầu khí trong đó nêu rõ khối lượng đã được xử lý của tháng trước đó theo mẫu quy định.

Điều 79. Báo cáo khai thác hàng năm

1. Trước ngày 01 tháng 3 hàng năm, Người điều hành phải trình Bộ Công thương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo khai thác hàng năm về vỉa hay mỏ của năm trước.

2. Báo cáo khai thác hàng năm theo quy định trên đây bao gồm:

a) Biểu đồ khai thác và bơm ép của vỉa hay mỏ;

b) Đánh giá tình hình khai thác của từng giếng của từng vỉa hoặc mỏ;

c) Đánh giá khả năng khai thác của từng vỉa hay mỏ;

d) Dự đoán mức độ suy giảm khai thác của vỉa hay mỏ;

đ) Chi tiết về trạng thái của vỉa;

e) Đánh giá tình hình ngập nước sản phẩm;

g) Bản tóm tắt các thử nghiệm, nghiên cứu liên quan đến trạng thái giếng và các thiết bị khai thác của vỉa hay mỏ;

h) Đánh giá các hoạt động của các van an toàn trong lòng giếng;

i) Danh mục các thay đổi lớn của bất kỳ công trình khai thác nào tại vỉa hay mỏ.

3. Khi trạng thái hoạt động của giếng hay vỉa có khác biệt so với dự báo trong báo cáo hàng năm của giếng hay vỉa đó, Người điều hành phải trình báo cáo đánh giá hoạt động giếng trong từng giai đoạn mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu.

4. Trong báo cáo khai thác hàng năm, Người điều hành phải mô tả chi tiết các hoạt động đo địa vật lý đã tiến hành tại giếng phát triển.

Điều 80. Báo cáo số liệu

Người điều hành trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ba (03) bản sao kết quả, số liệu, các phân tích và biểu đồ, theo mẫu quy định trong thời hạn 30 ngày sau khi hoàn tất các hoạt động sau đây:

1. Việc thử, đo, đếm, phân tích địa vật lý hoặc mẫu chất lưu theo quy định tại Chương III Quy chế này.

2. Việc thử phân ly hay vận hành giếng theo quy định tại Chương IV Quy chế này.

Điều 81. Lưu trữ, đảm bảo bí mật thông tin, tài liệu

1. Mọi thông tin, tài liệu và mẫu vật theo quy định của Quy chế này phải được trình, nộp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam lưu trữ và giữ bí mật tất cả mọi thông tin, tài liệu, mẫu vật do Người điều hành trình nộp để xin phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ, kế hoạch khai thác sớm hoặc quyền tiến hành các hoạt động khai thác.

2. Cơ quan nhà nước có thẩm quyền và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể sử dụng thông tin, tài liệu, mẫu vật do Người điều hành trình nộp vào mục đích quản lý nguồn tài nguyên dầu khí, phục vụ cho công tác quản lý nhà nước và phát triển kinh tế.

Điều 82. Quyền công bố, phổ biến thông tin

1. Khi chưa được sự đồng ý của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các bên liên quan không được công bố các thông tin liên quan đến kế hoạch phát triển mỏ, kế hoạch khai thác sớm và tất cả các hoạt động khai thác khác.

2. Khi cần thiết, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có quyền thông báo cho các bên liên quan những thông tin chủ yếu bao gồm: tên, vị trí của mỏ, giếng hoặc công trình khai thác mà Người điều hành sử dụng và trạng thái khai thác của vỉa hoặc mỏ.

3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công bố các thông tin liên quan đến các nghiên cứu về môi trường hoặc các kế hoạch phòng chống sự cố khi thấy cần thiết.

4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công bố những thông tin về các hoạt động khai thác có liên quan trực tiếp đến công tác an toàn trong khu vực, sau khi đã thông báo cho Người điều hành.

Điều 83. Xử lý vi phạm

Tổ chức, cá nhân vi phạm quy định Quy chế này sẽ bị xử lý theo quy định của pháp luật./.

THỦ TƯỚNG

Nguyễn Tấn Dũng