

PHÁT TRIỂN CÁC MỎ CẬN BIÊN Ở VIỆT NAM: CƠ HỘI VÀ THÁCH THỨC

DEVELOPMENT OF MARGINAL FIELDS IN VIETNAM: OPPORTUNITIES AND CHALLENGES

Lê Phước Hảo, Bùi Tử An

Khoa Kỹ thuật Địa chất & Dầu khí, Đại Học Bách Khoa Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam

TÓM TẮT

Dầu khí là nguồn nguyên liệu và năng lượng quan trọng của Việt Nam, đồng thời đóng góp hơn 1/4 tổng ngân sách nhà nước trong những năm qua. Nhu cầu tiêu thụ dầu khí trong nước đang gia tăng hết sức nhanh chóng, đòi hỏi việc phát triển nhanh các dự án khai thác dầu khí, trong đó có các mỏ cận biên. Bài báo trình bày những phân tích cũng như giải pháp tổng thể cả về kinh tế, kỹ thuật và công nghệ để phát triển các mỏ cận biên ở Việt Nam.

ABSTRACT

Oil and gas are fuel and energy resources simultaneously contributing more than 25% to Vietnam national budget in the recent years. It is remarkable that the domestic consumption demand has been rising considerably, asking for a corresponding development of petroleum exploration and production projects, including those for marginal fields. This paper presents some analysis and integrated solutions taking into account economic, engineering and technological aspects to efficiently develop petroleum marginal fields in Vietnam.

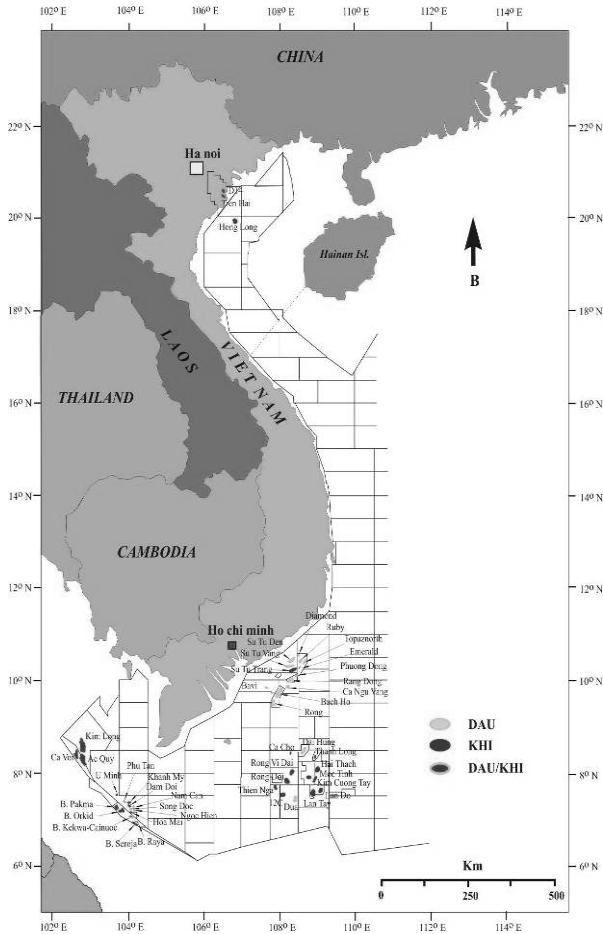
1. TIỀM NĂNG DẦU KHÍ VIỆT NAM

Theo đánh giá của PetroVietnam cho đến 31-12/04 [1], trữ lượng tiềm năng dầu khí của Việt Nam đạt khoảng 4,6 tỷ m³ quy dầu (trong đó khí chiếm khoảng 55-60%), bao gồm cả trữ lượng đã khai thác và các mỏ không thương mại trong điều kiện kinh tế - kỹ thuật hiện tại.

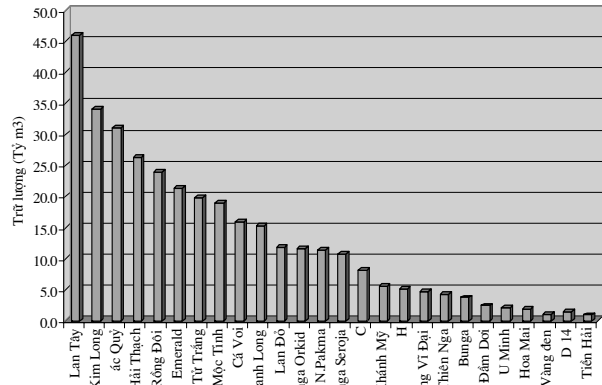
Trên diện tích phần thềm lục địa có chiều sâu mực nước đến 200 m, đã phát hiện hơn 70 cấu tạo có chứa dầu khí với trữ lượng xác minh khoảng 1,21 tỷ m³ quy dầu. Trong số này có 24 phát hiện dầu khí ở bể Cửu Long, 27 phát hiện khí (hoặc khí - dầu) phân bố ở các bể Nam Côn Sơn, Malay-Thổ Chu, Cửu Long và Sông Hồng (hình 1).

Theo quy mô, 7 mỏ dầu (tập trung chủ yếu ở bể Cửu Long) có trữ lượng trên 13 triệu tấn (>100 MMSTB) chiếm 70% trữ lượng dầu thuộc mỏ dầu có quy mô không lồ, trong đó mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất Việt Nam (hình 2).

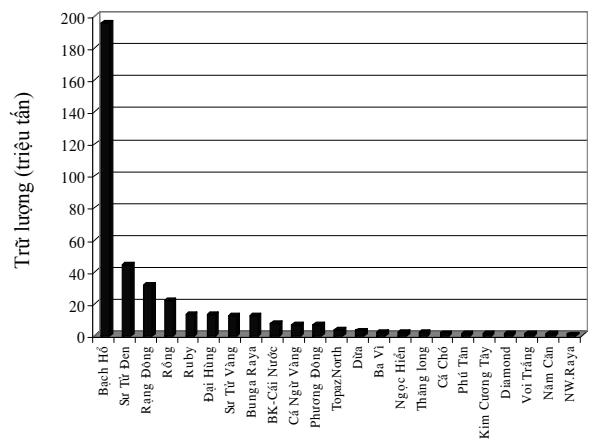
Về khí có 27 mỏ đã được phát hiện chủ yếu ở thềm lục địa dưới 200 m nước, trong đó 9 mỏ (với 159,3 tỷ m³ chiếm 40% trữ lượng khí) ở bể Nam Côn Sơn, 13 mỏ khí và 2 mỏ khí-dầu thuộc bể Malay-Thổ Chu (với trữ lượng 138,2 tỷ m³ chiếm 35%), 2 mỏ Tiền Hải C và D14 ở đất liền (thuộc miền vông Hà Nội) và 1 mỏ khí thuộc bể Sông Hồng với trữ lượng 7,5 tỷ m³ chiếm 2% tổng trữ lượng khí. Theo thống kê chỉ có 5 mỏ



Hình 1: Các mỏ dầu khí ở thêm lục địa Việt Nam [2]



Hình 2: Quy mô trữ lượng dầu theo mỏ [2]



Hình 3: Quy mô trữ lượng khí theo mỏ [2]

khí có trữ lượng lớn hơn 30 tỷ m³ (> 1 tỷ TCF) chiếm khoảng 40% trữ lượng khí (hình 3). Cho đến nay, Việt Nam mới khai thác ở 11 mỏ, trong đó 5 mỏ dầu tập trung ở bể Cửu Long (Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Hồng Ngọc, Sư Tử Đen), 2 mỏ dầu và khí ở bể Nam Côn Sơn (Đại Hùng, Lan Tây-Lan Đỏ), 1 mỏ khí ở bể Sông Hồng (Tiền Hải C) và 3 mỏ dầu - khí ở bể Malay-Thổ Chu (Bunga Kekwa, Bunga Raya và Bunga Seroja).

Trữ lượng dầu khí Việt Nam đã xác minh gia tăng nhanh trong 15 năm qua, nhưng nhìn chung nhiều phát hiện dầu khí thuộc loại mỏ có trữ lượng trung bình và nhỏ, mỏ xa bờ hoặc mỏ có cấu trúc địa chất rất phức tạp, mỏ khí có hàm lượng CO₂ hoặc H₂S trung bình hoặc cao. Hơn nữa, công tác thăm dò mới chỉ tập trung ở vùng

nước nông đến 200 m với tổng diện tích các lô đã ký hợp đồng chiếm 1/3 diện tích thêm lục địa. Tiềm năng dầu khí chưa phát hiện ở diện tích còn lại khá lớn, đây là cơ hội đồng thời cũng tiềm ẩn nhiều thách thức cho các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong thời gian tới.

Theo dự báo của các chuyên gia kinh tế trong nước và thế giới, giá dầu sẽ tiếp tục tăng và giữ ở mức cao trong những năm tới do nhu cầu về năng lượng và nhiên liệu tăng nhanh. Trước tình hình đó, vấn đề phát triển các mỏ cận biên được đặt ra ngày càng bức xúc và xét về khía cạnh kinh tế-kỹ thuật thì hiện nay có nhiều điều kiện thuận lợi để thực hiện so với bất cứ thời điểm nào trong quá khứ.

2. CÁC GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN MỎ CẬN BIÊN

Mỏ cận biên được hiểu là loại mỏ với trình độ kỹ thuật - công nghệ cùng với những điều kiện kinh tế - thị trường và định chế tài chính trong các hợp đồng ở thời điểm hiện tại không thể phát triển và khai thác chúng một cách hiệu quả.

Tính không kinh tế của mỏ cận biên có thể do một hay nhiều nhóm yếu tố như tự nhiên, công nghệ-thị trường, chính trị-xã hội, pháp lý và điều kiện hợp đồng gây ra. Các yếu tố về chính trị-xã hội và thị trường đều mang tính khách quan thay đổi theo thời gian và phụ thuộc vào mức độ ổn định chính trị, tốc độ phát triển kinh tế và tiến bộ khoa học kỹ thuật của từng thời kỳ và từng nước. Riêng các khó khăn về điều kiện tự nhiên (trữ lượng nhỏ, điều kiện địa chất phức tạp, vỉa sâu, điều kiện phát triển mỏ không thuận lợi, chất lượng sản phẩm thấp) có thể được khắc phục từng phần và từng bước theo đà tiến bộ của khoa học và công nghệ.

2.1. Các nguyên lý chung

Phát triển mỏ cận biên là công việc mang tính rủi ro cao, đòi hỏi sự hợp tác chặt chẽ giữa nhà nước và các công ty dầu khí trên tinh thần cùng chia sẻ rủi ro và lợi nhuận.

Tính kinh tế của một dự án phát triển mỏ, đặc biệt là mỏ cận biên có thể được cải thiện đáng kể nhờ thay đổi định chế tài chính trong các hợp đồng dầu khí, tăng giá dầu khí và áp dụng các công nghệ phù hợp. Điều này không những cho phép tăng tính khả thi về mặt kỹ thuật mà còn giúp giảm thiểu các chi phí trong tất cả các khâu từ thăm lượng, phát triển và quản lý mỏ đến khai thác nhằm tăng hiệu quả kinh tế cho dự án.

Từ các nghiên cứu lý thuyết và kinh nghiệm thực tế phát triển các mỏ cận biên trên thế giới những năm gần đây, có thể rút ra một số nguyên lý chung sau đây:

- Hoạch định những cách thức đáp ứng linh hoạt và phù hợp về mọi khía cạnh liên quan (chính sách, định chế tài chính, kỹ thuật và công nghệ, quản lý mỏ) tạo điều kiện thuận lợi nhất cho việc phát triển mỏ. Nếu có thể, nên hợp nhất phát triển nhóm mỏ cận biên trong cùng dự án.
- Chia sẻ kinh nghiệm, cùng hợp tác phát triển trong thiết kế, xây dựng và quản lý - vận hành mỏ.

Lựa chọn và áp dụng các thiết bị và công nghệ khoan-khai thác thích hợp cho từng điều kiện địa chất-kỹ thuật của mỏ. Tái sử dụng thiết bị cũ, tận dụng cơ sở hạ tầng đã có sẵn để phát triển mỏ là một phương án được ưu tiên xem xét đầu tiên. Bên cạnh đó việc nghiên cứu áp dụng các công nghệ mới có chọn lọc (giếng ngang và giếng đa đáy, giếng thân nhỏ, hoàn thiện giếng thông minh, cải hoán các giàn khoan thành giàn khai thác, kết nối hệ thống đầu giếng ngầm, bơm đa pha và giàn xử lý trung tâm bằng đường ống mềm...) là rất cần thiết và quan trọng.

2.2. Các nhóm giải pháp

2.2.1. Kinh tế và quản lý

Ở nước ta, đa số các hợp đồng dầu khí thuộc loại chia sản phẩm (PSC). Các quy định chủ yếu trong định chế tài chính của dạng hợp đồng này bao gồm thuế tài nguyên, giới hạn thu hồi chi phí, tỷ lệ chia dầu khí lãi, thuế thu nhập, các loại hoa hồng và chi phí đào tạo. Với những định chế tài chính của Luật dầu khí 1993 và giá dầu dưới 15 USD/thùng, giá khí 2,5 USD/triệu Btu trong những năm qua thì nhiều hợp đồng PSC phải kết thúc sớm và các nhà thầu đã phải trả lại các lỗ thăm dò cho nước chủ nhà.

Để thu hút các nhà đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí, trong Luật dầu khí sửa đổi năm 2000 đã có những điều chỉnh linh hoạt các định chế tài chính trong dự án khai thác mỏ cận biên như giảm thuế tài nguyên, giảm thuế thu nhập từ 50% xuống 32%, giới hạn thu hồi chi phí tăng đến 70%... Cùng với giá dầu tăng (giá tính toán

20 USD/thùng), một số phát hiện dầu khí được coi là không thương mại trước đây đã có thể phát triển được với các chỉ tiêu kinh tế cho nhà thầu được cải thiện. Song sự chuyển biến đó đã không đủ sức hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài trong thời gian qua vì giá dầu ở mức thấp và đặc biệt phải cạnh tranh gay gắt với các nước trong khu vực do họ đã có những điều chỉnh linh hoạt hơn về định chế tài chính.

Kinh nghiệm cho thấy trong các dự án có mức rủi ro rất cao như phát triển mỏ cận biên thì mức khuyến khích đầu tư của nước chủ nhà phải đảm bảo cho nhà thầu có tỷ suất lợi nhuận hợp lý. Các yếu tố ảnh hưởng mạnh đến nhà thầu trong các dự án khai thác mỏ cận biên thành công là thuế thu nhập, giới hạn thu hồi chi phí và tỷ lệ chia lãi dầu khí. Như vậy, thuế là phần quan trọng trong tổng chi phí của dự án và vì vậy hệ thống tính thuế và chia sản phẩm lãi theo thang sản lượng cần phải được vận dụng linh hoạt nhằm thỏa mãn các bên tham gia PSC. Ngoài ra, việc giảm thuế nhập khẩu một số thiết bị dầu khí, tăng giá bán gas, tạo thị trường tiêu thụ khí ổn định cũng là những yếu tố hấp dẫn các nhà đầu tư.

Việc các nhà thầu đã trả lại các lô thăm dò với các mỏ cận biên sẽ cho phép Petrovietnam kêu gọi đầu tư vào dự án phát triển và quản lý khai thác nhóm mỏ cận biên thuận lợi hơn. Hơn nữa, giá dầu khí tăng liên tục và giữ ở mức cao cùng với sự áp dụng linh hoạt các định chế tài chính trong PSC sẽ là những yếu tố quyết định góp phần cải thiện tính kinh tế của các dự án phát triển mỏ cận biên trong thời gian tới.

2.2.2. Kỹ thuật – công nghệ

a. Giới thiệu chung

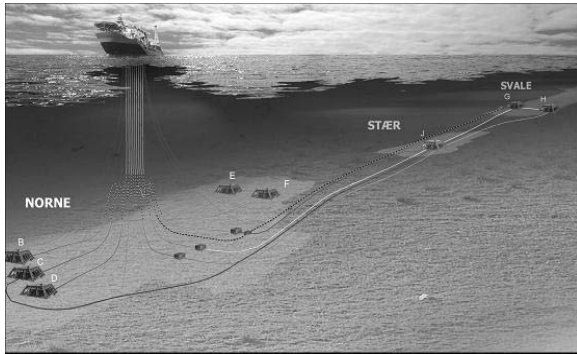
Theo phân bố địa lý, các mỏ cận biên có thể được chia làm 2 nhóm: mỏ đơn lẻ và các nhóm mỏ.

Các mỏ đơn lẻ nằm cách biệt và tương đối xa nhau, với trình độ khoa học-công nghệ hiện nay không thể dùng chung một cơ sở hạ tầng để khai

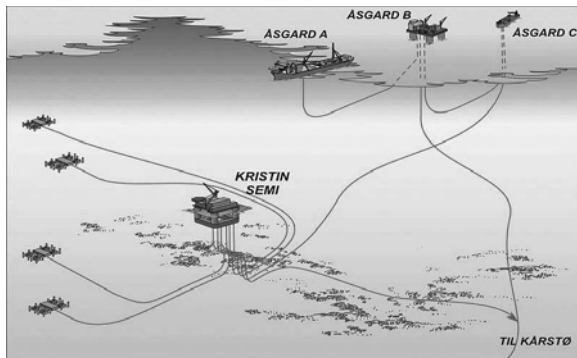
thác chúng được. Đối với nhóm này, người ta chỉ tập trung vào nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật khoan-khai thác thích hợp nhất. Khả năng phát triển các mỏ đơn lẻ phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố, đặc biệt là trữ lượng của từng mỏ, tính hiệu quả của việc áp dụng các công nghệ mới (hình 4).

Nhóm mỏ là các mỏ nằm tập trung theo nhóm, tương đối gần nhau (do một hoặc nhiều công ty dầu khí sở hữu) cho phép sử dụng chung một cơ sở thu gom-xử lý và vận chuyển. Trong nhóm này, nếu mỏ hoặc nhóm mỏ lại nằm tương đối gần với mỏ đang khai thác thì khả năng sử dụng cơ sở hạ tầng đã có để kết nối với hệ thống khai thác và thu gom của mỏ cận biên sẽ làm giảm thiểu chi phí đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng. Thực tế cho thấy chi phí đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng khai thác hoàn chỉnh cho một mỏ (tùy điều kiện cụ thể) chiếm khoảng từ 1/3 đến 1/2 tổng chi phí phát triển mỏ. Vì vậy điều kiện sử dụng chung cơ sở hạ tầng là hết sức thuận lợi để phát triển mỏ và hiệu quả kinh tế phụ thuộc chủ yếu vào trữ lượng mỏ và việc sử dụng chung cơ sở hạ tầng với mỏ đang khai thác (hình 5). Ngược lại, nếu mỏ hoặc nhóm mỏ không nằm gần mỏ đang khai thác, cần tiến hành nghiên cứu lựa chọn một số mỏ triển vọng trong nhóm đáp ứng tốt nhất các điều kiện kỹ thuật và kinh tế để phát triển trước, sau đó tập trung nghiên cứu các giải pháp khoan-khai thác cho từng mỏ. Khả năng phát triển nhóm mỏ cận biên này phụ thuộc chủ yếu vào tổ hợp các yếu tố về trữ lượng, các điều kiện địa chất-kỹ thuật khác của từng mỏ, đặc biệt là khoảng cách từ mỏ chính đến các mỏ khác trong nhóm (hình 6).

Lựa chọn các công nghệ truyền thống thích hợp, ứng dụng những công nghệ mới sẽ làm giảm chi phí đầu tư và chi phí vận hành, cuối cùng cải thiện tính kinh tế của dự án. Trong vấn đề này, chính phủ đóng vai trò định hướng, phối hợp và là chất xúc tác cho việc ứng dụng công nghệ mới thông qua những ưu đãi về tài chính.



Hình 4: Một giải pháp phát triển mỏ đơn lẻ [5]



Hình 5: Giải pháp kết nối vào cơ sở hạ tầng [5]



Hình 6: Giải pháp phát triển mỏ tích hợp [5]

b. Phân tích các giải pháp

Các tài liệu lý thuyết cũng như kinh nghiệm thực tế phát triển các mỏ cận biên trên toàn thế giới trong nhiều năm qua cho thấy mức độ đa dạng và phức tạp khi áp dụng các công nghệ và kỹ thuật khoan-khai thác vào từng điều kiện mỏ cụ thể. Những công nghệ và kỹ thuật này có thể được chia làm 2 nhóm chính:

- Cải hoán các thiết bị truyền thống cho phù hợp với điều kiện kinh tế-kỹ thuật đặc thù của mỏ cận biên.
- Thiết kế, chế tạo mới thiết bị và tạo ra các công nghệ mới.

Thực tế cho thấy việc áp dụng các thiết bị và công nghệ cải tiến đã thành công ở nhiều nơi trên thế giới như các mỏ phía bắc Mêxicô, mỏ Bunga Kekwa (Malay-Thổ Chu), mỏ Captain (biển Bắc), mỏ Yibal (Oman) và nhiều mỏ khác ở Malaysia, Indonesia, Thái Lan, Trung Quốc, Úc và ở Bắc Mỹ. Các thiết bị cải hoán bao gồm giàn khoan, tàu chứa dầu và hệ thống thu gom-

xử lý... Sau đây sẽ trình bày sơ lược một số ứng dụng đặc thù [3, 7] nhưng đã thành công trong các dự án mỏ cận biên trên thế giới.

Quản lý mỏ

Tận dụng các thông tin và dữ liệu có được trong giai đoạn thăm dò, dựa trên những đánh giá lại về địa chất và đặc tính khai thác nhờ ứng dụng công nghệ đánh giá thành hệ và thử giếng, sử dụng công cụ mô hình hóa và mô phỏng via để giảm thiểu các yếu tố không chắc chắn trong giai đoạn thăm lượng mỏ, thiết kế khai thác và khai thác (hình 7).



Hình 7: Mô hình quản lý tích hợp [4, 5]

Mô hình hóa và mô phỏng vỉa cho phép phân tích vỉa chi tiết, từ đó cho phép dự đoán chính xác hơn giúp việc thiết kế khoan-khai thác tối ưu (loại giếng khoan, vị trí giếng, phương pháp hoàn thiện giếng, xác định áp suất từ bỏ hay trữ lượng khai thác thương mại...), nghiên cứu khả năng sử dụng phương pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa và nâng cơ học.

Việc kiểm soát chi phí phát triển mỏ cận biên một phần cũng nhờ sự hỗ trợ các thông tin kỹ thuật có giá trị cho các công ty điều hành.

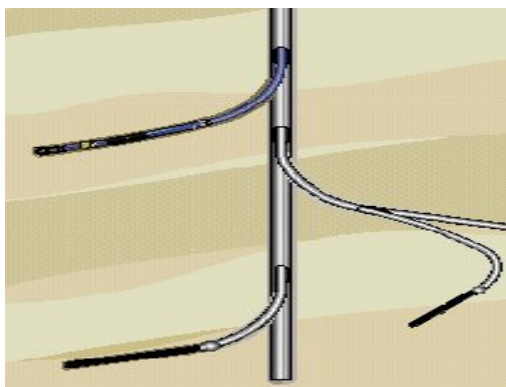
Tập hợp và phân tích dữ liệu về các hoạt động khai thác có thể thực hiện từ xa với thời gian thực là xu hướng được đẩy mạnh trong hoạt động quản lý khai thác những năm gần đây.

Công nghệ khoan và hoàn thiện giếng

Việc ứng dụng các phương pháp mới trong thu thập và xử lý tài liệu địa chấn và địa chất cho phép nâng cao độ tin cậy của thông tin và cải thiện hình ảnh dưới bề mặt. Điều này cho phép bố trí các giếng khoan thăm lượng hoặc khai thác chính xác.

Phân tích tài liệu cho thấy hiệu quả kinh tế của một dự án phát triển mỏ được cải thiện đáng kể khi ứng dụng các công nghệ khoan và hoàn thiện giếng tiên tiến sau:

- Kỹ thuật khoan giếng đa nhánh hoặc giếng có tầm với lớn có thể cho phép tiếp cận đến các vỉa hoặc các tích tụ dầu khí ở xa (hình 8).



Hình 8: Khoan và hoàn thiện giếng đa nhánh [4]

- Giếng ngang tăng hiệu suất và lưu lượng khai thác, giảm thời gian khai thác và tăng hệ số thu hồi dầu nhờ tạo được mối liên hệ thủy lực tốt với vỉa, giảm hiện tượng tạo phễu nước và sinh cát. Nhiều mỏ phát triển với giếng khoan ngang thành công ngoài mong đợi (hình 9).

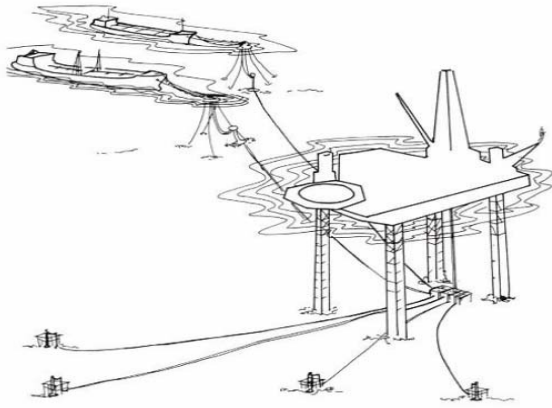


Hình 9: Khoan và hoàn thiện giếng ngang [4, 5]

- Công nghệ khoan giếng thân nhỏ đã làm giảm đáng kể chi phí khoan và hoàn thiện giếng (25-75%), thời gian khoan và hoàn thiện giếng (25-50%) đã mở ra một triển vọng đầy hứa hẹn cho việc phát triển mỏ cận biên. Công ty Unocal Thái Lan đã giảm chi phí và thời gian trung bình cho một giếng khoan từ hơn 5 triệu USD và gần 70 ngày (năm 1980) còn dưới 1 triệu USD và 7 ngày tại vịnh Thái Lan ở thời điểm hiện tại.

Thiết bị khoan-khai thác

Hai loại thiết bị điển hình: thiết bị khoan-khai thác truyền thống được cải hoán và các thiết bị chuyên dụng cho mỏ cận biên (hình 10).



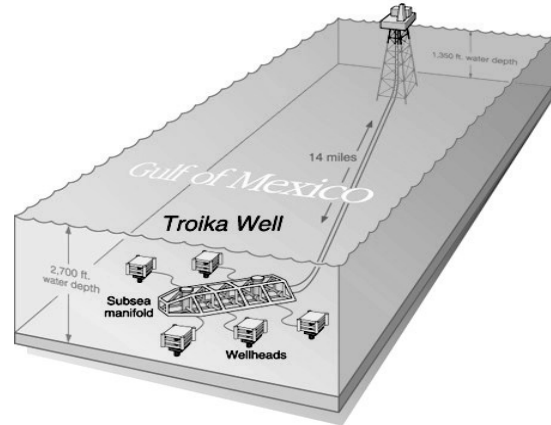
Hình 10: Hệ thống thiết bị khoan-khai thác điển hình dùng cho mỏ cận biên [5, 6]

- Kinh nghiệm thực tế cho thấy giàn khoan tự nâng có thể cải hoán để khoan và khai thác (TPG500...) như một giàn cố định là một giải pháp giảm chi phí khoan và khai thác ở vùng nước dưới 150 m, song cũng đáp ứng được những yêu cầu và quy định an toàn mới nhất.
- Riêng giàn khai thác cho mỏ cận biên có thể được mua mới hoàn toàn hoặc thuê, tuy nhiên phương án thường được chọn là cải hoán từ các thiết bị chuyên dụng khác như giàn khoan tự nâng hoặc tàu chứa dầu (TSG và TST) vì việc chuyển đổi này sẽ đem lại lợi ích lớn hơn so với chi phí bỏ ra để mua một giàn khai thác hoàn toàn mới. Một số thiết bị chuyên dụng cho mỏ cận biên cũng được cải tiến và phát triển trong những năm gần đây như: giàn khai thác bán tiềm thủy, giàn có chân đế kéo căng (TLP), hệ thống khai thác nổi – cất chứa – rót dầu (FPSO), hệ thống SPAR, công nghệ đầu giếng ngầm, ống mềm, bơm đa pha ... đã làm giảm chi phí phát triển mỏ, nâng cao tính kinh tế các mỏ cận biên. Ngoài ra, trong số trường hợp có thể sử dụng giàn khai thác không người để giảm tối đa chi phí vận hành.

Công nghệ khai thác

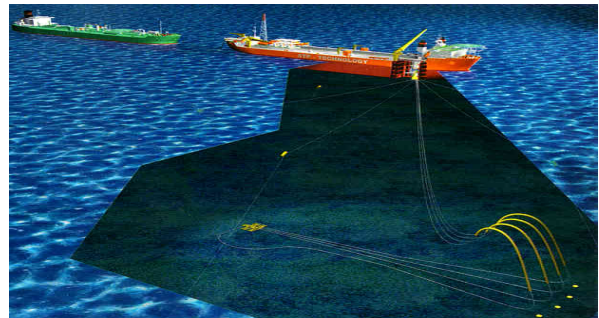
Nét đặc trưng cho các mỏ cận biên là thời gian khai thác tương đối ngắn. Việc kết hợp hệ

thống đầu giếng ngầm, ống mềm, bơm đa pha, giàn xử lý trung tâm (cố định hoặc nổi) mang lại nhiều ưu điểm vượt trội trong khai thác ở biển sâu (hình 11).



Hình 11: Hệ thống khai thác ở vùng biển sâu [4]

Sử dụng thiết bị khai thác nổi với đầu giếng ngầm cho phép khai thác thử nghiệm và khai thác sớm.



Hình 12: Thiết bị khai thác FPSO [4, 5]

Nhiều mỏ được phát triển hiệu quả với sự tích hợp các hệ thống khai thác/bơm ép bằng đầu giếng ngầm nổi với giàn khai thác chính. Có mỏ cần đến phương pháp khai thác nhân tạo ngay từ đầu. Vì vậy cần phối hợp giữa bơm điện chìm và bơm đa pha.

Thu gom, xử lý và vận chuyển

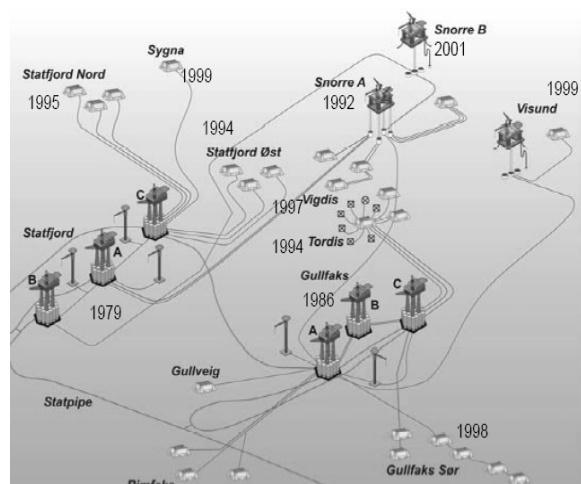
Phương pháp hiệu quả nhất là sử dụng cơ sở hạ tầng hiện có tại mỏ đang khai thác để phát triển vệ tinh là mỏ cận biên. Công nghệ mới đã làm tăng tính kinh tế trong việc phát triển mỏ cận biên vệ tinh nếu những mỏ này nằm gần cơ sở hạ tầng đã có sẵn. Trong công tác khai thác

dầu khí xa bờ thì điều này trở thành một phương pháp rất thành công trong việc thúc đẩy khai thác và tăng lợi nhuận cũng như kéo dài tuổi của cơ sở hạ tầng rất tốn kém đã có sẵn. Việc hợp tác giữa các nhà điều hành cùng phát triển mỏ cận biên thông qua việc chia sẻ thiết bị khai thác và vận chuyển là một yếu tố rất quan trọng (hình 13, 14).

Kết hợp khai thác một cụm các mỏ cận biên nhờ một cơ sở hạ tầng duy nhất, tức là tích hợp các giải pháp khai thác và quản lý vỉa, khả năng kết hợp khai thác nhiều mỏ cận biên với cùng một hệ thống thu gom và xử lý để hạ giá thành sản phẩm.

Đầu giếng ngầm

Trong công tác khoan – khai thác dầu khí xa bờ, vùng nước sâu thì đầu giếng ngầm là một thiết bị không thể thiếu. Với những tiến bộ gần đây về mặt công nghệ, đầu giếng ngầm cho phép thực hiện thuận lợi các thao tác khoan, khai thác, bơm ép, xử lý ngay dưới đáy biển, nhờ vậy làm giảm chi phí và tăng hệ số thu hồi dầu. Ngoài ra, đầu giếng ngầm kết hợp với bơm đa pha và ống mềm tạo thành một mô hình khai thác có tính kinh tế cao trong phát triển các mỏ cận biên (hình 13, 14).



Hình 13: Mô hình thu gom- xử lý và vận chuyển trên cơ sở hạ tầng sẵn có [5]

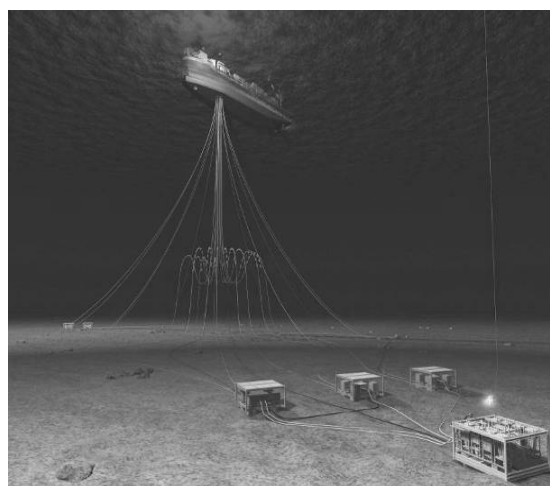
Bơm đa pha

Bơm đa pha dùng để vận chuyển dầu thô từ đầu giếng về giàn xử lý trung tâm thông qua hệ thống đường ống khai thác đa pha. Đây là giải pháp kinh tế phát triển mỏ ở vùng nước sâu, xa bờ nhờ chi phí đầu tư ở mức hợp lý, khả năng cơ động cao, chi phí vận hành thấp, giảm áp suất ngược lên các thành hệ khai thác. Bên cạnh đó bơm đa pha còn có khả năng ghép nối tiếp cũng như ghép song song, giúp tăng đáng kể áp suất và lưu lượng bơm (hình 10).

Ống mềm

Ống mềm cao áp (đến 10.000 psi) có đường kính và độ dài ngày càng lớn đã trở thành phương tiện vận chuyển dầu cao áp từ đầu giếng ngầm đến giàn xử lý trung tâm hoặc tàu chứa cách xa hàng chục km một cách hữu hiệu (hình 13, 14).

Ống mềm thích hợp cho những vùng mỏ có điều kiện thời tiết không ổn định, chịu nhiều tác động của ngoại lực và thích hợp với dòng lưu chất đa pha có độ ăn mòn cao và nhiều tạp chất.



Hình 14: Khai thác với hệ thống đầu giếng ngầm, bơm đa pha, đường ống mềm và giàn xử lý trung tâm [4]

3. KẾT LUẬN

Việc phát triển các mỏ cận biên hiện nay là vấn đề rất bức xúc không chỉ ở Việt Nam mà trên phạm vi toàn thế giới. Đây là công việc rất khó lại rủi ro cao và vì vậy đòi hỏi sự hợp tác toàn diện, cùng có lợi giữa nước chủ nhà và các nhà thầu. Tuy theo điều kiện kinh tế-kỹ thuật cụ thể của mỏ mà chính phủ có chính sách khuyến khích đầu tư linh hoạt. Ngoài ra, việc lựa chọn các thiết bị và công nghệ phù hợp sẽ giúp cải thiện tính kinh tế của các dự án phát triển mỏ cận biên. Trong đa số các trường hợp, việc xây dựng cơ sở hạ tầng mới riêng cho mỏ cận biên là ít khả thi so với việc chia sẻ cơ sở hạ tầng, tận dụng công suất vận chuyển và xử lý của mỏ đang khai thác. Việc phát triển các dự án mỏ cận biên ở Việt Nam đang đứng trước những cơ hội và thách thức sau đây.

3.1. Cơ hội

- Việt nam có nguồn mỏ cận biên dồi dào và chúng ta đang rất cần nguồn nguyên liệu và nhiên liệu để phát triển kinh tế đất nước
- Nhà nước có chính sách khuyến khích đầu tư vào các dự án phát triển các mỏ cận biên
- Giá dầu thô tăng nhảy vọt và giữ ở mức cao trong tương lai nên kích thích các nhà đầu tư nước ngoài tham gia vào các dự án này
- Trình độ khoa học-công nghệ thế giới phát triển nhanh đủ sức giải quyết những khó khăn chủ yếu trong quá trình phát triển mỏ cận biên.

3.2. Thách thức

- Vấn đề tài chính luôn là thách thức lớn nhất đối với việc đầu tư phát triển các dự án dầu khí, đặc biệt là các mỏ cận biên ở Việt Nam.
- Nước ta phải cạnh tranh gay gắt với các nước trong khu vực về kêu gọi vốn đầu tư nước ngoài, vì tất cả các nước đều cần vốn và công nghệ hiện đại.

- Điều kiện địa chất mỏ tương đối phức tạp, sâu, xa bờ, các mỏ đang khai thác còn rất ít nên khó kết nối.
- Kinh nghiệm quản lý và trình độ khoa học – công nghệ của Việt Nam trong lĩnh vực phát triển mỏ cận biên ở những điều kiện xa bờ, vùng nước sâu, điều kiện địa chất phức tạp còn rất hạn chế.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trần Đức Chính, Nguyễn Văn Đắc, Trịnh Xuân Cường. Kết quả hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí của Tổng công ty dầu khí Việt Nam: Cơ hội và thách thức. Tuyển tập báo cáo HNKH-CN 30 năm dầu khí Việt Nam: Cơ hội và thách thức, Quyển 1, NXB Khoa học và Kỹ thuật (2005), pp. 27-51
2. Nguyễn Văn Đắc, Phan Giang Long, Hoàng Thế Dũng. Tổng quan về tài nguyên dầu khí của Việt Nam. Tuyển tập báo cáo HNKH-CN 30 năm dầu khí Việt Nam: Cơ hội và thách thức, Quyển 1, NXB Khoa học và Kỹ thuật (2005), pp. 124-140.
3. Lê Phước Hảo và nnk. Nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật, công nghệ và quản lý để phát triển hiệu quả các mỏ cận biên ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Báo cáo giữa kỳ đề tài NCKH cấp ĐHQG (đang thực hiện).
4. The Petroleum Policy and Management (PPM), Official Website. Site supported by the Norwegian Agency for Development (NORAD).
5. DEMO 2000, Project Related Technology Development in the Petroleum Sector, Official Website. Site supported by the The Norwegian Petroleum Directorate.
6. Frontiers of Technology, Journal of Petroleum Technology (JPT). Official Website. Site supported by the the SPE Foundation.
7. SPE E-Library.