

CƠ CHẾ KHUYẾN KHÍCH CÁC DỰ ÁN THU GOM KHÍ ĐỒNG HÀNH TẠI CÁC MỎ DẦU NHỎ/CẬN BIÊN Ở VIỆT NAM

ThS. Phạm Kiều Quang¹, ThS. Trần Quốc Việt²

KS. Phạm Thu Trang¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: quangpk@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Tình trạng đốt bỏ khí đồng hành diễn ra ở nhiều nước trên thế giới, gây lãng phí nguồn tài nguyên thiên nhiên và ảnh hưởng nghiêm trọng đến môi trường. Tại Việt Nam, cơ chế, chính sách hiện tại chưa thực sự khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư dự án thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành, đặc biệt là tại các mỏ nhỏ/cận biên. Bài viết giới thiệu tổng quan về tiềm năng khí đồng hành ở Việt Nam và đề xuất một số cơ chế cho các dự án thu gom khí đồng hành ở mỏ nhỏ/mỏ cận biên.

Từ khóa: Thu gom, khí đồng hành, cơ chế khuyến khích.

1. Mở đầu

Đốt bỏ khí đồng hành không chỉ diễn ra ở Việt Nam mà còn ở nhiều nước trên thế giới, gây lãng phí nguồn tài nguyên thiên nhiên. Ước tính mỗi năm trên thế giới có 150 tỷ m³ khí đồng hành bị đốt bỏ tương đương với lượng khí Mỹ sử dụng cho dân dụng trong một năm; 5% sản lượng khí thiên nhiên khai thác trên toàn thế giới; 30% lượng khí thiên nhiên sử dụng ở Liên minh châu Âu (EU). Điều này cũng đồng nghĩa với việc mất đi 24 triệu thùng quy dầu/ngày; 10 tỷ USD doanh thu bán khí với mức giá 2USD/triệu Btu [1]. Do đó, Việt Nam cần có cơ chế, chính sách mới nhằm khuyến khích các nhà thầu dầu khí phát triển các dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/mỏ cận biên.

2. Tiềm năng khí đồng hành ở Việt Nam

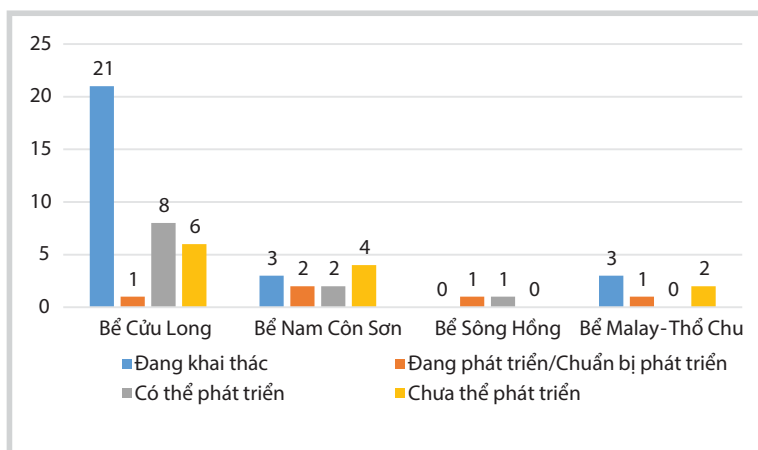
Từ khi khai thác dòng khí đầu tiên vào tháng 6/1981 đến nay, Việt Nam đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác và xây dựng được hệ thống thu gom vận chuyển khí ở bể Sông Hồng, bể Cửu Long (khu vực Đông Nam Bộ), bể Nam Côn Sơn và bể Malay - Thổ Chu (khu vực Tây Nam Bộ).

Hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam đã xác định được 113 mỏ/phát hiện dầu khí gồm 55 mỏ/phát hiện dầu (48,67%) và 58 mỏ/phát hiện khí (51,33%), trong đó có 48 mỏ đang được khai thác (42,48%), 15 mỏ đang được phát triển/chuẩn bị phát triển/phát triển (13,27%), 23 mỏ/phát

hiện có thể phát triển được (20,35%) và 27 phát hiện chưa thể phát triển (23,89%).

Trong số 55 mỏ/phát hiện dầu có 27 mỏ dầu đang được khai thác (49,09%), 5 mỏ đang trong giai đoạn phát triển/chuẩn bị phát triển/phát triển (9,09%), 11 mỏ/phát hiện dầu có thể phát triển (20%) và 12 mỏ/phát hiện dầu chưa thể phát triển (21,82%). Số lượng các mỏ/phát hiện dầu tập trung chủ yếu ở bể Cửu Long (36 mỏ/phát hiện dầu, chiếm 65,45%) và bể Nam Côn Sơn (11 mỏ/phát hiện dầu chiếm 20%); tiếp theo là bể Malay - Thổ Chu với 6 mỏ/phát hiện dầu (chiếm 10,91%), bể Sông Hồng với 2 mỏ/phát hiện dầu (chiếm 3,64%). Bể Cửu Long có 21 mỏ dầu đang được khai thác (chiếm 77,78%).

Trong số 27 mỏ dầu đang khai thác tại Việt Nam có 18 mỏ dầu (64,29%) đã thực hiện thu gom khí đồng hành và 9 mỏ dầu chưa thực hiện thu gom khí đồng hành (Ruby, Gấu Trắng, Thổ Trắng, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô, Sông Đốc). Sản lượng khí đồng hành tại các mỏ này suy giảm, không khả thi để đầu tư xây dựng hệ thống thu gom, vận chuyển khí. Các mỏ/cụm mỏ đang phát triển/chuẩn bị phát triển như Kinh Ngư Trắng, Gấu Chúa - Gấu Ngựa

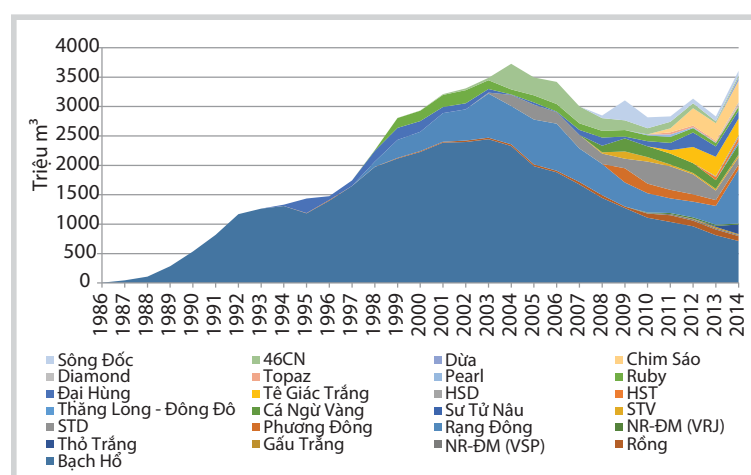


Hình 1. Tổng số mỏ/phát hiện dầu ở các bể trầm tích Việt Nam. Nguồn: Cơ sở dữ liệu VPI/EMC

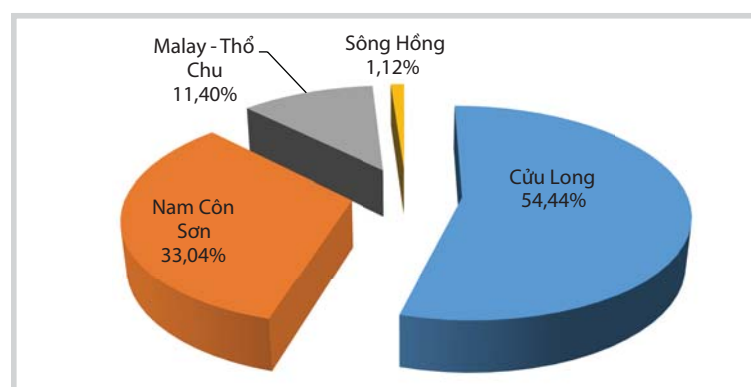
- Cá Chó, Cá Rồng Đỏ, Hàm Rồng, Rạch Tàu - Khánh Mỹ - Năm Căn đang được cân nhắc thêm phương án đầu tư hệ thống thu gom khí đồng hành.

Đến nay, tổng sản lượng khai thác khí đồng hành ước đạt 63 tỷ m³, chiếm khoảng 75% tổng sản lượng khai thác khí trong nước. Từ năm 2005, sản lượng khí đồng hành tại mỏ Bạch Hổ cũng như nhiều mỏ dầu khác đang suy giảm dần theo quy luật tự nhiên của mỏ.

Khí đồng hành được phân bố chủ yếu ở bể Cửu Long với trữ lượng thu hồi khoảng 75,52 tỷ m³ (chiếm 54,45%) tập trung trong các mỏ lớn: Bạch Hổ, Rạng Đông, Emerald, Sư Tử Trắng. Bể Nam Côn Sơn chiếm 33,04% tổng trữ lượng khí đồng hành của cả nước, chủ



Hình 2. Sản lượng khai thác khí đồng hành theo các mỏ tính đến ngày 31/12/2014. Nguồn: VPI/EMC



Hình 3. Trữ lượng khí đồng hành có thể thu hồi (2P + 50% P3) phân bố theo bể trầm tích ở Việt Nam. Nguồn: VPI/EMC

yếu tập trung ở các mỏ: Chim Sáo, Rồng Trẻ, Cá Rồng Đỏ, Sao Vàng. Ngoài ra, một lượng khí đồng hành nhỏ còn phân bố trong các mỏ dầu thuộc bể Malay - Thổ Chu (chiếm 11,4%) như: Bunga Kekwa - Cái Nước, Bunga Raya. Bể Sông Hồng có tiềm năng khí đồng hành thấp nhất với 1,12%.

Các nguồn khí đồng hành lớn đang được khai thác từ các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Cá Ngừ Vàng, Ruby đang bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác và sẽ kết thúc vào giai đoạn 2023 - 2029. Dự báo sản lượng khí đồng hành từ mỏ Chim Sáo - Dừa có thể ổn định đến hết năm 2018, sau đó sản lượng sẽ giảm dần. Do đưa các mỏ mới vào khai thác nên sản lượng khai thác khí tương đối ổn định trong thời gian qua. Tuy nhiên, một số mỏ mới (Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Thăng Long - Đông Đô...) có trữ lượng khí đồng hành thấp, thời gian khai thác ngắn nên không có phương án thu gom khí đồng hành.

Ngoài các mỏ đang khai thác/phát triển đã có phương án sản lượng cụ thể, một số mỏ có khí đồng hành tiềm năng được phát hiện và dự kiến thu gom trong tương lai gần với trữ lượng có thể thu hồi vào khoảng 77,73 tỷ m³ khí. Đây là nguồn khí đáng kể cần được đưa vào sử dụng. Chính phủ Việt Nam cần yêu cầu nhà thầu có giải pháp thu gom khí đồng hành, nếu không nguồn tài nguyên này sẽ bị đốt bỏ một cách lãng phí.

3. Chính sách liên quan đến khí đồng hành của Việt Nam và một số nước trên thế giới

Từ năm 1993 đến nay, Việt Nam đã từng bước hoàn thiện hệ thống khung pháp lý trong lĩnh vực dầu khí, góp phần bảo vệ, khai thác và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí

Bảng 1. Danh sách các mỏ dầu chưa thu gom khí đồng hành ở Việt Nam

Tình trạng	Số mỏ	Tên mỏ
Đang khai thác	9	Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Ruby, Pearl, Topaz, Diamond, Thăng Long, Đông Đô, Sông Đốc
Đang phát triển	5	Kinh Ngừ Trắng, Gấu Chúa - Gấu Ngựa - Cá Chó, Cá Rồng Đỏ, Hàm Rồng, Rạch Tàu - Phú Mỹ - Năm Căn
Có thể phát triển	11	Emerald, Jade, Lạc Đà Vàng, Sư Tử Nâu (clastic), Dương Đông, Hải Sư Bạc, Lạc Đà Nâu, Dơi Nâu, Rồng Trẻ, Sao Vàng, Yên Tử
Chưa thể phát triển	12	Mèo Trắng, Hồ Tây, Sói, Ba Vĩ, Bà Đen, Voi Trắng, Phi Mã, Chim Công, Hải Âu, Thiên Nga, U Minh, Minh Hải
Tổng	37	

nhằm phát triển kinh tế quốc dân, mở rộng hợp tác với nước ngoài. Luật Dầu khí được Quốc hội ban hành lần đầu tiên vào ngày 6/7/1993, sau đó được sửa đổi bổ sung vào năm 2000, 2008 và được hợp nhất năm 2013. Ngoài ra, Chính phủ Việt Nam 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, thêm 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 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 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 của Việt Nam hiện nay chưa thể hiện được chính sách phát triển riêng cho khí tự nhiên và khí đồng hành theo đặc điểm phát triển khai thác. 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 từ 0 - 10%; Nghị định số 48/2000/NĐ-CP ngày 12/9/2000 của Chính phủ, Điều 45 quy định thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên và Nghị

quyết số 712/2013/UBTVQH13 ngày 16/12/2013 của Ủy ban Thường vụ Quốc hội 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).

Theo quy định của Luật Dầu khí, khái niệm khí thiên nhiên đã bao gồm cả khí đồng hành (Khoản 1, Điều 3, Luật Dầu khí 1993 ngày 19/7/1993; Khoản 1, Điều 1, Luật số 10/2008/QH12 sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dầu khí), nên các chính sách về khí hiện nay của Việt Nam được áp dụng chung cho cả khí tự nhiên và khí đồng hành.

Trên thế giới, nhiều nước/bang đã ban hành quy định chặt chẽ về cấm đốt bỏ khí đồng hành, như tiểu bang North Dakota (Hoa Kỳ) đã ban hành chính sách mới nhằm giảm việc đốt bỏ khí từ các giếng dầu ở Bakken và Three Forks. Theo chính sách này, nhà thầu phải đảm bảo khai thác 76% khí đồng hành trong quá trình khai thác dầu, nếu không sẽ bị tước giấy phép khai thác. Mục tiêu của tiểu bang North Dakota nhằm giảm việc đốt bỏ khí đồng hành từ 26% trong năm 2014 xuống còn 23% trong năm 2015; 15% trong năm 2016 và 10% cho tới năm 2020 [2] hoặc có cơ chế khuyến khích để nhà thầu không đốt bỏ khí đồng hành hoặc chấp nhận việc đó.

Thuế và phí phát thải (emission fee) cũng được giới thiệu ở một vài nước để giảm thiểu đốt bỏ khí, tuy nhiên không có hiệu quả. Ở Nigeria, việc đốt bỏ khí đồng hành có mức phí phát thải quá thấp (0,003USD/triệu ft³ năm 1979;

Bảng 2. Các điều khoản tài chính của Việt Nam qua các thời kỳ

Các thông số	Luật Dầu khí 1993		Luật Dầu khí 2000		Luật Dầu khí 2008	
	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích (Quyết định 216/1998/QĐ-TTg)	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích	Dự án thông thường	Dự án khuyến khích
Hoa hồng và các loại phí	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%
Thuế xuất khẩu dầu thô	4%	4%	4%	4%	10%	10%
Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài	10%	5%	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ	Bãi bỏ
Thuế thu nhập doanh nghiệp	50%	32%	50%	32% (*)	50%	32%
Phụ thu dầu lãi	Không quy định	Không quy định	Không quy định	Không quy định	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
Thu hồi chi phí (tối đa)	35%	70%	50%	70%	50%	70%
Chia dầu/khí lãi	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận	Thỏa thuận

Ghi chú: (*): Có thể được miễn và/hoặc giảm thuế trong những khoảng thời gian nhất định, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ; (**): Có thể được miễn hoặc giảm trong những trường hợp đặc biệt, phụ thuộc vào phê duyệt của Chính phủ. Nguồn: VPI/EMC

sau đó tăng lên 0,07USD/triệu ft^3 năm 1988; 0,12USD/ngàn ft^3 năm 1995 và đến nay là 3,5USD/ngàn ft^3). Ở Việt Nam, theo Điểm k, Khoản 3, Điều 6 Nghị định số 97/2013/NĐ-CP ngày 27/8/2013 quy định xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực dầu khí, kinh doanh xăng dầu và khí dầu mỏ hóa lỏng, việc “Không thực hiện đúng quy trình về đốt và xả khí đồng hành” chỉ bị phạt tiền từ 100 triệu đồng đến 150 triệu đồng. Ở Na Uy, do thuế phát thải CO_2 được ban hành khi các công ty dầu đang thực hiện giảm thiểu đốt bỏ khí nên các công ty dầu khí không bị ảnh hưởng nhiều. Một số nước trên thế giới áp dụng các điều khoản tài chính khuyến khích nhằm giúp nhà thầu vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế trong việc giảm đốt bỏ khí. Nigeria áp dụng thuế thu nhập đối với dự án khí thấp hơn so với dầu [3]. Ngoài ra Chính phủ Nigeria còn tạo điều kiện để các nhà thầu thực hiện dự án CDM nhằm giảm thiểu việc đốt bỏ khí. Một số nước áp dụng hợp đồng thương lượng hoặc tự nguyện (Agreement negotiated/voluntary) giữa Chính phủ và bên đốt bỏ khí. Các công ty dầu khí ở Alberta đã tự đặt ra mục tiêu giảm đốt bỏ khí và lượng khí đốt bỏ trong giai đoạn 1996 - 2001 đã giảm 25%. Một ví dụ khác về hợp đồng thương lượng/tự nguyện là kế hoạch thử nghiệm đối với việc thương mại phát thải của Anh, được giới thiệu năm 2001. Các nhà thầu sẽ bán “thặng dư” phát thải tiết kiệm được thông qua hệ thống thương mại phát thải (ETS) của Anh, bắt đầu từ tháng 4/2002. Việc giảm đốt bỏ khí đồng hành ở Liên bang Nga liên quan đến việc tái cấu trúc ngành công nghiệp khí. Trở ngại chính khiến các công ty đốt bỏ khí đồng hành là do thiếu thiết bị xử lý và đường ống dẫn khí. Chính phủ Nga đã kiên quyết xóa bỏ sự độc quyền của Gazprom bằng việc đảm bảo các doanh nghiệp có thể sử dụng các đường ống của Gazprom với các điều khoản hợp lý. Thêm vào đó, ngành công nghiệp khí được đánh giá lại một cách phù hợp bởi việc mua các thiết bị xử lý khí để đảm bảo khí có thể được khai thác. Vấn đề chính còn lại là giá khí đồng hành và tham gia vào thị trường xuất khẩu [4].

Một số nước như Indonesia, Angola và Syria đã bắt đầu xem xét việc giảm đốt bỏ khí. Các nước khác như Kazakhstan, Kuwait có quy định nghiêm ngặt về việc đốt bỏ khí và bắt buộc đưa ra lộ trình giảm đốt bỏ khí. Nhiều nước khác bắt đầu thực hiện thành công việc cắt giảm đốt bỏ khí như: Canada, Anh hoặc Na Uy. Tùy tình hình điều kiện, mỗi nước có chính sách riêng đối với khí đồng hành. Các bài học từ việc thu gom, sử dụng khí đồng hành của một số nước khai thác dầu như Algeria, Canada, Na Uy, Anh và Mỹ đó là:

- Các quy định đối với khí đồng hành phải rõ ràng, dễ hiểu;

- Các điều khoản tài chính cụ thể đối với khí đồng hành phải khuyến khích được nhà thầu đầu tư thu gom và vận chuyển khí đồng hành, đặc biệt là đối với cả các dự án khí đồng hành có hiệu quả kinh tế kém và đòi hỏi chi phí đầu tư cao.

- Cần mở cửa thị trường khí và không hạn chế việc sử dụng cơ sở hạ tầng, gồm các thiết bị xử lý và vận chuyển khí và tới lưới điện (để bán điện được sản xuất từ khí đồng hành); giá năng lượng được tính toán dựa trên giá thị trường.

- Các quy định về đốt bỏ khí phải rõ ràng với sự giám sát và bắt buộc một cách hiệu quả: tăng cường sự phối hợp giữa điều kiện thị trường và khuyến khích đầu tư bằng cách bổ sung các quy định về đốt bỏ khí để nhà thầu phải cân nhắc lựa chọn sử dụng khí.

- Kế hoạch phát triển các mỏ dầu mới bắt buộc phải có phương án thu gom và sử dụng khí đồng hành.

4. Kiến nghị về cơ chế ưu đãi cho các dự án thu gom khí đồng hành ở Việt Nam

Tại Việt Nam, khí đồng hành chỉ được đốt bỏ khi cơ quan quản lý Nhà nước về dầu khí cho phép. Tuy nhiên, Việt Nam cần có cơ chế cụ thể khuyến khích nhà thầu thực hiện đầu tư thu gom, xử lý khí đồng hành. Quan điểm phát triển các dự án thu gom khí đồng hành cần phải được thực hiện như sau:

- Luật hóa quy định bắt buộc nhà thầu phải đầu tư thiết bị thu gom, xử lý và sử dụng khí đồng hành ngay khi bắt đầu phát triển mỏ (kể cả trường hợp phát triển/khai thác sớm), nếu không sẽ không được phát triển khai thác các mỏ dầu. Khí đồng hành được thu gom sau khi được sử dụng cho nhu cầu nội mỏ có thể được bán theo giá thỏa thuận cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)/Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) tại điểm đấu nối vào hệ thống đường ống khu vực hoặc tới điểm nào đó theo thỏa thuận, hoặc được bơm trở lại vỉa.

- Ban hành cơ chế khuyến khích thu gom khí đồng hành để đảm bảo lợi nhuận tối thiểu cho nhà thầu và giá khí được thị trường chấp nhận. Trong trường hợp đã áp dụng các cơ chế khuyến khích nhưng dự án vẫn không đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu hoặc ảnh hưởng nghiêm trọng hiệu quả kinh tế tổng thể của dự án phát triển mỏ dầu, nhà thầu phải nhận được phê duyệt của Chính phủ Việt Nam về việc đốt bỏ khí đồng hành với các điều kiện cụ thể (lượng khí được đốt, phí đốt bỏ khí đồng hành...) trước khi triển khai phương án phát triển mỏ dầu.

- Toàn bộ sản lượng khí đồng hành sẽ được bán cho PVN/PV GAS với mức giá 0USD/triệu Btu nếu nhà thầu không đầu tư thiết bị thu gom khí đồng hành và PVN/PV GAS đầu tư hệ thống thiết bị này. Đồng thời, nhà thầu phải hợp tác trong quá trình PVN/PV GAS tiến hành lắp đặt các thiết bị thu gom, xử lý và vận chuyển khí trên giàn khai thác hoặc các thiết bị phục vụ khai thác dầu.

- Ban hành mức phí xử phạt có tính răn đe trên mỗi đơn vị khí đồng hành dự kiến bị đốt bỏ trong trường hợp nhà thầu không đầu tư thiết bị thu gom khí đồng hành và thực hiện đốt bỏ khí trong quá trình khai thác dầu thô. Số tiền phạt sẽ không được tính vào chi phí hoạt động dầu khí vì mục đích thu hồi chi phí và không được khấu trừ khi tính thuế thu nhập doanh nghiệp.

- Phí phạt thu được sẽ đưa vào Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành.

- Trên cơ sở Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí đã được phê duyệt, Chính phủ cho phép xây dựng Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành, đầu tư triển khai xây dựng và từng bước hoàn thiện cơ sở hạ tầng công nghiệp khí, tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà thầu thực hiện thu gom khí đồng hành.

Để khuyến khích các nhà thầu đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, Chính phủ cần sớm xem xét, sửa đổi các quy định hiện hành để đảm bảo tính linh hoạt trong việc áp dụng các cơ chế ưu đãi, khuyến khích đầu tư các dự án thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/cận biên.

4.1. Cơ chế khuyến khích nhà thầu đầu tư thu gom khí đồng hành

Nhà thầu tiến hành đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ nhỏ/cận biên được hưởng các ưu đãi sau:

- Tăng tỷ lệ chia lãi của nhà thầu: 80 - 100%;
- Tăng tỷ lệ thu hồi chi phí đối với khí: từ 70% lên 90 - 100%;
- Miễn thuế tài nguyên đối với khí;
- 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.

Điều kiện để nhà thầu được áp dụng cơ chế khuyến khích trên:

- Nhà thầu dầu khí phải đầu tư thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành tới điểm kết nối;

- Việc đầu tư thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối không đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu và/hoặc làm giảm hiệu quả kinh tế chung của mỏ;

- Mỏ dầu có khí đồng hành thuộc danh mục mỏ dầu nhỏ/cận biên do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt;

- Trong trường hợp mỏ dầu nhỏ/cận biên đã được áp dụng cơ chế chính sách ưu đãi khác dành cho mỏ dầu nhỏ/cận biên do Chính phủ phê duyệt thì nhà thầu sẽ chỉ được áp dụng 1 cơ chế ưu đãi đối với khí đồng hành nhưng được ưu tiên lựa chọn cơ chế khuyến khích có lợi hơn.

4.2. Cơ chế khuyến khích doanh nghiệp trong nước 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/PV GAS) đầu tư thực hiện các dự án thu gom khí đồng hành. Nhà thầu dầu khí có nghĩa vụ nộp phí xử phạt đối với sản lượng khí đồng hành không thu gom đó, với mức phí xử phạt kiến nghị dao động từ 0,03 - 0,5USD/triệu Btu, tùy theo từng dự án cụ thể. Để doanh nghiệp trong nước có thể triển khai thực hiện dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, Chính phủ cần ban hành cơ chế chính sách khuyến khích dành cho doanh nghiệp trong nước như sau:

- Nguồn thu từ nhà thầu nộp phạt do không đầu tư thu gom khí đồng hành sẽ được sử dụng để đầu tư thu gom khí đồng hành của chính mỏ đó. Trường hợp doanh nghiệp trong nước không thể đầu tư (không đem lại hiệu quả kinh tế), phí phạt này sẽ được chuyển về Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành;

- 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;

- Nguồn vốn đầu tư:

+ Chính phủ ủy quyền cho PVN quản lý và sử dụng Quỹ đầu tư cho các dự án thu gom khí đồng hành cho việc đầu tư thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên;

+ 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;

- Linh hoạt lựa chọn phương pháp khấu hao theo đường thẳng hoặc khấu hao theo số dư giảm dần có điều chỉnh.

Điều kiện để doanh nghiệp trong nước được áp dụng cơ chế khuyến khích:

+ Doanh nghiệp trong nước đầu tư các dự án thu gom khí đồng hành không đem lại hiệu quả kinh tế theo cơ chế hiện tại.

+ Dự án thu gom khí đồng hành từ các mỏ dầu nhỏ/cận biên thuộc các Lô nằm trong Danh mục dự án khuyến khích đầu tư dầu khí được Chính phủ phê duyệt.

4.3. Hỗ trợ nhà thầu kết nối với hệ thống đường ống hiện có

Khó khăn trong việc kết nối với đường ống là một trong những nguyên nhân chính khiến nhà thầu lựa chọn phương án phát triển độc lập thay vì phương án kết nối (tie-in) và chấp nhận nộp phạt do không đầu tư hệ thống thu gom khí đồng hành và/hoặc chấp nhận bán giá khí 0 đồng cho PVN/PV GAS. Cước phí vận chuyển khí là yếu tố chính ảnh hưởng đến tính khả thi của các dự án thu gom khí đồng hành. Do đó, Chính phủ hoặc Bộ Công Thương cần sớm ban hành văn bản yêu cầu các nhà thầu/công ty đang sở hữu đường ống tạo điều kiện và hỗ trợ để các dự án thu gom khí đồng hành có thể kết nối.

4.4. Tăng mức phí xử phạt đối với nhà thầu không đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí đồng hành đến điểm kết nối

Chính phủ cần tăng mức phí xử phạt đối với nhà thầu không đầu tư hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển khí

đồng hành để đảm bảo đủ sức răn đe. Nhóm tác giả kiến nghị dựa trên sản lượng khí đồng hành dự kiến sẽ đốt bỏ mức phí phạt dao động từ 0,03 - 0,5 USD/triệu Btu, tùy theo từng dự án cụ thể.

5. Kết luận

Chính phủ cần sớm ban hành cơ chế ưu đãi cho dự án thu gom khí đồng hành ở các mỏ dầu nhỏ/cận biên, để tránh lãng phí tài nguyên đồng thời gia tăng nguồn thu cho đất nước. Trong quá trình đàm phán giá khí đồng hành, Chính phủ cần xem xét mức giá tại mỏ phù hợp nhằm nâng cao hiệu quả của việc thu gom khí đồng hành, tạo điều kiện cho các nhà thầu dầu khí đầu tư thu gom. Đồng thời, Chính phủ cần phải ban hành danh mục các mỏ dầu khí có chứa khí đồng hành được hưởng ưu đãi và/hoặc xây dựng, ban hành các quy định, tiêu chuẩn, quy phạm, điều kiện được áp dụng cơ chế khuyến khích cho các dự án thu gom khí đồng hành.

Tài liệu tham khảo

1. M.F.Farina. *Flare gas reduction: Recent global trends and policy considerations*. GE Energy. 2011.
2. Patrick C.Miller. *North Dakota adopts tough new restrictions on gas flaring*. The Bakken Magazine. 2014.
3. Federal Government Gazette. *Petroleum (Income tax) (Accelerated capital allowances) (Marginal field) Rules 2013*. Attorney General's Chambers. 2013.
4. Yinka Omorogbe. *Fiscal regimes*. 2005.

Incentive mechanism for associated gas collection in small and marginal fields in Vietnam

Pham Kieu Quang¹, Tran Quoc Viet², Pham Thu Trang¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Oil and Gas Group

Email: quangpk@vpi.pvn.vn

Summary

Flaring is a means of disposal of associated gas in many countries in the world, which is a waste of natural sources and severely affects the environment. The current policies and mechanism in Vietnam have not effectively encouraged oil and gas contractors to invest in associated gas collecting systems, especially in small and marginal fields. The article provides an overview of associated gas potential in Vietnam and proposes some possible policy mechanisms for associated gas collection in small and marginal fields.

Key words: Collection, associated gas, incentive mechanism.