

Một số vấn đề đặt ra trong quá trình thực hiện hủy giếng và hủy mỏ ở Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

TS. Hoàng Quốc Khánh
TS. Nguyễn Thúc Kháng, TS. Vũ Thiện Lương
Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”

Mở đầu

Những năm gần đây, hàng loạt các mỏ dầu khí được phát hiện, xây dựng và đưa vào vận hành trên thềm lục địa Việt Nam đã góp phần đáng kể tăng cường sức mạnh của Ngành Dầu khí nói riêng và tiềm lực kinh tế của Việt Nam nói chung. Song song quá trình phát triển mỏ, các công ty dầu đang hoạt động ở Việt Nam đều phải xây dựng kế hoạch hủy mỏ, lập quỹ tài chính hủy mỏ trong tương lai khi kết thúc hoạt động ở khu vực được cấp phép. Được biết, hầu hết các mỏ dầu ở Việt Nam hiện đều ở giai đoạn đầu hoặc giữa quá trình khai mỏ và quá trình thực hiện cho thấy có sự tiếp cận và thực hiện khác nhau, do vậy chi phí hủy mỏ sẽ có sự khác biệt đáng kể. Việc điều chỉnh, sửa đổi các quy chế nhằm xây dựng các quy trình công nghệ chuẩn về hủy giếng và hủy mỏ vừa đảm bảo chất lượng công việc vừa phù hợp với thực tiễn được coi là vấn đề cấp thiết hiện nay.

Hủy mỏ thực chất là quá trình “ngược” so với công tác xây dựng mỏ, bao gồm hai phần việc chính là hủy giếng và hủy các công trình trên mặt đáy biển. Tùy chính sách và chiến lược từng nước, quy trình hủy mỏ sẽ có những điểm khác biệt, thậm chí Mỹ có quy chế hủy mỏ riêng ở từng bang. Tuy nhiên, các quy chế này đều thống nhất ở điểm các công ty dầu phải trả lại nguyên trạng bề mặt đáy biển, mặt đất như trước khi bắt đầu quá trình xây dựng và phát triển mỏ dầu khí. Các công ty dầu khí ở Việt Nam rất quan tâm đến vấn đề thu dọn mỏ, nhằm tuân thủ các điều khoản quy định của Luật Dầu khí cũng như các Nghị định do Bộ Công Thương ban hành trong thời gian qua.

Về tài chính, các công ty dầu đều phải thiết lập kế hoạch hủy mỏ và trích nộp quỹ tài chính, đây là cơ sở trích lập chi phí từ lợi nhuận bán dầu để dành ngân khoản cho hủy mỏ. Vấn đề là nếu chi phí hủy mỏ lớn, nhà đầu tư sẽ bị hao hụt lợi nhuận đáng kể, thậm chí

buộc phải đưa ra quyết định dừng đầu tư nhưng nếu chi phí dự trữ thấp, việc thực thi hủy mỏ sẽ gặp nhiều khó khăn phức tạp trong tương lai và nước chủ nhà có nguy cơ phải chấp nhận. Do đặc điểm riêng, hầu hết các mỏ dầu ở Việt Nam hiện đều nằm trên thềm lục địa nên chi phí xây dựng, vận hành và chi phí hủy mỏ đều cao hơn nhiều so với trên đất liền. Việc tiết kiệm chi phí vận hành cũng như hủy mỏ góp phần mang lại hiệu quả kinh tế lớn.

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã thực hiện hủy một số giếng khoan khai thác trong những năm gần đây, quá trình thực hiện đã và đang nảy sinh một số vấn đề liên quan đến quy trình công nghệ kỹ thuật hủy giếng và kèm theo đó là các chi phí có thể sửa đổi để phù hợp và bám sát thực tiễn. Bài báo này đề cập đến một số vấn đề liên quan đến công tác hủy giếng, hủy mỏ đã và đang tiến hành ở các công ty dầu trên lãnh thổ Việt Nam, đề xuất một số tiếp cận mới nhằm vẫn đảm bảo thực thi quá trình hủy mỏ an toàn, đồng thời tiết giảm chi phí xuống tới mức thấp nhất có thể, nhằm đảm bảo hài hòa giữa lợi ích của nhà đầu tư và lợi ích của Nhà nước.

1. Một số quy định liên quan đến công nghệ hủy mỏ ở Việt Nam

Nội dung hủy mỏ được thể hiện trong hàng loạt các văn bản [1 - 6], bao gồm các quy định làm cơ sở để thực hiện các quy trình công nghệ liên quan đến các phần công việc chính như sau:

+ Đóng giếng, cắt và thu hồi tổ hợp ống chống ở các giếng khoan dưới bề mặt đáy biển.

+ Thu dọn các công trình được xây dựng trong suốt quá trình phát triển mỏ, bao gồm các loại giàn cố định, giàn nhẹ, ống đứng, ống rót dầu, neo tàu... Theo quy định, tất cả các công trình biển, giếng khoan đều phải được cắt và thu hồi dưới bề mặt đáy biển tối thiểu 3m.



Quý hủy giếng cho mỏ Bạch Hổ được Bộ Công Thương phê duyệt là hơn 1 tỷ USD. Ảnh: CTV

+ Làm sạch bên trong, bên ngoài và thu hồi các đường ống công nghệ lắp đặt trên nền đáy biển. Chỉ cho phép để lại các đường ống chôn ngầm dưới nền đáy biển.

+ Công tác vệ sinh, quan trắc môi trường của mỏ trước, trong và sau quá trình hủy mỏ.

Thông thường, theo thời gian khai mỏ, các giếng khoan được đóng và hủy trước tiên, các công trình biển sẽ được cắt và thu hồi cùng với quá trình hủy mỏ. Do vậy, việc đóng, cắt và hủy giếng sẽ được ưu tiên thực hiện ngay từ khi các giếng khoan đã được xác nhận hết mục đích sử dụng.

2. Thực hiện công tác hủy mỏ ở Việt Nam hiện nay

2.1. Hủy giếng ở Vietsovpetro

Hiện tại, Vietsovpetro đang điều hành khai thác các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi với khoảng gần 400 giếng bố trí trên hơn 30 giàn khoan cố định, giàn công nghệ, giàn nhẹ với hàng nghìn km đường ống công nghệ lớn nhỏ dẫn nước, dầu và khí liên kết giữa các công trình biển với nhau và dẫn khí về đất liền. Trong tương lai

gần, Vietsovpetro đang thực hiện kế hoạch đưa tiếp một số mỏ nữa vào khai thác như: Gấu Trắng, Mèo Trắng, Thiên Ưng... và đang tiếp tục quá trình tìm kiếm, thăm dò và phát triển các mỏ khác trên thềm lục địa Việt Nam. Ngoài ra, Vietsovpetro và các công ty dầu khác ở Việt Nam sẽ triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở các vùng nước sâu. Như vậy, số lượng giếng và các công trình biển tiếp tục tăng lên, do đó chi phí hủy mỏ cũng sẽ tăng lên tương ứng.

Về tài chính, quỹ hủy giếng cho mỏ Bạch Hổ được Bộ Công Thương phê duyệt là hơn 1 tỷ USD (năm 2009) và cho mỏ Rồng và Nam Rồng Đồi Mồi theo kế hoạch trình Bộ Công Thương là gần 700 triệu USD. Như vậy, quỹ tài chính dành cho hủy hai mỏ của Vietsovpetro đã lên tới gần 2 tỷ USD. Thực tế đây là số tiền rất lớn, nhất là với đất nước đang phát triển như Việt Nam nên việc đầu tư lựa chọn công nghệ hủy mỏ hợp lý, hiệu quả cao rất cần được quan tâm. Ngoài ra, các quy định pháp luật liên quan đến hủy mỏ cũng cần được điều chỉnh, sửa đổi cho phù hợp với thực tiễn phát triển nhanh chóng của khoa học kỹ thuật và công nghệ như hiện nay.

Trong các năm 2007 - 2012, Vietsovpetro đã thực hiện thử nghiệm hủy ở một số giếng trên các giàn cố định như giếng khoan 35-MSP1, 63 và 79-MSP3, 82, 87 và 84-MSP4, 1020-MSP10. Đồng thời, Vietsovpetro đã thiết lập “Kế hoạch hủy mỏ” cho các mỏ Bạch Hổ, Rồng và Nam Rồng Đồi Mồi. Ngoài phần hủy giếng đã có sự chuẩn bị nhất định về mặt công nghệ thì việc hủy các công trình biển, đường ống dẫn và các phần khác vẫn còn nhiều phức tạp do chưa có các số liệu thực tế để tính sát, tính đủ chi phí cho các quá trình thi công. Tuy nhiên, bước đầu khi thực hiện các công việc trên cho phép nêu ra một số vấn đề sau:

- Vấn đề xử lý cần khai thác, thiết bị lòng giếng và dụng cụ kẹt trong giếng

Theo Quy chế số 37/2005/QĐ-BCN [3] (gọi tắt là Quy chế 37-BCN) “Bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí” do Bộ Công Thương ban hành, không chỉ rõ là bắt buộc phải thu hồi hết hay cho phép để lại thiết bị lòng giếng và đoạn cần khai thác có chiều dài hợp lý trong giếng khoan khi hủy. Vấn đề là nếu bộ cần khai thác (tubing/thiết bị lòng giếng) được sử dụng trong nhiều năm, có thể đã trải qua nhiều lần xử lý cận đáy giếng bằng các phương pháp khác nhau để gia tăng sản lượng thu hồi dầu thì sẽ trở nên kém bền. Bộ cần khai thác có thể bị đứt ở bất cứ độ sâu nào khi kéo, nên việc thu hồi vừa tốn kém vừa có độ rủi ro cao. Do vậy, việc để lại bộ cần khai thác trong lòng giếng cần phải được tính đến. Để lại bộ cần khai thác với chiều dài hợp lý, chúng ta có thể tiết kiệm đáng kể thời gian lắp đặt và tháo dỡ thiết bị đối áp, thời gian nhiều lần kéo thả cần khoan khi đổ cầu xi măng... Đặc biệt hiệu quả khi sử dụng giàn tự nâng để hủy giếng trên các giàn nhẹ vốn có chi phí cao gấp 3 - 5 lần chi phí trên giàn cố định.

Ngoài ra, có nhiều sự cố khác xảy ra trong quá trình sửa giếng, đo địa vật lý kể cả khi hủy giếng... để lại thiết bị, dụng cụ ở trong giếng, thì khi đó việc xử lý nhanh chóng và chất lượng bằng cầu xi măng ở các trường hợp này cần được ưu tiên áp dụng thay vì triển khai ứng cứu sự cố.

- Xác định chiều sâu cắt giếng khoan, công trình biển

Trong Quy chế 37-BCN (Điều 19, mục 2 [3]) quy định bắt buộc cắt và thu hồi toàn bộ đầu giếng ngầm, cột ống chống của giếng khoan dưới đáy biển tối thiểu 3m. Hiện Vietsovpetro đang quản lý các mỏ có chiều sâu mực nước biển khoảng 40 - 60m thì việc cắt và thu hồi các công trình biển dưới đáy biển hầu như không gặp khó khăn. Tuy nhiên, khi Vietsovpetro và Ngành Dầu khí Việt Nam

tiến ra các vùng nước sâu hơn (từ 120m đến hàng nghìn mét nước) thì quy định này cần được xem xét linh hoạt hơn. Bởi về mặt công nghệ vẫn có thể thực hiện nhưng chi phí cắt dưới đáy biển cao hơn nhiều lần so với cắt trên đáy biển. Như vậy, xét về hiệu quả tài chính thì nhà đầu tư sẽ cân nhắc vì chi phí điều hành cho các vùng nước sâu sẽ tốn kém gấp hàng chục lần so với vùng nước nông. Trong khi đó, các lý do chính đáng để quyết định chiều sâu cắt thu hồi công trình biển như vấn đề an toàn hàng hải, đánh bắt hải sản ở chiều sâu này ít hoặc hầu như không bị ảnh hưởng. Do vậy, các công ty dầu ở Việt Nam cần nhanh chóng được hướng dẫn cụ thể hơn để có thể yên tâm đầu tư và hoạt động lâu dài hơn trên lãnh thổ nước ta.

- Vấn đề giải pháp cắt và thu hồi ống chống

Điều 19, mục 3d của Quy chế 37-BCN quy định: “phải cắt và thu hồi từng ống chống...” trong khi trên thế giới đã áp dụng hiệu quả công nghệ cắt nhiều lớp ống cùng lúc bằng tia nước áp lực cao có hạt mài, bằng mìn nổ hay bằng cửa hợp kim. Do vậy, việc quy định chặt chẽ các điều khoản làm các công ty dầu gặp nhiều khó khăn khi thực hiện. Trước đây ở Vietsovpetro, hầu hết các cột ống chống đều được trám xi măng tới miệng, các lớp ống thường gắn kết với nhau nên việc cắt và thu hồi từng ống vừa phức tạp vừa khó thực hiện. Do vậy, giải pháp công nghệ vừa đơn giản quy trình, vừa tiết kiệm thời gian lẫn chi phí cần được coi là giải pháp tối ưu hơn.

- Vấn đề xử lý chất thải trên các công trình biển

Ta biết rằng, cho dù giếng khoan đã cạn kiệt sản phẩm khai thác và có thể đưa vào hủy, nhưng thực tế bên trong giếng và bộ cần khai thác vẫn còn nhiều dầu thô, paraffin... Việc bơm tuần hoàn trong giếng, kéo và thu hồi bộ cần khai thác sẽ đưa lên bề mặt nhiều sản phẩm khó xử lý. Trong khi ở Quy chế 37-BCN hầu như chưa đề cập đến vấn đề này, do vậy, việc cho phép bơm ép sản phẩm dầu mỏ dư trở lại vỉa cần được tính đến như là giải pháp xử lý chất thải tối ưu.

Được biết, các công ty dầu ở biển Bắc (North Sea) đang hoàn thiện quy trình công nghệ, xây dựng hàng rào pháp lý và đưa ra các tiêu chuẩn, quy định rất chặt chẽ và khoa học về việc bơm chất thải của quá trình khoan, khai thác trở lại vỉa sâu nhằm giải quyết bài toán môi trường ngay tại giếng khoan thay vì chuyển chất thải về bờ để xử lý (vừa tốn kém, phức tạp mà vẫn không bảo đảm môi trường).

- Một số vấn đề khác

Trong thực tế khi thử nghiệm hủy một số giếng khoan, Vietsovpetro cũng gặp một số vấn đề khác như: sự ảnh hưởng thứ cấp của quá trình phân rã thành phần polymer vốn là loại hóa phẩm không thể thiếu trong quá trình chuẩn bị dung dịch khoan hủy giếng gây ra lắng đọng pha cứng và quá trình ăn mòn thứ cấp, hoặc vấn đề xác định chiều sâu hợp lý để đục lỗ bơm ép xi măng nhằm triệt hủy áp suất dư (áp suất giữa các cột ống chống) được quy định rõ ở Điều 19, mục 3b của Quy chế 37-BCN “đục ống chống sát bên dưới đầu giếng...”.

2.2. Công tác hủy mỏ ở các công ty dầu khác

Hàng loạt các công ty dầu hiện đang điều hành các mỏ lớn nhỏ ở Việt Nam như: Cuu Long JOC, Hoang Long Hoan Vu JOC's, Lam Son JOC, JVPC, PVEP POC... đang từng bước thực hiện các phần việc liên quan đến hủy giếng và hủy mỏ theo quy định của Luật Dầu khí Việt Nam và các văn bản dưới luật do Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ban hành. Các công ty dầu khí đã thiết lập và nhận được sự phê duyệt của Chính phủ Việt Nam các “Kế hoạch hủy mỏ”. Một số công ty dầu như JVPC, Cuu Long JOC... đã thực hiện hủy một vài giếng khoan khai thác thời gian gần đây, còn hủy các giếng khoan tìm kiếm thăm dò được coi là việc thông thường.

Do đó, có thể khẳng định rằng các công ty dầu khí ở Việt Nam đều thu nhận được nhiều kinh nghiệm và có sự tiếp cận vấn đề hủy giếng hủy mỏ theo các phương pháp và công nghệ khác nhau. Việc tổng kết, trao đổi kết quả thực hiện cũng như đạt được sự thống nhất về nội dung các đề xuất sửa đổi và bổ sung các quy định về hủy mỏ để trình Chính phủ Việt Nam xem xét thực sự cấp thiết và cần được tiến hành càng sớm càng tốt.

3. Kết luận

1. Việc xây dựng được các quy trình công nghệ - kỹ thuật chuẩn phục vụ cho công tác hủy mỏ dầu khí là mong muốn và lợi ích của tất cả các công ty đang tham gia điều hành các mỏ dầu ở Việt Nam nhằm giảm thiểu rủi ro cũng như dự tính được phần chủ yếu chi phí liên quan đến hủy mỏ.

2. Việc tiếp cận và thu nhận những kiến thức mới trong hủy mỏ là cần thiết nhằm đảm bảo quá trình hủy mỏ hiệu quả với chi phí thấp nhất có thể.

3. Việc xây dựng được các chi phí cơ bản liên quan đến hủy mỏ sẽ giúp các công ty dầu dự tính và cân đối

được các nguồn vốn đầu tư cho từng giai đoạn phát triển mỏ, nhằm giải quyết hài hòa bài toán lợi ích của công ty dầu khí và của Chính phủ Việt Nam.

4. Kiến nghị

Thời gian gần đây, kỹ thuật và công nghệ thực hiện hủy giếng hủy mỏ dầu khí ở Việt Nam đã có những bước phát triển đáng kể, do vậy rất cần thiết tổ chức tổng kết và trao đổi kinh nghiệm giữa các công ty dầu đang hoạt động ở Việt Nam với các nhà quản lý, các nhà khoa học liên quan đến công tác thu dọn mỏ ở Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Bộ Công Thương, Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Tài nguyên Môi trường..., nhằm tổ chức và quản lý công việc hiệu quả hơn nữa.

Tài liệu tham khảo

1. *Luật Dầu khí Việt Nam*. Thủ tướng Chính phủ Việt Nam ký quyết định ban hành, hiệu lực từ ngày 7/7/1995 và được sửa đổi, bổ sung vào ngày 9/6/2000.

2. *Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan*. Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ký quyết định ban hành số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005.

3. *Quyết định về việc thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí*. Thủ tướng Chính phủ ký quyết định ban hành số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/3/2003.

4. *Quy chế an toàn trong các hoạt động dầu khí*. Thủ tướng Chính phủ ký quyết định số 41/1999/QĐ/TTg ngày 8/3/1999.

5. *Regulation on abandonment and suspension of oil and gas wells*. Vietnam Oil and Gas Corporation. Hanoi, 1999.

6. *Quy chế tạm thời hủy giếng các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"*, BP CP-93-11 được lãnh đạo Vietsovpetro phê duyệt năm 2011.