

HOÀN THIỆN CHÍNH SÁCH ƯU ĐÃI ĐẦU TƯ TRONG HOẠT ĐỘNG DẦU KHÍ TẠI VIỆT NAM

Đoàn Văn Thuận¹, Trịnh Việt Thắng², Phạm Thu Trang¹, Đỗ Đức Ánh³

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

²Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), Thành phố Hà Nội, 11110, Việt Nam

³Đại học Mở Địa chất (HUMG), Thành phố Hà Nội, 11909, Việt Nam

TỪ KHÓA

Luật Dầu khí, ưu đãi đầu tư, hợp đồng chia sản phẩm (PSC), nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR), mỏ cận biên.

TÓM TẮT

Bài viết giới thiệu khung pháp lý về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí, phân tích chính sách ưu đãi dành cho mỏ dầu khí cận biên và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) từ kinh nghiệm thực tiễn của Indonesia, Malaysia, Thái Lan, Ấn Độ, Canada và Mỹ. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kiến nghị Việt Nam cần tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý theo hướng điều chỉnh linh hoạt về mức độ ưu đãi phù hợp với từng loại tài sản dầu khí (ưu đãi phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên, hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu): (i) tăng mức thu hồi chi phí; (ii) bổ sung cơ chế cho phép nhà thầu mỏ cận biên được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi hoàn thành nghĩa vụ thuế và thu hồi đủ chi phí phát sinh, nhằm tăng cường thu hút đầu tư vào các tài sản dầu khí có hiệu quả kinh tế biên thấp; (iii) thực hiện các nghiên cứu áp dụng và cụ thể hóa các nội dung của hợp đồng dầu khí khác đi kèm với các điều kiện ưu đãi trong các văn bản dưới luật phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí trong trường hợp cần có các cơ chế đột phá để thúc đẩy hoạt động dầu khí.

1. Giới thiệu

Để gia tăng sản lượng và nâng cao hiệu quả khai thác tài nguyên dầu khí, khung pháp lý cho hoạt động dầu khí tại Việt Nam (bao gồm Luật Dầu khí và các nghị định, thông tư hướng dẫn liên quan) cần tiếp tục được hoàn thiện để tạo động lực tăng trưởng mới, hướng đến các mục tiêu tăng trưởng của đất nước và phù hợp với Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 [1].

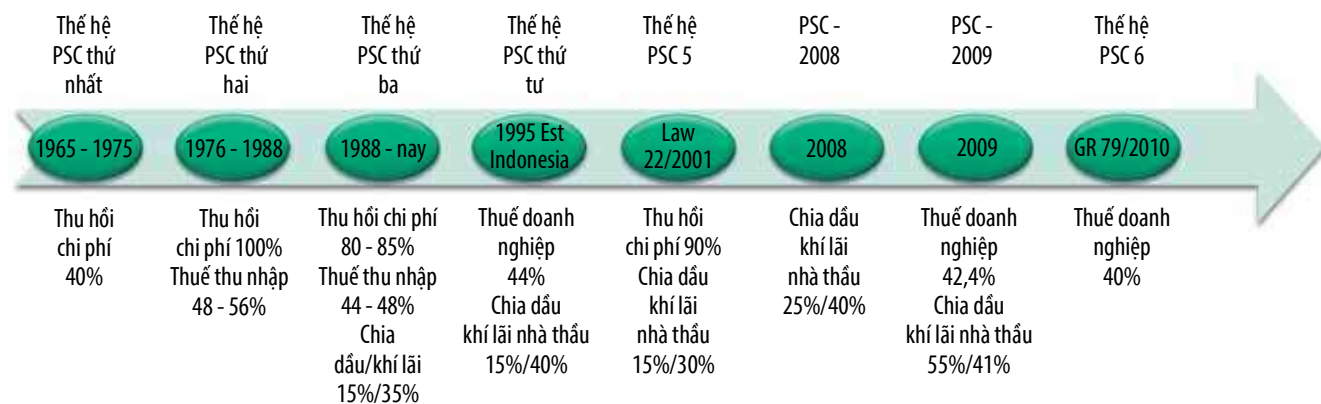
Mặc dù pháp luật về dầu khí tại Việt Nam đã bổ sung, điều chỉnh theo hướng hoàn thiện cơ chế, chính sách về ưu đãi đầu tư [2], song thực tiễn cho thấy việc áp dụng các chính sách ưu đãi nhằm thúc đẩy

phát triển và khai thác các mỏ dầu khí cận biên¹ và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) vẫn chưa đạt hiệu quả như kỳ vọng. Trong số 5 hợp đồng dầu khí được ký mới năm 2025 đa số là các hợp đồng được ký sau khi PETROVIETNAM tiếp nhận từ các lô hợp đồng được nhà thầu hoàn trả, chưa có hợp đồng dầu khí được ký mới đối với các lô dầu khí có các mỏ dầu khí cận biên. Bên cạnh đó, việc áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Việt Nam còn gặp nhiều khó khăn do chi phí đầu tư cao, ngoài việc nỗ lực của nhà đầu tư thì cũng cần có cơ chế khuyến khích/ưu đãi từ Nhà nước [3, 4].

Để có các chính sách cho phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên và đầu tư vào các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, việc nghiên cứu bài học kinh nghiệm cải cách từ các quốc gia trên thế giới là cần thiết. Bài báo phân tích các cơ chế, chính sách đang được áp dụng tại một số quốc gia, đồng thời đề xuất các khuyến nghị nhằm hoàn thiện chính sách ưu đãi đầu tư.

¹ Khoản 26, Điều 3, Luật Dầu khí 2022: Mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí chưa thể phát triển khai thác do hiệu quả đầu tư tiệm cận dưới mức tối thiểu với trình độ công nghệ và các điều kiện kinh tế, kỹ thuật thông thường tại thời điểm đánh giá.





Hình 1. Các thế hệ hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) tại Indonesia. Nguồn: PWC, cơ sở dữ liệu EMC/VPI.

2. Quy định về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí của một số quốc gia trên thế giới

2.1. Cơ chế, chính sách ưu đãi đối với mỏ dầu khí cận biên

2.1.1. Indonesia

Để phù hợp với điều kiện thị trường ở từng thời kỳ nhằm khuyến khích nền kinh tế phát triển và thu hút đầu tư quốc tế, Indonesia đã liên tục điều chỉnh linh hoạt các điều khoản tài chính của hợp đồng chia sản phẩm (Production Sharing Contract - PSC). Sự thay đổi các điều khoản trong hợp đồng PSC của Indonesia được chia thành các thế hệ PSC qua từng giai đoạn (Hình 1) [5].

Trong mô hình PSC truyền thống của Indonesia, nhà thầu chịu toàn bộ chi phí và rủi ro đầu tư thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí. Sau khi khai thác, sản lượng dầu khí được phân bổ theo thứ tự: (i) trích một phần cho FTP và các nghĩa vụ khác, (ii) thu hồi chi phí đầu tư của nhà thầu theo tỷ lệ quy định và (iii) phân chia dầu khí lãi còn lại giữa Chính phủ và nhà thầu. Theo thời gian, tỷ lệ thu hồi chi phí đã được Indonesia điều chỉnh đáng kể, từ ~40% trong thế hệ PSC đầu tiên lên tới ~90% nhằm nâng cao tính hấp dẫn đối với nhà đầu tư. Bên cạnh đó, nhà thầu còn phải thực hiện nghĩa vụ cung cấp một phần sản lượng cho thị trường nội địa (DMO), với tỷ lệ từ 15 - 25% sản lượng khai thác.

Khi các phát hiện thương mại ngày càng giảm thì cải thiện điều kiện của PSC là cần thiết để thu hút vốn của các nhà đầu tư. Để khuyến khích phát triển các mỏ có điều kiện khai thác khó khăn hoặc mỏ cận biên, Indonesia áp dụng các cơ chế ưu đãi như tăng thu hồi chi phí thêm 20% theo quy định năm 2005 (Quy định số 008/2005 của Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản Indonesia) [5].

Năm 2017, Chính phủ Indonesia đã ban hành cơ chế phân chia tổng doanh thu (gross split PSC) [6], theo quy định MEMR 08/2017 để thay thế cho cơ chế thu hồi chi phí của PSC truyền

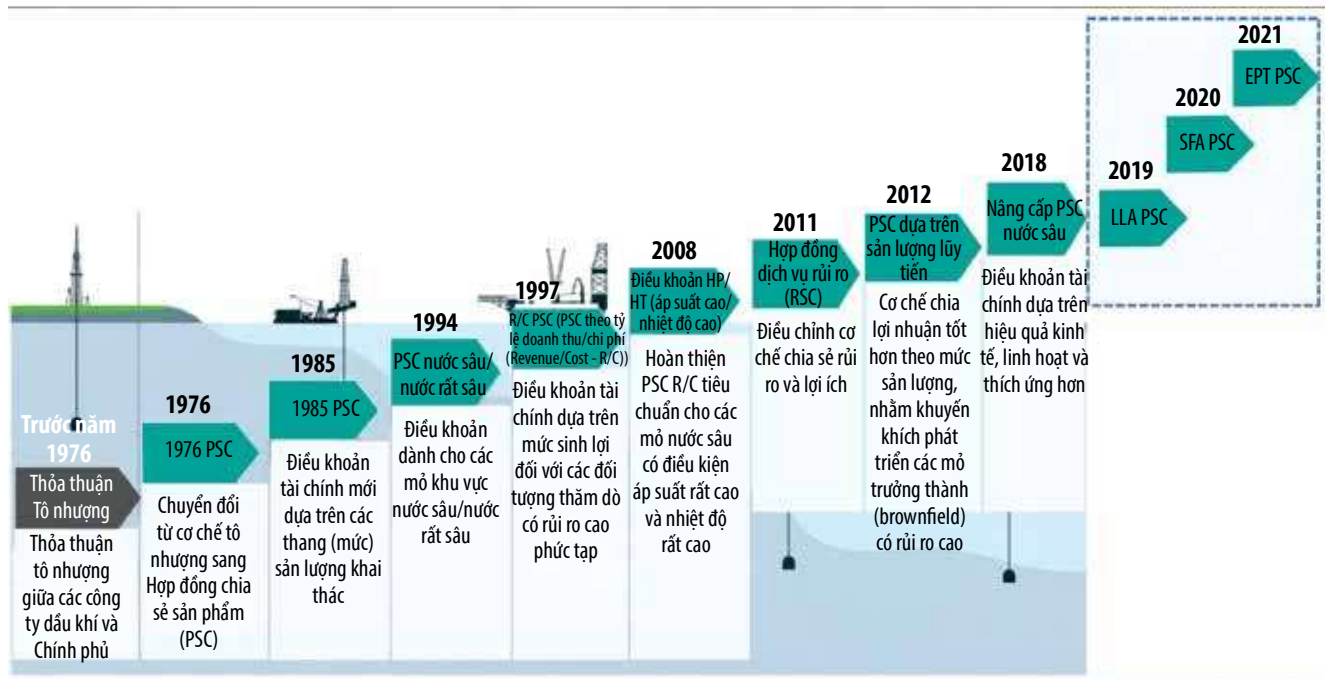
thống. Theo cơ chế mới, nhà thầu chịu toàn bộ chi phí đầu tư vận hành và không được phép thu hồi chi phí từ sản lượng khai thác. Thay vào đó, nhà thầu được nhận một phần sản lượng khai thác theo tỷ lệ cố định quy định trong hợp đồng PSC, gọi là tỷ lệ phân chia cơ sở (base split). Tỷ lệ này tiếp tục được điều chỉnh thông qua các thành phần biến đổi (variable split) và thành phần lũy tiến (progressive split) nhằm gia tăng phần thu của nhà thầu. Các yếu tố điều chỉnh này phản ánh điều kiện địa chất, kỹ thuật và kinh tế của dự án, được xác định dựa trên nhiều thông số như quy mô trữ lượng, vị trí mỏ, thông số kỹ thuật mỏ, mức độ sẵn có của cơ sở hạ tầng, giai đoạn khai thác... cũng như giá dầu khí trên thị trường.

2.1.2. Malaysia

Malaysia đã từng bước điều chỉnh và hoàn thiện hệ thống hợp đồng dầu khí với nhiều thế hệ hợp đồng cho thấy sự linh hoạt trong định chế tài chính. Tính đến năm 2025, Malaysia đã chính thức ban hành 11 mẫu hợp đồng dầu khí [7].

Các PSC ở Malaysia thường được xây dựng dựa trên cấu trúc tỷ lệ doanh thu/chi phí (R/C) với các giai đoạn chia lợi nhuận dựa trên tỷ lệ giữa doanh thu so với chi phí phát sinh. Ngoài ra, Malaysia còn có các hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) cho các mỏ cận biên [8], theo đó nhà thầu nhận được một khoản phí từ Petronas dựa trên các tỷ lệ đã thỏa thuận, thay vì phân chia sản lượng khai thác. Các ưu đãi bổ sung như miễn giảm thuế cũng được áp dụng cho các doanh nghiệp đầu tư vào các mỏ cận biên theo các hợp đồng dịch vụ rủi ro này.

Để khuyến khích phát triển các mỏ cận biên, Malaysia đã đưa ra các ưu đãi về thuế cho mỏ cận biên (Petroleum (income tax) (marginal field) regulations 2013) [10]. Các khuyến khích này có hiệu lực với các dự án đủ điều kiện từ 30/11/2010. Theo đó, mỏ dầu khí cận biên của Malaysia được xác định có trữ lượng không vượt quá 30 triệu thùng đối với dầu và không vượt quá 500 tỷ ft³



Hình 2. Các thể hệ hợp đồng dầu khí của Malaysia. Nguồn: Petronas.

Bảng 1. Điều khoản tài chính theo hợp đồng dầu khí của Malaysia [9]. Nguồn: Petronas, cơ sở dữ liệu EMC/VPI

Các thông số	PSC 1976	PSC 1985	PSC DW (nước sâu)		R/C PSC	RSC
			200 - 1.000 m	> 1.000 m		
Sản lượng	Phần sản lượng nhà đầu tư nhận gồm sản lượng dầu/khí dành cho thu hồi chi phí và dầu/khí lãi được chia					100% sản lượng thuộc Petronas
Hoa hồng và phí đào tạo	Áp dụng	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ	Loại bỏ
Phí nghiên cứu	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5% (Petronas trả)
Thuế tài nguyên	10%	10%	10%	10%	10%	10% (Petronas trả)
Thuế xuất khẩu	10%	10%	10%	10%	10%	0%
Thuế thu nhập	38%	38%	38%	38%	38%	25%
Thu hồi chi phí	Dầu: 20%	50%	70%	75%	30 - 70%	Petronas trả cho nhà thầu bằng tiền mặt từ doanh thu của mỏ (70% ++)
	Khí: 25%	60%	60%	60%	30 - 70%	
Phân chia dầu khí lãi của nhà thầu	Dầu: 30%	Dầu: 30 - 50%	Dầu: 50 - 70%	Dầu: 50% - 86%	Dầu: 10 - 80%	Không chia dầu khí lãi. Petronas trả nhà thầu một khoản phí dịch vụ (service fee)
	Khí: 30%	Khí: 40 - 60%	Khí: 40 - 60%	Khí: 40 - 60%	Khí: 10 - 80%	
Nghĩa vụ thu dọn mỏ	Nhà thầu trả tiền thu dọn mỏ					Nghĩa vụ thu dọn mỏ thuộc về Petronas

đối với khí. Theo Luật Thuế thu nhập dầu khí năm 2010 (Petroleum income tax act 2010), mỏ dầu khí cận biên được giảm thuế suất thu nhập doanh nghiệp từ 38% xuống mức 25% nhằm cải thiện tính thương mại của các dự án này. Để được hưởng các chính sách ưu đãi, nhà thầu phải nộp hồ sơ xin phê duyệt ưu đãi thuế trong thời hạn 5 năm kể từ ngày kế hoạch phát triển mỏ đầu tiên (FDP) được phê duyệt [11]. Trong những năm gần đây, Malaysia tiếp tục hoàn thiện các mẫu hợp đồng PSC để phù hợp với đặc điểm của các loại tài sản dầu khí khác nhau [7].

Đối với các mỏ gần hết vòng đời khai thác với trữ lượng dưới 30 triệu thùng dầu, Petronas giới thiệu mẫu hợp đồng LLA PSC (Late Life Asset PSC) vào năm 2019. Cơ chế tài chính của LLA PSC dựa trên việc phân bổ sản lượng cố định và đơn giản hóa thủ tục, cụ thể: 10% sản lượng được thanh toán dưới dạng tiền mặt nộp cho Chính phủ để trang trải chi phí hành chính theo Luật Dầu khí 1974; tỷ lệ cố định (Y%) sản lượng được phân bổ cho nhà thầu để thực hiện nghĩa vụ cam kết thu dọn mỏ; sau khi cam kết thu dọn mỏ được hoàn thành tỷ lệ % cố định này sẽ được Petronas thu về

như một phần quyền lợi của mình và phần còn lại (100% - 10% - Y%) sẽ thuộc về nhà thầu nhằm bù đắp toàn bộ chi phí vận hành và thực hiện các nghĩa vụ thuế liên quan.

Đối với các mỏ có quy mô nhỏ hơn (trữ lượng dưới 15 triệu thùng dầu hoặc 200 tỷ ft³ khí) nằm gần hệ thống hạ tầng hiện hữu, Petronas đã giới thiệu Thỏa thuận thương mại tài sản mỏ nhỏ (Small Field Asset PSC - SFA PSC) vào năm 2020. Khung tài chính của SFA PSC được thiết kế nhằm tối đa phần thu cho nhà thầu thông qua công thức phân chia sản lượng trực tiếp. Sau khi khấu trừ 10% thanh toán bằng tiền mặt cho Chính phủ, phần sản lượng khai thác sẽ được phân bổ dựa trên tỷ lệ chào thầu tối thiểu $\alpha\%$ của Petronas (cố định suốt đời dự án) và tỷ lệ dầu khí lãi được chia $\beta\%$ của nhà thầu ($\beta = 100\% - 10\% - \alpha\%$). Trong đó, tỷ lệ $\beta\%$ sẽ gồm toàn bộ chi phí đầu tư (capex), chi phí vận hành (opex), chi phí thu dọn mỏ và lợi nhuận mục tiêu của nhà thầu. Nhà thầu phải trả các khoản thuế theo quy định của pháp luật tại Malaysia.

2.1.3. Thái Lan

Tại Thái Lan, các hoạt động khai thác dầu khí chủ yếu được thực hiện theo khuôn khổ hợp đồng tô nhượng với các định chế tài chính gồm Thái Lan I (những năm 1970), Thái Lan II (những năm 1980) và Thái Lan III (những năm 1990), mỗi khuôn khổ pháp lý đều đưa ra các điều khoản tài chính theo hướng ngày càng thuận lợi hơn cho nhà đầu tư.

Để ứng phó với tình trạng suy giảm sản lượng dầu khí khai thác, Luật Dầu khí sửa đổi năm 2017 đã thông qua các loại hợp đồng mới, cụ thể là hợp đồng chia sản phẩm (PSC) và hợp đồng dịch vụ (SC). Việc đa dạng hóa các loại hình hợp đồng nhằm mục đích cho phép Thái Lan đưa ra các điều khoản phù hợp hơn, phản ánh thước đo rủi ro so với lợi nhuận của những mỏ dầu khí có quy mô nhỏ hoặc đã suy giảm sản lượng.

Theo các hợp đồng tô nhượng tại Thái Lan, nhà thầu phải nộp thuế tài nguyên (thuế suất lũy tiến từ 5 - 15%) và thuế thu nhập từ dầu khí (thuế suất 50%). Theo cơ chế hợp đồng chia sản phẩm dầu khí, Chính phủ thu được khoản thuế tài nguyên 10% trên tổng sản lượng, phần dầu khí lãi được chia và khoản thuế thu nhập doanh nghiệp với mức thuế suất 20% [12].

2.2. Chính sách ưu đãi đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu

Mỗi quốc gia có chính sách ưu đãi khác nhau, tập trung vào việc giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ thu hồi chi phí, tỷ lệ chia dầu lãi, giảm trừ thu nhập chịu thuế để gia tăng phần thu cho nhà thầu nhằm hài hòa lợi ích của nhà đầu tư và nước chủ nhà [3].

Để khuyến khích nhà thầu đầu tư nâng cao hệ số thu hồi dầu, năm 2013, Malaysia đã ban hành quy định về thuế thu nhập dầu khí (Petroleum (income tax) (investment allowance) regulations 2013 (IA regulations) [13]. Chính sách ưu đãi nâng cao hệ số thu hồi dầu được thực hiện bằng cách giảm trừ thu nhập chịu thuế từ hoạt động đầu tư tương ứng với mức 60% chi phí đầu tư bổ sung để nâng cao hệ số thu hồi dầu, tuy nhiên không được vượt quá 70% thu nhập chịu thuế trong năm tính thuế. Ưu đãi được áp dụng trong thời gian 10 năm và số dư chưa giảm trừ của năm trước được chuyển tiếp sang năm sau để xác định thu nhập tính thuế. Để được hưởng ưu đãi, nhà thầu cũng phải đăng ký ưu đãi thuế với Petronas và Bộ Tài chính trong thời hạn 5 năm kể từ khi FDP được phê duyệt [11].

Tại Indonesia, để khuyến khích các nhà thầu áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu, Chính phủ Indonesia áp dụng hợp đồng nâng cao thu hồi dầu cho các mỏ đang khai thác. Các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu tại Indonesia sẽ có tỷ lệ thu hồi chi phí cao hơn so với dự án thông thường (ngoài tỷ lệ thu hồi chi phí cho phép nhà thầu được thu hồi thêm phần chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%) [3]. Theo hợp đồng Gross split PSC năm 2017, hoạt động khai thác dầu khí trong giai đoạn thu hồi tam cấp (nâng cao hệ số thu hồi dầu), phần thu của nhà thầu (tỷ lệ chia dầu lãi) được điều chỉnh tăng thêm 10% so với trường hợp cơ sở [14].

Tại Ấn Độ, Chính phủ đã ban hành "Khung chính sách thúc đẩy và khuyến khích các phương pháp thu hồi nâng cao cho dầu khí" để cung cấp các ưu đãi tài chính đối với phần sản lượng dầu khí gia tăng do áp dụng các phương pháp thu hồi dầu nâng cao. Trong đó, ưu đãi đối với dự án khai thác dầu được thực hiện thông qua việc giảm 50% thuế phát triển ngành dầu khí trong thời gian tối đa là 120 tháng (áp dụng đối với sản lượng dầu tăng thêm). Cơ chế ưu đãi đối với mỏ khai thác khí được áp dụng đối với sản lượng khai thác khí tăng thêm, ở mức miễn 75% thuế tài nguyên trong thời gian tối đa 120 tháng [15].

Cơ chế chính sách tài chính đối với khai thác dầu khí của Canada tùy thuộc vào điều kiện và chính sách thu hút riêng của từng bang. Để khuyến khích các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, bang Alberta giới thiệu và ban hành chính sách nâng cao thu hồi dầu từ năm 2014 (EORP), chương trình ban đầu được áp dụng đối với dầu thô. Năm 2017, Canada giới thiệu chính sách thu hồi dầu khí (hydrocarbon) nâng cao (EHRP) để mở rộng cho dầu thô và khí thiên nhiên. Chính sách ưu đãi được đưa ra bằng cách giảm thuế tài nguyên xuống mức cố định 5% (trong 90 tháng), trong khi thuế tài nguyên trong trường hợp không được hưởng ưu đãi khoảng 5 - 40% (phụ thuộc vào giá dầu) [16].

Bảng 2. Cơ chế ưu đãi cho hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu của một số quốc gia trên thế giới

TT	Quốc gia	Cơ chế ưu đãi
1	Malaysia	- Thu nhập chịu thuế của nhà thầu được giảm trừ tương đương 60% chi phí đầu tư của năm tính thuế nhưng không vượt quá 70% thu nhập chịu thuế trong năm. - Khoản giảm trừ dư của năm trước được chuyển tiếp sang năm sau. Áp dụng trong thời hạn 10 năm.
2	Indonesia	- Tăng tỷ lệ thu hồi chi phí đối với sản lượng dầu thô tăng thêm từ nâng cao hệ số thu hồi dầu. - Gross split PSC năm 2017, phần thu của nhà thầu được điều chỉnh tăng thêm 10% so với trường hợp cơ sở khi thực hiện hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu.
3	Ấn Độ	- Miễn 50% thuế phát triển ngành dầu khí (Oil Industry Development - OI D) đối với sản lượng dầu thô tăng thêm từ áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu. - Miễn 75% thuế tài nguyên đối với sản lượng khí tăng thêm từ áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu.
4	Canada (Alberta)	Thuế tài nguyên cố định mức 5% cho thời hạn tối đa 90 tháng (Dự án thông thường; thuế suất 5 - 40% đối với dầu/condensate; 5 - 36% đối với khí).
5	Mỹ	- Giảm trừ thu nhập chịu thuế tương đương 15% chi phí nâng cao hệ số thu hồi dầu cho năm tính thuế. - Loại bỏ ưu đãi nếu giá dầu tham chiếu của năm tính thuế vượt mức/ngưỡng (28 USD nhân với hệ số điều chỉnh lạm phát) của năm tính thuế.

Chính sách ưu đãi cho nâng cao hệ số thu hồi dầu của Mỹ cho phép khấu trừ 15% chi phí cho nâng cao hệ số thu hồi dầu để tính thu nhập chịu thuế thu nhập từ hoạt động dầu khí, tuy nhiên có quy định điều kiện so sánh giá dầu thực tế với ngưỡng điều chỉnh hàng năm (~28 USD/thùng nhân với hệ số điều chỉnh lạm phát) để quyết định có hay không được áp dụng cơ chế ưu đãi [17].

3. Chính sách ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí tại Việt Nam

Tính đến cuối năm 2025, Việt Nam đã 4 lần thay đổi các quy định liên quan đến điều khoản tài chính (fiscal terms) trong hợp đồng dầu khí nhằm cải thiện môi trường đầu tư, xây dựng cơ chế ưu đãi phù hợp để khuyến khích các công ty dầu khí đầu tư cho hoạt động dầu khí ở những diện tích hợp đồng có điều kiện địa chất phức tạp, nước sâu, xa bờ hoặc phát triển các mỏ có quy mô nhỏ và chưa sẵn có cơ sở hạ tầng... Sự thay đổi về điều khoản tài chính áp dụng trong lĩnh vực dầu khí được quy định trong Luật Dầu khí, Luật Thuế tài nguyên của Việt Nam qua các thời kỳ và các văn bản dưới luật được trình bày trong Bảng 3 [2, 18 - 22].

Luật Dầu khí năm 2022 quy định các tiêu chí để xác định các lô, mỏ được hưởng chính sách ưu đãi theo quy định tại Khoản 1, Điều 53 và các tiêu chí xác định các lô, mỏ được hưởng chính sách đặc biệt ưu đãi theo quy định tại Khoản 2, Điều 54 [2]. Trong đó:

- Các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư khi thuộc một trong các tiêu chí sau: nằm ở vùng nước sâu, xa bờ, có địa lý khó khăn, địa chất phức tạp; lô dầu khí thông thường không có nhà thầu sau đấu thầu; hình thành từ diện tích hoàn trả hoặc nhà thầu trả lại trước hạn; mỏ dầu khí cận biên; mỏ tiếp tục

khai thác nhưng không đạt hiệu quả đầu tư tối thiểu; hoặc là đối tượng dầu khí mới chưa được thăm dò.

- Các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt khi: không có nhà thầu sau đấu thầu theo điều kiện ưu đãi; hình thành từ diện tích hoàn trả hoặc trả lại trước hạn; hợp nhất diện tích hoàn trả và trả lại trước hạn; là mỏ cận biên thuộc lô dầu khí ưu đãi; duy trì khai thác nhưng không đạt hiệu quả đầu tư tối thiểu vào lúc kết thúc hợp đồng ưu đãi; hoặc là dầu khí phi truyền thống.

Chính sách ưu đãi cụ thể đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng các chính sách ưu đãi đầu tư và ưu đãi đầu tư đặc biệt được quy định tại Điều 53 và Điều 54 của Luật Dầu khí năm 2022. Theo đó, đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư, giữ nguyên các mức ưu đãi theo quy định đã ban hành, cụ thể: mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 32%, thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 10% và mức thu hồi chi phí tối đa là 70% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm (Khoản 2, Điều 54) [2]. Đối với các lô, mỏ dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt, Luật Dầu khí năm 2022 quy định mức ưu đãi cao hơn để thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí, cụ thể: mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 25%, thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô là 5% và mức thu hồi chi phí tối đa 80% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm (Khoản 3, Điều 54) [2].

Ngoài ra, Luật Dầu khí năm 2022 cũng quy định về chính sách khai thác tài nguyên đối với mỏ dầu khí khai thác tận thu theo quy định tại Điều 55 và dẫn chiếu đến các quy định tại Khoản 3, Điều 41. Theo đó, chính sách khai thác tận thu được áp dụng khi hết thời hạn hợp đồng mà không ký kết hợp đồng dầu khí mới và giao PETROVIETNAM khai thác tận thu với cơ chế: chênh lệch giữa

Bảng 3. Các điều khoản tài chính của Việt Nam

Các thông số	Luật Dầu khí 1993		Luật Dầu khí 2000		Luật Dầu khí 2008		Luật Dầu khí 2022		
	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi ²	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án thông thường	Dự án ưu đãi	Dự án đặc biệt ưu đãi
Hoa hồng và các loại phí	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận
Thuế tài nguyên	- Dầu: 8 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 6 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 6 - 25% - Khí: 0 - 10%	- Dầu: 4 - 20% - Khí: 0 - 6%	- Dầu: 10 - 29% - Khí: 2 - 10%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%	- Dầu: 10 - 29% - Khí: 2 - 10%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%	- Dầu: 7 - 23% - Khí: 1 - 6%
Thuế xuất khẩu dầu thô	4%	4%	4%	4%	10%	10%	10%	10%	5%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập	50%	32%	50%	32% (*)	50%	32%	50%	32%	25%
Phụ thu dầu lãi	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng
Phí bảo vệ môi trường	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng	Áp dụng
Thu hồi chi phí (tối đa)	35%	70%	50%	70%	50%	70%	50%	70%	80%
Chia dầu/khí lãi	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

(*) Có thể được miễn và/hoặc giảm thuế trong những khoảng thời gian nhất định.

doanh thu và chi phí đối với lô, mỏ dầu khí khai thác tận thu sẽ được nộp vào ngân sách Nhà nước [2].

Các quy định nêu trên có thể đánh giá xu hướng tích cực của pháp luật dầu khí Việt Nam ở thời điểm hiện tại, tuy nhiên chưa có chính sách ưu đãi cụ thể đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu. Về chính sách đối với mỏ dầu khí cận biên, mặc dù đã có quy định tuy nhiên lại có bất cập và khó triển khai trong thực tiễn.

- Đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu, Luật Dầu khí năm 2022 quy định Nhà nước có chính sách ưu đãi đầu tư đối với dự án dầu khí áp dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu (Khoản 4, Điều 5), tuy nhiên chưa có quy định cụ thể về mức độ ưu đãi cho hoạt động này [2].

- Đối với các mỏ dầu khí cận biên, ngoài các tiêu chí để xác định như được đề cập tại Điều 53 và Điều 54 của Luật Dầu khí năm 2022, tại Khoản 2, Điều 56 Nghị định số 45/2023/NĐ-CP về hướng dẫn thi hành Luật Dầu khí có quy định ưu đãi với mỏ dầu khí cận biên dựa vào tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) cho toàn đời dự án (full cycle) ở mức tiệm cận dưới 10% tính theo USD và nhỏ hơn chi phí sử dụng vốn bình quân [23]. Đây là chỉ số có sự biến

động theo thời gian và liên quan đến nhiều giả định về chi phí, giá dầu, sản lượng.

4. Khuyến nghị tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý về ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí

Phù hợp với điều về tài nguyên dầu khí, Việt Nam và các quốc gia trong khu vực Đông Nam Á (Indonesia, Malaysia, Thái Lan...) và nhiều quốc gia khác trên thế giới đều áp dụng theo hình thức hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) [24]. Trong điều kiện tài nguyên dầu khí ngày càng suy giảm, nhiều mỏ dầu khí có quy mô nhỏ, cận biên, các quốc gia này đã rất linh hoạt và nhiều lần có các thay đổi/điều chỉnh các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí theo hướng tăng cường các điều kiện khuyến khích/ưu đãi đầu tư (tăng thu hồi chi phí, chia dầu khí lãi, giảm thuế cho nhà đầu tư) phù hợp với đặc thù của từng loại tài sản dầu khí.

Để tạo điều kiện cho các nhà thầu dầu khí gia tăng sản lượng khai thác, hiệu quả đầu tư và phù hợp với các mục tiêu tăng trưởng của đất nước trong giai đoạn mới khung pháp lý cho hoạt động dầu khí tại Việt Nam cần xem xét quy định các điều khoản ưu đãi hoặc đặc biệt ưu đãi được hưởng theo từng loại tài sản dầu khí gồm:

² Quyết định số 216/1998/QĐ-TTg ngày 7/11/1998.

- Xem xét điều chỉnh linh hoạt về mức độ ưu đãi tương ứng với đặc thù riêng của từng loại tài sản (mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu)³.

- Chính sách ưu đãi cụ thể: ngoài việc được hưởng mức ưu đãi đầu tư về thu hồi chi phí, thuế xuất khẩu và thuế thu nhập doanh nghiệp đối với dự án ưu đãi hoặc đặc biệt ưu đãi, xem xét bổ sung chính sách tăng thêm mức thu hồi chi phí tối đa nhằm gia tăng phần thu cho nhà thầu đối với việc phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu. Đặc biệt về chính sách đối với phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên, xem xét bổ sung cơ chế cho phép nhà thầu được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi thu hồi hết chi phí phát sinh và thực hiện các nghĩa vụ về thuế theo quy định.

- Bên cạnh các quy định về ưu đãi đầu tư theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC), trong trường hợp cần cơ chế đột phá để thúc đẩy hoạt động dầu khí, xem xét thực hiện các nghiên cứu⁴ và áp dụng đối với các trường hợp cụ thể, đề xuất Chính phủ ban hành về các nội dung chính của hợp đồng dầu khí khác đi kèm với các điều kiện ưu đãi phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí trong các văn bản dưới luật.

5. Kết luận

Ưu đãi đầu tư trong hoạt động dầu khí là vấn đề quan trọng đối với mỗi quốc gia, đặc biệt trong bối cảnh nguồn tài nguyên dầu khí ngày càng suy giảm và nhiều mỏ dầu khí có quy mô nhỏ, cận biên. Phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, Việt Nam đã có các thay đổi, điều chỉnh các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí để tăng cường thu hút đầu tư tuy nhiên vẫn còn một số hạn chế trong chính sách ưu đãi đối với hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu và phát triển mỏ dầu khí cận biên.

Trên cơ sở tham khảo các chính sách ưu đãi cho mỏ dầu khí cận biên và hoạt động nâng cao hệ số thu hồi dầu tại một số quốc gia như Indonesia, Malaysia, Thái Lan, Ấn Độ, Canada và Mỹ, nhóm tác giả đưa ra một số khuyến nghị nhằm cải thiện các điều kiện ưu đãi của hợp đồng chia sản phẩm PSC để phù hợp với từng loại tài sản (bao gồm tăng giới hạn thu hồi chi phí đối với hoạt động phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu; nhà thầu được hưởng toàn bộ phần dầu khí lãi sau khi hoàn thành nghĩa vụ về thuế và thu hồi hết các chi phí trong hoạt động dầu khí đối với việc phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên;

cụ thể hóa quy định của Luật Dầu khí tại các văn bản dưới luật về các nội dung chính của hợp đồng dầu khí khác phù hợp với đặc thù của mỏ, cụm mỏ, lô dầu khí).

Tài liệu tham khảo

[1] Ban Chấp hành Trung ương, *Nghị quyết của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025.

[2] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 12/2022/QH15 ngày 14/11/2022.

[3] Phan Ngọc Trung, Nguyễn Hữu Trung và Phạm Kiều Quang, "Định hướng về cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 52 - 58, 2014.

[4] Vũ Mai Khanh, Nguyễn Lâm Anh, Hồ Nam Chung, Vũ Văn Khương, Phí Mạnh Tùng, Phùng Mỹ Anh, và Bùi Anh Tuấn, "Chiến lược nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) các mỏ dầu khí của Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, 2026.

[5] PWC, *Oil and gas in Indonesia: Investment and taxation guide*, 2012.

[6] Muhammad Ariyon, Sukendi Sukendi, Ridwan Manda Putra, Husnul Kausarian, and Bella Santika, "Comparison of oil and gas fiscal policies in Southeast Asian countries: Indonesia, Malaysia and Brunei Darussalam", *BIO Web of Conferences*, Volume 70, 2023. DOI:10.1051/bioconf/20237006007.

[7] <https://www.petronas.com>.

[8] Phạm Kiều Quang, Phạm Thu Trang và Dư Vũ Hoàng Tuấn, "Định hướng về cơ chế chính sách cho việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên ở Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 11, trang 51 - 55, 2015.

[9] Abdulsalam Mas'ud, Nor Aziah Abd. Manat, and Natrah Saad, "Comparison of petroleum fiscal regimes within Malaysia", *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, Volume 33, Issue 2, pp. 49 - 65, 2014.

[10] Malaysia, *Petroleum (income tax) (marginal field) regulations 2013*, 2013.

[11] Malaysia, *Guidelines on application of tax incentives for upstream petroleum industry under petroleum (income tax) act 1967 and customs act 1967*, 2021.

[12] Lexology, *Oil Regulation - Thailand*, 2023.

³ Xem xét tham khảo quy định của Malaysia: Petronas đã phát triển các thể hệ hợp đồng PSC chuyên biệt bằng cách điều chỉnh linh hoạt các điều khoản tài chính theo quy mô mỏ/cụm mỏ: PSC mỏ nhỏ (SFA PSC) và PSC mỏ tận thu (LLA PSC).

⁴ Ngoài hợp đồng PSC, Malaysia áp dụng hình thức hợp đồng dịch vụ RSC với các mỏ dầu khí cận biên từ năm 2011.

[13] Malaysia, *Petroleum (income tax) (investment allowance) regulations 2013*, 2013.

[14] Brad Roach and Alistair Dunstan, "The Indonesian PSC: the end of an era", *Journal of World Energy Law and Business*, Volume 11, Issue 2, pp. 116 - 135, 2018. DOI: 10.1093/jwelb/jwy001.

[15] Achinta Bera, Rakesh Kumar Vij, and Subhash Shah, "Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 207, 2021. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109196.

[16] Alberta, "Enhanced hydrocarbon recovery program". [Online]. Available: <https://www.alberta.ca/enhanced-hydrocarbon-recovery-program>.

[17] Mayer Brown, "2021 Enhanced oil recovery US tax credit", 24/8/2021. [Online]. Available: <https://www.mayerbrown.com/en/insights/publications/2021/08/2021-enhanced-oil-recovery-us-tax-credit>.

[18] Quốc hội, *Luật Dầu khí*, Luật số 18-L/CTN, 6/7/1993.

[19] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí*, Luật số 19/2000/QH10, 9/6/2000.

[20] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí*, Luật số 10/2008/QH12, 3/6/2008.

[21] Quốc hội, *Luật Thuế tài nguyên*, Luật số 45/2009/QH12, 25/11/2009.

[22] Quốc hội, *Ban hành Biểu mức thuế suất thuế tài nguyên*, Nghị quyết số 1084/2015/UBTVQH13, 10/12/2015.

[23] Chính phủ, *Quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí*, Nghị định số 45/2023/NĐ-CP, 1/7/2023.

[24] Jacob Dut Chol Riak, "Politics of fiscal regimes and economic instruments in petroleum industry", *International Journal of Law and Politics Studies*, Volume 6, Issue 6, pp. 49 - 59, 2024. DOI: 10.32996/ijlps.2024.6.6.3.

IMPROVING INVESTMENT INCENTIVE POLICIES FOR PETROLEUM ACTIVITIES IN VIETNAM

Doan Van Thuan¹, Trinh Viet Thang², Pham Thu Trang¹, Do Duc Anh³

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, 11312, Vietnam

²Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), Ha Noi, 11110, Vietnam

³Hanoi University of Mining and Geology (HUMG), Hanoi, 11909, Vietnam

KEY WORDS

Petroleum Law, investment incentives, production sharing contract (PSC), enhanced oil recovery (EOR), marginal fields.

ABSTRACT

This paper presents the legal framework for investment incentives in Vietnam's petroleum sector and analyzes incentive policies for marginal fields and enhanced oil recovery (EOR) based on the practical experience of Indonesia, Malaysia, Thailand, India, Canada, and the United States. Based on these experiences, the authors recommend that Vietnam continue to improve its legal framework by adopting more flexible fiscal terms and enhancing investment incentives tailored to different categories of petroleum assets (including incentives for the development of marginal oil and gas fields and enhanced oil recovery (EOR) projects): (i) increasing the cost recovery ceiling; (ii) introducing a mechanism that allows contractors operating marginal fields to retain the entire share of profit oil and gas after fulfilling their tax obligations and recovering all eligible costs, thereby enhancing the investment attractiveness of petroleum assets with marginal economic viability; (iii) conducting applied research to operationalize the provisions of alternative petroleum contracts, integrated with preferential conditions in subordinate legislation tailored to the specific characteristics of fields, field clusters, and petroleum blocks, in cases where breakthrough mechanisms are required to facilitate petroleum operations.

Corresponding author: Email: thuandv@vpi.pvn.vn

Received: 6/2/2026; Revised: 6 - 17/2/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)