

TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA HÀ NỘI
VIỆN KINH TẾ VÀ QUẢN LÝ



BÀI TIỂU LUẬN
HỌC PHẦN: KINH TẾ DẦU KHÍ

**ĐỀ TÀI: CHÍNH SÁCH CỦA CÁC QUỐC GIA TRONG PHÁT TRIỂN CÁC MỎ
DẦU KHÍ CẬN BIÊN VÀ MỘT SỐ ĐỊNH HƯỚNG, GIẢI PHÁP CHO VIỆT NAM**

Giảng viên hướng dẫn: TS. Phạm Cảnh Huy

Nhóm sinh viên thực hiện: 04

Họ và tên	MSSV	Lớp
Vũ Bảo Châu	20192272	Kinh tế công nghiệp K64
Vũ Minh Châu	20192273	Kinh tế công nghiệp K64
Lê Thị Lan	20192281	Kinh tế công nghiệp K64
Đàm Thị Thu Trang	20192308	Kinh tế công nghiệp K64
Thân Thị Kim Yến	20192312	Kinh tế công nghiệp K64

HÀ NỘI

MỤC LỤC

LỜI MỞ ĐẦU.....	4
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN.....	5
1.1. Khái niệm và đặc điểm của mỏ dầu khí cận biên.....	5
1.1.1. Khái niệm về mỏ dầu khí cận biên.....	5
1.1.2. Đặc điểm của mỏ dầu khí cận biên.....	6
1.2. Đặc điểm khai thác và nguyên lý chung về phát triển mỏ dầu khí cận biên.....	7
1.2.1. Đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	7
1.2.2. Các nguyên lý chung về phát triển mỏ dầu khí cận biên.....	9
1.3. Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	11
1.3.1. Hiệu quả và hiệu quả kinh tế.....	11
1.3.2. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	12
1.3.3. Phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	15
1.3.4. Các nhân tố ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	20
CHƯƠNG 2: CHÍNH SÁCH CỦA CÁC QUỐC GIA TRONG PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN.....	24
2.1. Chính sách Trung Quốc.....	24
2.2. Chính sách Indonesia.....	25
2.3. Chính sách Nigeria.....	26
2.4. Kinh nghiệm cho Việt Nam.....	27
CHƯƠNG 3: THỰC TRẠNG HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM.....	29
3.1. Khái quát về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	29
3.1.1. Cơ chế chính sách của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí cận biên ở Việt Nam.....	29
3.1.2. Tình hình khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	37
3.2. Phân tích hiệu quả kinh tế khai thác một số mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	47
CHƯƠNG 4: ĐỊNH HƯỚNG, GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN CHO VIỆT NAM.....	52
4.1. Định hướng quốc gia về phát triển khai thác mỏ dầu khí nói chung và mỏ dầu khí cận biên nói riêng tại Việt Nam trong thời gian tới.....	52
4.1.1. Định hướng của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí.....	52
4.1.2. Định hướng khai thác các mỏ dầu khí cận biên.....	55

4.2. Một số giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	58
.	
4.2.1. Đẩy mạnh hợp tác quốc tế cho phép giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông	58
4.2.2. Đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên	61
4.2.3. Cải thiện thị trường đầu ra cho các sản phẩm dầu khí được khai thác từ các mỏ dầu khí cận biên	62
4.2.4. Hạn chế rủi ro trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	64
4.3. Một số kiến nghị nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	67
.	
4.3.1. Đối với Nhà nước và các cơ quan chức năng	67
4.3.2. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	71
KẾT LUẬN	73
TÀI LIỆU THAM KHẢO	74

LỜI MỞ ĐẦU

Dầu khí là một ngành kinh tế mũi nhọn của đất nước và trong nhiều năm qua đã nhận được sự quan tâm to lớn của Đảng và Nhà nước. Tổng sản lượng khai thác đã đạt trên 100 triệu tấn, đứng thứ ba ở khu vực Đông Nam Á về khai thác dầu thô.

Trong nhiều năm qua, hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được đẩy mạnh với nhiều phát hiện dầu khí được xác định và đưa vào phát triển khai thác, có đóng góp quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước với tổng sản lượng khai thác đạt trên 455 triệu tấn dầu quy đổi. Tuy nhiên bên cạnh các mỏ có trữ lượng dầu khí lớn đã đưa vào phát triển khai thác và đang khai thác ở giai đoạn sau của thời kỳ cực đại. Hiện tại, Việt Nam còn nhiều mỏ cận biên chưa được phát triển khai thác do cơ chế, chính sách hiện nay chưa khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển khai thác các mỏ cận biên.

Để đảm bảo sản lượng dầu khí trong nước cần phải có cơ chế ưu đãi để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển các mỏ cận biên tại Việt Nam, góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, việc đảm bảo hiệu quả kinh tế của nhà thầu trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh chính trị quốc gia, đặc biệt là an ninh biển đảo, đảm bảo công ăn việc làm, đảm bảo phát triển các ngành dịch vụ liên quan đang được đặt ra hết sức cấp bách.

Xuất phát từ tầm quan trọng đó, nhóm chúng em đã chọn đề tài nghiên cứu: “Chính sách của các quốc gia trong phát triển các mỏ dầu khí cận biên và một số định hướng, giải pháp cho Việt Nam” để hiểu rõ hơn về thực tiễn về hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên, từ đó đề xuất các giải pháp phù hợp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế cho khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN

1.1. Khái niệm và đặc điểm của mỏ dầu khí cận biên

1.1.1. Khái niệm về mỏ dầu khí cận biên

Cho tới nay, một số khá lớn các mỏ dầu, khí đã được phát hiện nhưng được xem là không kinh tế để đầu tư phát triển một cách bình thường. Các mỏ như vậy được gọi chung là các “mỏ cận biên”. Khi nói mỏ cận biên (Marginal Field) có nghĩa là tính kinh tế của việc phát triển mỏ đó là khó có thể nhận biết ngay được, có thể do trữ lượng của mỏ không thuận lợi, v.v... Nói cách khác, khái niệm mỏ cận biên không chỉ phụ thuộc vào kích thước của mỏ mà chủ yếu phụ thuộc vào tính lợi nhuận hạn chế của loại mỏ này.

Khi đã xét hết các điều kiện: địa chất, địa lý, đầu tư, kỹ thuật công nghệ, cơ sở hạ tầng, thị trường và các điều khoản, điều kiện hợp đồng dầu khí đã ký v.v..., mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí không kinh tế để đầu tư phát triển khai thác một cách bình thường (hiệu quả kinh tế rất thấp đối với nhà đầu tư, giá trị hiệu quả đạt được không như kỳ vọng của Nhà đầu tư). Nhà đầu tư sẽ không phát triển các mỏ này nếu không có cơ chế ưu đãi, điều chỉnh các chính sách về Thuế, điều khoản hợp đồng nhằm bảo đảm các Bên cùng có lợi giữa Nhà nước và Nhà đầu tư.

Ở các vùng nước nông tại khu vực biển Vịnh Mexico, mỏ cận biên được định nghĩa là mỏ có trữ lượng thu hồi được từ 3 đến 8 triệu thùng (0,46 - 1,2 triệu tấn) và tính kinh tế của việc phát triển mỏ là chưa rõ ràng. Còn ở Canada, mỏ cận biên là những mỏ có trữ lượng thu hồi được vào khoảng từ 4 đến 12 triệu thùng với tỷ suất thu hồi (ROR) từ 12- 15%. Chỉ số này tuy có thể gọi là định nghĩa, song vẫn còn tranh cãi về căn cứ đánh giá một mỏ dầu khí thế nào là cận biên một cách cụ thể nhất.

Indonesia, Ecuador và các nước Bắc Mỹ định nghĩa mỏ cận biên dựa trên tính kinh tế, sản lượng khai thác của mỏ. Theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC) của Indonesia, mỏ cận biên là mỏ đầu tiên trong phạm vi diện tích hợp đồng được đề nghị phát triển bởi nhà thầu và được chấp thuận bởi Pertamina, sản lượng khai thác bình quân của dự án trong 2 năm đầu tiên (24 tháng) không vượt quá 10 nghìn thùng/ngày. Để nhận được các khuyến khích dành cho mỏ cận biên, mỏ phải đáp ứng các tiêu chuẩn sau: Nằm trong phạm vi lô đang khai thác; sản phẩm chính là dầu; toàn bộ chi phí thăm dò của mỏ đã được thu hồi hết (không còn chi phí sunk cost); nếu tính toán hiệu quả kinh tế của mỏ dựa vào các điều khoản PSC hiện tại và các gói khuyến khích khác phù hợp với luật và quy định, tỷ suất hoàn vốn nội tại ($IRR \leq 15\%$).

Ở Ecuador, các mỏ cận biên là các mỏ có tính kinh tế kém hoặc những mỏ được ưu tiên hoạt động và tổng sản lượng khai thác của các mỏ này thấp hơn 1% tổng sản lượng quốc gia.

Bắc Mỹ đưa ra định nghĩa giếng cận biên dựa vào sản lượng khai thác hàng ngày. Một giếng dầu được coi là giếng cận biên khi sản lượng khai thác không quá 10 thùng/ngày và một giếng khí thiên nhiên được coi là giếng cận biên nếu sản lượng khai thác ít hơn 50 triệu feet khối/ngày.

Malaysia, Hà Lan và Vương quốc Anh định nghĩa mỏ cận biên dựa trên trữ lượng của mỏ. Khoản 3 Luật Thuế thu nhập Dầu khí năm 2013 của Malaysia định nghĩa về mỏ cận biên như sau: Chính phủ có thể xác định mỏ cận biên là mỏ nằm trong diện tích hợp đồng dầu khí, có trữ lượng tiềm năng dầu thô không vượt quá 30 triệu thùng dầu dự trữ hoặc trữ lượng khí không vượt quá 500 tỷ feet khối tiêu chuẩn.

Ở Hà Lan, một mỏ khí được coi là cận biên nếu có trữ lượng thấp hơn 4.000 triệu m³ khí. Tại Vương quốc Anh, mỏ được coi là cận biên nếu có trữ lượng tối đa là 20 triệu thùng dầu.

Như vậy, mỗi nước trên thế giới đều có cách nhìn và định nghĩa khác nhau về mỏ cận biên, song đều dựa trên các yếu tố như: trữ lượng, sản lượng, điều kiện khai thác, điều kiện cơ sở hạ tầng, giá dầu/khí, hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư nếu phát triển khai thác mỏ... Trong đó, yếu tố phổ biến nhất là tính kinh tế của việc phát triển khai thác mỏ (yếu tố được tính đến nhiều hơn là kỹ thuật).

Khái niệm mỏ cận biên tại Việt Nam:

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, tuy nhiên có thể đưa vào khai thác hiệu quả khi một trong các điều kiện trên được cải thiện.

1.1.2. Đặc điểm của mỏ dầu khí cận biên

- Mỏ dầu khí cận biên có quy mô nhỏ, trữ lượng thường không lớn, trữ lượng thu hồi thấp, điều kiện phát triển mỏ khó khăn.
- Mỏ dầu khí cận biên thường nằm ở vùng nước sâu, xa bờ, việc tổ chức khai thác, thu gom khá phức tạp, chi phí cao.

- Nếu phát triển khai thác trong điều kiện kinh tế, tài chính, kỹ thuật hiện tại thì nhà đầu tư chỉ đạt mức cận ngưỡng hòa vốn. Tuy nhiên, mỏ dầu khí cận biên có thể sẽ mang lại hiệu quả kinh tế nếu thay đổi một số điều kiện về kinh tế, tài chính hoặc áp dụng các công nghệ, kỹ thuật tiên tiến, tối ưu hơn về chi phí để phát triển.

1.2. Đặc điểm khai thác và nguyên lý chung về phát triển mỏ dầu khí cận biên

1.2.1. Đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên

Do những đặc tính riêng của mỏ cận biên như trữ lượng thường không lớn, nằm ở vùng nước sâu, xa bờ... nên kỹ thuật khai thác loại mỏ này nhất thiết phải đáp ứng được các yêu cầu nhằm giảm tới mức tối đa chi phí xây dựng, lắp đặt, vận hành và thu dọn mỏ. Với loại mỏ này, nhiều cải tiến, thiết kế phù hợp đã được thực hiện trên cơ sở các kỹ thuật hiện có. Trong hai thập kỷ vừa qua, nhiều giải pháp công nghệ đã, đang được thử nghiệm và ứng dụng với nhiều tiến bộ lớn.

Khai thác bằng các đầu giếng ngầm nối với cơ sở có sẵn: Kiểu này dùng cho một hoặc hai giếng vệ tinh để khai thác một cấu tạo/mỏ riêng biệt nằm ngoài vùng khoan của giếng chính. Hệ thống này áp dụng để tiếp cận các vỉa sản phẩm nhỏ ở khu vực nước sâu, còn việc sử lý đã được thực hiện ở cơ sở đã có sẵn.

Giàn cấu trúc nhẹ: Hệ thống này thường bao gồm các thiết bị nhỏ, tối thiểu để phục vụ cho khoan từ một đến sáu giếng. Các giếng này sẽ được khoan bằng giàn khoan tự nâng hoặc được khoan sẵn bằng hệ thống khoan nổi qua một template đặt trên đáy biển rồi sau đó được nối trở lại với giàn khi lắp đặt. Kiểu này được sử dụng phổ biến ở Vịnh Mexico.

Giàn khai thác tự nâng: Các loại giàn khoan tự nâng được dùng như các giàn khai thác tạm thời cho các mỏ nhỏ. Vì không có nơi trữ sản phẩm, cho nên cần phải có tàu chứa gần đó. Tuy nhiên, việc sử dụng các giàn tự nâng cho mục đích khai thác bây giờ trở lên ít thông dụng hơn vì sự xuất hiện của các giàn cấu trúc nhẹ có chi phí thấp.

Khai thác bằng đầu giếng ngầm sử dụng hệ thống nửa chìm: Việc sử dụng các hệ thống khai thác nửa chìm cho các mỏ cận biên đã và vẫn được thử nghiệm trong 15 năm vừa qua. Số lượng giếng cho loại hệ thống này chỉ có khả năng chứa được một lượng sản phẩm hạn chế cho nên sản phẩm cần được chuyển qua ống dẫn hoặc chứa vào hệ thống chứa khác (tàu chứa) gần đó.

Khai thác bằng các đầu giếng ngầm nối với tàu chứa: Các tàu (thường là tàu cải tạo) được sử dụng một cách rộng rãi trong phát triển mỏ cận biên do nó có khả năng trữ sản phẩm lỏng. Sản phẩm sẽ được định kỳ xuất nhờ các tàu chở dầu con thoi. Loại hệ thống

này hấp dẫn đối với mỏ nhỏ vì khả năng tái sử dụng và có thể được điều chỉnh để áp dụng cho các điều kiện môi trường khác nhau.

Hệ thống công nghệ thiết bị áp dụng trong khai thác mỏ cận biên được sắp xếp như sau:

Giàn thông thường: là các giàn bê tông hoặc giàn thép cố định (Field Platform, Well Head Platform) thông thường được sử dụng ở mức nước sâu từ 100 - 200m. Kết cấu bê tông, có khả năng cạnh tranh với kết cấu thép cố định, được sử dụng nhiều ở khu vực Biển Bắc với độ sâu không quá 300m.

Giàn tự nâng giàn nhẹ: Là loại giàn với cấu trúc nhỏ, gọn nhẹ hơn so với các giàn cố định. Chúng thường được sử dụng ở độ sâu <100m, trên 100m người ta sử dụng loại nửa chìm. Hiện nay, trên thế giới khoảng 400 giàn tự nâng, 30% trong đó hoạt động ở vùng vịnh Mêxicô (Mỹ) với độ sâu phần lớn vào khoảng 40 - 50m. Ngoài ra, chúng còn được sử dụng nhiều ở khu vực Bắc Mỹ và có xu hướng mở rộng ra cho nhiều khu vực địa lý khác nhau trên thế giới.

Các phương tiện nổi: phổ biến ở khu vực nước sâu, loại này có hệ thống kho nổi khai thác, xử lý, chứa và xuất dầu không bến (FPSO), hệ thống kho nổi chứa và xuất dầu không bến (FSO), giàn nổi neo đứng (TLP-Tension Leg Platform), loại nửa chìm - là loại giàn khai thác nổi có neo xiên. Giàn bê tông nửa chìm, mẫu thiết kế của Doris để khai thác các mỏ cận biên có mức nước sâu tới 450m. Với mức nước sâu hơn, các giàn nổi neo đứng là các giải pháp thay thế. Giàn TLP có thể làm việc ở độ sâu nước rất sâu. Giàn TLP Auger ở mỏ Garden Bank đạt tới độ sâu 872m, giàn Mars TLP ở mỏ Mississippi Canyon- 894m, sau đó là giàn TLP Ram - Powell ở Viosca Knol 1 - 981m. Hiện nay các giàn nước sâu có thể đạt trên 2000m đến trên 3000m.

Có thể tạm phân loại việc sử dụng các loại giàn theo độ sâu mực nước như sau:

- Giàn cố định thông thường: tới 100 - 200m
- Giàn tự nâng: dưới 100m
- Tháp mềm: 350 - 900m
- Tổ hợp khai thác/xử lý FPSO và hệ thống nửa chìm: 200 - 2100m
- Giàn neo đứng TLP: 300 - 2500m
- Tổ hợp đầu giếng ngầm: 2500m

- Giàn Spar: 400 - 3000m

Ngoài ra, việc quyết định khai thác mỏ dầu khí cận biên và việc lựa chọn công nghệ sẽ áp dụng còn chịu ảnh hưởng đáng kể của cơ sở hạ tầng sẵn có. Việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam không hấp dẫn lắm đối với các nhà đầu tư nước ngoài một phần bởi cơ sở hạ tầng còn rất ít ỏi so với các khu vực khác trên thế giới như ở Biển Bắc, vịnh Mexico hoặc ngoài khơi Indonesia, Malaysia. Các nhà thầu có thể sử dụng giàn nhẹ để khai thác và sản phẩm được đưa vào hệ thống đường ống, ống dẫn và xử lý tại các giàn đã có rải rác trong vùng. Rõ ràng việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có sẽ giảm chi phí đầu tư phát triển mỏ một cách đáng kể. Một cấu trúc khai thác 2 giếng cho một trữ lượng khoảng 5 - 20 triệu thùng ở Vịnh Mexico có thể là hoàn toàn kinh tế nhưng ở Tây Phi hoặc nhiều nơi khác trên thế giới thì có thể ngược lại. Nhưng hệ thống cơ sở hạ tầng có sẵn ở Vịnh Mexico đã giảm chi phí phát triển và do đó kích lệ việc khai thác, phát triển nhiều mỏ cận biên trong khu vực này. Cũng như vậy, hệ thống đường dẫn ống khí dày đặc ở Biển Bắc và Bắc Mỹ khiến cho việc khai thác các mỏ khí cận biên ở những nơi này là kinh tế, trong khi các tích tụ khí tương tự sẽ bị bỏ qua như tại Việt Nam hoặc nhiều nơi khác trên thế giới.

Hiện nay, giàn có cấu trúc tối thiểu được nhắc đến rất nhiều. Việc sử dụng nó được coi là một trong những giải pháp có nhiều triển vọng cho việc phát triển mỏ cận biên. Đối với loại mỏ này, các loại giàn cổ điển thông thường hoặc cố định trở nên không thích hợp do sự công kênh của cấu trúc, thời gian cũng như việc chi phí cho lắp đặt, xây dựng chúng lớn. Ưu thế hơn hẳn của loại giàn tối thiểu đó là sự gọn nhẹ, chi phí lắp đặt, xây dựng và giải phóng giàn giảm một cách đáng kể, thời gian cho tới khi đưa mỏ vào khai thác được rút ngắn.

Qua thử nghiệm, loại giàn này chịu được những điều kiện thời tiết khắc nghiệt của vùng Biển Đông. Hàng trăm giàn tối thiểu đó là sự gọn nhẹ, chi phí lắp đặt, xây dựng và giải phóng giàn giảm một cách đáng kể, thời gian đưa mỏ vào khai thác được rút ngắn. Chính vì vậy, trong thời gian tới việc ứng dụng loại giàn này có triển vọng cao.

1.2.2. Các nguyên lý chung về phát triển mỏ dầu khí cận biên

Trong những năm gần đây, các mỏ dầu khí lớn và khổng lồ ngày càng ít được phát hiện. Để đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng của thế giới, việc phát triển - khai thác các loại mỏ cận biên ngày càng thu hút sự quan tâm của các nhà đầu tư. Cùng với những thành tựu to lớn của công nghệ mới, việc khai thác các loại mỏ này ngày càng trở nên hiện thực và có nhiều tiến bộ đáng kể.

Bảng 1.1: Phân loại các mỏ dầu khí theo độ lớn của trữ lượng

	Trữ lượng mỏ (tỷ thùng)	Số lượng mỏ	Đóng góp vào tổng trữ lượng (%)
Siêu khổng lồ	> 10	25	40
Khổng lồ	> 0,5	338	40
Lớn	> 0,1	1.163	10
Nhỏ	< 0,1	11.174	10
Tổng số	-	12.700	100

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

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 lường, phát triển và quản lý mỏ đến khai thác nhằm tăng hiệu quả kinh tế cho dự án.

Một số nguyên lý chung:

- 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.

1.3. Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

1.3.1. Hiệu quả và hiệu quả kinh tế

Hiệu quả là phạm trù phản ánh trình độ lợi dụng các nguồn lực (nhân lực, vật lực, tài lực, vốn...) để đạt được mục tiêu xác định: Trình độ lợi dụng các nguồn lực chỉ có thể được đánh giá trong mối quan hệ với kết quả tạo ra để xem xét với mỗi sự hao phí nguồn lực xác định có thể tạo ra kết quả ở mức độ nào. Hiệu quả phản ánh mặt chất lượng các hoạt động sản xuất kinh doanh, trình độ lợi dụng các nguồn lực sản xuất trong quá trình kinh doanh của doanh nghiệp trong sự vận động không ngừng của các quá trình sản xuất, kinh doanh, không phụ thuộc vào quy mô và tốc độ biến động của từng nhân tố. Hay nói cách khác hiệu quả của nền sản xuất xã hội được xác định bằng tỷ lệ so sánh giữa đầu ra và đầu vào của hệ thống sản xuất xã hội, phản ánh trình độ sử dụng các nguồn lực vào việc tạo ra lợi ích vật chất nhằm đạt được các mục tiêu kinh tế xã hội. Công thức xác định hiệu quả như sau:

- Hiệu quả tương đối: $E = K/C$

- Hiệu quả tuyệt đối: $E =$

K - C Trong đó:

- + E: hiệu quả
- + K: kết quả theo mục đích (đầu ra)
- + C: chi phí sử dụng để tạo ra kết quả

Mục đích cuối cùng của hiệu quả kinh tế là sự so sánh giữa kết quả thu được sau quá trình sản xuất kinh doanh và chi phí đã bỏ ra để đạt được kết quả đó. Chính vì vậy, khi đánh giá hiệu quả kinh tế của các doanh nghiệp thì biện pháp sử dụng thường là so sánh theo một trong hai hướng sau:

- *Hướng thứ nhất:* Kết quả không đổi hoặc tăng và chi phí giảm hoặc không đổi, trường hợp này cho thấy doanh nghiệp kinh doanh có hiệu quả, tiết kiệm chi phí và thu được lợi nhuận. Điều này này có được là nhờ doanh nghiệp đã sử dụng chi phí hợp lý hoặc có những biện pháp tiết kiệm chi phí hiệu quả.

- *Hướng thứ hai:* Kết quả và chi phí cùng tăng, nhưng tốc độ tăng của chi phí chậm hơn tốc độ tăng của kết quả - trong trường hợp này, để đánh giá hiệu quả kinh tế cần tiến hành đánh giá trong một khoảng thời gian tương đối dài. Đây là trường hợp thường diễn ra vào thời điểm có sự đổi mới trong doanh nghiệp như: tiến hành đổi mới công nghệ, hay đổi mới mặt hàng, hay đầu tư khai thác thị trường mới,... Đối với trường hợp này, các doanh nghiệp cần phải cân nhắc kỹ lưỡng và tính toán tương đối chính xác về phương thức kết hợp giữa lợi ích trước mắt với lợi ích lâu dài để vẫn đảm bảo doanh nghiệp đạt được hiệu quả kinh doanh so với trước đổi mới.

Khái niệm hiệu quả kinh tế chung nhất: Hiệu quả kinh tế là khái niệm phản ánh trình độ, mức độ sử dụng các nguồn lực nhằm đạt được các mục tiêu nhất định, được biểu hiện bằng hệ thống chỉ tiêu kinh tế đặc trưng, được thiết lập trên cơ sở so sánh tương quan giữa kết quả đầu ra với chi phí hoặc các yếu tố đầu vào.

Việc đánh giá hiệu quả kinh tế phải được đánh giá một cách toàn diện, đánh giá cả hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp kết hợp với hiệu quả xã hội. Hiệu quả kinh tế - xã hội là hiệu quả tổng hợp, được xem xét, đánh giá trong toàn bộ nền kinh tế quốc dân, do đó chỉ tiêu chi phí và lợi ích của hiệu quả kinh tế - xã hội chính là chi phí và lợi ích của toàn bộ nền kinh tế quốc dân.

Tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp là mức độ phù hợp của các kết quả sản xuất, kinh doanh và kết quả xã hội đạt được đáp ứng mục tiêu đề ra trên cơ sở sử dụng tiết kiệm hao phí lao động xã hội. Điều này cũng có nghĩa là, nâng cao hiệu quả kinh tế luôn gắn liền với việc thực hiện các mục tiêu xã hội.

Vì thế, để xác định tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế cần có số liệu hiệu quả chung của từng lĩnh vực trong một khoảng thời gian tương đối dài (5 đến 10 năm), căn cứ vào đó xác định mức trung bình, các doanh nghiệp trong ngành sẽ dựa trên mức trung bình đó để đánh giá hiệu quả kinh tế của mình. Thêm vào đó, cần quy định rõ mỗi lĩnh vực sẽ có trách nhiệm thực hiện những mục tiêu xã hội nào với mức độ thực hiện tương ứng cho từng quy mô hoạt động là bao nhiêu.

1.3.2. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

*** Tổng vốn đầu tư và chi phí hoạt động:**

Tổng vốn đầu tư là toàn bộ chi phí đầu tư trong thời gian xây dựng cơ bản liên quan đến xây dựng xí nghiệp khai thác từ khi bắt đầu thiết kế xây dựng đến khi xí nghiệp đi vào sản xuất, bao gồm:

Chi phí xây dựng hệ giàn (thiết kế, chế tạo, lắp đặt hoặc thuê v.v...)

Chi phí mua sắm thiết bị khai thác, xử lý, tách, nén (đối với khí), nhà ở v.v... Chi phí khoan các giếng khoan thăm lường, khai thác bơm ép.

Chi phí xây dựng hệ thống đường ống/tàu để vận chuyển dầu khí trong nội bộ mỏ và đưa sản phẩm đến nơi tiêu thụ.

Chi phí hoạt động là toàn bộ chi phí phát sinh trong thời gian xí nghiệp có hoạt động khai thác, bao gồm tiền lương, vốn lưu động, chi phí bảo trì và duy tu, phí bảo hiểm, chi phí quản lý, chuyên gia v.v...

*** Thời gian thu hồi vốn giản đơn (Pay Back Period – PBP):**

Thời hạn thu hồi vốn là khoảng thời gian, trong đó phân tích lũy từ khấu hao và lãi ròng đủ bù đắp tổng số vốn đầu tư đã bỏ ra. Công thức thể hiện mối liên quan như sau:

$$C = \sum_{t=0}^n (LR_t + KH_t)$$

Trong đó:

- + C: Tổng vốn đầu tư ban đầu, tr. USD
- + T: Thời gian hoàn vốn đầu tư của dự án, năm
- + T: Các năm trong đời dự án được tính từ 0 đến n
- + P: Thời hạn thu hồi vốn, năm
- + LR: Lãi ròng hàng năm, tr.USD
- + KH: Khấu hao hàng năm, tr.USD

t càng ngắn thì vốn đầu tư càng có độ chắc chắn cao (thu hồi nhanh).

*** Giá trị hiện tại thuần (Net Present Value – NPV):**

Giá trị hiện tại thuần của dự án được xem là hiệu số giữa giá trị hiện tại của các dòng tiền thu và chi trong tương lai. Có thể biểu diễn bằng công thức:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(IT-TC)_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t}$$

$$\text{đó: } \sum_{t=0}^n \frac{(1+r)^t}{(1+r)^t}$$

Trong

- + NPV: Giá trị hiện tại thuần của dự án tính tại năm khởi điểm (năm 0 - năm bắt đầu hoạt động), tr.USD
- + T: Các năm trong đời dự án được tính từ 0 đến n
- + TT: Tổng các dòng thu trong năm, tr.USD
- + TC: Tổng các dòng chi trong năm, tr.USD
- + r: Tỷ suất chiết khấu (%)
- + $\frac{1}{(1+r)^t}$ định = a là hệ số chiết khấu năm thứ t tương ứng với tỷ suất chiết khấu r đã

NPV dương dự án mới có hiệu quả, NPV càng lớn thì hiệu quả của dự án càng cao. Thông thường đối với các dự án dầu khí, giá trị NPV thường được tính với hệ số chiết khấu 10%.

* Tỷ suất thu hồi nội tại (IRR):

Tỷ suất thu hồi nội tại chính là tỷ suất chiết khấu r mà tại đó giá trị hiện tại thuần của dự án bằng không. Nghĩa là:

$$\sum_{t=0}^n \frac{(TT - TC)_t}{(1 + r)^t} = 0$$

Chỉ tiêu này thể hiện tỷ lệ sinh lời của dự án, IRR càng cao thì dự án càng có ý nghĩa kinh tế.

Có thể tính toán chỉ tiêu này bằng cách chọn tỷ lệ chiết khấu r_1 sao cho NPV_1 có giá trị âm nhỏ (gần với 0), đồng thời chọn tỷ chiết khấu r_2 sao cho NPV_2 có giá trị dương nhỏ (gần với 0). Từ đó IRR có tính một cách gần đúng bằng công thức:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1 \cdot (r_2 - r_1)}{NPV_1 - NPV_2}$$

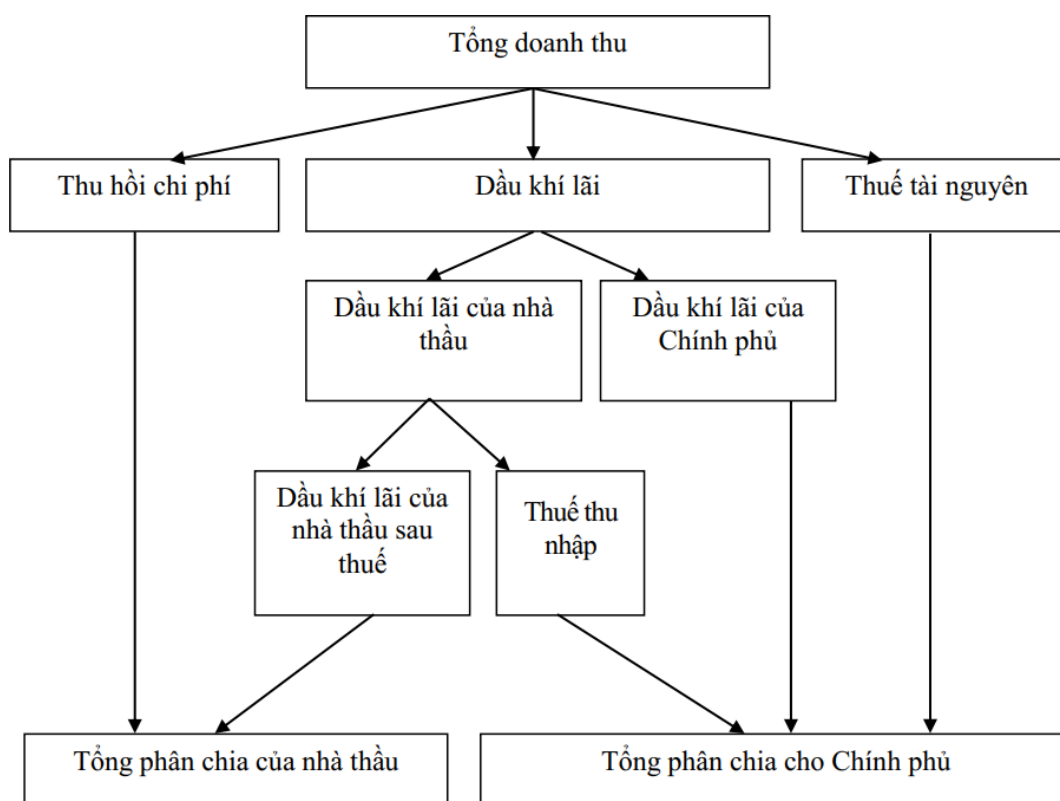
* Điểm hoà vốn:

Điểm hoà vốn là điểm mà tại đó doanh thu đủ bù đắp các khoản chi phí đã bỏ ra, là thời điểm mà dòng tiền dự án cộng dồn bằng không.

1.3.3. Phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên

a) Mô hình chia sản phẩm theo hợp đồng PSC

Hình 1.1 biểu thị mô hình phân chia sản phẩm theo PSC được chia giữa nhà thầu và nước chủ nhà. Từ doanh thu nhận được của dự án, thuế tài nguyên được nộp cho nước chủ nhà trước tiên. Toàn bộ các chi phí do nhà thầu bỏ ra (trừ các chi phí không được phép thu hồi) sẽ được thu hồi từ doanh thu sau khi nộp thuế tài nguyên. Phần dầu khí lãi còn lại sẽ được chia giữa nhà thầu và nước chủ nhà theo tỷ lệ ăn chia quy định trong mỗi hợp đồng PSC. Nhà thầu phải nộp thuế thu nhập từ phần dầu khí lãi được hưởng theo các mức quy định về luật thuế của mỗi quốc gia.



Hình 1.1: Mô hình chia sản phẩm theo hợp đồng PSC

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

b) Tính toán dòng tiền của dự án Thăm dò và Khai thác dầu khí theo hợp đồng PSC

Các thành phần cơ bản của dòng tiền

Các thành phần cơ bản của dòng tiền được xác định và tính toán, *Tổng doanh thu (GR)*: Thường được tính bằng sản lượng sản phẩm nhân với giá của chúng. Các sản phẩm của dự án dầu khí có thể là dầu thô, khí tự nhiên, LPG, Condensate. Một điều lưu ý là đối với dự án dầu khí khi sản lượng sản phẩm cũng như của chúng thường thay đổi theo thời gian. Sản lượng dầu thường tăng nhanh trong một vài năm đầu, sau khi đạt mức sản lượng ổn định trong một thời gian ngắn rồi giảm dần. Sản lượng khí (trừ khí đồng hành) thì thường gắn với một số hệ tiêu thụ nhất định nên có thể tăng dần trong một vài năm đầu sau đó ổn định trong một thời gian tương đối dài và giảm xuống khi trữ lượng đã gần hết. Condensate và LPG là sản phẩm đồng hành của quá trình khai thác dầu khí nên phụ thuộc và sản lượng khai thác dầu hoặc khí.

Thuế tài nguyên: tổng doanh thu đã trừ đi chi phí vận chuyển và chế biến sơ bộ sẽ là cơ sở để tính thuế tài nguyên. Các điều khoản về thuế tài nguyên trong các hợp đồng PSC có thể do đàm phán hoặc theo luật định.

$$ROY_t = R * (GR_t - ALLOW_t)$$

Trong đó:

- + GR_t : Doanh thu ở năm t
- + $ALLOW_t$: Tổng chi phí cho phép loại trừ ra khỏi doanh thu để tính thuế
- + tài nguyên.
- + R : Tỷ lệ thuế tài nguyên ($0 \leq R \leq 1$) có thể là cố định hoặc theo thang sản lượng.

Chi phí đầu tư (CAPEX): là các khoản chi phí phải gánh chịu trước tiên trong thời gian triển khai của dự án, thường là một vài năm trước khi doanh thu được phát sinh. Chi phí đầu tư thường bao gồm chi phí nghiên cứu địa chất, địa vật lý, chi phí khoan và chi phí thiết bị khai thác. Trong các dự án thăm dò khai thác dầu khí để kéo dài thời gian khai thác ổn định thường phải đầu tư bổ sung trong quá trình khai thác (hoàn thiện giếng khoan, nâng cấp thiết bị khai thác, v.v...) hoặc thăm dò thăm lượng để bổ sung để tìm ra phát hiện dầu khí mới.

Chi phí vận hành (OPEX): là chi phí thường xuyên hàng năm để vận hành và bảo dưỡng thiết bị khai thác bao gồm các chi phí nhân công, chi phí bảo dưỡng và chi phí sửa chữa (giếng khoan, thiết bị khai thác, v.v...), chi phí quản lý, vật tư hóa phẩm, chi phí bảo hiểm v.v... Chi phí này thường có một phần cố định và một phần biến đổi phụ thuộc và sản lượng khai thác.

Hoa hồng: mỗi hợp đồng PSC có các loại hoa hồng khác nhau được quy định cụ thể. Hoa hồng phải trả ngay sau khi hoàn thành được việc đàm phán và ký hợp đồng. Hoa hồng phát hiện phải trả bằng tiền mặt sau khi có phát hiện dầu và khí. Hoa hồng chữ ký và hoa hồng phát hiện thường phải trả ngay trong khi hoa hồng khai thác phải trả khi sản lượng khai thác đạt một mức nào đó hoặc nhiều hơn mức quy định và chúng không được tính và chi phí thu hồi.

Dầu/khí lãi: là một phần sản phẩm hoặc doanh thu được chia giữa Chính phủ nước chủ nhà và Nhà thầu sau khi trừ đi thuế tài nguyên và dầu/khí thu hồi chi phí (CO_t).

$$PO_t = GR_t - ROY_t - CO_t$$

Trong đó:

- + PO_t: Dầu/khí lãi trong năm t
- + GR_t: Doanh thu trong năm t
- + ROY_t: Thuế tài nguyên phải nộp trong năm t
- + CO_t: Dầu/khí thu hồi chi phí trong năm t

Thu hồi chi phí:

Chi phí được phép thu hồi trong năm t được tính như sau:

$$CR_t = U_t + CAPEX(I_t) + OPEX_t + DEP_t + INT_t + INV_t + DECOM_t$$

Trong đó:

- + CR_t: Chi phí được phép thu hồi trong năm t
- + U_t: Chi phí chưa thu hồi hết từ năm trước chuyển sang
- + CAPEX(I_t): Chi phí đầu tư vô hình (intangible capital costs) trong năm t
- + OPEX_t: Chi phí vận hành trong năm t
- + DEP_t: Khấu hao trong năm t
- + INT_t: Lãi suất vay vốn trong năm t
- + INV_t: Tín dụng đầu tư trong năm t
- + DECOM_t: Chi phí dỡ bỏ trong năm t

Doanh thu của nhà thầu nhận được từ thu hồi chi phí thường có giới hạn trên bởi vậy được gọi là “giới hạn thu hồi chi phí”. Trong tính toán dòng tiền, dầu/khí thu hồi chi phí xác định như sau:

$$CO_t = \text{Min} (CR_t, CR * GR_t)$$

Trong đó:

- + CO_t : Dầu/khí thu hồi chi phí
- + CR : Tỷ lệ thu hồi chi phí ($0 \leq CR \leq 1$) có thể là hằng số hoặc có thể tính theo thang sản lượng (sliding scale)

Dầu/khí lãi sẽ được chia giữa chính phủ nước chủ nhà và nhà thầu:

$$PO_t = PO/C_t + PO/G_t$$

Trong đó:

- + PO/C_t : Dầu lãi của nhà thầu trong năm $t = PO * PO_t$
- + PO/G_t : Dầu lãi của Chính phủ trong năm $t = (1 - PO) * PO_t$

Trong công thức trên PO là tỷ lệ chia dầu lãi ($0 \leq PO \leq 1$) được quy định trong hợp đồng PSC thông qua đàm phán giữa nhà thầu và nước chủ nhà.

Thuế thu nhập: được xác định dựa trên tỷ lệ phần trăm của phần dầu lãi của nhà thầu và phần thuế chuyển sang năm sau (nếu có). Tỷ lệ chịu thuế được biểu thị bằng giá trị T ($0 \leq T \leq 1$) có thể là cố định hoặc theo thang sản lượng.

$$TAX_t = T * (PO/C_t - CF_t); PO/C_t - BONUS_t - CF_t > 0$$

$$TAX_t = 0; PO/C_t - BONUS - CF_t \leq 0$$

Trong đó:

- + TAX_t : Thuế thu nhập phải nộp trong năm t
- + CF_t : Thuế chuyển sang năm sau trong năm t

Một số thành phần khác thường được quy định trong hợp đồng PSC như là tỷ lệ tham gia của nước chủ nhà, nghĩa vụ với thị trường nội địa (DMO), các khoản phí v.v... có ảnh hưởng đến việc xác định dòng tiền sau thuế của dự án. Các thuật ngữ này được biểu thị là yếu tố $OTHER_t$ trong tính toán dòng tiền:

Dòng tiền sau thuế của Nhà thầu

Đối với hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí, dòng tiền sau thuế của Nhà thầu trong năm t được xác định như sau:

$$NCF_t = (PO/C_t) - (CAPEX_t + OPEX_t) - BONUS_t - TAX_t - OTHER_t$$

Trong đó:

- + NCF_t : Dòng tiền sau thuế ở năm t
- + PO/C_t : Dầu/khí lãi trước thuế của Nhà thầu trong năm t
- + $CAPEX_t$: Chi phí đầu tư trong năm t
- + $OPEX_t$: Chi phí vận hành trong năm t
- + $BONUS_t$: Hoa hồng phải trả ở năm t
- + TAX_t : Thuế phải trả ở năm t
- + $OTHER_t$: Các khoản khác phải trả trong năm t

Hoặc dòng tiền sau thuế của Nhà thầu có thể được tính theo công thức: NCF_t

$$= GR_t - ROY_t - CAPEX_t - OPEX_t - BONUS_t - PO/G_t - TAX_t - OTHER_t$$

Trong đó:

- + NCF_t : Dòng tiền sau thuế ở năm t
- + GR_t : Doanh thu trong năm t
- + ROY_t : Thuế tài nguyên phải nộp trong năm t
- + $CAPEX_t$: Chi phí đầu tư trong năm t
- + $OPEX_t$: Chi phí vận hành trong năm t
- + $BONUS_t$: Hoa hồng phải trả ở năm t
- + PO/G_t : Dầu/khí lãi của Chính phủ ở năm t
- + TAX_t : Thuế phải trả ở năm t
- + $OTHER_t$: Các khoản khác phải trả trong năm t

Khi đó, dòng tiền sau thuế của Nhà thầu trong suốt thời gian hoạt động của dự án được xác định như sau:

$$NCF(f) = (NCF_t, \dots, NCF_k)$$

Tổng phần thu của Chính phủ nước chủ nhà

Phần thu của nước chủ nhà (Government Take) trong năm t

$$GT_t = \text{BONUS}_t + \text{ROY}_t + \text{PO/G}_t + \text{TAX}_t$$

Trong đó: GT_t là phần thu của nước chủ nhà trong năm t

1.3.4. Các nhân tố ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

a) Nhân tố tự nhiên

- Trữ lượng mỏ:

Các thông số tính trữ lượng đều được đánh giá độ chắc chắn theo xác suất xảy ra ở mức P90, 90% (giá trị nhỏ nhất - trữ lượng xác minh); mức P50, 50% (giá trị trung bình - trữ lượng có thể) và mức P10, 10% (giá trị nhỏ nhất - trữ lượng có khả năng).

- Hàm lượng trung bình hợp phần chính, có ích, có hại:

Sản phẩm dầu khí khai thác được là một hỗn hợp phức tạp của dầu thô, khí (các hydrocarbon từ C1 đến C8), khí CO₂, nước, các tạp chất cơ học, các tạp chất chứa lưu huỳnh, photpho, ni tơ, v.v... Trong đó, các hợp phần chính cũng là các hợp phần có ích bao gồm dầu thô, khí đồng hành và khí tự nhiên, condensate. Các hợp phần có hại thường là H₂S, Hg, v.v...

Hàm lượng các hợp phần này được tính toán theo kết quả phân tích mẫu từ các lỗ khoan và kết quả thử các tầng vỉa sản phẩm.

- Trữ lượng các hợp phần chính:

Trong dầu khí, hàm lượng các hợp phần chính (các hydrocarbon) chiếm tỷ trọng rất lớn trong sản phẩm hàng hoá dầu thô, khí đồng hành và khí tự nhiên. Thực tế không tính riêng trữ lượng các hợp phần chính mà coi nó như là trữ lượng dầu khí có thể thu hồi (tổng sản lượng dầu khí khai thác thương mại cộng dồn). Riêng đối với khí tự nhiên có hàm

lượng CO₂ cao thì trữ lượng hợp phần chính được tính trên cơ sở loại trữ lượng khí CO₂. Trữ lượng hợp phần chính đối với khí tự nhiên được tính theo công thức:

$$UHC = RHC - C_{CO_2}$$

Trong đó:

- + UHC: Trữ lượng khí tự nhiên sạch (hợp phần chính), triệu m³
- + RHC: Trữ lượng khí tự nhiên thu hồi, triệu m³
- + C_{CO₂}: Hàm lượng khí CO₂ trong khí tự nhiên, %

- Đòi hỏi và sản lượng khai thác:

Thông thường khi thiết kế khai thác mỏ người ta thường tính toán theo trữ lượng có thể thu hồi ở mức trung bình (P50). Tùy theo khả năng kéo dài của mỏ (tính chất vỉa, khả năng duy trì năng lượng vỉa...) hoặc tùy yêu cầu của khoáng sản cần khai thác đối với nền kinh tế quốc dân (sản lượng tối đa ổn định - sản lượng đỉnh để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ nội địa, xuất khẩu) hoặc sự phát triển của các mỏ lân cận (trường hợp có xem xét phát triển khai thác kết hợp) v.v... để xác định thời gian khai thác mỏ (đòi hỏi). Trong các dự án khai thác mỏ dầu khí, đòi hỏi thường kéo dài khoảng trên dưới 20 năm. Sản lượng khai thác hàng năm sẽ được ước tính theo đòi hỏi, thời gian từ khi bắt đầu khai thác đến khi đạt sản lượng đỉnh và thời gian suy giảm sản lượng (tính theo năm).

b) Nhân tố xã hội

- Mức độ ổn định của thể chế chính trị, nhịp độ tăng trưởng kinh tế của nước chủ nhà. Các điều kiện bảo hộ, ưu đãi và ổn định đầu tư, điều này quan trọng trong bảo đảm an toàn vốn của nhà đầu tư bỏ vào, bảo đảm hiệu quả đầu tư của danh nghiệp;
- Các chế độ ưu đãi về định chế tài chính, thuế hoặc các chế độ ưu đãi khác cho các vùng có đặc thù khác nhau.

c) Nhân tố công nghệ, thị trường

- Các điều kiện về cơ sở hạ tầng sẵn có cho việc khai thác, xây dựng, lắp đặt, vận chuyển sản phẩm, khoảng cách đến bờ hoặc đến cơ sở khai thác gần nhất, sự có sẵn của các thiết bị khoan, tàu hoặc các hệ thống khai thác cho các mỏ lân cận;
- Công nghệ sẵn có thích hợp cho việc khai thác các mỏ tới hạn một cách hiệu quả;
- Các biến động về giá nguyên liệu, thiết bị và các yếu tố liên quan đến thị trường;

- Thị trường tiêu thụ sản phẩm (đặc biệt đối với các mỏ khí).
- Giá trị sản phẩm hàng hoá:

Sản phẩm hàng hoá là sản phẩm cuối cùng của Công ty khai thác dầu khí, bao gồm dầu thô, condensate, khí thiên nhiên, khí đồng hành sau khi đã xử lý để đáp ứng yêu cầu của thị trường. Riêng đối với khí thiên nhiên, sản phẩm hàng hoá có thể là khí khai thác từ mỏ đã qua xử lý và tách CO₂ hoặc chưa tách CO₂ (tùy thuộc vào công nghệ và yêu cầu của các bộ tiêu thụ).

Giá trị sản phẩm hàng hoá được tính theo công thức: $G = Q \times P$

Trong đó:

- + G: Giá trị sản phẩm hàng hoá hàng năm/cả đời mỏ (triệu USD)
- + Q: Sản lượng sản phẩm hàng hoá hàng năm/cả đời mỏ (triệu tấn, triệu/tỷ m³, triệu/tỷ bộ khối...)
- + P: Giá bán sản phẩm, theo giá quốc tế đối với dầu thô, theo giá các hộ tiêu thụ chấp nhận đối với khí và condensat.

- Giá thành sản phẩm:

Giá thành sản phẩm là tập hợp toàn bộ chi phí có liên quan đến sản xuất tạo ra sản phẩm như nhiên liệu, vật tư, tiền lương, bảo hiểm, khấu hao tài sản cố định, sửa chữa, bảo dưỡng thường xuyên máy móc, thiết bị v.v... Đây là chỉ tiêu quan trọng để đánh giá kinh tế khoáng sản. Trong tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí, khi tính toán giá thành sản phẩm thường tính theo sản phẩm hàng hoá ở công đoạn cuối cùng, tức là tính giá thành cho dầu/khí sau khi đã được khai thác và xử lý. Nghĩa là phải tính toán toàn bộ chi phí cho công tác thăm dò, thăm lường và phát triển khai thác.

Đối với các phát hiện dầu khí cận biên, chi phí thăm dò (chi phí quá khứ) đều do các nhà thầu đã đầu tư nghiên cứu, nhưng vì tính kinh tế của phát hiện không hấp dẫn nên họ đã hoàn trả nước chủ nhà và chấp nhận đó là phần rủi ro của họ, vì vậy, khi xem xét đánh giá các mỏ/phát hiện này sẽ không phải tính đến chi phí thăm dò nữa. Tùy theo từng giai đoạn triển khai và mức độ chắc chắn của phương án mà chi phí phát triển và khai thác mỏ thường được tính theo phương pháp so sánh và tính toán hoặc kết hợp cả hai. Với các mỏ cận biên tại Việt Nam, khả năng so sánh khó có thể thực hiện được mà chủ yếu chỉ là tính toán theo kinh nghiệm trong khu vực và kinh nghiệm trên các nước trong khu vực Đông Nam Á.

- Các loại chi phí:

- + Chi phí đầu tư: Gồm chi phí thiết kế, mua sắm vật tư, chế tạo, lắp đặt, chạy thử các thiết bị chính như giàn khai thác, hệ thống xử lý, hệ thống chứa, hệ thống đường ống, khoan giếng phát triển v.v... Giá vật tư thiết bị, chi phí nhân công chế tạo, lắp đặt được tính theo khu vực Đông Nam Á.
- + Chi phí vận hành: Gồm chi phí tiền lương, chi phí kiểm tra bảo dưỡng giếng và các thiết bị liên quan, chi phí bảo hiểm, quản lý, xử lý ô nhiễm môi trường, vận chuyển, dịch vụ v.v... tính cho điều kiện hoạt động ngoài khơi khu vực Đông Nam Á.
- + Chi phí thu dọn mỏ: Gồm chi phí tháo dỡ, thu dọn công trình khai thác, hủy giếng khi mỏ ngừng hoạt động. Giá thành sản phẩm sẽ được tính trên cơ sở tổng chi phí và sản lượng tính cho từng năm hoặc toàn mỏ.

d) Các nhân tố pháp lý, điều kiện hợp đồng

- Bộ khung pháp luật: Luật Dầu khí, một số luật khác như Luật Đầu tư, Luật Thuế, Luật bảo vệ Môi trường, các định chế tài chính, thuế, phí, phụ thu...;
- Hình thức hợp đồng: Hợp đồng Chia sản phẩm Dầu khí (PSC), liên doanh, tô nhượng, dịch vụ, dịch vụ rủi ro...;
- Điều khoản của hợp đồng: Hoa hồng chữ ký, Tỷ suất thu hồi vốn, Chia dầu, khí lãi, Phần tham gia của nước chủ nhà và các định chế tài chính, thuế, phí, phụ thu.

CHƯƠNG 2: CHÍNH SÁCH CỦA CÁC QUỐC GIA TRONG PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN

2.1. Chính sách Trung

Quốc Tăng cường hợp tác thuế

- Tăng cường và bổ sung năng lực tài chính cho các Công ty dầu khí quốc gia của Trung Quốc bằng cách bổ sung vốn thường xuyên.

Hàng năm, mỗi công ty được cấp thêm hàng trăm triệu nhân dân tệ để bổ sung vốn cho công ty. Lợi nhuận sau thuế từ các hoạt động khai thác cũng được để lại cho việc chủ động đầu tư. Vì vậy, 2 công ty dầu khí quốc gia Trung Quốc tự đảm đương năng lực hoạt động trong nước và tăng cường năng lực, vai trò hợp tác với các công ty ngoại quốc để thực hiện việc thăm dò, khai thác dầu khí ở nhiều nước trên thế giới nhằm thực hiện chính sách năng lượng của họ.

Ưu đãi về thuế

- Ưu đãi về thuế giá trị gia tăng (VAT): VAT được áp dụng chung cho các doanh nghiệp trong nước là 17% nhưng với các doanh nghiệp hợp tác đầu tư nước ngoài hoặc các nhà thầu nước ngoài chịu thuế suất chỉ là 5% trên sản lượng dầu/khí thực khai thác được, những vật tư cơ bản phục vụ hoạt động dầu khí đều được miễn thuế VAT đầu vào.
- Thuế lợi tức: Trước đây thuế suất lợi tức được quy định ở mức 55%, từ thập niên 80 thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp đối với các nhà thầu nước ngoài trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu mỏ khí cận biên được áp dụng giống như đối với các doanh nghiệp khác không phân biệt Nhà đầu tư nước ngoài trong nước ở mức thuế suất 33%. Lợi nhuận chuyển ra ngoài Trung Quốc của các nhà đầu tư nước ngoài không bị đánh thuế chuyển lợi nhuận.

Giải pháp đối với dầu thu hồi chi phí

- Các nhà đầu tư khai thác dầu khí mỏ cận biên được thu hồi chi phí đầu tư không tính lãi từ sản lượng dầu/khí thực thu được với tỉ lệ tới 35%-50% tùy thuộc vào tính chất và điều kiện cụ thể của từng hợp đồng.

Đặc biệt, Trung Quốc cho phép các nhà thầu tìm kiếm, thăm dò trong trường hợp

không phát hiện thấy dầu/khí thì được bảo lưu các chi phí đã bỏ ra tại các hợp đồng được

phát hiện thì được thu hồi chi phí đã bỏ ra tại các hợp đồng đã thất bại trước đó trong thời gian được bảo lưu 10 năm kể từ ngày hợp đồng trước đó tuyên bố thất bại.

Giải pháp ngoại hối

Chính sách ngoại hối quy định lợi nhuận hợp pháp và vốn đầu tư thu hồi của các nhà đầu tư nước ngoài có thể được chuyển đổi bằng ngoại tệ và chuyển ra ngoài một cách dễ dàng. Có thể phân chia từ sản phẩm dầu khí khái quát là:

- Nộp thuế VAT 5%.
- Nộp các loại thuế khai thác tài nguyên dầu khí với mức sản lượng nhỏ hơn 500000 tấn/năm thì được miễn. Thuế chia theo thang sản lượng và mức thuế suất cao nhất là 12.5 % áp dụng đối với thang sản lượng trên 4 triệu tấn/năm.
- Thu hồi chi phí đầu tư thăm dò và chi phí khai thác.
- Nộp thuế thu nhập công ty 33%.
- Phần còn lại chia phía Trung Quốc 51% phía nước ngoài 49%.
- Phần ăn chia trên tổng doanh thu về dầu cuối cùng nhà thầu được khoảng 35.5%, phần của Trung Quốc được khoảng 64.5% doanh thu dầu khí. Trong giải pháp kinh tế khuyến khích đầu tư tìm kiếm thăm dò khi khai thác dầu, Trung Quốc cũng ưu tiên miễn giảm thuế thu nhập trong một số năm.

2.2. Chính sách Indonesia

Indonesia là nước sản xuất sản xuất dầu mỏ lớn nhất và là nước thành viên OPEC duy nhất ở Đông Nam Á. Sản lượng khai thác dầu bắt đầu tăng vào cuối thập kỷ 60 cùng với việc Chính phủ Indonesia đưa ra chương trình hợp tác đầu tư mới thông qua dạng hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí PSC, đến nay dạng hợp đồng PSC là hình thức hợp tác đầu tư chủ yếu giữa Công ty dầu khí quốc gia duy nhất với các công ty dầu khí nước ngoài.

Giải pháp về thuế và phân chia sản phẩm

Chính phủ Indonesia xây dựng chính sách thuế và các phương án thu nhập và có những chính sách khuyến khích cụ thể, hữu hiệu. Để xây dựng giải pháp kinh tế, tài chính, thuế, đầu tư và các giải pháp khác nhằm khuyến khích thăm dò và khai thác dầu mỏ khí cận biên, phương án tính dựa dựa vào bài toán tính ngược từ việc dự kiến kết quả

phân chia

cuối cùng được xác định giữa chính phủ và nhà đầu tư nước ngoài về thăm dò và khai thác dầu khí để làm căn cứ xác định tỷ lệ mức thuế và các chính sách phân chia, khuyến khích cụ thể phù hợp.

Những thay đổi chính sách và luật pháp của Indonesia

- Sau khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu, Indonesia có quan điểm cải cách toàn diện nền kinh tế, trong đó có việc xem xét và cải cách toàn ngành công nghiệp dầu khí nhằm tiến tới tự do hóa thị trường, xóa bỏ bao cấp và độc quyền hầu hết các lĩnh vực trong đó có ngành công nghiệp dầu khí.
- Chính sách khuyến khích, ưu đãi của Chính phủ Indonesia: Việc quy định và thực hiện các biện pháp ưu đãi trên trong thời gian qua ở Indonesia thể hiện rất rõ qua các chính sách, ưu đãi của Chính phủ đối với các nhà thầu thăm dò, khai thác dầu khí bao gồm các biện pháp về kinh tế, tài chính, thuế quan được ban hành theo từng nhóm và được gọi là ưu đãi cả gói.

2.3. Chính sách Nigeria

Nigeria là nước sản xuất và xuất khẩu dầu khí lớn nhất Châu phi và trong top đầu của khối OPEC. Xuất khẩu dầu và các sản phẩm từ dầu mỏ chiếm 95% tổng giá trị xuất khẩu của nước này. Chính phủ Nigeria đã ban hành nhiều chính sách ưu đãi đầu tư để khuyến khích phát triển và tăng hiệu quả khai thác ngành công nghiệp của Nigeria.

Chính sách ưu đãi đầu tư

Chính sách ưu đãi đầu tư trong ngành công nghiệp dầu khí:

- Đảm bảo lợi nhuận tối thiểu 2.5 USD/mỗi thùng dầu.
- Cho phép nhanh thu hồi vốn đầu tư thông qua việc không hạn chế thời hạn tối thiểu và có thể chuyển vốn đầu tư ra khỏi liên doanh.
- Phí thuê mỏ thống nhất tỷ lệ đồng đều với mọi công ty khai thác dầu mỏ. Doanh nghiệp được chiết khấu trừ thuế đầu tư (ITA), mức khấu trừ thuế khác nhau đối với doanh nghiệp khai thác tại mỗi khu vực địa hình: Trên đất liền – 5%, ngoài khơi độ sâu lên đến 10m – 10%.

Chính sách ưu đãi đầu tư trong ngành sản xuất khí tự nhiên:

- Mức thuế lợi tức áp dụng tương tự thuế thu nhập doanh nghiệp hiện nay ở mức 30%.
- Tỷ lệ khấu hao thu hồi vốn cho phép ở mức 20%/năm trong bốn năm đầu tiên, 19% trong năm thứ năm và 1% cho các năm tiếp theo.
- Thuế đầu tư ở mức 5% theo tỷ giá thời điểm tính.
- Các doanh nghiệp sản xuất Gas tiêu dùng nộp thuế theo quy định của Luật thuế thu nhập doanh nghiệp (CITA).
- Được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong 3 năm đầu tiên, có thể gia hạn thêm 2 năm tiếp theo tùy thuộc kết quả hoạt động kinh doanh trong việc sản xuất gas tiêu dùng.

Từ năm 1998, Chính phủ phê duyệt chính sách ưu đãi bổ sung hỗ trợ ngành công nghiệp khí đốt theo các nội dung sau:

- Tất cả các dự án sản xuất khí đốt, bao gồm cả những doanh nghiệp phụ trợ liên quan tham gia như sản xuất điện, nước, phân bón, phân phối khí, đường ống truyền tải được tính thuế theo quy định của thuế thu nhập doanh nghiệp (CITA) mà không phải là thuế lợi nhuận dầu khí PPT.
- Việc trợ giá cho các hoạt động sử dụng khí đốt theo quy định từ năm 1997 được mở rộng cho các dự án công nghiệp sử dụng khí đốt như các nhà máy điện, các nhà máy sản xuất khí hóa lỏng, truyền dẫn khí đốt.
- Việc miễn thuế thu nhập doanh nghiệp được mở rộng từ 3 lên 5 năm.
- Lãi suất vay vốn đối với các dự án sản xuất khí đốt được khấu trừ thuế nếu được Bộ Tài chính Liên bang phê duyệt.

2.4. Kinh nghiệm cho Việt Nam

Việc tăng cường hoạt động thăm dò khai thác mỏ dầu khí cận biên có vai trò vô cùng quan trọng đối với phát triển kinh tế nước ta đặc biệt trong bối cảnh cạnh tranh quyết liệt và giá xăng dầu tăng mạnh như hiện nay. Từ những kinh nghiệm áp dụng các giải pháp, cơ chế chính sách tăng hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên của các nước Trung Quốc, Indonesia, Nigeria, có thể rút ra bài học kinh nghiệm với Việt Nam nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên như sau:

- Thứ nhất, các nhà đầu tư khai thác mỏ dầu khí cận biên đặc biệt quan tâm đến việc thu hồi vốn đầu tư: có nghĩa là tỷ lệ dầu thu hồi phí càng cao thì thu hồi vốn đầu tư càng nhanh và ngược lại. Tỷ lệ dầu thu hồi càng cao thì hay thấp phụ thuộc vào tính chất và điều kiện của từng mỏ dầu.
- Thứ hai, cho phép các nhà thầu tìm kiếm, thăm dò trong trường hợp không phát hiện thấy dầu khí thì được bảo lưu các chi phí đã bỏ ra và khi tiến hành tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại những lô mới theo hợp đồng được phát hiện thì được thu hồi chi phí đã bỏ ra tại các hợp đồng đã thất bại trước đó tuyên bố thất bại, nếu quá thời hạn này mà nhà đầu tư mới kí hợp đồng mới thì không được bảo lưu chi phí trước đó đã bỏ ra.
- Thứ ba, các đầu tư khai thác mỏ dầu khí cận biên luôn chú trọng và quan tâm đến môi trường dầu tư.
- Thứ tư, chính sách về thuế và phân chia sản phẩm phải thể hiện tính thống nhất và có mối quan hệ khăng khít với nhau. Chúng luôn được áp dụng và có sự điều chỉnh áp dụng phù hợp với từng giai đoạn thực tế đặt ra nhằm bảo đảm cơ chế các Bên tham gia đều có lợi.
- Thứ năm, bổ sung hoàn thiện luật dầu khí và cải cách chính sách thuế phù hợp với từng giai đoạn phát triển của nền kinh tế là một trong những chính sách thu hút các nhà đầu tư thăm dò dầu khí được quan tâm. Vì đây là những thông số, điều kiện cơ bản đầu vào của dự án đầu tư để tính toán hiệu quả đầu tư của Nhà thầu dầu khí và chúng thậm chí có ảnh hưởng trọng yếu đến hiệu quả của một dự án đầu tư.

CHƯƠNG 3: THỰC TRẠNG HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM

3.1. Khái quát về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

3.1.1. Cơ chế chính sách của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí cận biên ở Việt Nam

Từ năm 1993 đến nay, hệ thống khung pháp lý dầu khí của Việt Nam từng bước được hoàn thiện và bổ sung để tạo điều kiện thuận lợi trong việc quản lý hoạt động dầu khí một cách hệ thống theo thông lệ quốc tế, thúc đẩy thu hút đầu tư vào lĩnh vực dầu khí và mở ra một giai đoạn phát triển mới cho ngành công nghiệp khí của Việt Nam.

Luật Dầu khí ra đời đầu tiên vào năm 1993 và Luật Dầu khí (sửa đổi bổ sung) năm 2000, 2008 là khung pháp lý trực tiếp quy định các hoạt động dầu khí tại Việt Nam.

Ngoài ra, còn có các Nghị định hướng dẫn thi hành, các quy định, quy chế áp dụng cho các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí như: Quy định về việc phân lô dầu khí khu vực Bắc bộ, thềm lục địa phía Nam Việt Nam; Quy chế trích lập, quản lý sử dụng Quỹ tìm kiếm thăm dò dầu khí; Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí; Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí; Quy định về việc thu dọn công trình; Ban hành Hợp đồng mẫu của Hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí năm 2005, sửa đổi bổ sung năm 2013; các Quy định, Thông tư về quy trình hoạt động tìm kiếm thăm dò... Các văn bản này đã tập trung điều chỉnh hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, đảm bảo vận hành hệ thống đường ống vận chuyển khí/công trình dầu khí phù hợp với nhu cầu thực tiễn của các hoạt động sản xuất, kinh doanh dầu khí và xu hướng hội nhập kinh tế quốc tế.

Tuy nhiên, Luật Dầu khí hiện nay của Việt Nam chưa thể hiện được chính sách phát triển phân biệt riêng cho khí tự nhiên và khí đồng hành theo đặc điểm phát triển khai thác. Luật Dầu khí 1993 và Luật Dầu khí sửa đổi, bổ sung năm 2000 chưa có định nghĩa riêng về khí đồng hành. Luật dầu khí sửa đổi năm 2008 có bổ sung định nghĩa về khí than và cũng chưa đưa ra khái niệm về khí đồng hành.

Tuy nhiên, sau đó Chính phủ Việt Nam đã đưa khái niệm khí đồng hành tại Khoản 9 Điều 3 Nghị định số 95/2015/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, quy định: "Khí đồng hành là hydrocarbon ở thể khí được tách ra trong quá trình khai thác và xử lý dầu thô". Việt Nam mới chỉ có Luật áp dụng cho khí thiên nhiên (Điều 32 trong Luật Dầu khí 1993 quy định thuế suất thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên được quy định từ 0% đến 10%. Còn theo Nghị quyết số 712/2013/UBTVQH13 ngày 16/12/2013 về việc ban

hành biểu mức thuế suất thuế tài nguyên cũng chỉ đưa ra biểu mức thuế suất đối với dầu thô và khí thiên nhiên, khí than).

Để có thể khuyến khích nhà thầu cũng như PVN/PVGas đầu tư thu gom khí đồng hành, phát triển khai thác các mỏ dầu nhỏ/cận biên và đầu tư thực hiện các phương pháp nâng cao thu hồi dầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị các cấp có thẩm quyền sớm ban hành cơ chế ưu đãi như sau:

Đối với các mỏ cận biên ở Việt Nam, Chính phủ có thể ban hành và áp dụng hợp đồng dịch vụ rủi ro. Nhà thầu sẽ bỏ chi phí tìm kiếm thăm dò và phát triển khai thác mỏ và chịu toàn bộ rủi ro nếu mỏ không được đi vào khai thác. Khi mỏ đi vào khai thác, Chính phủ Việt Nam sẽ cho nhà thầu thu hồi chi phí và có lợi nhuận thông qua các ưu đãi, khuyến khích sau:

- 1) Thu hồi chi phí tối thiểu của nhà thầu là 70%, nhà thầu có thể đạt được mức thu hồi chi phí tối đa là 90% nếu đảm bảo đúng tiến độ, chi phí và sản lượng cam kết (dựa vào đàm phán sau khi đã xác minh rõ trữ lượng của mỏ); hoặc thu hồi chi phí tối đa của nhà thầu là 90%, sau khi đã thu hồi hết các chi phí tìm kiếm, thăm dò, thăm lường và phát triển, mức thu hồi chi phí của nhà thầu sẽ là 70%.
- 2) Thuế thu nhập doanh nghiệp của nhà thầu là 20%; Nhà thầu có thể được miễn thuế thu nhập trong hai năm đầu tiên kể từ khi bắt đầu khai thác và giảm 50% thuế thu nhập trong hai năm tiếp theo.

Do đây là hợp đồng dịch vụ rủi ro, toàn bộ sản lượng thuộc về Chính phủ Việt Nam, do đó nhà thầu sẽ không phải trả các loại thuế như: thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu, thuế phụ thu dầu lãi, các loại phí... mà chỉ phải trả thuế thu nhập doanh nghiệp dầu khí.

Việt Nam không phải là nước có trữ lượng khí đồng hành lớn, tổng trữ lượng khí đồng hành có thể thu hồi còn lại khoảng 77,73 tỷ m³. Để hạn chế ô nhiễm môi trường, tận dụng hiệu quả nguồn tài nguyên trên và tăng nguồn cung cấp khí cho việc phát triển ngành công nghiệp khí, yêu cầu tìm giải pháp để tận thu nguồn khí đồng hành từ các mỏ dầu được đặt ra như một nhiệm vụ cấp bách. Đối với việc thu gom khí đồng hành ở các dự án thuộc khu vực nước sâu, xa bờ, chưa có cơ sở hạ tầng khí phát triển, hoặc các dự án mà việc thu gom khí đồng hành sẽ làm giảm hiệu quả kinh tế khiến dự án không thể tiếp tục triển khai sẽ được áp dụng các ưu đãi theo 2 cơ chế sau:

Cơ chế 1: Khuyến khích nhà thầu đầu tư thu gom khí đồng hành.

Nhà thầu tiến hành đầu tư thu gom khí đồng hành được hưởng các ưu đãi sau:

- 1) Tăng tỷ lệ chia khí lãi của nhà thầu: 80% - 100%.

- 2) Tăng tỷ lệ thu hồi chi phí đối với khí: 90% - 100%.
- 3) Miễn thuế tài nguyên đối với khí.
- 4) Áp dụng mức thuế thu nhập doanh nghiệp linh hoạt từ 20% - 32%, trao quyền cho PVN xem xét đề xuất mức thuế suất theo từng dự án thu gom khí đồng hành cụ thể.

Cơ chế 2: Khuyến khích doanh nghiệp trong nước (PVN/PVGas) đầu tư thực hiện các dự án thu gom khí đồng hành.

Cơ chế này được áp dụng trong trường hợp nhà thầu dầu khí không chấp nhận tự đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối. Khi đó, Chính phủ có thể ủy quyền cho doanh nghiệp trong nước (PVN/PVGas) đầu tư thực hiện các dự án thu gom khí đồng hành và nhà thầu dầu khí phải có nghĩa vụ nộp khoản phí phạt đối với lượng khí đồng hành không thu gom đó. Mức phí phạt được kiến nghị và xem xét tùy theo từng dự án cụ thể và nằm trong khoảng từ 0,03 - 0,5 USD/triệu BTU. Khoản phí phạt này sẽ được đưa vào Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên và được sử dụng để đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên.

Tuy nhiên, để PVN/PVGas có thể triển khai thực hiện dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu/nhỏ cận biên, Chính phủ cũng cần phải ban hành cơ chế chính sách khuyến khích dành cho PVN/PVGas như sau:

Một là: Mức phí phạt đối với việc nhà thầu không đầu tư thu gom khí đồng hành sẽ được sử dụng cho việc đầu tư thu gom khí đồng hành ở mỏ đó. Trường hợp PVN/PVGas cũng không thể đầu tư (không đem lại hiệu quả kinh tế), phí phạt này sẽ được chuyển vào Quỹ dành cho đầu tư thu gom khí.

Hai là: Áp dụng thuế thu nhập doanh nghiệp 20%, có thể xem xét miễn thuế trong 2 năm đầu và giảm 50% trong 2 năm tiếp theo kể từ khi có doanh thu.

Ba là: Nguồn vốn đầu tư:

- 1) Chính phủ ủy quyền cho PVN quản lý và sử dụng phần thu từ chi phí nộp phạt do nhà thầu không đầu tư cho thu gom khí đồng hành (thành lập Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành) và sẽ dùng nguồn vốn từ Quỹ này đầu tư cho việc thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên.
- 2) Hỗ trợ từ Ngân hàng Phát triển Việt Nam: cần được hỗ trợ nguồn vốn với cơ chế ưu đãi về vốn vay, lãi suất và thời gian trả nợ.

Các chính sách thuế đối với dầu khí của Việt Nam:

❖ Thuế Tài nguyên đối với dầu khí

Theo Thông tư 36/2016/TT-BTC, thuế tài nguyên đối với dầu thô, khí thiên nhiên được xác định trên cơ sở lũy tiến từng phần của sản lượng dầu thô, khí thiên nhiên bình quân mỗi ngày khai thác được của tổng sản lượng dầu thô, khí thiên nhiên thực khai thác trong mỗi kỳ nộp thuế từ diện tích hợp đồng dầu khí, thuế suất thuế tài nguyên và số ngày khai thác thực trong kỳ tính thuế.

Xác định thuế tài nguyên bằng dầu thô hoặc khí thiên nhiên phải nộp như sau:

$$\begin{array}{l} \text{Thuế tài nguyên} \\ \text{hoặc dầu thô} \\ \text{hoặc khí thiên} \\ \text{nhiên phải nộp} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Sản lượng dầu thô} \\ \text{hoặc khí thiên nhiên} \\ \text{chịu thuế tài nguyên} \\ \text{bình quân ngày} \\ \text{trong kỳ tính thuế} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Thuế} \\ \text{suất thuế} \\ \text{tài} \\ \text{nguyên} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{Số ngày khai thác} \\ \text{dầu thô hoặc khí} \\ \text{thiên nhiên thực} \\ \text{trong kỳ tính thuế} \end{array}$$

Trong đó sản lượng dầu thô hoặc khí thiên nhiên chịu thuế tài nguyên bình quân ngày trong kỳ tính thuế là toàn bộ sản lượng dầu thô hoặc khí thiên nhiên chịu thuế tài nguyên khai thác trong kỳ tính thuế chia cho số ngày khai thác thực trong kỳ tính thuế.

Số ngày khai thác dầu thô hoặc khí thiên nhiên thực trong kỳ tính thuế là số ngày tiến hành hoạt động khai thác dầu thô hoặc khí thiên nhiên trong kỳ tính thuế, trừ các ngày ngừng sản xuất trên toàn bộ diện tích hợp đồng do mọi nguyên nhân.

Bảng 3.1: Biểu thuế tài nguyên đối với dầu thô và khí thiên nhiên, khí than

Sản lượng khai thác	Thuế suất (%)	
	Dự án khuyến khích đầu tư	Dự án khác
I. Đối với dầu thô		

Đến 20.000 thùng/ngày	7	10
Trên 20.000 thùng đến 50.000 thùng/ngày	9	12

Trên 50.000 thùng đến 75.000 thùng/ngày	11	14
Trên 75.000 thùng đến 100.000 thùng/ngày	13	19
Trên 100.000 thùng đến 150.000 thùng/ngày	18	24
Trên 150.000 thùng/ngày	23	29

II. Đối với khí thiên nhiên, khí than

Đến 5 triệu m ³ /ngày	1	2
Trên 5 triệu m ³ đến 10 triệu m ³ /ngày	3	5
Trên 10 triệu m ³ /ngày	6	10

Nguồn: Nghị quyết số 1084/2015/UBTVQH13 10/12/2015 của Ủy ban thường vụ Quốc hội

Biểu thuế suất thuế tài nguyên ở trên cho thấy mức thuế suất thuế tài nguyên của nước ta còn cao hơn nhiều so với các nước láng giềng như Trung Quốc 0-12.5%, Malaysia 10%, Indonesia 20%, trong khi thêm lục địa Việt Nam chủ yếu là các mỏ vừa và nhỏ nên chưa thực sự khuyến khích được các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào dầu khí của Việt Nam.

❖ Thuế thu nhập doanh nghiệp.

Điều 33 Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí năm 1993 (2008) quy định các tổ chức, cá nhân tiến hành tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí phải nộp thuế thu nhập doanh nghiệp với thuế suất 50% trên thu nhập chịu thuế trong kỳ nộp thuế.

Trong trường hợp đặc biệt tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí có thể được miễn hoặc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp. Việc miễn hoặc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp do Chính phủ quy định. Thủ tướng Chính phủ quyết định các trường hợp cụ thể được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong hai năm đầu kể từ khi có thu nhập chịu thuế và được giảm 50% số thuế thu nhập doanh nghiệp

phải nộp trong hai năm tiếp theo.

Đối với dự án khuyến khích đầu tư dầu khí được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong một năm đầu kể từ khi có thu nhập chịu thuế và được giảm 50% số thuế thu nhập phải nộp trong một năm tiếp theo.

❖ **Thuế nhập khẩu.**

Đối với các tổ chức, cá nhân khi tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trực tiếp nhập khẩu hay ủy thác nhập khẩu được miễn thuế nhập khẩu đối với các hàng hóa sau:

Thiết bị, máy móc, phương tiện vận tải chuyên dùng cần thiết cho hoạt động dầu khí, kể cả linh kiện, chi tiết, bộ phận rời, phụ tùng gá lắp, thay thế, khuôn mẫu, phụ kiện đi kèm với thiết bị, máy móc, phương tiện vận tải...

1. Vật tư cần thiết cho hoạt động dầu khí mà trong nước chưa sản xuất được.
2. Trang thiết bị y tế và thuốc cấp cứu sử dụng trên các giàn khoan và công trình nổi khi được Bộ Y tế chấp thuận;
3. Hàng tạm nhập tái xuất phục vụ cho hoạt động dầu khí;
4. Trang thiết bị văn phòng phục vụ cho hoạt động dầu khí;

Nhà thầu phụ và tổ chức, cá nhân khác nhập khẩu để cung cấp cho tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua hợp đồng dịch vụ dầu khí hoặc hợp đồng cung cấp hàng hóa được miễn thuế nhập khẩu đối với các hàng hóa nêu trên.

❖ **Thuế xuất khẩu**

Hàng tạm nhập khẩu hoặc hàng hóa nhập khẩu nhưng không sử dụng hết được miễn thuế xuất khẩu khi tái xuất;

Phần dầu khí thuộc thuế tài nguyên của Nhà nước khi xuất khẩu không thuộc diện chịu thuế xuất khẩu;

❖ **Thuế giá trị gia tăng**

Đối với các tổ chức, cá nhân khi tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trực tiếp nhập khẩu hay ủy thác nhập khẩu không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng đối với các hàng hóa sau:

- Thiết bị, máy móc, phụ tùng thay thế, phương tiện vận tải chuyên dùng thuộc loại trong nước chưa sản xuất được cần thiết cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

Trong trường hợp nhập khẩu dây chuyền thiết bị, máy móc đồng bộ không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng nhưng trong dây chuyền đồng bộ có thiết bị, máy móc trong

nước đã sản xuất được thì không tính thuế giá trị gia tăng cho cả dây chuyền thiết bị, máy móc đồng bộ đó;

Vật tư nhập khẩu thuộc loại trong nước chưa sản xuất được cần thiết cho hoạt động tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ. Hàng tạm nhập tái xuất phục vụ cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

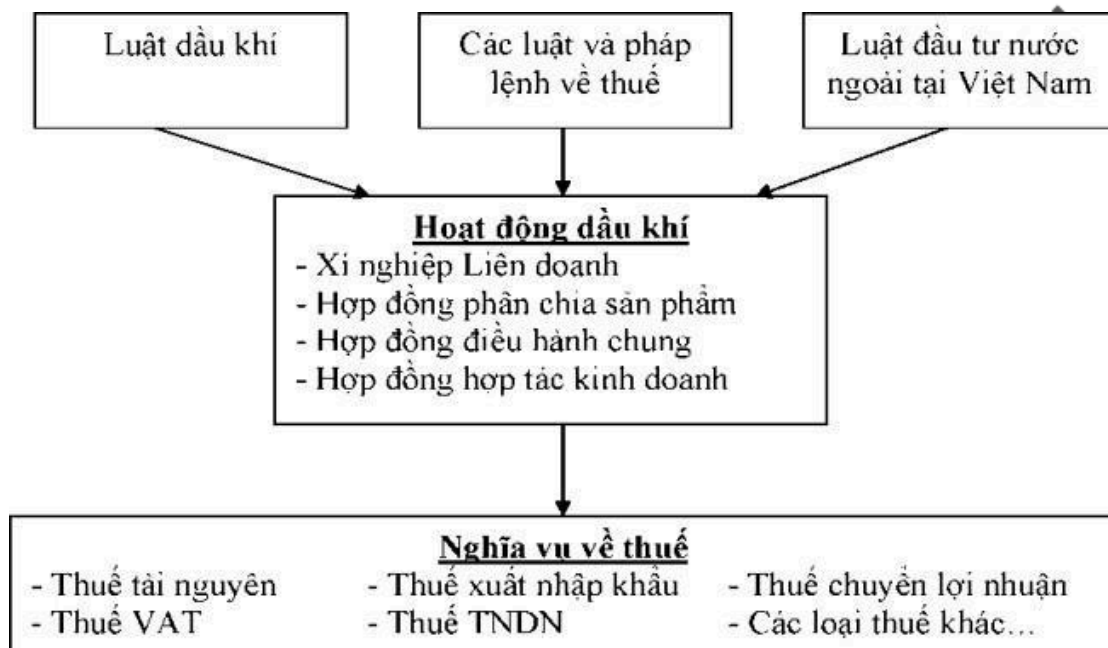
Nhà thầu phụ và tổ chức, cá nhân khác nhập khẩu để cung cấp cho tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua hợp đồng dịch vụ dầu khí hoặc hợp đồng cung cấp hàng hóa không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng đối với các hàng hóa nêu trên.

❖ Nghĩa vụ và thể thức thu nộp thuế đối với hoạt động thăm dò dầu khí.

Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí hiện nay, chính sách thuế thực hiện chủ yếu theo Thông tư số 48/2001/TT-BTC ngày 25/06/2001 của Bộ Tài Chính và các Luật Thuế hiện hành. Trong hợp đồng phân chia sản phẩm mà các công ty dầu khí nước ngoài ký kết với PVN chủ yếu dựa trên các định chế tài chính và cơ chế tài chính, thực chất là các chính sách thuế phải thực hiện.

Đến nay, Việt Nam vẫn chưa có một luật thuế hay chính sách thuế riêng để điều chỉnh đối với lĩnh vực hoạt động dầu khí. Chính vì vậy, các sắc thuế và các quy định về thuế áp dụng đối với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí được quy định tại Luật Dầu khí (thuế tài nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp).

Việc tổ chức quản lý thu thuế trong các hoạt động dầu khí được phân cấp cho các Cục thuế địa phương nơi có các hoạt động chính về dầu khí hoặc có các cơ quan trụ sở đầu não điều hành đóng trên địa bàn đó thực hiện.

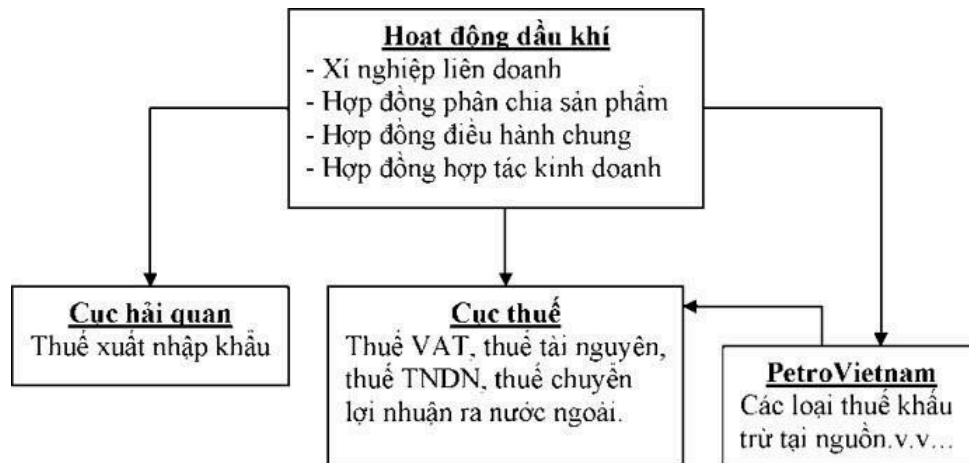


Hình 3.1: Thuế đối với hoạt động dầu khí

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Thuế và các khoản thu khác từ hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí là một trong những nguồn thu rất lớn của NSNN, các khoản thu trên đã đóng góp tích cực vào việc cân đối thu chi ngân sách quốc gia, không những đảm bảo nhiệm vụ chi thường xuyên mà còn góp phần tích cực trong việc đầu tư, tích lũy và phát triển nền kinh tế.

Trong các hoạt động dầu khí tại Việt Nam thì tiềm năng về dầu khí tương đối lớn, tuy nhiên các quy định tại Thông tư 48/2001/TT-BTC mới chỉ tập trung hướng dẫn về thuế và thu đối với khai thác, xuất khẩu dầu thô trong khi các quy định về chế độ thuế áp dụng đối với khai thác khí chưa đầy đủ, chưa phù hợp cụ thể như hệ thống tờ khai, quy trình nộp, các quy định về tỷ lệ thu hồi chi phí.



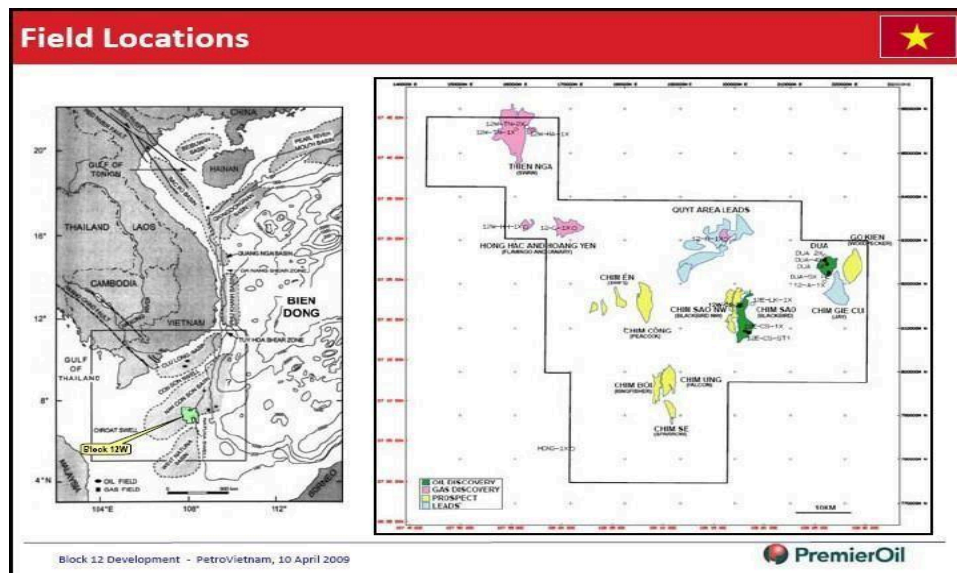
Hình 3.2: Tổ chức thu thuế hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

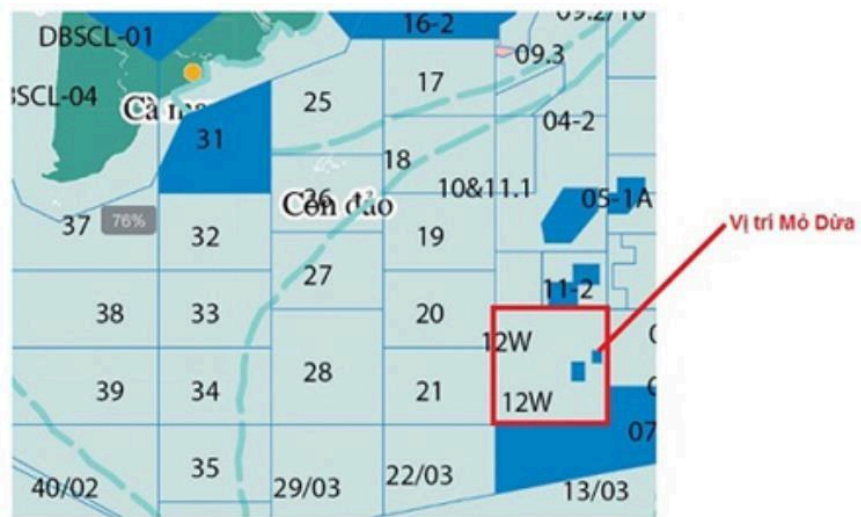
3.1.2. Tình hình khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

❖ Mỏ Chim Sáo và Dừa, Lô 12W

Mỏ Chim Sáo và mỏ Dừa thuộc lô hợp đồng 12W nằm trong bồn trũng Nam Côn Sơn, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 350 km về phía Đông Nam. Công ty khai thác dầu Premier Oil (Anh) và các đối tác đã phát hiện ra mỏ Chim Sáo vào tháng 11/2006 và được Chính phủ Việt Nam cho phép khai thác vào năm 2009.



Hình 3.3: Vị trí Lô 12W bể Nam Côn Sơn và các mỏ Chim Sáo, Dừa



Hình 3.4: Vị trí mỏ Dừa

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Trữ lượng và Kế hoạch phát triển các mỏ
này đã được Thủ tướng Chính phủ phê
duyet.

Mỏ Chim Sáo có tổng trữ lượng dầu khí tại
chỗ (cấp 2P-P50) tại thời điểm FDP
2009 là 187 triệu thùng dầu và 186 tỷ bộ khối khí đồng hành.

Bảng 3.3: Trữ lượng dầu thu hồi mỏ Chim Sáo đã được phê duyệt

Đơn vị: triệu thùng

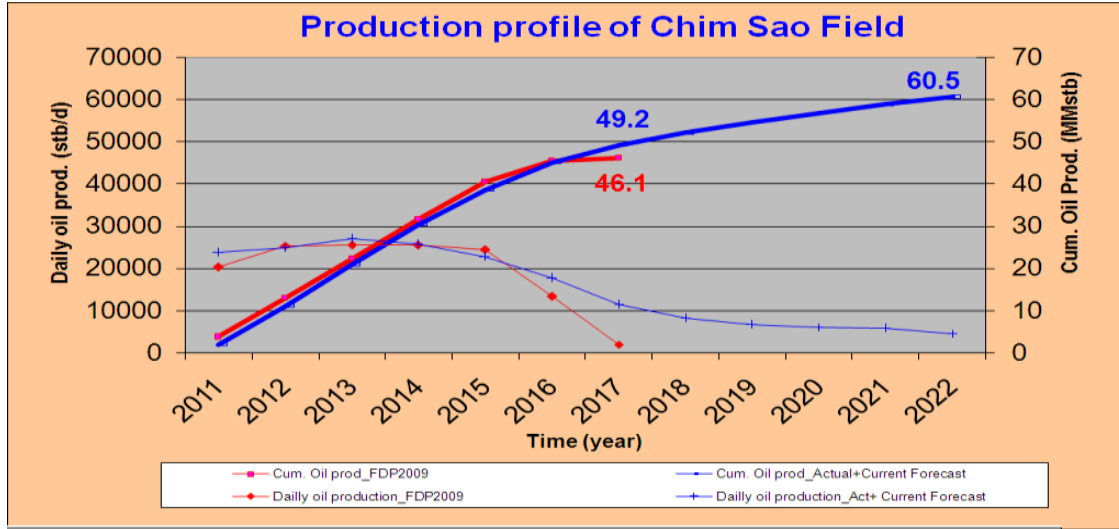
Mean	1P	2P	3P
Chim Sáo South	9.7	29.0	32.1
Chim Sáo North	10.4	16.0	17.5
Chim Sáo Full Field	20.1	45.0	49.6
Total	20.1	45.0	52.8

*Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam***Bảng 3.4: Sản lượng dầu khí khai thác của mỏ Chim Sáo**

Year	Oil (stb / day)	Cumulative oil (mmstb)	Inj Water (Bbl / day)	Assoc Gas (MMScf/d)
2010				
2011	20306	3.7	48684	19.9
2012	25360	13.0	48474	24.5
2013	25429	22.3	45920	26.2
2014	25429	31.6	44024	31.7
2015	24431	40.6	42972	43.1
2016	13360	45.5	40910	28.4
2017	1938	46.1	12756	3.7

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tuy thực tế, trữ lượng thu hồi cập nhật của mỏ Chim Sáo (theo mô hình khai thác tháng 8/2012) không khác biệt quá nhiều so với FDP 2009 (tính cut- off kinh tế cùng thời điểm cuối năm 2017).



Hình 3.5: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Chim Sáo

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mỏ Dừa được có tổng trữ lượng dầu khí tại chỗ (cấp 2P-P50) của mỏ Dừa ước tính tại thời điểm FDP 2012 là 45,5 triệu thùng dầu (đối với 03 vỉa chứa chính) và 62,5 triệu thùng dầu (đối với tất cả 05 vỉa chứa).

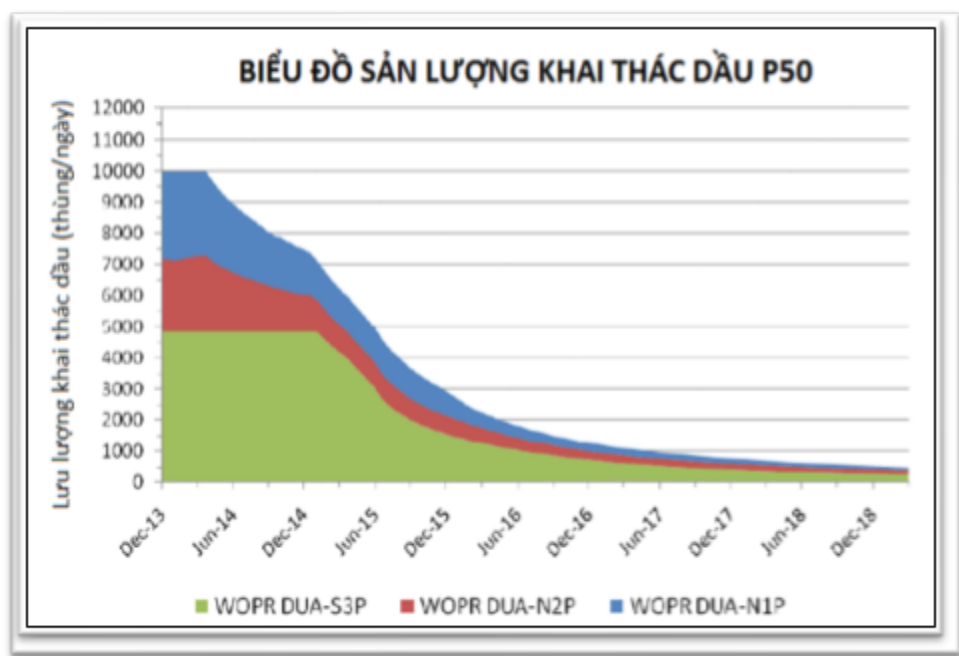
Bảng 3.6: Các phát hiện của mỏ Dừa đưa vào khai thác

Vỉa chứa	OIIP (triệu thùng)	
	Mô hình mô phỏng 2011	
	P1	P1
MDS1	0	13,8
MDS2	4,5	6,9
MDS3	19,1	24,8
MDS5	0	0
MDS6	4,2	17
Tổng MDS1-2-3	23,6	45,5

P1/2P (MDS1-2-3)	51,9%
------------------	-------

Tổng MDS1-2-3-5-6)	27,8	62,5
P1/2P (MDS1-2-3-5-6)	44,5%	

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

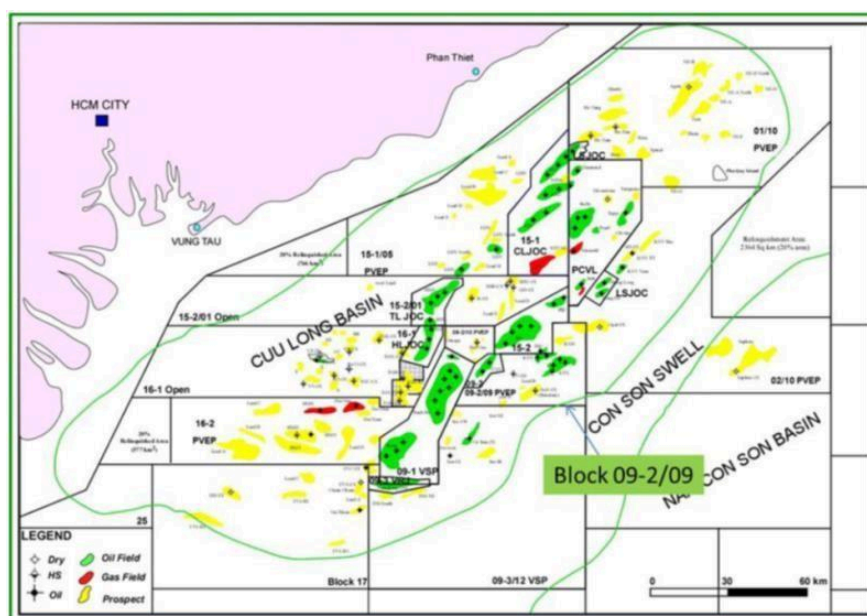


Hình 3.6: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Dừa

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

❖ Mỏ Kinh Ngư Trắng, Lô 09-2/09

Công ty hiện đang điều hành hoạt động thăm dò thăm lượng lô 09-2/09 thuộc bể Cửu Long, Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) thuộc Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã xây dựng và trình báo cáo Kế hoạch Phát triển Đại cương cho mỏ Kinh Ngư Trắng (gọi tắt là KNT ODP) thuộc lô 09-2/09. Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt trữ lượng dầu mỏ Kinh Ngư Trắng Nam khoảng 260 triệu thùng.



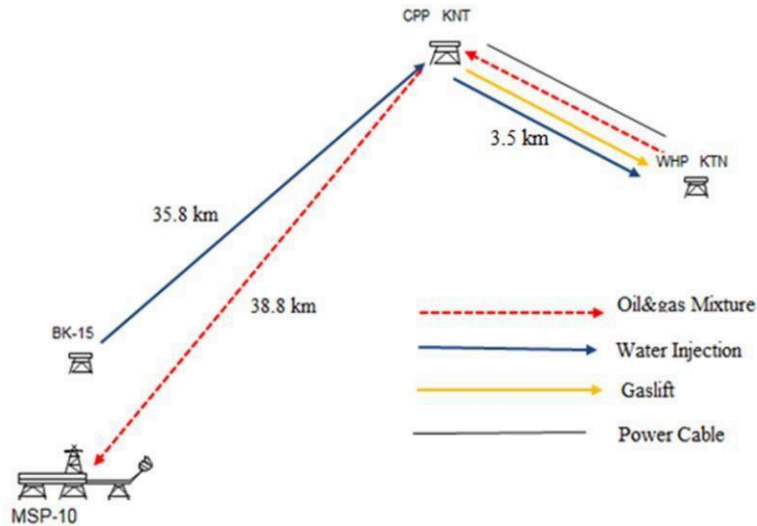
Hình 3.7: Vị trí mỏ Kinh Ngư Trắng

Nguồn: Tạp chí PetroTime

Lô 09-2/09 thuộc bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam, có diện tích khoảng 992 km² với độ sâu nước biển khoảng 65m, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 140 km về phía Đông Nam, phía Bắc giáp mỏ Rạng Đông (Lô 15-2), phía Tây giáp mỏ Bạch Hổ (Lô 09- 1).

Hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí (PSC) Lô 09-2/09 lần đầu tiên được ký kết vào ngày 6/8/2009 giữa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) và Tổng Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP). Năm 2019, PVEP đã chia sẻ quyền lợi tham gia cho Vietsovpetro (40%) và Zarubezhneft (30%), trong đó Vietsovpetro được chỉ định là Người điều hành.

Trên phạm vi Lô 09-2/09 đã có 2 phát hiện dầu khí Kinh Ngư Trắng (KNT) và Kinh Ngư Trắng Nam (KTN) với quy mô trữ lượng không lớn và với các điều kiện kinh tế kỹ thuật hiện tại, các phát hiện này được xếp vào nhóm mỏ dầu khí cận biên. Ngoài ra, vị trí của các mỏ KNT và KTN cách xa các mỏ lân cận đang hoạt động khai thác, cụ thể cách mỏ Rạng Đông (Lô 15-2) 18km, cách mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1) 39km.



Hình 3.8: Sơ đồ kết nối mỏ Kinh Ngư Trắng - Kinh Ngư Trắng Nam với mỏ Bạch Hổ

Nguồn: Tạp chí PetroTimes

Trữ lượng dầu khí tại chỗ (HCIIP), Đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt:

Bảng 3.7: Trữ lượng dầu khí tại chỗ mỏ KNT

Reservoirs	Reserve Categories	OIIP (MMbbls)			GIIP (bcf)			Solution gas (bcf)			Condensate (MMbbls)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Bl.1	P1												
	P2												
	P3	0,95	1,07	1,21				0,64	0,73	0,82			
E10	P1												
	P2	12,07	13,16	14,33				11,77	12,94	14,19			
	P3	6,70	7,47	8,26				6,55	7,34	8,18			
E30	P1	3,23	3,52	3,83				3,15	3,46	3,79			
	P2	12,84	15,88	19,07				12,59	15,60	18,82			
	P3	7,61	9,41	11,31				7,46	9,24	11,15			
E40	P1	2,87	3,12	3,39				2,79	3,07	3,36			
	P2	0,79	0,86	0,93				0,77	0,84	0,92			
	P3	0,75	0,81	0,88				0,73	0,80	0,87			
E60	P1				110,86	119,42	128,57				6,60	8,95	11,37
	P2				97,59	105,16	113,20				5,80	7,88	10,01
	P3				63,70	107,89	144,46				4,42	7,80	11,63
E70	P1	56,68	62,49	68,70				66,04	72,84	80,12			
	P2	26,01	28,94	32,11				30,29	33,74	37,45			
	P3	25,42	29,22	33,36				29,62	34,05	38,90			
Basement	P1												
	P2	25,46	30,32	36,17				29,67	35,33	42,16			
	P3	25,36	29,87	34,91				29,54	34,81	40,73			
Total	1P	62,77	69,13	75,92	110,86	119,42	128,57	71,98	79,37	87,27	6,60	8,95	11,37
	2P	139,94	158,28	178,53	208,44	224,58	241,77	157,07	177,82	200,82	12,40	16,84	21,38
	3P	206,73	236,11	268,47	272,14	332,47	386,23	231,62	264,78	301,48	16,82	24,63	33,01

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng trữ lượng dầu khí tại chỗ cho thấy các tầng sản phẩm chính trong mỏ KNT bao gồm tầng E60, E70 và móng. Tỷ lệ phân cấp trữ lượng (1P/2P và 2P/3P) các tầng chính này như sau:

- 1P/2P: 51,3% cho dầu và 53,2% cho khí;
- 2P/3P: 67,3% cho dầu và 67,5% cho khí.

Phương án cơ sở được đề xuất để phát triển mỏ KNT bao gồm: 07 giếng khai thác + 03 giếng bơm ép nước.

- Tổng trữ lượng thu hồi ước tính là 27,4 triệu thùng dầu và 75,2 tỷ bộ khối khí với thời gian khai thác dự kiến 15 năm.
- Hệ số thu hồi dầu của E70 là 22,2%, của Móng là 13,4%; hệ số thu hồi của E60 là 20,3% đối với condensate và 14,4% đối với khí.

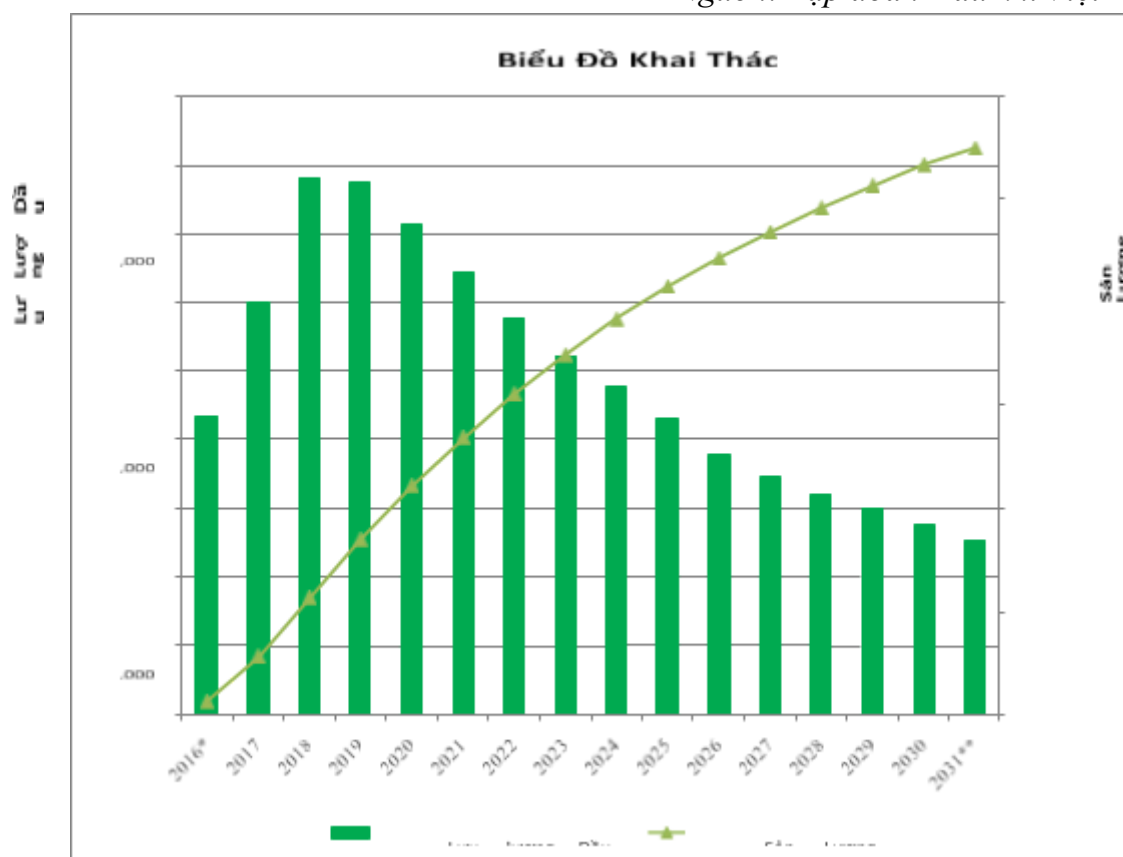
Bảng 3.8: Sản lượng khai thác mỏ KNT theo Phương án cơ sở

Năm					Lưu lượng nước	Sản lượng nước khai thác	Lưu lượng	Tổng lượng
-----	--	--	--	--	----------------	--------------------------	-----------	------------

	Lưu lượng dầu	Sản Lượng Dầu	Lưu lượng Khí	Sản Lượng Khí	Khai Thác		nước bơm ép	nước bơm ép
	(thùng/ng ày)	(thùng)	(1000 bộ khối/ngày)	(1000 bộ khối)	(thùng/ng ày)	(thùng)	(thùng/ ngày)	(thùng)
2016 *	4,335	622,505	11,427	2,866,720	8	708	0	0
2017	6,007	2,815,053	14,088	8,008,774	8	3,470	0	0
2018	7,812	5,666,574	17,752	14,488,237	9	6,678	3,791	1,383,546
2019	7,741	8,491,942	17,839	20,999,504	13	11,414	6,995	3,936,777
2020	7,129	11,100,481	17,186	27,282,947	46	28,220	7,028	6,509,114
2021	6,425	13,445,721	16,094	33,157,263	137	78,404	7,007	9,066,513
2022	5,772	15,552,436	15,017	38,638,288	269	176,482	6,993	11,618,886
2023	5,201	17,450,687	14,010	43,752,066	435	335,184	6,964	14,160,566
2024	4,763	19,193,261	13,239	48,591,553	575	545,702	6,908	16,689,049
2025	4,298	20,762,173	12,356	53,101,522	734	813,616	6,841	19,185,844
2026	3,794	22,147,081	11,379	57,254,867	978	1,170,542	6,753	21,650,862

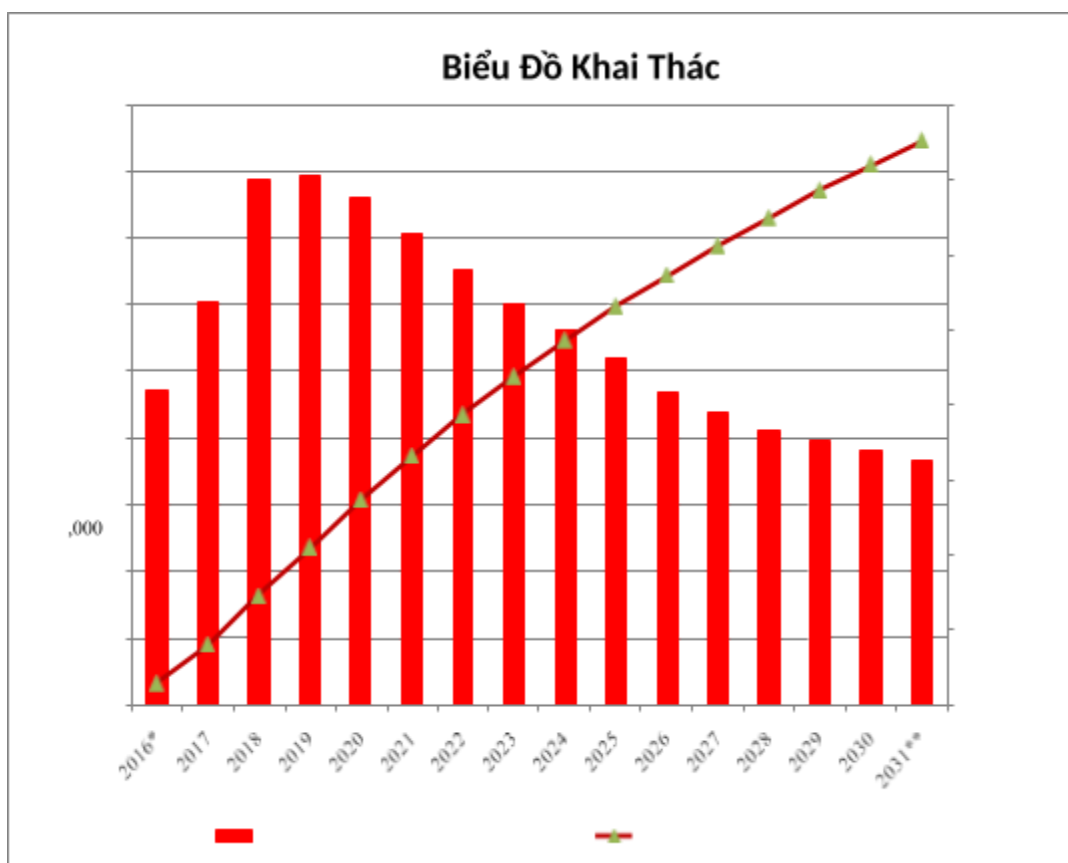
2027	3,456	23,408,347	10,729	61,171,078	1,192	1,605,483	6,648	24,077,464
2028	3,207	24,581,525	10,239	64,912,914	1,375	2,108,581	6,533	26,468,361
2029	3,012	25,680,948	9,932	68,538,177	1,444	2,635,681	4,007	27,930,839
2030	2,768	26,691,299	9,622	72,050,133	1,425	3,155,781	4,000	29,390,839
2031 * *	2,536	27,486,936	9,288	75,199,074	1,445	3,596,594	4,000	30,610,839

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.9: Biểu đồ khai thác dầu mỏ KNT theo Phương án cơ sở

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.10: biểu đồ khai thác khí mỏ Kinh Ngư Trắng theo Phương án cơ sở

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

3.2. Phân tích hiệu quả kinh tế khai thác một số mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

❖ Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Dừa

Việc đánh giá hiệu quả kinh tế mỏ Dừa được thực hiện trên cơ sở Hợp đồng PSC Dự án Lô 12W. Phương án phát triển cần phải nghiên cứu nhiều phương án phát triển khả thi, có áp dụng các công nghệ hiện đại phù hợp với mỏ Dừa nằm cách xa 17km so với mỏ Chim Sáo đang khai thác. Các thông số chi phí đầu tư, phương án cơ sở đầu vào để tính toán kinh tế như sau:

- Phát triển khai thác phân theo giai đoạn: 07 năm;
- Số lượng giếng: 3 giếng khai thác;
- Sản lượng khai thác cộng dồn 6,4 triệu thùng dầu;
- Thời gian đánh giá kinh tế: năm 2012;

- Chi phí dọn mỏ: 16,8 triệu USD.
- Chi phí quá khứ: 287 triệu USD.
- Tổng chi phí phát triển Dự án: 266 triệu USD.

Với giá dầu tính toàn 65 USD/ thùng, kết quả đánh giá hiệu quả kinh tế phát triển mỏ Dừa (áp dụng các điều kiện ưu đãi nhất có thể theo quy định hiện hành) với dòng tiền chiết khấu về thời điểm năm 2012, thể hiện ở chỉ tiêu NPV@10% là 3 triệu USD, nguồn thu Chính phủ khoảng 253 triệu USD.

Thực tế, trong thời gian gần đây giá dầu liên tục giảm và giảm sâu hiệu quả kinh tế chắc chắn cho các Dự án nhỏ này sẽ là rất thách thức. Áp dụng giá dầu này, các điều kiện trữ lượng và các định chế tài chính áp dụng bình thường thì hiệu quả kinh tế phát triển mỏ Dừa với dòng tiền chiết khấu về thời điểm năm 2012, thể hiện ở chỉ tiêu NPV@10% 2012 sẽ âm 9 triệu USD. Rủi ro giá dầu làm Dự án không còn hiệu quả kinh tế để được phép phát triển bình thường.

Bảng 3.9: Các thông số hiệu quả kinh tế của Dự án

Nội dung	Phương án	Phương án
	cơ sở	cao
Hiệu quả đầu tư của dự án		
NPV@ 0% (tr. USD)	547,37	829,73
NPV@ 10% (tr.USD)	154,79	294,24
IRR (%)	17,12	21,75
Hiệu quả đầu tư của phía Nhà thầu nước ngoài		
NPV@ 0% (tr. USD)	496,34	736,21
NPV@ 10% (tr.USD)	147,87	272,25

Nội dung	Phương án	Phương án
	cơ sở	cao
IRR (%)	19,30	24,20
Hiệu quả đầu tư của PVEP		
NPV@ 0% (tr. USD)	51,02	93,51
NPV@ 10% (tr.USD)	2,95	24,83
IRR (%)	10,91	16,54
Thời gian hoàn vốn (năm)	5,01	4,95
Phần thu của nước chủ nhà (PVN)		
NPV@ 0% (tr. USD)	123,15	186,61
NPV@ 10% (tr.USD)	83,91	115,27
Phần thu của Chính phủ		
NPV@ 0% (tr. USD)	392,57	599,85
NPV@ 10% (tr.USD)	253,46	354,53

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Theo kết quả đánh giá kinh tế, dự kiến PVEP thu được lãi ròng chiết khấu (NPV@10%) 2,95 triệu USD trong phương án cơ sở và 24,83 triệu USD trong phương án cao. Tỷ suất doanh lợi nội tại đạt 10,91% trong phương án cơ sở và 16,54% trong phương án cao.

❖ **Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Kinh Ngư Trắng**

Tại mỏ Kinh Ngư Trắng, các quy định về mức thuế và cơ chế phân chia sản phẩm được thực hiện như sau:

Thuế tài nguyên:

- Đối với dầu thô

Sản lượng Dầu thực (thùng/ngày)	Thuế suất
Đến 20.000	8%
Trên 20.000 đến 50.000	10%
Trên 50.000 đến 75.000	12%

Trên 75.000 đến 100.000	17%
Trên 100.000 đến 150.000	22%
Trên 150.000	27%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

- Đối với khí thiên nhiên

Mức sản lượng (triệu m3/ngày)	Thuế suất
Tới 5	0%
Trên 5 tới 10	5%
Trên 10	10%

- Thu hồi chi phí tối đa 50% sản lượng Dầu/ Khí thực trong Quý.
- Các chi phí chưa được thu hồi liên quan đến hoạt động đầu tư khí tại diện tích Hợp đồng phát sinh trước ngày hiệu lực được coi là chi phí hoạt động dầu khí.

Phân bổ dầu lãi/ khí lãi:

- Đối với dầu thô

Sản lượng Dầu thực (thùng/ngày)	PVN	Nhà thầu
Đến 15.000	20%	80%

Trên 15.000 đến 20.000	25%	75%
Trên 20.000 đến 50.000	30%	70%
Trên 50.000 đến 75.000	35%	65%
Trên 75.000 đến 100.000	40%	60%
Trên 100.000 đến 150.000	50%	50%
Trên 150.000	65%	35%

- Đối với khí thiên nhiên

Sản lượng Khí thực (triệu m3/ngày)	PVN	Nhà thầu
Đến 5	20%	80%
Trên 5 đến 10	25%	75%
Trên 10	30%	70%

Thuế và phí:

- Thuế: Thuế thu nhập doanh nghiệp 50%
- Thuế xuất khẩu Dầu thô: 10%

Lợi ích của thuế đối với thu hút các nhà đầu tư

Với những cơ hội đầu tư như nhau, ở đâu có những chính sách ưu đãi về thuế thì Nhà đầu tư sẽ đầu tư vào đó. Mức thuế suất ưu đãi, hấp dẫn sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc thu hút vốn đầu tư, cạnh tranh với các nước trong khu vực lân cận.

Trong thời gian qua Việt Nam đã có những chính sách ưu đãi về thuế nhập khẩu và thuế GTGT của vật tư, thiết bị nhập khẩu cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí mà trong nước chưa sản xuất được nên đã thu hút được nên đã thu hút được khá nhiều nhà đầu tư nước ngoài quan tâm.

Hạn chế của thuế đối với thu hút vốn đầu tư

Mức thuế thu nhập doanh nghiệp của Việt Nam là 50% cao hơn so với các nước trong khu vực và các nước láng giềng: Trung Quốc 33%, Malaysia 40%, Indonesia 35% điều này đã hạn chế các Nhà đầu tư nước ngoài rót vốn vào Việt Nam. Hơn nữa, các khoản chi phí được trừ khi tính thu nhập chịu thuế của Việt Nam còn hạn chế như chi phí quản lý, giám sát, chi phí văn phòng của Nhà đầu tư nước ngoài liên quan đến lô hợp đồng dầu khí thăm dò khai thác tại Việt Nam cũng không được tính giảm trừ khi tính thu nhập chịu thuế.

Thuế suất thuế tài nguyên của Việt Nam cũng cao hơn so với các nước nên chưa thực sự khuyến khích nhà đầu tư rót vốn vào Việt Nam.

CHƯƠNG 4: ĐỊNH HƯỚNG, GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN CHO VIỆT NAM

4.1. Định hướng quốc gia về phát triển khai thác mỏ dầu khí nói chung và mỏ dầu khí cận biên nói riêng tại Việt Nam trong thời gian tới

4.1.1. Định hướng của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí

Theo định hướng phát triển ngành dầu khí đến năm 2025: Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam được TTgCP phê duyệt tại Quyết định số 386/QĐ-TTg ngày 09/3/2009 đã chỉ rõ mục tiêu chiến lược, các quan điểm, định hướng phát triển và các tồn tại, yếu kém của ngành Dầu khí. Trong đó, mục tiêu chiến lược là phát triển ngành Dầu khí trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, đồng bộ, bao gồm: tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất, nhập khẩu. Xây dựng PVN trở thành một Tập đoàn kinh tế hàng đầu Việt Nam, đóng góp quan trọng trong nền kinh tế, đồng thời, góp phần đấu tranh, bảo vệ chủ quyền quốc gia trên Biển Đông và nâng cao vị thế doanh nghiệp nhà nước của Việt Nam trên trường quốc tế.

Quan điểm Chiến lược, Quy hoạch ngành Dầu khí đã được Chính phủ phê duyệt; phát triển ngành Dầu khí đồng bộ, mang tính đa ngành và liên ngành; trở thành một ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, dựa trên tiềm năng dầu khí trong nước và ở nước ngoài; sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước đồng thời phải tích cực đầu tư tìm kiếm thăm dò ra nước ngoài, khai thác nhanh nguồn tài nguyên nước ngoài để bổ sung sự thiếu hụt từ khai thác trong nước. Chiến lược con người được PVN xác định là một trong ba khâu đột phá trong giai đoạn 2011-2015, với mục tiêu tổng quát là: Xây dựng một đội ngũ cán bộ lãnh đạo, quản lý, khoa học - công nghệ và công nhân kỹ thuật dầu khí Việt Nam đồng bộ có trình độ chuyên môn kỹ thuật, khoa học công nghệ, nghiệp vụ quản lý và điều hành ngang tầm quốc tế, để tự điều hành các hoạt động dầu khí trong nước và nước ngoài với hiệu quả kinh tế cao, phù hợp với Chiến lược phát triển của ngành.

Các chỉ tiêu kế hoạch của chủ yếu của PVN giai đoạn 2015 - 2025 với quan điểm, mục tiêu xây dựng PVN thành Tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực cạnh tranh trong nước và quốc tế, đạt hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh bằng cách tối ưu hóa mọi nguồn lực sẵn có, đẩy mạnh hoạt động và tập trung đầu tư vào 5 lĩnh vực chính là thăm dò

- khai thác, lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí. Trong đó, lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác là cốt lõi.

Trong các mục tiêu cụ thể của lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thì các chỉ tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí và khai thác dầu khí đóng vai trò quyết định. Trong đó, gia tăng trữ lượng đảm bảo gấp khoảng 2 lần sản lượng khai thác bình quân. Khai thác dầu khí với chỉ tiêu đến năm 2020 và đến năm 2025 đạt tỷ lệ tăng trưởng gấp khoảng gần 2 lần với sản lượng đang khai thác hiện tại trong nước. Ở ngoài nước, mở rộng đầu tư tại 3 trung tâm là Nga và SNG; Nam Mỹ và Bắc Phi.

Bảng 4.1: Mục tiêu khai thác của PVN đến 2015 và định hướng đến 2025

(Triệu tấn qui dầu/năm)

Nguồn khai thác	Năm 2015	Năm 2020	Năm 2025
Khai thác trong nước do phát hiện mới	3,0-3,2	12-12,5	15-16
Khai thác ở nước ngoài (được chia)	1,6-1,8	4,2-4,5	4,5-4,8
Khai thác ở nước ngoài do mua mỏ	1,8-2,0	7,8-8,0	10-12
Tổng	32-33	42-44	42-45

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mục tiêu chiến lược của PVN là đẩy mạnh việc tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng có thể khai thác; ưu tiên phát triển những vùng nước sâu, mở rộng địa bàn và tích cực triển khai hoạt động đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí ra nước ngoài.

Cụ thể hoá mục tiêu chiến lược của Tập đoàn, Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã xây dựng mục tiêu chiến lược tìm kiếm thăm dò trong và ngoài nước theo đó giai đoạn 2011 - 2015 đạt mức gia tăng trữ lượng ở cả trong và ngoài nước là 120 triệu tấn thu hồi qui dầu và giai đoạn 2016 - 2025 đạt mức gia tăng trữ lượng 200 triệu tấn thu hồi qui dầu.

Trong bối cảnh những khu vực lô mở còn lại trong nước và những khu vực thăm dò khai thác trên thế giới còn tiềm ẩn rủi ro cao về địa chất, để đạt được mục tiêu to lớn nêu trên định hướng công tác tìm kiếm thăm dò được khái quát như sau:

- Tập trung đẩy mạnh ở những khu vực còn nhiều tiềm năng; chủ động tìm kiếm đối tác để hợp tác thăm dò khai thác dầu khí ở các khu vực còn khó khăn, đòi hỏi vốn lớn và công nghệ cao.

- PVEP tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng tại các Lô đã ký hợp đồng dầu khí, tận thăm các mỏ đang khai thác để gia tăng trữ lượng khai thác, kết hợp với các nhà thầu nghiên cứu, lựa chọn các cấu tạo và tối ưu hóa vị trí giếng khoan thăm dò khai thác.
- Tại những khu vực/lô có tiềm năng dầu khí đã được chứng minh có tiềm năng cao, ít rủi ro, tham gia tới 100% cổ phần hoặc nắm giữ cổ phần chi phối và trực tiếp điều hành, đặc biệt tại các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng. Bên cạnh đó, PVEP đã nghiên cứu các đối tượng tìm kiếm thăm dò phi truyền thống (bẫy phi cấu tạo...), nghiên cứu các bể trầm tích mới và các nguồn tài nguyên mới như khí than, khí đá phiến, băng cháy... Tăng cường đánh giá, lựa chọn lô có nhiều tiềm năng ở khu vực nước sâu để ký kết hợp đồng dầu khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục triển khai công tác nghiên cứu, khảo sát, điều tra cơ bản tài nguyên khoáng sản trên toàn thềm lục địa.
- Tích cực đầu tư trên nguyên tắc hiệu quả kinh tế nhằm bù đắp sản lượng thiếu hụt ở trong nước và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho nền kinh tế quốc dân. Trong giai đoạn tới, PVEP chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, thuận lợi về quan hệ chính trị và hợp tác với các công ty dầu khí khác. Trong đó, PVEP chú trọng đầu tư vào các khu vực trọng điểm có tiềm năng ở Đông Nam Á, châu Phi, Trung Đông, các nước Liên Xô cũ và Trung/Nam Mỹ. Đặc biệt ưu tiên mua tài sản gồm các mỏ đang phát triển khai thác. Tích cực tìm giải pháp farm-in vào các hợp đồng có tiềm năng cao đang trong giai đoạn thăm dò/thăm lượng.
- Gia tăng trữ lượng phần nước ngoài trong giai đoạn 2011-2015, PVEP phấn đấu đạt 80 triệu tấn quy dầu. Dự kiến giai đoạn 2016 - 2025 các diện tích thăm dò đã bị thu hẹp cộng với rủi ro tăng cao nên có nhiều khả năng tốc độ tăng trưởng của các dự án thăm dò sẽ giảm so với giai đoạn trước. Do vậy, để đạt mức tăng trữ lượng là 150 triệu tấn vào năm 2025 thì tiếp tục áp dụng các giải pháp nêu trên ngoài ra còn cần phải triệt để áp dụng các tiến bộ khoa học để giảm thiểu rủi ro và tăng hệ số thu hồi dầu khí.

Trong những năm tới, công tác thăm dò nhằm đảm bảo kế hoạch chiến lược gia tăng trữ lượng ngày càng cao sẽ phải đối mặt với những thách thức rất lớn về nhu cầu nhân lực, nguồn vốn, sự cạnh tranh quốc tế và tiến bộ khoa học công nghệ. Điều này đòi hỏi PVEP phải không ngừng vươn lên để có thể chiến hữu những tầm cao mới.

Trong giai đoạn 2007-2010, PVEP đã đưa 16 mỏ mới vào khai thác, sản lượng khai thác đạt trên 40 triệu tấn dầu và condensate, 36,5 tỉ mét khối khí. Hiện nay, PVEP cùng các Nhà thầu đang tích cực nghiên cứu tìm giải pháp nâng cao sản lượng khai thác và khai thác an toàn các mỏ để hoàn thành đạt mức sản lượng cao nhất do Tập đoàn giao. Trong đó, PVEP đã tập trung huy động các nguồn lực cả về nhân lực và tài chính, chủ động phối hợp với các đối tác triển khai tích cực, nghiên cứu, rà soát các kế hoạch phát triển mỏ các dự án để đưa ra phương án triển khai tối ưu nhất. Trong quá trình triển khai thi công, PVEP luôn tuân thủ các quy định của Việt Nam về bảo vệ môi trường song song với việc thực hiện các giải pháp nhằm mục tiêu tiết kiệm năng lượng, khai thác và sử dụng tài nguyên thiên nhiên một cách hợp lý. Chiến lược của PVEP sẽ mở rộng khai thác dầu và khí cả trong và ngoài nước, dự kiến đến năm 2016 sẽ có tổng cộng trên 40 mỏ dầu, khí được đưa vào khai thác. Trong giai đoạn 2011 - 2015 tổng sản lượng dầu khí khai thác qui đổi dự kiến trên 130 triệu tấn và trong giai đoạn 2016 - 2025 tổng sản lượng dầu khí khai thác qui đổi dự kiến trên 400 triệu tấn.

4.1.2. Định hướng khai thác các mỏ dầu khí cận biên

Trong hơn 20 năm qua, thực tế kết quả triển khai công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam cho thấy số phát hiện dầu khí tại các Bể: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai - Thổ Chu, Sông Hồng, v.v... đã có khoảng 50 phát hiện. Tuy nhiên, chỉ có 05 phát hiện cho là khá lớn (chiếm 10%), trong đó, có 02 mỏ khí lớn đang gặp rất nhiều khó khăn trong triển khai phát triển khai thác, sử dụng hiệu quả nguồn khí này. Vì vậy, 02 mỏ khí này gần như cận biên về khía cạnh khó khăn địa chất, địa lý, cơ sở hạ tầng khai thác và sử dụng. Như vậy, thực tế tại Việt Nam trong những năm gần đây có đến trên 90% các mỏ phát hiện trong 20 năm qua là mỏ dầu khí cận biên. Vượt lên trên khó khăn, thách thức Tập đoàn đã luôn hoàn thành, hoàn thành vượt mức chỉ tiêu kế hoạch khai thác trên 25 triệu tấn dầu quy đổi/năm trong 05 năm gần đây.

Trước thực tế trên thế giới cũng như tại Việt Nam hầu hết các mỏ dầu khí lớn, hiệu quả khai thác công nghiệp cao đã được phát hiện, đang khai thác ở giai đoạn sau của thời gian khai thác cực đại. Nhiều mỏ dầu khí nhỏ, nước sâu xa bờ, điều kiện khai thác khó khăn đã và đang được phát hiện nhưng do nhiều nguyên nhân chưa thể đưa vào khai thác. Trong đó, chủ yếu là nguyên nhân điều kiện kinh tế, kỹ thuật và thương mại chưa ưu đãi đủ để các nhà đầu tư tiếp tục chuyển sang pha sau, phát triển khai thác thương mại các

mở

dầu khí nhỏ, cận biên đã phát hiện. Các điều kiện này đã được chuẩn hóa qua luật, các văn bản quy phạm pháp luật dưới luật quy định, cụ thể là các quy định trong Hợp đồng Mẫu Hợp đồng Chia sản phẩm dầu khí ban hành kèm theo Nghị định số 33/2013/NĐ-CP ngày 22/4/2013 của Chính phủ.

Định hướng về công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí:

Tổ chức và đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, nhất là ở những vùng nước sâu, xa bờ, điều kiện địa chất, địa lý, cơ sở hạn tầng phát triển mỏ chưa phát triển và các khu vực, cụm mỏ nhỏ cận biên; bảo đảm tìm kiếm thăm dò dầu khí đi trước một bước, nhằm gia tăng và đặt cơ sở trữ lượng dầu khí cho sự phát triển bền vững, lâu dài của ngành dầu khí; phấn đấu đến năm 2025, cơ bản đánh giá được trữ lượng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam (cụ thể là hoàn thành khảo sát địa chấn 2D với mạng lưới 4 km x 4 km; triển khai khảo sát địa chấn mạng lưới 2 km x 2 km đối với các cấu tạo có triển vọng để chính xác cấu trúc, đánh giá tiềm năng kết hợp khảo sát 3D để lựa chọn vị trí giếng khoan thăm dò). Cụ thể là tiếp tục triển khai khảo sát địa chấn 2D ở phụ Bể Phú Quốc (Vùng I.1); khảo sát địa chấn, từ và trọng lực nghiên cứu các cấu trúc thuộc phần chìm sâu của Đới nâng Côn Sơn (Vùng I.2), khảo sát địa chấn, từ và trọng lực các Lô 125-126, 149-154 về phía Đông, Đông Nam và Nam các lô trên (Vùng II.1), khảo sát địa chấn, từ và trọng lực khu vực Tây Hoàng Sa (Vùng II.2).

Vùng nước sâu dưới 200m: khảo sát bổ sung thêm địa chấn 2D/3D, khoan thăm dò tại các Lô 102, 106, 103 và 107 ở bắc Bể Sông Hồng; các lô 05-2, 05-3, 04-1, 04-2 và 04-3, Bể Nam Côn Sơn (trong đó quan tâm đến các đối tượng syn-rift); nghiên cứu, chính xác hóa triển vọng của các bẫy phi cấu tạo và khoan 1-2 giếng khoan vào đối tượng này ở Bể Cửu Long; tiếp tục công tác tìm kiếm thăm dò tại các lô khu vực trung tâm Bể Mã Lay- Thổ Chu.

Những vùng nước sâu hơn 200m và xa bờ (Nam Bể Sông Hồng, Bể Phú Khánh, Đông Bắc Bể Nam Côn Sơn, khu vực Tư Chính – Vũng Mây, nhóm Bể Hoàng Sa và Trường Sa): kế hoạch tiếp theo ở vùng này là khảo sát địa vật lý với mạng lưới tuyến dày hơn (4x4 km, 8x8 km), nghiên cứu, đánh giá lại triển vọng một loạt cấu tạo đã phát hiện, tiến hành khoan thăm dò 4-5 giếng khoan vào những cấu tạo triển vọng nhất. Hoàn thiện các cơ chế, chính sách để kêu gọi đầu tư, ký kết hợp đồng tiến hành công tác tìm kiếm thăm dò, thu hút những đối tác tiềm năng đầu tư tìm kiếm thăm dò các vùng nước sâu, xa bờ với mọi hình thức kể cả chỉ định thầu vào khu vực này. Tập trung kêu gọi đối tác

chiến lược

truyền thống và các đối tác có nhiều kinh nghiệm hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác ở khu vực nước sâu theo hình thức hợp đồng PSC linh hoạt hơn. Khuyến khích các nhà thầu đang có mặt ở vùng này đẩy nhanh tốc độ tìm kiếm thăm dò theo cam kết.

Xem xét thận trọng việc phát triển các cận biên và các mỏ đang khai thác có giá thành xấp xỉ giá thị trường. Nghiên cứu việc phối hợp cùng phát triển và khai thác các mỏ này để tăng hiệu quả đảm bảo nguồn thu quốc gia. Trong trường hợp chưa đủ điều kiện phát triển và khai thác coi đây là nguồn dự trữ.

Đầu tư mạnh cho nghiên cứu các giải pháp khoa học, công nghệ và nguồn nhân lực phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí (minh giải địa chấn, kiểm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có, nghiên cứu các dạng bẫy phi cấu tạo; gia tăng trữ lượng tại chỗ, tận thăm dò các mỏ đang khai thác; nâng cao thu hồi dầu; đầu tư nghiên cứu chính xác hóa mô hình địa chất các mỏ đang khai thác nhằm quản lý mỏ một cách hiệu quả nhất, ...).

Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ khai thác, các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu, kiểm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có và các phát triển các mỏ nhỏ, cận biên. Chuẩn bị các điều kiện cần thiết để triển khai phát triển và khai thác các phát hiện ở những vùng nước sâu, xa bờ.

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu và hợp tác quốc tế nghiên cứu điều tra cơ bản dầu khí phi truyền thống, khí sét, khí than, khí hydrate.

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu và hợp tác quốc tế nghiên cứu nhằm triển khai kế hoạch tận thăm dò đối với các khu vực đang khai thác nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí; tích cực nghiên cứu và thăm dò các bể trầm tích mới, các dạng hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate, ...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác dầu khí.

Giai đoạn 2016 - 2025:

- Cơ bản hoàn thành khảo sát, điều tra cơ bản trên toàn thềm lục địa (không kể Bể Trường Sa, Hoàng Sa và Phú Khánh).
- Xác định rõ hơn trữ lượng dầu khí tiềm năng ở trong nước, trong đó:
 - Khu vực Bể Cửu Long: hoàn thành thăm dò, tận thăm dò và tiếp tục khai thác; bắt đầu triển khai công tác thu dọn mỏ.

- Khu vực Bể Nam Côn Sơn, Bể Sông Hồng, Bể Malay - Thổ Chu, Tư Chính Vũng Mây: tiếp tục thực hiện công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác.
- Khu vực Bể Hoàng Sa, Trường Sa, Phú Khánh, từng bước thực hiện công tác điều tra cơ bản, đánh giá trữ lượng tiềm năng.
- Phát triển các mỏ mới theo kế hoạch, cân đối sản lượng khai thác từng năm và dự trữ dầu thô quốc gia, đảm bảo hiệu quả kinh tế - xã hội.
- Nghiên cứu phát triển các dạng hydrocarbon phi truyền thống.

Về khai thác dầu khí:

Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có, phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác một cách hợp lý và hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Khai thác nhanh các mỏ dầu khí hiện có ở nước ngoài để thu hồi vốn cho đầu tư các dự án mới. Triển khai công tác thu dọn các mỏ đã hết khả năng khai thác, bảo đảm hoàn nguyên môi trường sinh thái.

4.2. Một số giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

4.2.1. Đẩy mạnh hợp tác quốc tế cho phép giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông

Ngành Dầu khí triển khai hoạt động dầu khí không bao giờ đứng riêng lẻ, độc lập trong phạm vi một quốc gia mà hợp tác quốc tế trở thành đặc trưng riêng và không thể thiếu trong hoạt động dầu khí. Đặc trưng đó đúng không chỉ với Việt Nam mà được thực hiện với mọi quốc gia có hoạt động dầu khí.

Thực tế chi phí phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên trong những năm qua cho thấy, giai đoạn đầu, do Việt Nam có nguồn nhân lực dồi dào nên chi phí phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên thấp hơn những công ty của Mỹ và châu Âu, tuy nhiên, chi phí này đang có xu hướng tăng lên. Cụ thể:

Chi phí thăm dò: Đến hết năm 2014, PVEP đang tự điều hành và tham gia điều hành 43 dự án dầu khí; thực hiện thu nổ hơn 130 ngàn km² tuyến địa chấn 2D và 35 ngàn km² tuyến địa chấn 3D; triển khai thực hiện khoan thăm dò/thăm lượng 148 giếng với 30 phát hiện dầu khí mới. Tính đến hết năm 2014, trữ lượng thu hồi đã được phát hiện của PVEP

là 323 triệu tấn quy dầu. Chi phí tìm kiếm thăm dò cho giai đoạn đến năm 2000 là 5% chi phí đầu tư, giai đoạn 2015 là 7,2% tổng chi phí đầu tư.

Chi phí xây dựng công trình biển và các giếng khoan khai thác: Chi phí cho đầu tư xây dựng các công trình biển phục vụ cho khai thác dầu chiếm tỷ trọng rất lớn trong tổng vốn đầu tư, đặc biệt trong điều kiện CNH, HĐH và nhằm tăng hiệu quả thu hồi dầu, các chi phí đầu tư cho xây lắp các công trình biển như giàn khoan cố định, di động, các giàn nén khí, giàn bơm ép nước vào vỉa dầu, xây dựng hệ thống đường ống dẫn dầu nội bộ mỏ... chiếm khoảng 60% - 70% tổng chi phí đầu tư.

Chi phí khai thác: Tính trung bình của giai đoạn 1994-2007 chi phí khai thác dầu gồm cả chi phí tìm kiếm thăm dò và khấu hao tài sản cố định là 27,5 USD/tấn dầu hay 3,6 USD/thùng. Theo Tạp chí dầu khí thế giới số giai đoạn 2009- 2014 thì chi phí khai thác trung bình là 4,05 USD/thùng. Trên cơ sở so sánh trên, chi phí khai thác dầu của PVN đang có xu hướng tăng lên.

Do vậy, để giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông, chúng ta cần đẩy mạnh hợp tác với các đối tác nước ngoài, tăng cường hợp tác quốc tế, mở rộng dịch vụ hoạt động dịch vụ khai thác các mỏ dầu khí, đa phương, đa dạng hoá các loại hình dịch vụ, nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo độ an toàn cao. Phát triển mạnh hợp tác quốc tế nhằm thu hút đầu tư nước ngoài, chuyển giao, chuyển dịch công nghệ và kỹ thuật vào Việt Nam. Mở rộng và phát triển hợp tác hơn nữa với các cơ quan khoa học công nghệ trong và ngoài nước để tiếp cận và ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến nhất là sự hợp tác hữu cơ và phối hợp chặt chẽ có hiệu quả giữa các cơ sở nghiên cứu khoa học công nghệ thuộc PVN.

Việc tìm kiếm thăm dò khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam, công tác đẩy mạnh hợp tác quốc tế cần triển khai theo các hướng sau:

- Tăng cường hợp tác quốc tế, trao đổi và chuyển giao công nghệ trong lĩnh vực dầu khí. Phối hợp với các bộ ngành như Bộ Khoa học Công nghệ, Công Thương, Xây dựng, Giao thông vận tải... từng bước xây dựng và phát triển ngành công nghệ cơ khí trọng điểm (gồm các thiết kế, xây dựng và lắp đặt, chạy thử và vận hành...). Triển khai mạnh mẽ nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí tại các vùng nước sâu tại vùng biển và thềm lục địa,

vùng đặc quyền kinh tế của đất nước. Hàng năm tổng kết và đánh giá việc triển khai thực hiện.

- Áp dụng công nghệ tiên tiến vào lĩnh vực thăm dò khai thác các mỏ dầu khí, để đánh giá tiềm năng, trữ lượng dầu khí đặc biệt ở vùng nước sâu làm gia tăng trữ lượng dầu khí Việt Nam.
- Áp dụng công nghệ tiên tiến trong lĩnh vực phát triển mỏ, khoan khai thác để tối ưu hoá quá trình phát triển mỏ, tăng cường hệ số thu hồi dầu, kéo dài tuổi thọ của mỏ, phát triển các mỏ nhỏ ở vùng nước sâu, với giải pháp kỹ thuật mới, kinh tế xử lý các mỏ khí có hàm lượng CO₂ quá cao, áp dụng công nghệ mới đảm bảo khai thác, vận chuyển dầu khí an toàn, tăng sản lượng khai thác.
- Phát triển mạnh các công nghệ sử dụng khí trong công nghiệp hoá dầu trên cơ sở sử dụng khí để sản xuất như các sản phẩm: chất dẻo, sợi tổng hợp, phân bón, chất tẩy rửa tổng hợp, thay thế nhập khẩu có giá trị kinh tế cao.
- Ứng dụng công nghệ mũi nhọn tiên tiến trong lĩnh vực công nghệ thông tin, điều khiển tự động hoá, sinh hóa học, vật liệu mới phục vụ sản xuất. Xây dựng hệ thống quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn quốc tế để tăng khả năng cạnh tranh của Tập đoàn, nâng cao hiệu quả hoạt động đồng đều các lĩnh vực.
- Nghiên cứu các giải pháp quản lý, xử lý hoá chất, các chất thải độc hại (có liên quan đến hoạt động khai thác dầu khí), nghiên cứu hiện trạng và sự biến đổi môi trường kinh tế - xã hội ở những khu vực có tiến hành các hoạt động khai thác dầu khí. Nghiên cứu đánh giá rủi ro các công trình mới và đang vận hành, các điều kiện và môi trường lao động, đánh giá ăn mòn, đề xuất giải pháp chống ăn mòn trong công nghiệp dầu khí.
- Tăng cường hơn nữa năng lực nghiên cứu khoa học, đầu tư mạnh mẽ cho công tác nghiên cứu khoa học của Viện Dầu khí, các Trường đại học và Cao đẳng nghề Dầu khí, áp dụng và phối kết hợp giữa lý luận và thực tiễn từng ngành nghề, xây dựng tổ chức, nghiên cứu nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh, quản trị và phát triển doanh nghiệp từ Tập đoàn đến các đơn vị thành viên, các công ty con thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

4.2.2. Đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên

Nhìn lại quá trình thực hiện công tác đầu tư khai thác các mỏ dầu khí cận biên trong những năm qua, chúng ta nhận thấy nổi lên vấn đề thực hiện dự án chậm, Khả năng giải ngân thấp so với yêu cầu, công tác thanh quyết toán kéo dài, công trình chậm được đưa vào sử dụng dẫn đến hiệu quả đầu tư hạn chế. Với yêu cầu về quy mô đầu tư lớn hơn trong vài năm tới nếu vẫn vận hành hệ thống như hiện nay thì chắc chắn không đạt yêu cầu.

Nguyên nhân của hạn chế trên xuất phát từ vấn đề chính sách, chế độ của nhà nước về quản lý dự án ban hành chậm, thiếu, không đồng bộ làm hạn chế việc thực hiện ở cấp các ngành... Những bất cập giữa Luật Xây dựng, Luật Đấu thầu, Luật Doanh nghiệp, Luật Đầu tư công... cũng có những cản trở đến việc xây dựng và vận hành, quản lý đầu tư khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

Nhằm cải thiện, đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên, cần thực hiện một số biện pháp sau:

- Cần thiết kế một mô hình quản lý dự án khai thác mỏ dầu khí cận biên theo hướng tích cực và năng động hơn. Mô hình mới không chỉ quan tâm đến đầu tư xây dựng mà cần quản lý khai thác công trình một cách hiệu quả nhất. Mô hình là sự liên kết hữu cơ (có thực hiện, có phản hồi, điều chỉnh hoàn thiện) giữa các mô đun quy hoạch - đầu tư - quản lý khai thác. Từ mô hình tổng thể, căn cứ vào Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật để thiết kế một hệ thống thực hiện. Hệ thống này cần thể hiện rõ các công đoạn của công việc, chỉ ra ai (hay cơ quan nào) có trách nhiệm giải quyết, nội dung, phạm vi, thời gian của mỗi công đoạn cần được chỉ ra rõ ràng và yêu cầu về cán bộ, trang thiết bị... để hoàn thành nhiệm vụ; khi vận hành hệ thống sẽ bộc lộ các khâu yếu, các cán bộ không đủ năng lực... hệ thống này cần được thiết lập với các yêu cầu và tiêu chuẩn hoá như ISO. Trong mô hình, hệ thống như đã nêu các quy định, cơ chế về các chủ thể tham gia xây dựng công trình như Chủ đầu tư, Tư vấn, Nhà thầu xây dựng, Giám sát đầu tư... sẽ được quy định rất rõ ràng.
- Công tác cán bộ (nhân sự) cũng được lựa chọn nhằm đáp ứng việc vận hành hệ thống đã được thiết kế.

Để thiết lập Mô hình và cung cách quản lý hệ thống đòi hỏi sự quyết tâm cao của Lãnh đạo Tập đoàn và các cơ quan chức năng của Bộ Công Thương, Bộ Tài chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư v.v...

Trong khi chờ đợi một mô hình và hệ thống được thiết kế, các giải pháp trước mắt vừa phải đáp ứng nhiệm vụ cấp thời song cũng cần phải nhằm tới định hướng lâu dài.

- Một là, phải củng cố các Ban quản lý dự án của Bộ Công Thương và của Tập đoàn;
- Hai là, đổi mới công tác đấu thầu, chọn thầu và giám sát chế tài các nhà thầu. Những công trình quan trọng hay phức tạp cần ưu tiên lựa chọn theo các tiêu chí kỹ thuật. Năng lực nhà thầu xây dựng cũng không nên chỉ xét trên “bài dự thầu” như hiện nay.

4.2.3. Cải thiện thị trường đầu ra cho các sản phẩm dầu khí được khai thác từ các mỏ dầu khí cận biên

Trước năm 1998, PVN chủ yếu xuất khẩu dầu thô và sản phẩm dầu với lượng ít ỏi là Condensate (cho Trung Quốc). Việc kinh doanh sản phẩm dầu nhập khẩu trên thị trường nội địa mới được tổ chức với quy mô nhỏ, lượng tiêu thụ không nhiều, kênh phân phối sản phẩm dầu của Tập đoàn chủ yếu là bán buôn trực tiếp cho khách hàng lớn. Hình thức bán sản phẩm qua đại lý chưa phát triển, số lượng đại lý ít, thị trường bán lẻ Tập đoàn chưa thực sự thâm nhập được nhiều. Riêng với sản phẩm khí hoá lỏng, dù nắm ưu thế là nguồn cung sản phẩm nội địa duy nhất song hình thức tiêu thụ sản phẩm mới chỉ tập trung vào lĩnh vực bán buôn. Giai đoạn tới, khi các dự án sản xuất khí, hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí được đẩy mạnh, lượng sản phẩm dầu khí sẽ tăng lên gấp nhiều lần so với giai đoạn hiện tại. Tập đoàn cũng phải tiếp tục chuẩn bị tốt khâu phân phối, dự trữ sản phẩm để hoạt động kinh doanh tiến triển thuận lợi nhằm mục tiêu chiếm lĩnh 40% thị trường tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu và LPG trong nước, tăng khả năng thâm nhập thị trường sản phẩm dầu của khu vực.

Việc nghiên cứu, tìm hiểu thị trường, chuẩn bị khâu phân phối vì thế là vô cùng quan trọng. Để làm tốt các khâu này cần tập trung chuẩn bị theo hướng sau:

Tiếp tục xây dựng hệ thống tổng kho, kho trung chuyển và mạng lưới phân phối sản phẩm dầu khí trong nước:

- Mở rộng công suất các kho chứa đáp ứng nhu cầu trong nước với quy mô khoảng 3-4 triệu tấn vào năm 2025 để tăng hiệu quả kinh doanh, các sản phẩm từ tổng kho đầu mối, phát triển thị trường rộng, đều về mặt địa lý và cung ứng kịp thời cho hệ thống cây xăng lẻ. Đồng thời đảm bảo cung cấp đủ khí tiêu thụ công nghiệp (cho điện đến 80%), tăng quy mô sản lượng gấp 2 đến 3 lần vào năm 2030.
- Để đạt mục tiêu chiếm lĩnh 40% thị phần xăng dầu cả nước vào năm 2025, Tập đoàn cần đặc biệt quan tâm xây dựng hệ thống cây xăng và mạng lưới các cửa hàng bán lẻ xăng dầu trên toàn quốc. Đầu tư xây dựng các cửa hàng bán lẻ xăng dầu đông đảo sẽ là bước chủ chốt giúp nâng cao doanh số bán lẻ xăng dầu của Tập đoàn, đặt nền tảng để chiếm lĩnh thị trường trên quy mô rộng.
- Tập đoàn cũng cần có biện pháp khuyến khích, phát triển hoạt động của các đại lý sản phẩm xăng dầu. Đây là kênh phân phối sản phẩm rất hữu hiệu do có điều kiện trực tiếp tiếp xúc với thị trường tiêu thụ lẻ, do người tiêu dùng lẻ thường xuyên tham gia khảo sát chất lượng, giá cả sản phẩm ở các đại lý này.

Tăng cường công tác xúc tiến, quảng cáo sản phẩm, gia tăng nhu cầu của người tiêu dùng trong nước với sản phẩm dầu khí.

Công tác xúc tiến quảng cáo có vai trò rất quan trọng, quyết định hành vi mua sản phẩm của người tiêu dùng. Tập đoàn phải tăng cường hơn nữa việc quảng cáo về chất lượng các sản phẩm, uy tín của Tập đoàn, cải tiến mẫu mã bao bì hàng hoá để kêu gọi sự tò mò, thích thú của khách hàng, chú trọng cả chất lượng lẫn độ an toàn của sản phẩm nhằm làm khách hàng tin tưởng khi quyết định đến với sản phẩm do Tập đoàn cung cấp.

Việc quảng cáo cần được phổ biến rộng rãi dưới mọi hình thức. Có thể tiến hành quảng cáo trên đài, báo và tivi song cần đặc biệt chú trọng hình thức quảng cáo trên pano, áp phích lớn, hấp dẫn ở những đường phố trung tâm, trên phương tiện giao thông. Hình ảnh và thông điệp quảng cáo phải đặc biệt hấp dẫn và phù hợp với tập quán và truyền thống của người Việt. Kết quả thống kê cho thấy, 65% thành công của tiêu thụ sản phẩm là khả năng hấp dẫn người tiêu dùng qua thông điệp và hình ảnh quảng cáo sản phẩm.

Tập đoàn cần tổ chức nhiều hơn những cuộc hội thảo về chất lượng sản phẩm, các cuộc gặp gỡ với người tiêu dùng để tuyên truyền về các sản phẩm Tập đoàn cung cấp. Ngoài ra, các hình thức khuyến mại như: giảm giá sản phẩm, tặng quà lưu niệm, tặng phiếu giảm giá, ... cũng được quan tâm đặc biệt trong giai đoạn đầu của hoạt động kinh doanh nhằm tạo uy tín, cảm tình với khách hàng, tiến tới chiếm lĩnh thị trường sâu hơn.

Cho đại lý phân phối sản phẩm, các cửa hàng bán lẻ xăng dầu cũng như các khách hàng mua sản phẩm dầu khí lớn của Tập đoàn được hưởng ưu đãi về phương thức thanh toán như: trả tiền hàng chậm, trả từng khoản định kỳ, chiết khấu % giá bán...

Đẩy mạnh xuất khẩu sản phẩm dầu khí ra thị trường khu vực.

Cần nghiên cứu, tăng cường xuất khẩu sản phẩm dầu khí ra thị trường các nước. Tập đoàn cần hình thành một ban chuyên nghiên cứu tình hình thị trường sản phẩm dầu khí trong khu vực làm cơ sở cho hoạch định các bước phù hợp xuất khẩu sản phẩm dầu khí nhằm đem lại hiệu quả kinh tế cao trong tương lai.

4.2.4. Hạn chế rủi ro trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

Kinh nghiệm cho thấy 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 mở rộng tìm kiếm thăm dò khai thác ra vùng biển nước sâu rất tốn kém, rủi ro và đang bị tranh chấp. Trữ lượng dầu mỏ trong nước đang giảm xuống do tốc độ khai thác cao hơn so với tốc độ tìm kiếm, thăm dò. Với áp lực gia tăng trữ lượng, Tập đoàn đã và đang thực hiện các Dự án đầu tư ra nước ngoài với các rủi ro cao như chính sách của nước sở tại, tỷ giá, kinh nghiệm... Do khung khoảng kinh tế nên việc thu xếp vốn cho các Dự án dầu khí cũng gặp nhiều khó khăn...

Các mục tiêu trong Chiến lược và Kế hoạch của PVN luôn là do TTgCP phê duyệt. Đồng thời với sự hỗ trợ đặc lực về nguồn vốn, công nghệ, ... Luật Dầu khí và Luật Đầu tư, các văn bản hướng dẫn dưới Luật cũng được thông qua với những điều kiện thuận lợi, sự quản lý của các cơ quan quản lý nhà nước minh bạch và rõ ràng. Nhờ đó, Việt Nam đã thu hút sự chú ý của các công ty, Tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới đến hợp tác thăm dò khai thác dầu khí. Tuy nhiên, Tập đoàn là doanh nghiệp 100% vốn thuộc nhà nước, chịu sự quản

lý của Nhà nước nên khả năng năng động, linh hoạt trong hoạt động kinh doanh thấp, tính ỷ lại cao do tính cạnh tranh thấp. Nhân lực cũng như công nghệ chưa đáp ứng được hoàn toàn nhu cầu của ngành.

Tập đoàn cũng đã thực hiện đồng bộ các giải pháp quản trị rủi ro như giải pháp về khoa học công nghệ, giải pháp về quản trị doanh nghiệp, giải pháp về tổ chức, con người để nhằm giảm thiểu các rủi ro trong hoạt động của mình.

Việc quản trị rủi ro trong Tập đoàn cũng được thực hiện qua các lớp theo đúng tinh thần Luật Doanh nghiệp như các Ban chuyên môn của Tập đoàn tùy theo chức năng giúp Tổng giám đốc phân tích đánh giá để tránh các rủi ro gặp phải trong hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN theo từng lĩnh vực như an toàn môi trường, thu xếp vốn, thị trường.... Hội đồng Thành viên kiểm soát những rủi ro trong việc thực hiện các dự án, công trình lớn... của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Đến nay, Chính phủ vẫn chưa hoàn chỉnh, thực hiện và bổ nhiệm đủ các Kiểm soát viên của Chủ sở hữu để kiểm soát mọi hoạt động của Tập đoàn nên việc này chưa được thực hiện tốt.

Việt Nam nói chung và ngành Dầu khí nói riêng chưa nhìn nhận đúng về vai trò của quản trị rủi ro, chưa quan tâm đúng mức đến tầm quan trọng của quản trị rủi ro, dẫn đến Quản trị rủi ro “bị động” hơn là “chủ động”. Các rủi ro hầu như không được dự báo trước, nhiều khi sự việc đã có hiện tượng, thậm trí là rủi ro đã xảy ra mới lo giải quyết. Thiếu gắn kết giữa quản trị rủi ro và quản trị doanh nghiệp, kiểm soát, cấu trúc quản trị (cơ cấu tổ chức, vai trò chức năng, nhiệm vụ) chưa được quy định đầy đủ và rõ ràng, xem nhẹ vai trò của các kiểm soát viên, nên cử nhiều người không đủ năng lực, trình độ tiêu chuẩn để làm công tác kiểm soát. Kiểm soát doanh nghiệp cũng là một công việc mới mẻ tại Việt Nam do nước ta mới hội nhập và việc thực hiện Luật Doanh nghiệp cũng mới và việc chuyển các doanh nghiệp nhà nước sang công ty cổ phần hoặc công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên cũng chưa có kinh nghiệm.

Để hoạt động của doanh nghiệp có hiệu quả cần xây dựng một chiến lược quản trị rủi ro hoàn chỉnh và có hệ thống theo chuỗi giá trị giá tăng của ngành dầu khí nhằm thiết lập hệ thống kiểm soát nội bộ, quản trị rủi ro và giám sát ngăn ngừa những rủi ro trọng yếu và có khả năng cao xảy ra theo thứ tự ưu tiên. Mỗi hoạt động trong chuỗi giá trị dầu khí sẽ có các rủi ro trọng yếu khác nhau. Có chính sách, quy trình, quy chế quản trị rủi ro và bảo hiểm con người và tài sản trong ngành (biện pháp ngăn ngừa).

Cải thiện môi trường lao động trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

Điều kiện lao động trong ngành công nghiệp dầu khí rất đa dạng nhưng những nơi có môi trường làm việc tốt, phù hợp với các tiêu chuẩn cần thiết thường là các văn phòng hành chính, phòng nghiên cứu, phòng thí nghiệm, còn các cơ sở sản xuất trực tiếp trên các công trường của các công ty trong ngành dầu khí thì vẫn còn rất nhiều vấn đề cần được cải thiện như việc chống ồn, chống rung, nắng nóng, bụi, hệ thống thông gió và cấp nước sinh hoạt. Hiện nay, toàn ngành Dầu khí có khoảng 25% - 30% công nhân phải làm việc ngoài trời chịu ảnh hưởng trực tiếp của nắng, gió, bức xạ nhiệt. Việc trang bị phương tiện bảo vệ cá nhân đối với người lao động vẫn còn hạn chế.

Để cải thiện điều kiện lao động, nâng cao năng suất lao động trên các công trình khai thác mỏ dầu khí cận biên cần phải:

- Nghiên cứu xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu về điều kiện môi trường lao động phục vụ công tác sức khỏe, an toàn và môi trường trong ngành dầu khí.
- Tiếp tục điều tra và thống kê cập nhật đánh giá về tai nạn, sự cố trên các cơ sở công trình trong ngành dầu khí.
- Nghiên cứu mối quan hệ giữa điều kiện môi trường lao động và các bệnh nghề nghiệp trong ngành Dầu khí, đề xuất các biện pháp kỹ thuật làm giảm nguy cơ bệnh nghề nghiệp.
- Nghiên cứu, đánh giá chuyên đề các nghề nghiệp nặng nhọc, độc hại, đề xuất chế độ hợp lý nhằm phục hồi sức khỏe cho người lao động.
- Việc phân loại lao động hiện nay chủ yếu tập trung vào các đối tượng lao động chân tay và dựa trên cơ sở mức tiêu hao năng lượng và tần số mạch của người lao động trong quá trình sản xuất có lưu ý tới tính độc hại của môi trường lao động để đề xuất các chế độ lao động. Quá trình công nghiệp hóa và hiện đại hóa đất nước cũng như sự phát triển của cơ chế thị trường có hàng loạt các yếu tố cần được chú ý, nghiên cứu và xem xét khi phân loại lao động và xây dựng chế độ đó là: Mức độ căng thẳng thần kinh, tâm lý khi làm việc; chế độ ca và thời gian lao động; điều kiện và môi trường lao động hiện hữu. Tất cả các yếu tố trên cần được đưa vào một hệ phân loại một cách định lượng để có được sự khách quan và tin cậy.

4.3. Một số kiến nghị nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

4.3.1. Đối với Nhà nước và các cơ quan chức năng

Quốc hội, Chính phủ và Thủ tướng Chính phủ xem xét, cho phép Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được sử dụng nguồn trữ lượng dầu khí, tài sản trong khai thác dầu khí làm tài sản thế chấp. Được sử dụng tiền lãi dầu để đầu tư phát triển ngành và đặc biệt cho công tác mở rộng tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Bộ Tài chính cần thống nhất việc đương nhiên lãi dầu từ hoạt động của Vietsopetro sau khi đã nộp đầy đủ nghĩa vụ thuế và các khoản phí dầu khí cho ngân sách thì phải được hạch toán như khoản thu nhập của Tập đoàn vì vốn góp vào Vietsopetro đã được tính vào vốn điều lệ của Tập đoàn phù hợp với yêu cầu của Luật Doanh nghiệp cũng như Luật Dầu khí đã quy định.

Tiếp tục thực hiện cơ chế tài chính và các nhiệm vụ chính trị đối với Tập đoàn nêu trong Kết luận 41-KL/TW của Bộ Chính trị. Sửa đổi Nghị định số 48/2000/NĐ-CP theo hướng Tập đoàn tự tiến hành hoạt động dầu khí không cần phải ký kết các hợp đồng dầu khí; cần quy định bình đẳng giữa dịch vụ trong nước với dịch vụ do công ty nước ngoài thực hiện như VAT, thuế nhập khẩu...

Cần có chính sách rõ ràng và khuyến khích các hoạt động dầu khí tại các mỏ cận biên, thăm dò khai thác khí thiên nhiên... chính sách thuế cần được điều chỉnh cho các nhà máy lọc dầu và nằm trong quy hoạch để có thể cạnh tranh với các sản phẩm nhập khẩu, chính sách đối với giá khí và điện cần tiếp cận theo cơ chế thị trường.

Có chính sách phù hợp liên quan đến thu xếp vốn các dự án trọng điểm thông qua: Cấp, bảo lãnh vay vốn và đảm bảo chuyển đổi ngoại tệ để thuận lợi trong thu xếp vốn vay cho các dự án trọng điểm cấp nhà nước, hỗ trợ vay vốn ưu đãi từ Ngân hàng Phát triển tối thiểu từ 20% đến 30% tổng vốn đầu tư các dự án trọng điểm về dầu khí.

Chính phủ cần giao PVN chủ trì để thẩm định báo cáo trữ lượng, kế hoạch phát triển mỏ (FDP) với sự tham gia của các bộ, ban, ngành để trình TTgCP phê chuẩn đối với các mỏ cận biên; Thẩm định các báo cáo kế hoạch khai thác sớm (EDP) với sự tham gia của các bộ, ngành để trình Bộ Công Thương phê duyệt; Thẩm định kế hoạch thu dọn mỏ với sự tham gia của các bộ, ngành liên quan và trình Bộ Công Thương duyệt; Được phê duyệt dự toán khi thay đổi đến 20% so với tổng mức đầu tư đã duyệt trong FDP/EDP (trước đây

thay đổi trên 10% phải trình cơ quan thẩm quyền phê duyệt điều chỉnh) nhằm tăng tính chủ động và gắn trách nhiệm, nhiệm vụ rõ ràng cho chủ đầu tư.

Nhà nước cần có thêm các chính sách theo hướng mở rộng và khuyến khích đầu tư nước ngoài vào Việt Nam, xây dựng một hệ thống luật lệ và chính sách mềm dẻo, dễ áp dụng, dễ hiểu, minh bạch và rõ ràng; có các chính sách thuế và hỗ trợ cho hoạt động dầu khí nói chung và hoạt động hạ nguồn nói riêng, đặc biệt cho các dự án sản xuất nhiên liệu cơ bản cho hoá dầu nhằm đẩy mạnh thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam. Hiện nay, nước ta chỉ có Luật Dầu khí cho lĩnh vực thượng nguồn, còn đối với các hoạt động hạ nguồn, chưa có một văn bản pháp quy nào để khuyến khích phát triển.

Hoàn thiện hành lang pháp lý cho hoạt động của Tập đoàn nhằm tạo điều kiện cho Tập đoàn thực sự tự chủ về tài chính. Tập đoàn Dầu khí phải được coi là một doanh nghiệp kinh doanh thực thụ, được áp dụng tất cả các chính sách, chế độ như các doanh nghiệp kinh doanh khác, được toàn quyền quyết định đối với hoạt động đầu tư và kinh doanh của mình trong khuôn khổ chiến lược phát triển kinh tế của đất nước. Nhà nước không can thiệp sâu vào hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, chỉ quản lý Tập đoàn bằng các công cụ vĩ mô như thông qua hệ thống pháp luật, hệ thống thuế... tách chức năng quản lý nhà nước về dầu khí và chức năng sản xuất kinh doanh, chuyển chức năng quản lý nhà nước dầu khí của Tập đoàn về Bộ Công Thương.

Nhà nước có chính sách và quy hoạch phát triển công nghệ sử dụng khí trong nước, thúc đẩy thị trường tiêu thụ khí tại Việt Nam.

Nhà nước cho phép Tập đoàn bán LPG theo giá sát giá thị trường, cụ thể là giá bán LPG của Tập đoàn không cố định ở mức giá nhập khẩu mà được điều chỉnh ở mức giá hợp lý theo giá thị trường để tăng lợi nhuận.

Tăng cường mở rộng quan hệ kinh tế đối ngoại với các quốc gia, các tổ chức kinh tế, các thiết chế trên thế giới. Củng cố quan hệ truyền thống với các nước ASEAN, Hàn Quốc, Nga, Australia, EU... đồng thời phát triển quan hệ với các nước Trung Âu, Châu Phi, Mỹ Latinh, Mỹ. Việc ký kết các hiệp định kinh tế, thương mại là cơ sở mở ra nhiều triển vọng cho các doanh nghiệp Việt Nam nói chung và cho các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh lĩnh vực xăng dầu-dầu khí nói riêng. Tích cực tham gia và củng cố vai trò của Việt Nam trong hiệp hội các nước Đông Nam Á (ASEAN), diễn đàn hợp tác kinh tế Châu Á - Thái Bình Dương (APEC) và WTO, tranh thủ ưu thế là thành viên chính thức trong hai tổ chức kinh tế quốc tế này để thúc đẩy quá trình hội nhập. Kêu gọi các dự án tài trợ,

đầu tư

của các tổ chức như: tổ chức phát triển công nghiệp thuộc liên hiệp quốc UNIDO, Ngân hàng thế giới...

Các doanh nghiệp nói chung và các doanh nghiệp sản xuất, kinh doanh dầu khí nói riêng rất cần đến các nguồn thông tin và thị trường công nghệ, kỹ thuật... Bởi vậy, nhà nước cần có chiến lược tổng thể trong việc cung cấp thông tin công nghệ, kỹ thuật cũng như hỗ trợ các doanh nghiệp tự tìm kiếm thông tin công nghệ, kỹ thuật cho mình.

Bộ Tài chính cần nghiên cứu xóa bỏ một số điều khoản đóng góp tài chính cho các nhà đầu tư khai thác dầu khí đối với các mỏ cận biên nhằm tận thu nguồn tài nguyên dầu khí, góp phần tăng nguồn thu cho ngân sách nhà nước.

Theo quy định của Hợp đồng dầu khí các bên nước ngoài phải trả cho PetroVietnam các khoản phí sau:

Hoa hồng:

Các bên nước ngoài sẽ trả cho PetroVietnam một khoản tiền hoa hồng:

- 500.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày hiệu lực của Hợp đồng,
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày Nhà thầu tuyên bố Phát hiện thương mại đầu tiên trong diện tích hợp đồng,
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày sản xuất thương mại đầu tiên trong diện tích hợp đồng
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày sau khi sản lượng đạt 20 triệu thùng dầu thô hoặc khí thiên nhiên quy đổi trên cơ sở năng lượng tương đương.

Phí tài liệu:

Các bên nước ngoài sẽ trả cho PVN một khoản phí tài liệu là 200.000 USD để truy cập tất cả các tài liệu và thông tin mà PVN giữ liên quan đến diện tích hợp đồng và có quyền sử dụng các tài liệu và thông tin đó trong thời hạn của Hợp đồng này với điều kiện là quyền sở hữu các tài liệu đó sẽ luôn thuộc Tập đoàn.

Phí đào tạo:

Việt Nam có tiềm năng dầu khí rất lớn nhưng trữ lượng dầu khí được phát hiện còn rất hạn chế nên Việt Nam cần có các chính sách đầu tư hấp dẫn để khuyến khích đầu tư đặc biệt là đối với các khu vực nước sâu, xa bờ và cấu tạo địa chất phức tạp. Một trong những chính sách đó là Việt Nam nên xóa bỏ điều khoản đóng góp tài chính đối với tiền hoa hồng, phí tài liệu, phí đào tạo cho các Nhà đầu tư nước ngoài bởi các lý do sau: Tạo sự cạnh tranh với các nước trong khu vực và lân cận; miễn phí tài liệu để tạo sự quan tâm, nghiên cứu của các Bên nước ngoài từ đó đưa ra các quyết định đúng đắn liên quan đến thăm dò khai thác dầu khí; thu hút FDI đồng nghĩa Việt Nam được chuyển giao công nghệ, học hỏi kinh nghiệm từ các chuyên gia nước ngoài lành nghề, trong trường hợp cần đào tạo sâu hơn nguồn nhân lực Việt Nam về lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí thì Việt Nam nên lấy tiền từ phần dầu lãi nước chủ nhà được chia thay vì bắt nhà đầu tư nước ngoài phải đóng góp.

Cần sửa đổi Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật nhằm đáp ứng được yêu cầu thu hút đầu tư vào tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế 200 hải lý của Việt Nam trong tình hình mới, đặc biệt cho vùng nước sâu, xa bờ và nhạy cảm chính trị.

Bổ sung, sửa đổi Luật dầu khí nhằm tiếp tục hoàn thiện các chính sách, điều kiện kinh tế (miễn, giảm một số sắc thuế, tăng tỷ lệ thu hồi) đủ hấp dẫn và cạnh tranh so với các nước xung quanh để khuyến khích đầu tư vào khu vực nước sâu, xa bờ và phát triển mỏ nhỏ. Cùng Nhà thầu gánh chịu một phần rủi ro trong TKTD (tham gia một tỷ lệ thích hợp ngay từ đầu trong các Hợp đồng dầu khí) để khích lệ và tạo sự yên tâm, tin tưởng hơn cho các nhà đầu tư tại các khu vực nước sâu nhạy cảm về chính trị. Linh hoạt trong việc lựa chọn đối tác, bên cạnh việc tổ chức đấu thầu, đàm phán trực tiếp.

Đối với các mỏ cận biên chưa có thông tin chính xác về điều kiện địa chất, địa vật lý, trữ lượng của mỏ, Chính phủ có thể xem xét ban hành hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) nhằm khuyến khích nhà thầu tự đầu tư chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác mỏ và chịu toàn bộ rủi ro nếu mỏ không được đi vào khai thác. Khi khai thác, Chính phủ Việt Nam sẽ cho nhà thầu thu hồi chi phí và có lợi nhuận thông qua các ưu đãi, khuyến khích

- Thuế thu nhập doanh nghiệp của nhà thầu là 22%: Nhà thầu có thể được miễn thuế thu nhập trong 2 năm đầu tiên kể từ khi bắt đầu khai thác và giảm 50% thuế thu nhập trong 2 năm tiếp theo.

4.3.2. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tiếp tục hoàn thiện mô hình Tập đoàn để tăng cường quản lý, cũng như chặt chẽ trong giám sát, kiểm tra. Việc hoàn chỉnh mô hình Tập đoàn thông qua hình thành các Tổng công ty chuyên ngành (Công ty con) tập trung vào lĩnh vực chính, đủ mạnh và xóa bỏ cạnh tranh nội bộ. Thường xuyên rà soát và đổi mới cho phù hợp đối với công tác quản lý, điều hành tại Công ty mẹ Tập đoàn và tại các đơn vị thành viên để nâng cao hiệu quả hoạt động và quản lý.

Tăng cường quản lý, kiểm tra, giám sát của Công ty mẹ đối với các Công ty con (Công ty thành viên) và công ty liên kết theo đặc thù trong từng lĩnh vực hoạt động. Với cơ cấu Hội đồng Thành viên, Ban Tổng Giám đốc và Ban Kiểm soát, hình thành Ủy ban Kiểm toán và Quản trị rủi ro thuộc Hội đồng Thành viên của Tập đoàn để tham mưu, tư vấn trong các hoạt động dầu khí. Duy trì sự kiểm soát nội bộ, kiểm soát chặt chẽ các hoạt động đặc biệt tại các JOC, PSC và tại các công ty ở nước ngoài.

Đầu tư và phát triển, quản trị doanh nghiệp dịch vụ dầu khí, thông qua chi phối bằng vốn và người đại diện.

Tham gia và chuyển đổi phù hợp đối với các hoạt động thực tế đang hoạt động như tài chính, bảo hiểm, ngân hàng, dịch vụ không cần chi phối, liên doanh liên kết trong phạm vi, quy định của Nhà nước.

Tăng cường giám sát thông qua người đại diện; Cải tổ và sắp xếp lại bộ máy, đặc biệt tại cơ quan điều hành của Tập đoàn để đủ sức lực và kinh nghiệm thực hiện vai trò hỗ trợ, quản lý và tham mưu cho lãnh đạo Tập đoàn.

Để đảm bảo duy trì và tăng sản lượng khai thác dầu khí hàng năm, cần tiếp tục đẩy mạnh hơn nữa khâu thăm dò nhằm phát hiện và gia tăng trữ lượng hàng năm bình quân. Trong đó, gia tăng trữ lượng đảm bảo gấp 2 lần khối lượng đã khai thác bình quân. Khai thác dầu khí với chỉ tiêu đến năm 2020 và đến năm 2030 đạt tỷ lệ tăng trưởng gấp khoảng gần 2 lần với khối lượng đang khai thác hiện tại trong nước. Ở ngoài nước, mở rộng đầu tư tại 3 trung tâm là Nga và SNG; Nam Mỹ và Bắc Phi. Bởi vậy, cần có chính sách

khuyến

khích đầu tư nước ngoài, đặc biệt đối với mỏ cận biên Kinh Ngư Trắng nhằm thu hút vốn, công nghệ cao và kinh nghiệm của các công ty dầu khí quốc tế. Bên cạnh đó, PVN xem xét việc tăng giá bán khí của Lô 09-2/09 để bảo đảm hiệu quả dự án.

Đẩy nhanh tiến độ phát triển mỏ, kiến nghị Chính phủ cho phép Tập đoàn tự tổ chức và chịu trách nhiệm về việc xét duyệt các báo cáo trữ lượng và Kế hoạch đại cương, kế hoạch phát triển mỏ.

KẾT LUẬN

Hội nhập và phát triển đã tạo ra những vận hội mới và thời cơ mới cho sự phát triển của đất nước. Cùng với sự phát triển của cả nước, PVN đã đạt được những thành tích đáng ghi nhận trong quá trình tổ chức, điều hành hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí. Điều này được thể hiện qua những việc như đóng góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà thầu và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước; góp phần chuyển dịch cơ cấu kinh tế theo hướng công nghiệp hoá, hiện đại hoá.

Hiệu quả kinh tế của việc phát triển, khai thác các mỏ dầu khí được thể hiện qua các chỉ tiêu kinh tế - tài chính có liên qua đến giá trị của mỏ và hiệu quả của vốn đầu tư. Các chỉ tiêu này được biểu hiện bằng đồng tiền có gắn với yếu tố thời gian nhằm tối đa hoá lợi nhuận, tối thiểu hoá chi phí, thông thường các chỉ tiêu này là NPV, IRR, B/I...

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.

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. Tùy 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.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- 1) Ngô Sỹ Thọ (2016), “Nghiên cứu hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam”, luận án tiến sĩ kinh tế.
- 2) Lê Phước Hảo, Bùi Thảo An, “Phát triển các mỏ dầu khí cận biên ở Việt Nam: Cơ hội và thách thức”.
- 3) Viện Dầu khí Việt Nam (2004), BP Migas, The Oil and Gas Uptream Regulation and Implementing Agency.
- 4) Cẩn Quang Tuấn (2009), Một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ ngân sách nhà nước do thành phố Hà Nội quản lý”. LATS Kinh tế, Học viện tài chính, HN.
- 5) Viện Dầu khí Việt Nam (2010), Báo cáo thu thập, tổng hợp dữ liệu quản lý các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực thượng nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hà Nội.
- 6) Viện Dầu khí Việt Nam (2009), Báo cáo so sánh các điều kiện, định chế tài chính trong hợp đồng dầu khí - PSC của Việt Nam và một số nước trong khu vực Đông Nam Á.
- 7) Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (2015), Báo cáo tổng kết công tác SXKD năm 2014 và nhiệm vụ triển khai Kế hoạch năm 2015.
- 8) Tạp chí Năng lượng Việt Nam, cơ chế chính sách.
(<https://nangluongvietnam.vn/co-che-nao-de-viet-nam-phat-trien-cac-mo-dau-khi-can-bien-20653.html>)
- 9) Báo Chính Phủ, thuế tài nguyên.
(<https://baochinhphu.vn/thue-tai-nguyen-trong-khai-thac-dau-khi-102199007.htm>)
- 10) Bộ Tài Chính, biểu suất thuế mới nhất hiện hành.
(<https://vbpl.vn/botaichinh/Pages/vbpq-van-ban-goc.aspx?ItemID=125778>)