

QUẢN LÝ CHI PHÍ ĐÓNG VÀ HỦY GIẾNG: MỘT SỐ KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VÀ THỰC TẾ ÁP DỤNG TẠI VIỆT NAM

Phùng Mai Hương, Trần Văn Ban, Phạm Đăng Quân

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Email: huongpm@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.05-04>

Tóm tắt

Bài viết phân tích các yếu tố tác động đến chi phí đóng và hủy giếng (Plug and Abandonment - P&A), là yếu tố chiếm tỷ trọng lớn trong cấu trúc chi phí thu dọn mỏ. Nhóm tác giả điểm lại các bước P&A về lý thuyết, theo quy định và thực tế, đồng thời phân tích các yếu tố tác động đến quyết định P&A và công tác lên kế hoạch P&A, cả về công việc và chi phí. Trên cơ sở đó, bài viết đưa ra một số phương pháp ước tính chi phí P&A đang được ứng dụng và khả năng áp dụng vào thực tế ở Việt Nam; các yếu tố có thể giúp tối ưu hóa ngân sách P&A nói riêng và ngân sách thu dọn mỏ nói chung.

Từ khóa: Chi phí đóng và hủy giếng, chi phí thu dọn mỏ, tối ưu công việc, tối ưu ngân sách/chi phí.

1. Giới thiệu

Trong nghiên cứu trước [1], nhóm tác giả đưa ra ví dụ về cấu trúc chi phí thu dọn mỏ đã tổng hợp được, để từ đó có thể hình dung bao quát cấu trúc chi phí thu dọn mỏ cho các dự án sau này ở mức độ các hạng mục chính (high-level Decom.WBS¹). Điểm mấu chốt nhất có thể thấy từ các nghiên cứu trên là (i) đóng và hủy giếng (P&A) là giai đoạn chính trong toàn bộ công tác thu dọn mỏ và (ii) chi phí P&A trên thực tế được ước tính chiếm đến 40 - 50% toàn bộ chi phí thu dọn mỏ. Do vậy, chỉ riêng hoạt động đóng và hủy giếng cũng cần được nghiên cứu sâu hơn về khía cạnh chi phí để thấy hạng mục này ảnh hưởng thế nào đến toàn bộ việc ước tính chi phí thu dọn mỏ.

2. Tiến trình ra quyết định và thực hiện đóng và hủy giếng

2.1. Sản lượng khai thác

Quá trình khai thác điển hình của một mỏ dầu khí trải qua một số giai đoạn và được minh họa bởi thông số khai thác và biểu đồ sản lượng của mỏ như Hình 1. Các mỏ trên thềm lục địa Việt Nam đa số đều có sự tương đồng với biểu đồ sản lượng điển hình và phản ánh các giai đoạn trong toàn bộ thời gian khai thác của mỏ dầu khí.

Dự báo của PVEP về tổng sản lượng khai thác của mỏ Sư Tử Trắng đến năm 2040 ở Hình 2 nhìn chung biểu thị được xu hướng phản ánh ở biểu đồ chuẩn (Hình 1) trên phương diện tính toán tổng thể Pha 2A và Pha 2B (condensate) và khí. Biểu đồ khai thác mỏ Bạch Hổ (Hình 3) phản ánh rõ nét hơn xu hướng ở biểu đồ chuẩn.

Khi mỏ đạt đến giới hạn kinh tế tại điểm mà doanh thu không đủ bù chi phí, là khi quá trình thu dọn mỏ bắt đầu được tiến hành. Trên thực tế, có không ít lý do dẫn đến suy giảm sản lượng, bao gồm các nguyên nhân nội tại như: lỗi hệ thống thiết bị, trữ lượng dầu khí dần cạn kiệt, do bị hỏng hóc hoặc chất lượng vỉa suy thoái. Bên cạnh đó, có các nguyên nhân khách quan như chính trị, dịch bệnh, thiên tai khiến mỏ buộc phải dừng khai thác ngoài dự kiến và làm thay đổi áp suất vỉa khi khai thác trở lại.

2.2. Các bước đóng và hủy giếng điển hình

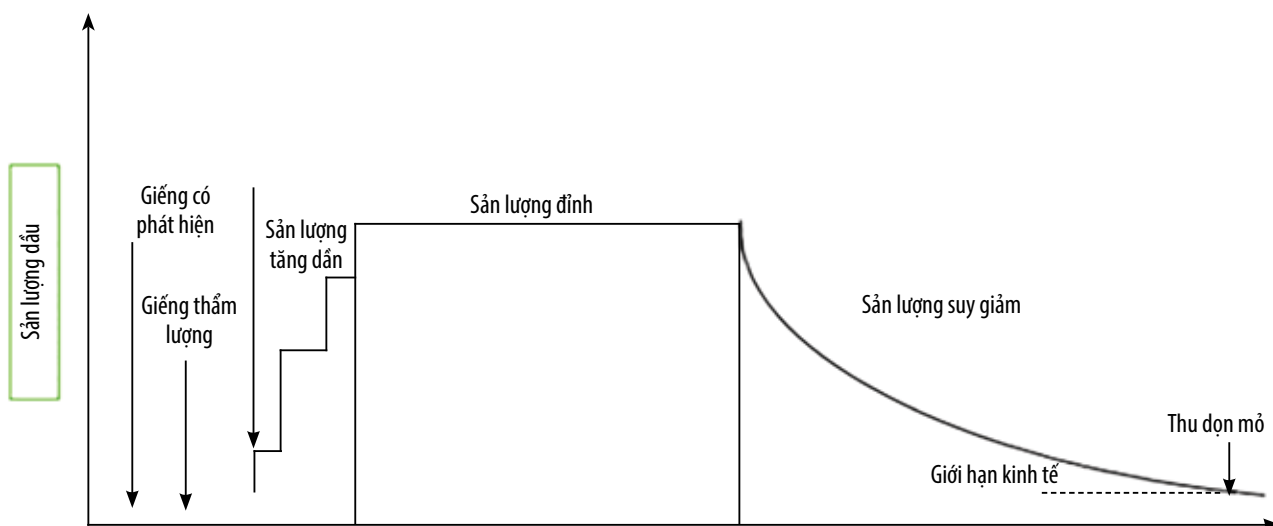
Một giếng khoan khi đang hoạt động đều có thể phục vụ các mục đích khác nhau: thăm dò, thăm lường, khai thác và bơm ép. Các giếng đều có đặc điểm chung là đến một thời điểm nào đó sẽ cần phải được đóng và hủy (ngoại trừ trường hợp đóng tạm thời để bảo quản như để cập dưới đây). Điều 4 Thông tư 17/2020/TT-BCT của Bộ Công Thương về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí định nghĩa "Hủy bỏ giếng là việc

¹ Decom.WBS: Decommissioning Work Breakdown Structure - Cấu trúc công việc - chi phí thu dọn mỏ

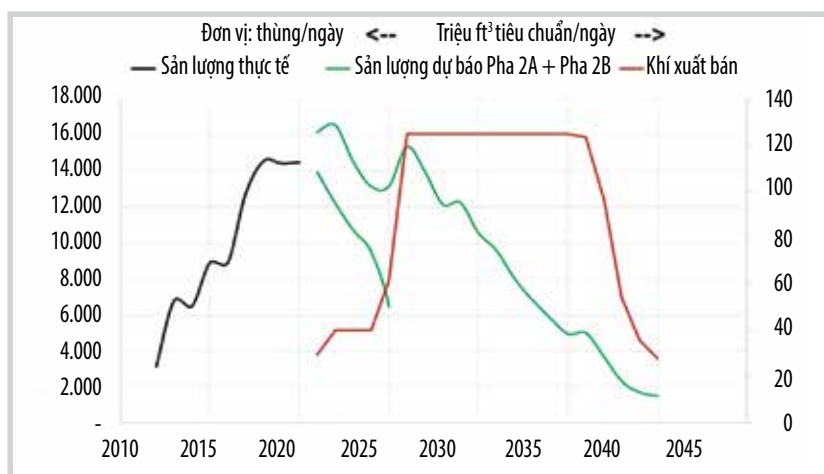


Ngày nhận bài: 14/5/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/5/2020 - 10/4/2021.

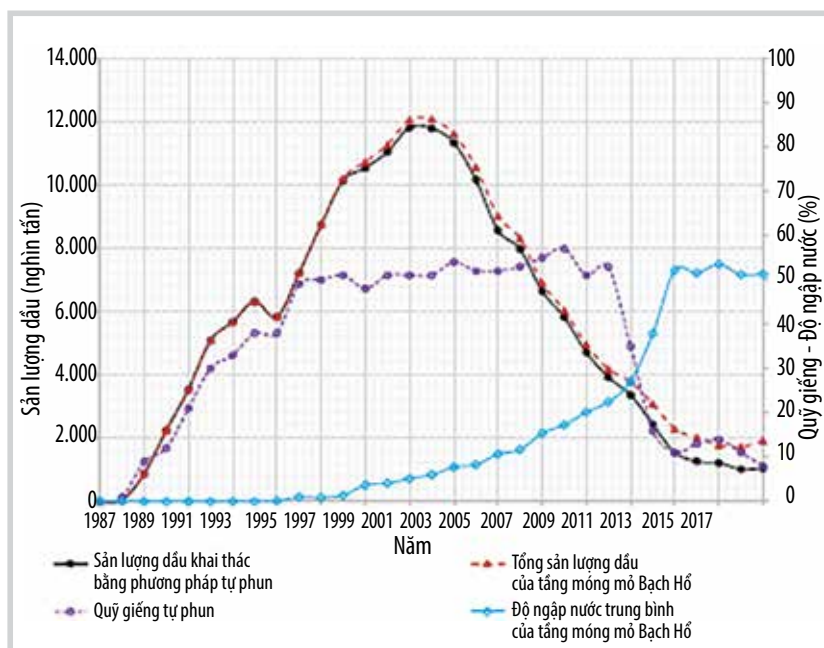
Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/5/2021.



Hình 1. Đường cong khai thác lý thuyết, mô tả các giai đoạn của một mỏ dầu khí [2].



Hình 2. Dự báo sản lượng khai thác mỏ Sư Tử Trắng đến năm 2040 [3].



Hình 3. Thông số khai thác dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn 1987 - 2017 [4].

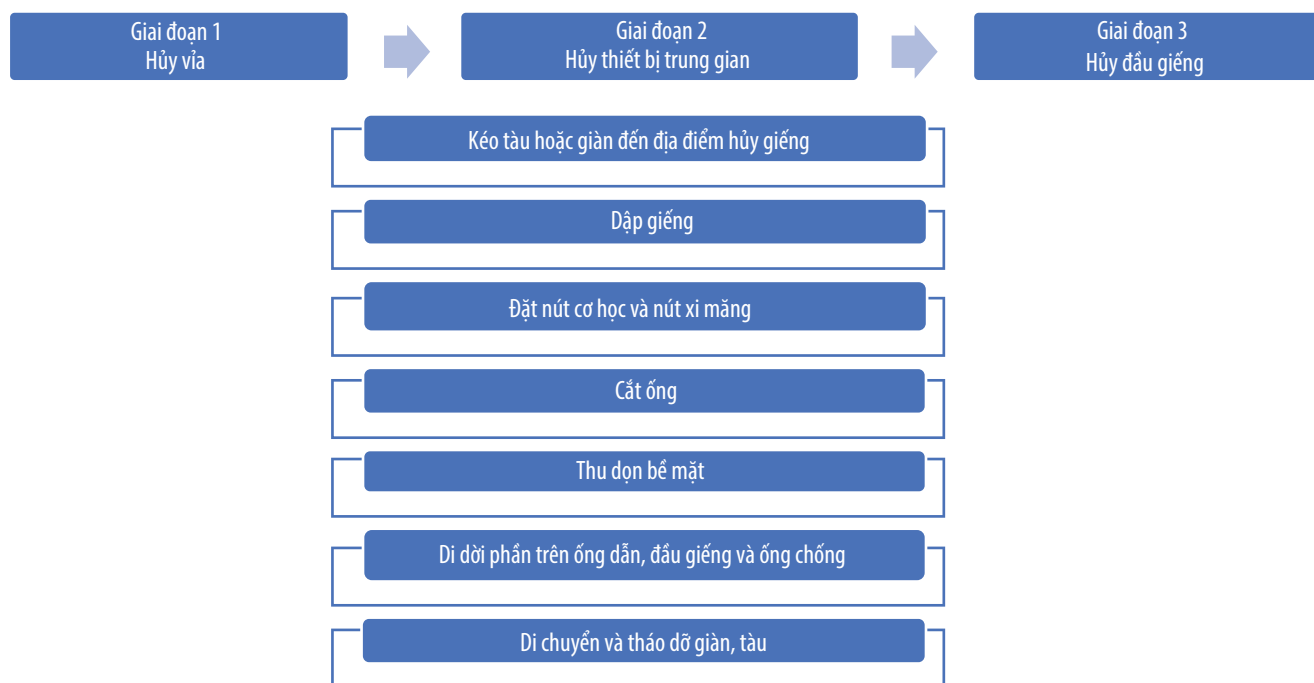
thu hồi các thiết bị lòng giếng, gia cố các nút xi măng, đặt nút cơ học, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, thu dọn các vật cản (nếu có) xung quanh miệng giếng, đầu giếng”. Điều 15.2 Thông tư 17/2020/TT-BCT quy định: “Sau khi hoàn tất công tác hủy bỏ giếng, khu vực đáy biển và bề mặt xung quanh giếng khoan phải được dọn sạch, không được để lại các vật cản hoặc làm xáo trộn trạng thái ban đầu của môi trường tự nhiên”.

Khi chi phí khai thác vượt quá doanh thu bán sản phẩm, người điều hành có thể lựa chọn (i) nếu sản lượng từ vỉa vẫn đem lại lợi nhuận qua một thân giếng khác thay vì thân giếng ban đầu, có thể đóng giếng đầu và khai thác từ thân giếng mới, tức giếng sidetrack, (ii) tạm thời đóng nếu tiếp tục có ý định nối lại khai thác ở một thời điểm khác hoặc (iii) đóng và hủy giếng vĩnh viễn nếu không còn ý định sử dụng lại.

Do mỗi giếng khoan có đặc điểm khác nhau, hoạt động P&A khó có thể là quy trình chuẩn hóa. Tuy nhiên, các giếng P&A đều qua các bước điển hình như Hình 4.

2.3. Thách thức đối với công tác P&A

Quá trình P&A có nhiều thách thức, gồm các khó khăn về kỹ thuật, về xây



Hình 4. Các bước hủy giếng [5].

dựng kế hoạch và các yếu tố ngoài dự báo. Các khó khăn này có thể tác động đến tổng chi phí cũng như việc thực hiện P&A. Phần tiếp theo sẽ tiếp tục thảo luận các yếu tố đó như sau:

(i) Kỹ thuật:

Mối quan tâm của người điều hành là tìm ra các giải pháp công nghệ hiệu quả, an toàn và tiết kiệm để thực hiện P&A. Trên thềm lục địa Việt Nam hiện tại có một số giếng khoan đã được thực hiện P&A [1], tuy nhiên kỹ thuật chưa cho phép thực hiện chiến dịch hủy giếng tối ưu cả về thời gian và chi phí. Các bước căn bản của quá trình hủy giếng đã được quy định tại Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/1/2015 của Thủ tướng Chính phủ quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí và Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí. Tuy nhiên, để tiến hành công tác tháo dỡ, di dời khẩn trương và hiệu quả để tiết kiệm chi phí mob-demob (Mobilisation/Demobilisation - Chuyển giàn và rời giàn khỏi địa điểm thi công), tối ưu thời gian và chi phí thuê giàn và tàu cũng như kỹ thuật cắt và đóng nút, đặt cầu xi măng, cắt và thu hồi ống chống, ống dẫn hoặc các biện pháp dự phòng, sử dụng vật liệu tối ưu phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Vì vậy, nhóm tác giả đưa ra một số quan sát và nghiên cứu ở các phần tiếp theo.

(ii) Xây dựng kế hoạch P&A:

Người điều hành phải chịu toàn bộ chi phí P&A. Tuy

nhiên, có một số người điều hành có xu hướng trì hoãn nghĩa vụ này càng lâu càng tốt để tiết kiệm chi phí cho tới khi có chiến dịch đóng nhiều giếng cùng lúc và chi phí khi đó sẽ thấp hơn chi phí hiện tại do hiệu ứng của tỷ lệ chiết khấu, hoặc do kỳ vọng tối ưu và chia sẻ chi phí. Tuy nhiên, lượng giếng cần hủy quá nhiều tại thời điểm tiến hành chiến dịch có thể đẩy giá giàn, tàu và các nguồn lực khác lên cao, cùng với việc điều phối thi công trở nên phức tạp. Mặt khác, cần cân nhắc yếu tố giá dầu, các quan sát cho thấy giá thuê giàn và thiết bị thường song hành với giá dầu nên thời điểm giá dầu thấp sẽ là lý tưởng để thực hiện P&A.

(iii) Yếu tố ngoài dự báo: Các tình huống bất ngờ có thể xảy ra và tác động đến quá trình thực hiện cũng như chi phí P&A. Cửa sổ thời tiết thích hợp là yếu tố chính quyết định thời gian thực hiện một chiến dịch P&A. Thực hiện vào mùa biển lặng hay mùa gió chướng quyết định đến 50% uptime của chiến dịch. Ngoài ra, khi cửa sổ thời tiết tốt, nếu chiến dịch P&A được tiến hành cùng lúc với các chiến dịch khoan và thi công khác có chia sẻ đầu vào như giàn, tàu và trang thiết bị,... sẽ làm cho các yếu tố đầu vào này trở nên khan hiếm và bị đẩy giá lên. Giá dầu, trữ lượng còn lại trong vỉa, lõi giếng và thiết bị, thay đổi chính sách... cũng là các yếu tố cần tính đến.

3. Một số khuôn khổ lý thuyết về ước tính chi phí đóng và hủy giếng

3.1. Phương thức ước tính chi phí của OGU [5]

Nhóm tác giả đã giới thiệu về phương thức ước tính

chi phí thu dọn mỏ nói chung và chi phí P&A nói riêng tại một dự án đang vận hành ở Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) [1]. Nhóm tác giả cũng đã nhận xét cách ước tính chi phí, cấu trúc Decom.WBS ở từng dự án là khác nhau tùy điều kiện ngân sách, quan điểm quản lý và đặc điểm dự án. Bài nghiên cứu này giới thiệu phương thức ước tính chi phí P&A của Oil & Gas UK, áp dụng chung cho các chiến dịch P&A.

Tổ chức phi lợi nhuận dầu khí Vương quốc Anh - OGUK (2015) đã đưa ra một hệ thống phân loại giếng áp dụng cho việc thực hiện các chiến dịch P&A. Phương thức phân loại này được các doanh nghiệp dầu khí ở nhiều nước trên thế giới sử dụng để ước tính toàn bộ thời gian và các loại chi phí liên quan đến hoạt động P&A. Để ước tính chi phí P&A có thể sử dụng một số phần của hệ thống này.

Hướng dẫn của OGUK đưa ra một mã (code) P&A để cho thấy (i) vị trí giếng khoan và (ii) mức độ phức tạp của công việc theo giai đoạn (iii) 3 giai đoạn hủy giếng (Hình 4), cần được thực hiện để hoàn tất chiến dịch P&A của một giếng khoan. Các giai đoạn được mô tả cụ thể như sau:

Giai đoạn 1 - Cách ly vỉa: Các khu vực có vỉa đang khai thác hoặc đang bơm ép được cô lập bởi các rào chắn sơ cấp và thứ cấp. Ống chống có thể được để lại trong giếng, hoặc thu hồi một phần hoặc toàn bộ².

Giai đoạn 2 - Hủy vùng/thiết bị trung gian gồm việc thiết lập cách ly với các khu vực mà hydrocarbon và nước có thể xâm nhập; đồng thời cô lập ống chống lừng (liner), thu hồi ống chống (casing).

Giai đoạn 3 - Hủy đầu giếng và ống dẫn (conductor) gồm việc thu hồi đầu giếng, ống dẫn, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, trám xi măng miệng giếng.

Mỗi giai đoạn được kết hợp với một con số tương trưng cho mức độ phức tạp của hoạt động hủy giếng đối với mỗi giếng, cụ thể:

Loại 0: Không cần thiết tiến hành công việc gì;

Loại 1: Hủy giếng đơn giản, không dùng giàn khoan;

Loại 2: Hủy giếng phức tạp, không giàn khoan;

Loại 3: Hủy giếng đơn giản, có giàn khoan;

Loại 4: Hủy giếng phức tạp, có giàn khoan.

Kết hợp giữa 3 yếu tố vị trí giếng khoan, mức độ phức tạp và giai đoạn hủy giếng trong một sơ đồ tạo ra một mã P&A cho một hoặc một vài giếng. Đồng thời, mã này cũng giúp hình dung ra các công việc cần tiến hành, thời gian và chi phí cho sự kết hợp giữa 3 yếu tố này. Ví dụ minh họa về một giếng ngầm (subsea) như Bảng 1.

Khi giếng đã được phân loại, có thể có được tổng chi phí ước tính thông qua thực hiện tính toán có hệ thống bằng cách gán các giá trị chi phí cho mỗi khoảng thời gian thi công và yêu cầu về nguồn lực cho từng mã kết hợp giai đoạn - mức độ phức tạp nói trên, đồng thời bổ sung thêm các chi phí khác như chi phí mob/demob các phương tiện thiết bị và chi phí khảo sát...

3.2. Giá trị hiện tại thuần (NPV – Net Present Value)

NPV được tính theo công thức sau:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Trong đó:

t: Thời gian tính dòng tiền;

n: Tổng thời gian thực hiện dự án;

r: Tỷ lệ chiết khấu;

C_t: Dòng tiền thuần tại thời gian t;

C₀: Chi phí ban đầu để thực hiện dự án.

NPV được sử dụng khi cần nhắc dòng tiền dài hạn. Dòng doanh thu (cash inflow) ngày hôm nay thì có giá trị hơn dòng doanh thu trong tương lai, với bài toán tiền

Bảng 1. Ví dụ phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp [5]

Giếng ngầm			Mức độ phức tạp				
			0	1	2	3	4
Giai đoạn	1	Hủy vỉa		x			
	2	Hủy vùng/thiết bị trung gian				x	
	3	Hủy đầu giếng và ống dẫn					x

² Điều 16 Thông tư 17/2020/TT-BCT ngày 17/7/2020 của Bộ Công Thương quy định: Người điều hành không được thu hồi ống chống đã thả trong giếng trừ trường hợp được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chấp thuận bằng văn bản. Người điều hành phải áp dụng phương pháp cơ học hoặc thủy lực để cắt và thu hồi đầu giếng. Ống chống phải được cắt sát bên dưới mặt đáy biển tự nhiên và hệ thống đầu giếng phải được thu hồi, đảm bảo không còn phần nào nhô lên bề mặt đáy biển, không gây cản trở các hoạt động hàng hải, khai thác biển khác. Đối với các giếng trên đất liền, chiều sâu cắt đầu giếng, ống chống tối thiểu là 3 m bên dưới mặt đất.

hiện tại có thể được đem đi đầu tư kiếm lời, trong khi cùng số tiền đó trong tương lai thì không thể. Nguyên tắc này cũng được áp dụng cho chi phí. Dòng chi phí (cash outflow) trong tương lai thì không có giá trị bằng hiện tại vì dòng chi phí ngày hôm nay làm giảm quy mô lợi nhuận tiềm năng trong tương lai. Hiểu được nguyên tắc này, nhà hoạch định phương hướng kinh doanh cần quyết định cửa sổ thời gian cho dòng doanh thu và dòng chi phí, sẽ chọn dòng doanh thu nhiều nhất có thể ở giai đoạn đầu của dự án và trì hoãn dòng chi phí càng lâu càng tốt.

Ưu việt của NPV là cho phép đưa giá trị thời gian của dòng tiền vào phân tích kinh tế, và nhờ vậy có thể đưa ra các quyết định thực tế hơn. Để ước lượng doanh thu từ sản lượng dầu và chi phí P&A trong giai đoạn vài chục năm với dòng doanh thu ở quy mô nhiều triệu USD, cân nhắc NPV trở nên rất quan trọng. Một khó khăn khi dùng NPV để tính toán là dự báo tỷ lệ chiết khấu có thể không chắc chắn, thậm chí dự báo sai.

4. Một số phương pháp ước tính chi phí đóng và hủy giếng và thực tế/khả năng áp dụng tại Việt Nam

Mặc dù ngành dầu khí là ngành ứng dụng toán học tương đối rộng rãi, xây dựng chuẩn mực ước tính chi phí P&A vẫn là thách thức không nhỏ. Các ứng dụng toán học để ước lượng chi phí P&A tổng thể gần như không có, tuy vậy các nghiên cứu hiện tại đều có liên quan ít nhiều đến ước lượng chi phí và có thể áp dụng cho ước lượng chi phí P&A. Các phương pháp như hồi quy tuyến tính hoặc mô phỏng có thể được sử dụng như tại một số nghiên cứu sau:

4.1. Raksagati [6]

Raksagati sử dụng mô phỏng Monte Carlo để dự báo chi phí và thời gian thực hiện các phương pháp P&A khác nhau. Trên cơ sở các kết quả, nhóm tác giả khuyến nghị sử dụng tàu để thực hiện P&A thay vì dùng giàn để giải phóng giàn khoan cho việc thực hiện khoan và hoàn thiện giếng thăm dò và phát triển. Đồng thời, khuyến khích thực hiện P&A một nhóm giếng trong một chiến dịch để giảm chi phí P&A đối với mỗi giếng (batch P&A) và khuyến nghị hợp tác giữa các người điều hành để giảm chi phí.

Các dự án tại Việt Nam có ứng dụng mô phỏng Monte Carlo vào các mô hình sản lượng và tính toán trữ lượng. Tuy nhiên, dự báo thời gian thi công và chi phí P&A thì chưa được ứng dụng. Trên thực tế, khoan theo công đoạn (batch drilling) cũng tương tự như P&A theo nhóm giếng, được thực hiện để tiết kiệm chi phí mob/demob và tận

dụng các nguồn lực một cách liên tục. Dù vậy, các khuyến nghị của tác giả Raksagati như đề cập phía trên là các biện pháp có thể được áp dụng tại Việt Nam để tối ưu chi phí trong quá trình P&A.

4.2. Moeinikia và các cộng sự [7]

Moeinikia và các đồng nghiệp cũng sử dụng mô phỏng Monte Carlo. Các phân tích của họ cho thấy việc tính đến cả những sự kiện không báo trước, hệ số tương quan giữa các hoạt động khác nhau và hiệu ứng đường cong học tập có tác động đối với ước tính thời gian thực hiện P&A một cách đáng kể và do đó tác động lên cả ước tính chi phí đối với các chiến dịch kết hợp nhiều giếng P&A.

Cần một khảo sát sâu hơn đối với các tính toán của nhóm Moeinikia và tính ứng dụng của phương pháp đối với công việc P&A của các dự án tại Việt Nam.

4.3. Byrd và các cộng sự [8]

Byrd và các cộng sự đã khảo sát chi phí thu dọn mỏ của kết cấu ngoài khơi điển hình bằng cách chia các yếu tố cấu thành hoạt động ra làm các phần nhỏ và gán chi phí tương ứng để đạt được tổng chi phí ước tính. Byrd đề cập đến các chi phí liên quan đến P&A, nhưng không thực hiện chi tiết các tính toán hoặc trình bày mô hình ước lượng chi phí cho các hoạt động trên.

Trên thực tế, phương pháp của Byrd có nhiều điểm tương đồng với phương pháp được áp dụng để ước tính chi phí P&A và xây dựng kế hoạch thu dọn mỏ tại nhiều dự án tại Việt Nam, trong đó có 1 dự án đang được vận hành tại PVEP [1].

4.4. Kaiser và Liu [9]

Kaiser và Liu đưa ra 2 cách tiếp cận đối với phương pháp ước tính chi phí thu dọn mỏ đối với một tập hợp các giàn khoan cố định nước sâu ở vịnh Mexico:

- Cách tiếp cận từ trên xuống (top-down): Sử dụng dữ liệu lịch sử từ các hoạt động tương tự để ước tính chi phí của các dự án hiện tại bằng cách sử dụng các biện pháp thống kê, gồm cả mô hình hồi quy tuyến tính. Phương pháp này đòi hỏi dữ liệu lịch sử trong khi tại Việt Nam chưa có dự án thu dọn mỏ nào được thực hiện. Nhóm tác giả của bài viết này đã tính đến phương án sử dụng dữ liệu nước ngoài và sử dụng thuật toán để quy đổi về chi phí ở điều kiện Việt Nam, tuy nhiên dữ liệu trên thế giới hiện nay chủ yếu không thương mại mà do người điều hành, nhà thầu thu dọn mỏ hoặc nước chủ nhà quản lý.

- Cách tiếp cận từ dưới lên (bottom-up): Các hoạt động của dự án được chia thành các tiểu dự án trong đó chi phí của mỗi tiểu dự án được ước lượng và cộng dồn để ra được tổng chi phí ước tính. Các kế hoạch thu dọn mỏ tại Việt Nam chủ yếu sử dụng phương pháp này.

Trong nghiên cứu của Kaiser [9], các mô hình hồi quy được xây dựng để ước lượng chi phí của các hoạt động P&A trên vịnh Mexico. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã khảo sát và phân tích tác động của học tập (đường cong học tập) và kinh tế quy mô.

4.5. *Spieler và Oia [10]*

Spieler và Oia đưa ra tổng quan các chi phí dự kiến mà người điều hành và chính phủ (Na Uy) phải đối diện khi toàn bộ các giếng khoan trên thềm lục địa Na Uy đến lúc phải đóng và hủy. Bằng cách phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thực hiện (bao gồm cả thời gian ngừng sản xuất (NPT - Non-Production Time) và cửa sổ thời tiết (WOW), Spieler và Oia đã có thể ước lượng khái quát chi phí P&A của từng loại giếng ở mức tối thiểu và tối đa. Những con số ước lượng này nhân với loại giếng phù hợp và cộng dồn sẽ cho tổng chi phí P&A trên thềm lục địa Na Uy. Phân tích tiềm năng tối ưu chi phí đối với các giếng ngầm nhờ công nghệ mới và ước lượng thời gian thực hiện cũng được tiến hành.

Phương pháp của Spieler và Oia tương tự như hướng dẫn của OGUK và có thể được áp dụng tại Việt Nam để ước chi phí P&A 1 giếng hoặc vài giếng. Tổng chi phí P&A trên thềm lục địa Việt Nam có thể được ước lượng trong điều kiện tính toán được số lượng giếng cần P&A.

5. Thực tế hoạt động đóng và hủy giếng trên thềm lục địa Việt Nam

5.1. *Thủ tục đóng và hủy giếng theo quy định của pháp luật Việt Nam*

Khung pháp lý về đóng và hủy giếng ở Việt Nam gồm các văn bản pháp luật như sau:

- Quyết định 84/2010/QĐ-TTg ngày 15/12/2010 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành quy chế khai thác dầu khí.

- Văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT hợp nhất Quy chế Bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí ngày 23/1/2014 của Bộ Công Thương (chuyển tiếp Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp ngày 25/11/2005 quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí).

- Quyết định số 04/2015/QĐ-TTg ngày 20/01/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí.

- Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg ngày 21/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí.

- Thông tư số 17/2020/TT-BCT ban hành ngày 17/7/2020 của Bộ Công Thương quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí (thay thế cho Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 - Văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT ngày 23/1/2014).

Theo quy định tại Điều 25, Quyết định 04/2015/QĐ-TTg ban hành Quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí do Thủ tướng Chính phủ ban hành, đóng và hủy giếng khoan công trình dầu khí phải đảm bảo các yêu cầu cụ thể như sau:

- Khi chưa hoặc không tiếp tục sử dụng giếng khoan, các biện pháp đóng hoặc hủy giếng phải được thực hiện theo quy định hiện hành.

- Khi đóng giếng vĩnh viễn, tất cả các thiết bị ở vùng biển nước sâu, không ảnh hưởng đến hoạt động hàng hải và môi trường được để lại theo thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế được chấp nhận chung và quy định của cơ quan có thẩm quyền Việt Nam.

- Khi thu hồi đầu giếng, không được dùng vật liệu nổ để cắt các ống chống. Trường hợp đặc biệt, cho phép cắt bằng vật liệu nổ chuyên dụng sau khi được cơ quan quản lý có thẩm quyền về vật liệu nổ cho phép.

5.2. *Thực trạng hoạt động đóng và hủy giếng*

Tổng số giếng khoan đã được thực hiện tại các dự án mà PVEP là bên tham gia trong thời gian từ 2007 đến hết năm 2019 là 781 giếng, trong đó tổng số giếng trên thềm lục địa Việt Nam là 594 giếng, gồm 407 giếng phát triển + đan dày và 187 giếng thăm dò + thăm lượng. Nhóm tác giả đã thực hiện một khảo sát sơ bộ về thực tế đóng và hủy giếng tại PVEP giai đoạn 2007 - 2019 và thu được một số số liệu thống kê như sau:

- Số giếng khoan đã thực hiện P&A tạm thời: 14 giếng;

- Số giếng khoan đã thực hiện P&A vĩnh viễn: 37 giếng.

Để hủy 1 giếng khoan trên giàn đầu giếng (WHP - Wellhead Platform) sẽ mất khoảng từ 5 - 7 ngày, chi phí từ 2,5 - 3 triệu USD. Hủy giếng trên WHP thường thực hiện

nhiều giếng trong cùng một chiến dịch nhằm tối ưu chi phí.

Để hủy 1 giếng ngầm (subsea), thời gian thi công thường dao động từ 8 - 16 ngày cho mỗi giếng (tùy tính chất phức tạp), ngân sách từ 4 - 10 triệu USD/giếng.

5.3. Các bước thực hiện theo quy định

Theo văn bản hợp nhất số 10/VBHN-BCT (chuyển tiếp Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005) do Bộ Công Thương ban hành thì việc đóng và hủy giếng gồm việc cô lập các mỏ khai thác và thiết lập cách ly giếng thông qua gia cố các nút xi măng, đặt nút cơ học, cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan, thu dọn các vật cản xung quanh miệng giếng. Các yêu cầu cụ thể gồm:

- Dập giếng;
- Cô lập các vùng/thiết bị trung gian có nguy cơ cho dòng bằng cách bơm ép xi măng hoặc vật liệu khác để ngăn cách các vỉa đang khai thác;
- Cắt bỏ và thu hồi một số đoạn ống trong giếng khoan;
- Đặt các nút cơ học và nút xi măng;
- Cắt, thu hồi ống chống, đầu giếng thu dọn các vật cản xung quanh miệng giếng trước khi kết thúc giếng, di chuyển hoặc tháo dỡ giàn;
- Khảo sát sau hủy giếng.

Thông tư số 17/2020/TT-BCT ban hành ngày 17/7/2020 thay thế cho Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN ngày 25/11/2005 quy định về bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí không quy định Kế hoạch kết thúc giếng và các bước trình tự hủy bỏ giếng khoan như trên, tuy nhiên người điều hành vẫn phải đảm bảo các bước như trên được đảm bảo thực hiện theo các phương pháp hướng dẫn tại Thông tư.

6. Một số đề xuất liên quan đến ước tính và quản lý chi phí P&A tại Việt Nam

6.1. Ước tính chi phí thu dọn mỏ

Nhóm tác giả đề xuất việc ước tính chi phí được thực

hiện qua 2 phương pháp nhằm mục đích đối sánh: tiếp cận từ trên xuống (top-down) và tiếp cận từ dưới lên (bottom-up) như sau:

6.1.1. Tiếp cận từ trên xuống (top-down)

Ước tính chi phí cho một dự án thu dọn mỏ được thực hiện trên cơ sở một khung công thức xây dựng sẵn: phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thi công. Với đặc điểm độ dốc của thềm lục địa Việt Nam, khoảng cách từ bờ (đặc biệt là các mỏ xa bờ, nước sâu (frontier)), độ sâu của từng bồn trũng và từng mỏ rất khác biệt, độ sâu giếng và khoảng cách từ bờ là một yếu tố cần phải được tính đến để ước lượng thời gian, khối lượng công việc thực hiện cũng như chi phí cho số ngày phương tiện tương ứng. Khi đó, phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp (Bảng 2).

Đi kèm với mỗi phân loại giếng là một mã code để tính chi phí tương ứng, mã code này được kết hợp với mã code vị trí giếng để tính ra chi phí P&A cho giếng. Các chi phí khác như bảo hiểm, thuế, đội quản lý dự án (PMT - Project Management Team), sức khỏe - an toàn và môi trường (HSE - Health, Safety and Environment)... cũng được ước tính để ra con số tổng.

Khó khăn chính đối với phương pháp top-down là thiếu dữ liệu đầu vào cho khuôn khổ xây dựng sẵn nói trên. Do số giếng đã được P&A không nhiều, dữ liệu tại Việt Nam không đủ lớn để phân tích và áp dụng mô hình hồi quy tuyến tính nên nhóm tác giả đã tính đến phương án sử dụng dữ liệu nước ngoài và sử dụng thuật toán để quy đổi về chi phí ở điều kiện Việt Nam, tuy nhiên dữ liệu trên thế giới hiện nay chủ yếu là số liệu mang tính thương mại. Nói cách khác, việc thu thập, tham khảo thông tin gặp nhiều khó khăn, các số liệu chủ yếu (phân loại giếng khoan, kỹ thuật P&A, thời gian thực hiện...) được kiểm soát và quản lý bởi các người điều hành, nhà thầu thu dọn mỏ hoặc nước chủ nhà. Đây là khó khăn chính của nghiên cứu này.

6.1.2. Tiếp cận từ dưới lên (bottom-up)

Các tiếp cận này sử dụng WBS đối với từng dự án P&A cụ thể: bên cạnh việc áp dụng hệ thống hướng dẫn ước

Bảng 2. Phân loại giếng theo giai đoạn hủy giếng và mức độ phức tạp

Giếng thăm dò thăm lượng/Giếng phát triển khai thác			Mức độ phức tạp				
			0	1	2	3	4
Giai đoạn	1	Hủy vỉa		x			
	2	Hủy vùng/thiết bị trung gian				x	
	3	Hủy đầu giếng và ống dẫn					x

tính bao quát để cập trên đây (top-down) để đối sánh, đối với từng dự án biệt lập, các hoạt động của dự án được chia thành các tiểu dự án trong đó chi phí của mỗi tiểu dự án được ước lượng và cộng dồn để ra được tổng chi phí ước tính (bottom-up).

Khó khăn chính đối với phương pháp bottom-up là độ trễ về thời gian giữa thời điểm người điều hành trình và cấp thẩm quyền duyệt WBS. Chi phí khi đó có thể bị ảnh hưởng bởi các yếu tố thị trường và kinh tế vĩ mô như: lạm phát, lãi suất, biến động giá dầu và thị trường trang thiết bị phương tiện... dẫn đến thay đổi tổng chi phí tại WBS.

6.2. Tối ưu chi phí đóng và hủy giếng tại Việt Nam

Chi phí được tối ưu nhất khi người điều hành tích lũy được kinh nghiệm cả về kỹ thuật và về quản lý dự án từ nhiều chiến dịch hủy giếng thông qua sàng lọc từ các cách tiếp cận khác nhau, học hỏi và chia sẻ kinh nghiệm và chấp nhận thách thức các chuẩn mực cũ. Thị trường là nơi có thể đem lại giải pháp tối ưu, xét về phương diện cạnh tranh, mô hình kinh doanh và kỹ thuật. Trong bối cảnh ngành dầu khí Việt Nam chưa tiến hành một chiến dịch thu dọn mỏ nào trên thực tế, có thể đề cập đến một số biện pháp như sau:

- Từng bước tích lũy kinh nghiệm thu dọn mỏ, áp dụng các bài học tối ưu chi phí không chỉ trong mà cả ở ngoài ngành dầu khí.
- Nâng cao hơn nữa khả năng quản lý tài sản để tối ưu giá trị tài sản về cuối đời mỏ và chi phí thu dọn mỏ.
- Tiếp cận với các nguồn cung cấp dịch vụ có giải pháp, công nghệ mới và chi phí thấp, có các giải pháp về hợp đồng và cơ sở thiết lập giá cho các dự án thu dọn mỏ.
- Ứng dụng công nghệ mới có giá hợp lý cho các hoạt động P&A.
- Hiệu quả dựa trên số lượng áp dụng cho các chiến dịch P&A một nhóm giếng hoặc một khu vực, chẳng hạn nhiều người điều hành cùng thực hiện P&A hoặc thu dọn mỏ... để tối ưu lịch trình và hợp đồng...
- Các quy định liên quan cần được tuân thủ và nhất quán để đảm bảo kết quả an toàn và chấp nhận được về mặt môi trường, với chi phí thấp nhất.

7. Kết luận

Bài báo giới thiệu một số phương pháp ước tính chi phí P&A nói riêng và chi phí thu dọn mỏ nói chung, thực tế và khả năng áp dụng Việt Nam. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất phương pháp ước tính chi phí P&A có thể áp

dụng cho các hoạt động của ngành dầu khí Việt Nam. Để đề xuất có thể được kiểm nghiệm và thực hiện, cần có cơ sở dữ liệu quá khứ từ các dự án thu dọn mỏ đã thực hiện của Việt Nam/nước ngoài kết hợp cùng các công cụ kinh tế học để chuyển đổi dữ liệu phù hợp về thị trường khu vực tại thời điểm ước tính.

Tài liệu tham khảo

- [1] Phùng Mai Hương, Trần Văn Ban, và Phạm Đăng Quân, "Ước tính chi phí thu dọn mỏ phục vụ định hướng quản lý", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, tr. 37 - 46, 2021.
- [2] Mikael Höök, "Coal and oil: The dark monarchs of global energy: Understanding supply and extraction patterns and their importance for future production", Upsala University, 2010.
- [3] Cuu Long JOC, "Block 15-1 contract extension", Ho Chi Minh City, 2021.
- [4] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ: Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, tr. 18 - 34, 2018.
- [5] Oil and Gas UK, "Guidelines packages for the abandonment of wells", 2015.
- [6] Sangji Raksagati, "Risk based cost and duration estimation of permanent plug and abandonment operation in subsea exploration wells", University of Stavanger, 2012.
- [7] F. Moeinikia, K.K.K. Fjelde, A. Saasen, T. Vrålstad, and Ø. Arild, "A probabilistic methodology to evaluate the cost efficiency of rigless technology for subsea multiwell abandonment", *SPE Production and Operations*, Vol. 30, No. 4, pp. 270 - 282, 2015. DOI: 10.2118/167923-PA.
- [8] Robert C. Byrd, Donnie J. Miller, and Steven M. Wiese, "Cost estimating for offshore oil & gas facility decommissioning", AACE International Technical Paper, 2014.
- [9] Mark J. Kaiser and Mingming Liu, "Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico - Fixed platforms and compliant towers", *Marine Structures*, Vol. 37, pp. 1 - 32, 2014. DOI: 10.1016/j.marstruc.2014.02.004.
- [10] Jon Oscar Spieler and Thomas Monge Øia, "Plug and abandonment status on the Norwegian continental

shelf Inclusive tax consequences", *Oil, Gas & Energy Law*, 2015.

[11] Mats Mathisen Aarlott, "Cost analysis of plug and abandonment operations on the Norwegian continental shelf", Norwegian University of Science and Technology. Department of Industrial Economics and Technology Management, 2016.

[12] Oil and Gas UK, *Decommissioning insight 2017*.

[13] Mark J. Kaiser, "Offshore Decommissioning Cost Estimation in the Gulf of Mexico", *Journal and Construction Engineering and Management*, Vol. 132, No. 3, pp. 249 - 258, 2006. DOI: 10.1061/(ASCE)0733-9364(2006)132:3(249).

P&A COST MANAGEMENT: SOME INTERNATIONAL EXPERIENCE AND PRACTICAL APPLICATION IN VIETNAM

Phung Mai Huong, Tran Van Ban, Pham Dang Quan

Petrovietnam Exploration Production corporation

Email: huongpm@pvep.com.vn

Summary

The article analyses the factors affecting P&A (Plug and Abandonment) cost, which makes up a great proportion in the decommissioning cost structure. The authors review the P&A steps in theory, regulations, and practice. At the same time, factors affecting P&A decisions and P&A planning are studied in terms of work and cost as well. On that basis, the article presents some existing P&A cost estimation methods and their possible applications in Vietnam. Elements that may help optimise P&A budget in particular and decommissioning budget in general are also reviewed and presented.

Key words: P&A cost, decommissioning cost, work optimisation, budget/cost optimisation.