

HỆ THỐNG KHUNG PHÁP LÝ VỀ THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CARBON CỦA INDONESIA

Nguyễn Anh Đức, Hoàng Anh Tuấn, Nguyễn Trung Khương

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

Email: ducna@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.02-06>

Tóm tắt

Thu hồi, lưu trữ carbon (CCS) là phương pháp giảm lượng khí thải carbon bao gồm 3 bước: thu hồi carbon, nén và vận chuyển CO₂ đến địa điểm được bơm vĩnh viễn vào các thành tạo đá như tầng chứa nước mặn hoặc các tầng chứa dầu khí đã cạn kiệt. Trong khi đó, thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) tập trung vào việc tái sử dụng CO₂ từ các quy trình công nghiệp bằng cách chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm mới như bê tông hoặc dầu diesel sinh học. Với mục tiêu giảm lượng khí thải CO₂ trong các ngành công nghiệp trong nước đồng thời đóng vai trò trung tâm của khu vực Đông Nam Á, Indonesia đã xây dựng khung pháp lý cho CCS/CCUS.

Trên cơ sở nghiên cứu khung pháp lý liên quan đến hoạt động CCS/CCUS của Indonesia [1 - 6], bài viết cung cấp thông tin tham khảo để Việt Nam có thể nghiên cứu, vận dụng trong quá trình xây dựng khung pháp lý cho lĩnh vực này.

Từ khóa: Thu hồi, lưu trữ carbon (CCS), thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), khung pháp lý, Indonesia.

1. Giới thiệu

Hiện Indonesia có 16 dự án CCS/CCUS đang trong giai đoạn nghiên cứu, chuẩn bị, và dự kiến được đưa vào hoạt động trước năm 2030 [7]. Indonesia đã thiết lập khung pháp lý để hỗ trợ việc triển khai các hoạt động CCS trong các lĩnh vực như dầu khí và công nghiệp với 4 văn bản sau:

- PR 14/2024 [1]: Quy định của Tổng thống (Presidential Regulation - PR) ban hành ngày 30/1/2024, thiết lập khuôn khổ cho việc thực hiện các hoạt động CCS trong nước. Bên cạnh các quy định để triển khai CCS ở Indonesia, quy định này còn mở rộng ra ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, bao gồm cấp phép kinh doanh mở và khai thác mỏ. PR 14/2024 đưa ra các điều kiện cấp phép và quy trình trao quyền đối với các khu vực áp dụng CCS từ giai đoạn thăm dò đến khi kết thúc vòng đời, mở ra cơ hội vận chuyển và lưu trữ CO₂ bên ngoài Indonesia.

- MEMR 2/2023 [2]: Quy định của Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản ban hành ngày 3/3/2023 về CCS/CCUS trong các hoạt động dầu khí thượng nguồn.

- MEMR 16/2024 [3]: Quy định của Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản (Ministry of Energy and Mineral

Resources - MEMR) ban hành ngày 20/12/2024 mở rộng phạm vi, cho phép phát triển các dự án CCS độc lập, không gắn với hoạt động dầu khí.

- PTK-070/SKKIA0000/2024/S9 (PTK-070) [4]: Hướng dẫn chi tiết của Bộ phận chuyên trách về hoạt động dầu khí thượng nguồn (Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities - SKK Migas) ban hành ngày 12/1/2024 về thủ tục và yêu cầu đối với các nhà thầu dầu khí thượng nguồn triển khai CCS/CCUS trong khu vực được cấp phép.

Nghiên cứu của Frédéric Draps và nnk [5, 6] cho thấy sự phát triển của các chính sách, luật pháp và quy định liên quan đến CCS/CCUS tại Indonesia (Hình 1).

2. PR 14/2024 của Tổng thống Indonesia [1, 5]

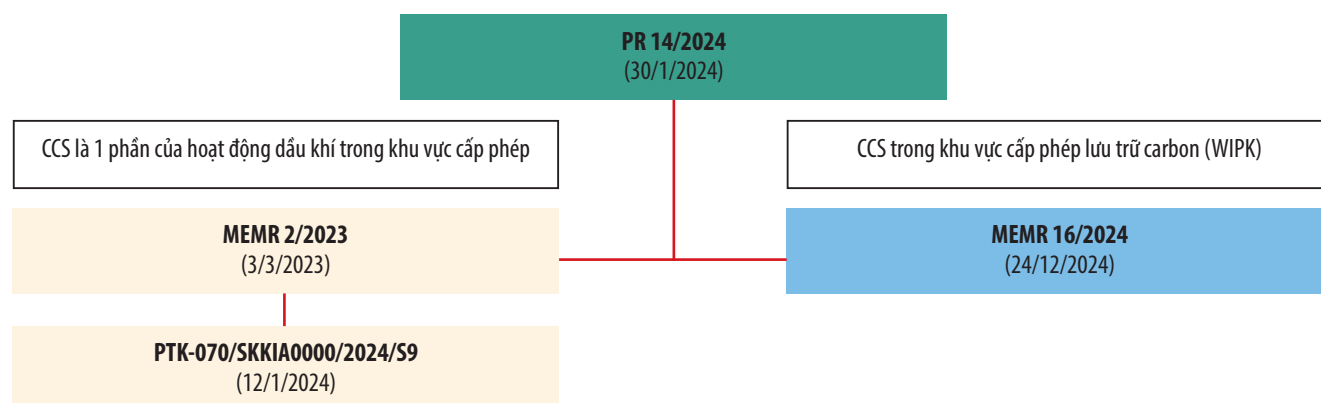
PR 14/2024 do Tổng thống Indonesia ban hành vào ngày 30/1/2024, thiết lập khuôn khổ cho việc thực hiện CCS trong nước, mở rộng phạm vi ra ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, bao gồm cả cấp phép kinh doanh mở và khai thác mỏ [1]. PR 14/2024 đưa ra 2 cơ chế thực hiện CCS khác nhau ở Indonesia: (i) thông qua khu vực dầu khí hiện có (hoặc khu vực hoạt động); (ii) khu vực cấp phép lưu trữ carbon. Mỗi khu vực chỉ được cấp phép cho doanh nghiệp sau khi đáp ứng đầy đủ các yêu cầu theo quy định của pháp luật Indonesia.



Ngày nhận bài: 27/3/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 27/3 - 5/4/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2025.



Hình 1. Khung pháp lý hiện hành của Indonesia đối với các hoạt động CCS/CCUS [6].

2.1. Triển khai CCS tại khu vực dầu khí hiện tại (khu vực hoạt động)

Theo PR 14/2024, việc triển khai CCS trong khu vực dầu khí hiện tại hay còn gọi là “khu vực hoạt động” (working area) tuân theo các điều khoản được trong MEMR 2/2023 quy định việc triển khai CCS/CCUS của các nhà thầu trong lĩnh vực dầu khí thượng nguồn. Các nhà thầu dầu khí thượng nguồn (nhà thầu PSC) được phép tích hợp hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí với CCS trong khu vực hợp đồng chia sản phẩm (PSC) đã ký kết với SKK Migas hoặc BPMA (Điều 4 - 8, PR 14/2024) [1].

Để tích hợp như vậy, nhà thầu PSC phải nộp kế hoạch triển khai CCS cho SKK Migas hoặc BPMA cùng với kế hoạch phát triển mỏ hoặc kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh. Sau khi kế hoạch thực hiện được phê duyệt, nhà thầu PSC được yêu cầu sửa đổi PSC để bổ sung các điều khoản quản lý CCS (Điều 5) [1].

Đối với dự án được triển khai trong lô đang có PSC, CCS sẽ được tích hợp vào hoạt động dầu khí của PSC và phải được chính phủ phê duyệt trong kế hoạch phát triển (POD). Ngoài ra, PSC sẽ tiếp tục được sửa đổi để bổ sung một số điều khoản về CCS, bao gồm các điều khoản thương mại, cơ chế thu tiền (nếu lưu trữ carbon cho bên thứ ba), trách nhiệm pháp lý và vùng mục tiêu bơm ép (ZTI) được chỉ định (Điều 7) [1].

Lượng khí thải carbon sẽ được bơm và lưu trữ trong ZTI được chỉ định trong các tầng chứa, trên bờ hoặc ngoài khơi thuộc khu vực hoạt động của PSC, bao gồm các tầng chứa đã cạn kiệt, tầng chứa không thông thường, tầng chứa nước mặn hoặc vỉa than chứa khí methane (Điều 8) [1]. Việc lưu trữ carbon phải được chứng nhận bởi cơ quan xác minh độc lập được SKK Migas phê duyệt.

Các chi phí để thực hiện CCS bao gồm chi phí tài chính có thể được thu hồi theo PSC, và mọi doanh thu từ CCS sẽ được dùng để bù đắp chi phí vận hành của nhà thầu.

2.2. Triển khai CCS trong khu vực cấp phép lưu trữ carbon

Ngoài cơ chế dành cho các nhà thầu PSC, CCS cũng có thể được thực hiện bởi các bên khác trong khu vực được cấp phép lưu trữ carbon (carbon storage license area hay wilayah izin penyimpanan karbon - WIPK).

Nếu khu vực đề xuất nằm chồng lấn hoặc nằm trong khu vực có giấy phép kinh doanh khai thác mỏ hoặc khu vực khai thác dầu khí, MEMR sẽ tiến hành đánh giá rủi ro và kỹ thuật ban đầu (Điều 10) [1].

Các doanh nghiệp được thành lập ở Indonesia hoặc cơ sở thường trú (permanent establishments) có thể đề xuất WIPK cho MEMR. MEMR sẽ xác định WIPK bằng cách tiến hành: (i) đánh giá rủi ro ban đầu, và (ii) xem xét dữ liệu kỹ thuật liên quan (Điều 12) [1].

WIPK được cấp phép cho các doanh nghiệp/cơ sở thường trú thông qua: i) Lựa chọn hạn chế - áp dụng đối với WIPK do các doanh nghiệp/cơ sở thường trú đề xuất và đơn vị đưa ra giá đề xuất cao nhất sẽ được lựa chọn; ii) Đấu giá (Điều 12.2) [1].

Để tham gia lựa chọn hạn chế hoặc đấu giá, đơn vị kinh doanh/cơ sở thường trú phải đáp ứng tất cả các điều kiện sau: i) Có năng lực kỹ thuật liên quan đến dầu khí thượng nguồn, khai thác mỏ hoặc địa nhiệt; ii) Có năng lực quản lý vật liệu nguy hiểm và độc hại, và iii) Có năng lực tài chính để thực hiện các hoạt động thăm dò ở ZTI và/hoặc các hoạt động lưu trữ carbon trong WIPK (Điều 12.6) [1].

Để thực hiện CCS trong WIPK, PR 14/2024 quy định 2 loại giấy phép: giấy phép hoạt động thăm dò và giấy phép hoạt động lưu trữ carbon.

2.2.1. Giấy phép hoạt động thăm dò (CCS exploration permit)

Nhà thầu trúng thầu trong lựa chọn hạn chế hoặc đấu giá WIPK có thể được MEMR cấp “Giấy phép thăm dò CCS” có giá trị trong 6 năm, có thể gia hạn thêm 4 năm, với điều

kiện giấy phép đó đáp ứng mọi yêu cầu về hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính; Giấy phép thăm dò không được chuyển nhượng (Điều 17.1) [1].

Hồ sơ xin cấp phép thăm dò phải được nhà thầu trúng thầu nộp qua hệ thống cấp phép kinh doanh điện tử quốc gia (online single submission - OSS).

Theo Điều 17.2 [1], giấy phép thăm dò tối thiểu phải có các điều khoản liên quan đến: Thông tin của doanh nghiệp hoặc tổ chức được cấp giấy phép; Nghĩa vụ thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Kế hoạch thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Bảo đảm thực hiện cam kết thăm dò ZTI; Thủ tục và yêu cầu nộp kế hoạch phát triển và vận hành ZTI; Nghĩa vụ sau khai thác đối với hoạt động thăm dò ZTI; Thời hạn hiệu lực của giấy phép; Nghĩa vụ cung cấp dữ liệu thăm dò ZTI; Nghĩa vụ nộp ngân sách nhà nước; Cơ chế giám sát của cơ quan chức năng đối với doanh nghiệp hoặc tổ chức được cấp giấy phép.

2.2.2. Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (CCS operation permit)

Nếu hoạt động thăm dò tại ZTI cho thấy có tiềm năng lưu trữ carbon, đơn vị được cấp giấy phép thăm dò sẽ nộp kế hoạch phát triển và vận hành cho MEMR (Điều 20.1) [1], bao gồm các tài liệu kỹ thuật và nghiên cứu phác thảo quá trình phát triển và vận hành ZTI.

Nếu kế hoạch được phê duyệt, MEMR sẽ cấp giấy phép hoạt động lưu trữ, cho phép bơm ép và lưu trữ carbon trong WIPK. Giấy phép hoạt động lưu trữ chỉ có thể được cấp cho các doanh nghiệp. Nếu đơn vị được cấp phép thăm dò là cơ sở thường trú, cần phải thành lập doanh nghiệp tại Indonesia, sở hữu 100% vốn, để xin giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (Điều 23.4 và 23.5) [1].

Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon sẽ có hiệu lực trong 30 năm, với tùy chọn gia hạn 20 năm phụ thuộc vào dung lượng lưu trữ carbon (Điều 25.1 [1]). Hồ sơ xin cấp phép được nộp cho MEMR thông qua OSS và phải đáp ứng các yêu cầu hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính nhất định.

Đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải nộp kế hoạch làm việc hàng năm để MEMR phê duyệt trước khi triển khai. Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon không được chuyển nhượng (Điều 26) [1].

2.2.3. Giấy phép vận chuyển carbon (carbon transportation permit)

Hoạt động kinh doanh vận chuyển CO₂ chỉ được thực hiện bởi pháp nhân kinh doanh hoặc đơn vị được cấp

phép hoạt động lưu trữ carbon sau khi có giấy phép vận chuyển carbon được cấp bởi MEMR và/hoặc Bộ trưởng Bộ Giao thông Vận tải (MOT), cụ thể:

- Vận chuyển bằng đường ống trên cạn: Giấy phép vận chuyển carbon do MEMR cấp sau khi hoạt động vận chuyển được phê duyệt về môi trường;

- Vận chuyển bằng đường ống dưới nước: Giấy phép vận chuyển carbon do MEMR cấp sau khi phối hợp với Bộ Hàng hải và Thủy sản;

- Vận chuyển bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác: Giấy phép vận chuyển carbon do Bộ Giao thông Vận tải cấp theo khuyến nghị của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp.

Giấy phép vận chuyển carbon có thời hạn tối đa 20 năm (riêng vận chuyển bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác được cấp tối đa 10 năm) và có thể được gia hạn, tối đa mỗi lần 10 năm (Điều 31.5) [1].

2.3. Ưu tiên lưu trữ carbon cho nhu cầu trong nước

PR 14/2024 ưu tiên phân bổ dung lượng lưu trữ cho nguồn CO₂ phát thải trong nước. Các nhà thầu và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon thực hiện CCS phải dành 70% dung lượng lưu trữ carbon từ các nguồn trong nước; 30% còn lại cho CO₂ có nguồn gốc từ nước ngoài với điều kiện nguồn phát thải này thực hiện bởi các nhà sản xuất có đầu tư và/hoặc liên kết đầu tư ở Indonesia (Điều 35) [1].

2.4. Hạn chế đầu tư trực tiếp nước ngoài

Không có hạn chế về đầu tư trực tiếp nước ngoài áp dụng cho các hoạt động dầu khí thương mại và CCS. Tuy nhiên, giấy phép hoạt động CCS và giấy phép vận chuyển carbon chỉ được cấp cho công ty trách nhiệm hữu hạn của Indonesia và bị hạn chế chuyển nhượng cổ phần có thời hạn.

Đối với vận chuyển carbon bằng tàu thủy, các quy định không nêu rõ liệu có bắt buộc phải có giấy phép kinh doanh vận tải biển (SIUPAL) hay không; nếu có, sẽ phải tuân thủ các quy định vận chuyển hàng hóa theo luật vận tải của Indonesia. Ngoài ra, Quy tắc Cabotage yêu cầu tất cả các công ty vận tải biển hoạt động trong vùng biển Indonesia phải do công dân Indonesia hoặc công ty nội địa Indonesia sở hữu ít nhất 51% [8].

2.5. Phạm vi hoạt động CCS

PR 14/2024 phân loại hoạt động CCS thành các giai đoạn như sau:

2.5.1. Thu hồi carbon

PR 14/2024 công nhận các phương pháp thu hồi carbon, bao gồm: tách carbon tại các cơ sở sản xuất dầu khí, thu hồi carbon từ quá trình đốt cháy, trước khi đốt, trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (oxyfuel) và thu hồi trực tiếp từ không khí (Điều 29.1 và 29.2) [1]. Các phương pháp thu hồi này có thể áp dụng tại cơ sở dầu khí thượng nguồn, nhà máy lọc dầu khí, nhà máy điện, cơ sở công nghiệp và các hoạt động phát thải khác trong và ngoài Indonesia (Điều 29.3) [1]. Tất cả các phương pháp thu hồi carbon phải tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật quốc gia hoặc quốc tế được chính phủ Indonesia công nhận.

2.5.2. Vận chuyển carbon

Việc vận chuyển carbon từ cơ sở thu hồi và/hoặc xử lý đến địa điểm bơm ép có thể được thực hiện bằng đường ống, xe tải, tàu thủy hoặc các phương thức khác phù hợp (Điều 30.2) [1]. Các hoạt động này yêu cầu phải có giấy phép vận chuyển carbon, được cấp cho tổ chức kinh doanh hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon. Giấy phép vận chuyển carbon bằng đường ống được cấp tối đa 20 năm và được gia hạn mỗi lần tối đa 10 năm (Điều 31.4) [1]. Đối với vận chuyển carbon bằng xe tải, tàu thủy và/hoặc các phương thức khác, thời hạn tối đa 10 năm và cũng được gia hạn tối đa 10 năm mỗi lần (Điều 31.5) [1].

2.5.3. Bơm ép và lưu trữ carbon

Việc bơm ép và lưu trữ carbon có thể được tiến hành trong các tầng chứa đã cạn kiệt, các tầng chứa nước mặn hoặc các vỉa than (Điều 34.1) [1]. PR 14/2024 yêu cầu ưu tiên lưu trữ carbon cho các nguồn phát thải trong nước. Nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải phân bổ 70% dung lượng lưu trữ cho các cơ sở phát thải carbon trong nước, 30% còn lại cho các cơ sở phát thải nước ngoài có đầu tư hoặc liên kết đầu tư vào Indonesia (Điều 35.2 và 35.3) [1].

2.5.4. Đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV)

Nhà thầu và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon phải thực hiện MRV khi tiến hành các hoạt động CCS gồm: Đo lường: Thực hiện mỗi năm một lần, đo lường carbon tồn kho và thông số vận hành CCS (Điều 49.1 và 49.2) [1]; Báo cáo: Nộp báo cáo tiến độ hành động giảm phát thải, bao gồm hoạt động thu hồi, vận chuyển và lưu trữ carbon, cùng kế hoạch hành động giảm thiểu biến đổi khí hậu (Điều 50.1 và 50.2) [1]; Xác minh: Báo cáo phải được thẩm tra và xác nhận bởi một tổ chức đủ thẩm

quyền độc lập đã đăng ký trong hệ thống đăng ký quốc gia về biến đổi khí hậu của Indonesia (Điều 51.2) [1].

2.5.5. Đóng cửa hoạt động lưu trữ carbon

PR 14/2024 quy định việc đóng cửa hoạt động lưu trữ carbon sẽ được thực hiện trong các trường hợp sau (Điều 36.1) [1]: Dung lượng lưu trữ carbon của ZTI đã đạt đỉnh; Không bơm ép thêm CO₂; Giấy phép hoạt động lưu trữ carbon hết hạn và không gia hạn; Thời hạn của hợp đồng hợp tác kết thúc và không tiếp tục quản lý CCS; Xuất hiện các điều kiện mất an toàn; Các trường hợp bất khả kháng; Dự án không còn hiệu quả kinh tế.

Trước khi đóng cửa, nhà thầu hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon, phải nộp kế hoạch đóng cửa hoạt động CCS cho MEMR, bao gồm tối thiểu các thông tin sau (Điều 36.3 và 36.4) [1]: Thông tin dưới lòng đất, thiết bị, hệ thống lắp đặt, cơ sở vật chất và giếng khoan nơi các hoạt động CCS bị đóng cửa; Tổng lượng CO₂ lưu trữ; Dự toán chi phí; Thời điểm đóng cửa; Kế hoạch giám sát sau đóng cửa; Kế hoạch phòng ngừa nhằm giảm thiểu các rủi ro của việc ngừng hoạt động CCS: (i) Thiệt hại về môi trường; (ii) Nguy hiểm cho con người; (iii) Thiệt hại tài nguyên thiên nhiên; (iv) Thiệt hại về thiết bị, lắp đặt và cơ sở vật chất.

Nếu bị từ chối, nhà thầu hoặc doanh nghiệp/tổ chức được cấp đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon sẽ phải chỉnh sửa để được thông qua và có thể kết thúc các hoạt động CCS (Điều 37.3 và 37.4) [1].

Nhà thầu có thể trả lại một phần khu vực hoạt động cho MEMR - thông qua SKK Migas hoặc BPMA - trước khi kết thúc PSC khi đã thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong tầng chứa cạn kiệt (Điều 61.2) [1].

Khi đóng cửa CCS hoặc chuyển toàn bộ/một phần khu vực hoạt động sang MEMR, việc giám sát và trách nhiệm đối với tầng chứa cạn kiệt nơi các hoạt động CCS đã được thực hiện sẽ được chuyển giao cho nhà nước (thông qua MEMR và Tổng cục Dầu khí DGOG) (Điều 61.6) [1].

Trách nhiệm pháp lý của nhà thầu PSC hoặc nhà điều hành CCS sẽ chấm dứt và được chuyển giao cho chính phủ khi (Điều 61.1) [1]: i) Cơ sở CCS chính thức đóng cửa theo xác nhận của MEMR; ii) Giấy phép cơ bản (giấy phép hoạt động PSC/CCS) đã hết hạn hoặc bị từ bỏ; iii) Không phát hiện rò rỉ, ô nhiễm, di chuyển carbon ngoài kế hoạch hoặc các rủi ro khác trong giai đoạn 10 năm giám sát.

Trong giai đoạn 10 năm sau khi kết thúc hoạt động CCS, nhà điều hành hoặc nhà thầu phải giám sát và

thường xuyên báo cáo việc lưu trữ carbon cho chính phủ (Điều 57.2) [1]. Các hoạt động giám sát về cơ bản phải bao gồm kế hoạch xác định và khắc phục rủi ro rò rỉ, ô nhiễm nước ngầm, tính toàn vẹn của ZTI và các rủi ro liên quan khác (Điều 58) [1]. Ngoài ra, nhà điều hành phải lập một quỹ dự trữ trong tài khoản ký quỹ để trang trải chi phí giám sát và mọi hành động khắc phục sự cố rò rỉ hoặc ô nhiễm (Điều 57.4) [1].

2.6. Cơ chế kinh doanh và thu tiền

Cả nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon đều có thể thu tiền từ hoạt động CCS dưới dạng phí lưu trữ (Điều 42.1) [1]. Việc thu tiền từ hoạt động CCS phải tuân thủ các luật và quy định về thuế áp dụng cho hoạt động dầu khí thượng nguồn (Điều 42.2) [1]. Phí lưu trữ carbon phải chịu nghĩa vụ khoản thu không phải thuế của nhà nước (tiền hoa hồng - royalties) và phải nộp cho Chính phủ (Điều 42.3) [3]. PR 14/2024 cũng cung cấp ưu đãi cho các nhà thầu PSC và đơn vị được cấp phép hoạt động thăm dò, vận chuyển và lưu trữ carbon dưới hình thức xử lý thuế và miễn thuế (Điều 43.1 và 43.2) [1].

Giá trị và bất kỳ quyền lợi nào đối với tín chỉ carbon thu được sẽ được phân bổ cho nhà điều hành dự án CCS. Tuy nhiên, nếu nhà điều hành là nhà thầu PSC và doanh nghiệp/tổ chức mua tín chỉ carbon ở bên ngoài Indonesia - tức là phải chuyển giấy chứng nhận giảm phát thải ra nước ngoài - thì nhà thầu PSC phải được SKK Migas cho phép [8].

Nhà thầu PSC hoặc nhà điều hành CCS có thể ký hợp đồng thương mại để lưu trữ carbon của bên thứ ba và thu phí lưu trữ carbon [8].

2.7. Quyền sở hữu tài sản CCS

Quyền sở hữu tài sản CCS trong lô PSC tuân theo các quy định về dầu khí thượng nguồn và sẽ là tài sản nhà nước (Điều 44.1) [1]. Tuy nhiên, tài sản CCS theo giấy phép hoạt động CCS sẽ vẫn là tài sản của nhà điều hành CCS (Điều 44.2) [1].

2.8. Vận chuyển CO₂ xuyên biên giới

Để tạo thuận lợi cho việc vận chuyển CCS xuyên biên giới, các thỏa thuận hợp tác song phương giữa các quốc gia có thể được ký kết (Điều 45.1) [1]. Các thỏa thuận này đóng vai trò hướng dẫn cho tất cả các bên liên quan trong việc ban hành các khuyến nghị hoặc giấy phép cần thiết cho vận chuyển carbon xuyên biên giới, phù hợp với luật pháp và quy định hiện hành tại mỗi quốc gia (Điều 45.2) [1].

Mọi hoạt động vận chuyển CO₂ vào lãnh thổ Indonesia (gọi là khu vực hải quan Indonesia) phải: Được thực hiện

bằng phương tiện đáp ứng các yêu cầu về an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường (Điều 47.1) [1]; Được nhà nhập khẩu đăng ký tại thời điểm của lần nhập khẩu đầu tiên theo quy định hải quan và nhập khẩu hiện hành; những lần nhập khẩu tiếp theo chỉ cần thông báo (Điều 47.2) [1]. CO₂ chỉ được lưu trữ trong lãnh thổ Indonesia sau khi có thỏa thuận song phương giữa Indonesia và quốc gia nơi CO₂ được sinh ra và thu hồi (Điều 47.3) [1].

CO₂ bị rò rỉ trong quá trình vận chuyển trong phạm vi lãnh thổ Indonesia (bao gồm cả vùng biển Indonesia) không được tính vào kiểm kê khí nhà kính của Indonesia (Điều 47.4) [1].

Trường hợp xảy ra rò rỉ CO₂ trong quá trình vận chuyển xuyên biên giới, việc phân bổ trách nhiệm sẽ thực hiện theo quy định hiện hành và thỏa thuận giữa các bên liên quan (đơn vị phát thải, đơn vị được cấp phép vận chuyển, đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon và nhà thầu) (Điều 47.6) [1].

2.9. Thực hiện giá trị kinh tế carbon

PR 14/2024 đưa ra khái niệm giá trị kinh tế carbon (carbon economic value) và thiết lập cơ sở cho việc thực hiện định giá carbon đối với hoạt động CCS. Nhà thầu hoặc đơn vị được cấp phép hoạt động lưu trữ carbon bắt buộc phải ghi nhận và báo cáo lên Hệ thống đăng ký quốc gia về Kiểm soát biến đổi khí hậu (SRN PPI) (Điều 55.1) [1].

Khung pháp lý chung về định giá và kinh doanh carbon được Indonesia quy định tại: Quy định PR 98/2021: Thực hiện giá trị kinh tế carbon để đạt được mục tiêu NDC và kiểm soát phát thải khí nhà kính; Quy định MOEF 21/2022 của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp Indonesia: Hướng dẫn triển khai giá trị kinh tế carbon.

Tính đến nay, Indonesia chưa ban hành quy định cụ thể về định giá carbon áp dụng riêng cho hoạt động CCS.

2.10. Ưu đãi

Nhà thầu có thể được hưởng ưu đãi về thuế theo quy định đối với hoạt động dầu khí thượng nguồn cũng như các ưu đãi phi thuế theo pháp luật và các quy định hiện hành (Điều 43.1) [1].

Đơn vị được cấp phép thăm dò, vận chuyển carbon và/hoặc lưu trữ carbon cũng được hưởng các ưu đãi về thuế và phi thuế theo quy định của pháp luật (Điều 43.2) [1].

2.11. Thoái vốn và hạn chế chuyển nhượng

Đơn vị được cấp phép thăm dò bị cấm chuyển nhượng giấy phép thăm dò (Điều 17.3 [1]). Đơn vị được cấp giấy

phép hoạt động lưu trữ không được chuyển nhượng giấy phép hoạt động lưu trữ (Điều 25.3) [1]. Tuy nhiên, phần lớn cổ phần của đơn vị được cấp phép có thể được chuyển nhượng với các điều kiện sau:

- Đối với Giấy phép thăm dò: Chỉ được chuyển nhượng sau khi thực thể kinh doanh hoặc thực thể kinh doanh thường trực đã thực hiện tất cả các cam kết thăm dò ZTI xác định và được MEMR chấp thuận (Điều 19.1) [1];
- Đối với Giấy phép hoạt động lưu trữ: Chỉ được chuyển nhượng sau khi MEMR chấp thuận và phải đảm bảo tính bền vững của hoạt động lưu trữ carbon theo quy định của giấy phép hoạt động lưu trữ carbon (Điều 27.1) [1].

3. Quy định MEMR 2/2023 [2, 5]

MEMR 2/2023 cung cấp khung pháp lý cho CCS và CCUS trong hoạt động dầu khí thượng nguồn nhằm thúc đẩy giảm phát thải khí nhà kính tại các dự án thăm dò khai thác dầu khí trong nước. MEMR 2/2023 cũng bổ sung vào luật hiện hành của Indonesia quy định về lượng khí thải, định giá và kinh doanh carbon cũng như thuế carbon. Đây là bước tiến trong lộ trình đạt mức phát thải ròng bằng "0" của Indonesia với phạm vi bao trùm toàn bộ quá trình hoạt động CCS/CCUS [9].

3.1. Các giai đoạn thiết lập dự án CCS/CCUS

Điều 10 của MEMR 2/2023 quy định mọi dự án CCS/CCUS được tiến hành theo 2 giai đoạn: (1) Lập kế hoạch và (2) Thực hiện.

Điều 11 [2] quy định các hoạt động CCS/CCUS chỉ có thể được thực hiện bởi các nhà thầu được cơ quan có liên quan ký hợp đồng để thăm dò và khai thác khu vực hoạt động (working area). Trong giai đoạn lập kế hoạch, nhà thầu phải nộp đề xuất hoặc nghiên cứu cho cơ quan quản lý có thẩm quyền của Indonesia, cụ thể:

- Nếu hoạt động CCS/CCUS nằm trong kế hoạch phát triển mỏ ban đầu thì hồ sơ phải được trình lên Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản (ESDM) (Điều 14) [2].
- Nếu hoạt động CCS/CCUS là một phần của kế hoạch phát triển mỏ tiếp theo, hồ sơ phải nộp cho SKK Migas hoặc Cơ quan quản lý dầu khí Aceh (BPMA) để ban hành hướng dẫn quy trình thực hiện (Điều 15) [2].

Trong giai đoạn này, nhà thầu phải đảm bảo hoàn thành các nhiệm vụ, nghiên cứu sau: i) Chuẩn bị các tài liệu về giảm thiểu và xử lý các tác động đến môi trường, xã hội và sự tham gia của cộng đồng; ii) Quy trình kỹ thuật, mua sắm và xây dựng; iii) Vận hành thử và đưa vào hoạt động CCS/CCUS; iv) Công tác quản lý vận hành an toàn;

v) Quản lý môi trường; vi) Triển khai hoạt động khẩn cấp; vii) Thực hiện hoạt động sửa chữa và bảo trì; viii) Thực hiện giám sát và MRV; ix) Đóng cơ sở CCS/CCUS (Điều 19) [2].

3.2. Yêu cầu về giám sát và đo lường, báo cáo và xác minh

Theo Điều 27 [2], hoạt động giám sát CCS/CCUS sẽ được bắt đầu kể từ khi kế hoạch triển khai được phê duyệt và tiếp tục cho đến 10 năm sau khi hoàn thành việc đóng cửa cơ sở (sau khi xác minh rằng đã đóng cửa cơ sở CCS/CCUS an toàn và đảm bảo CO₂ vẫn ở dưới lòng đất). Nhà thầu phải dự phòng chi phí cho toàn bộ hoạt động giám sát này. Chi phí và dự phòng cho hoạt động giám sát được tính vào chi phí hoạt động theo quy định của pháp luật. Các khoản chi phí dự phòng được gửi vào tài khoản chung (quỹ) do nhà thầu và SKK Migas hoặc BPMA cùng quản lý. Quỹ cũng có thể được sử dụng để thực hiện hành động khắc phục liên quan đến rò rỉ CO₂ trong thời gian 10 năm sau khi xác minh việc đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS.

Kế hoạch triển khai CCS/CCUS gồm các chi tiết về hoạt động giám sát và chi phí vận hành của nhà thầu phải được SKK Migas hoặc BPMA phê duyệt.

3.3. Quản lý và giám sát

Tổng cục Dầu khí (DGOG) được ESDM giao nhiệm vụ giám sát việc thực hiện các hoạt động CCS/CCUS thông qua: i) Kiểm tra để đảm bảo sự an toàn của thiết bị, hệ thống lắp đặt và cơ sở vật chất; ii) Giám sát hàng năm hoặc khi cần thiết [9].

Dựa trên hoạt động giám sát của mình, nhà thầu phải nộp báo cáo an toàn 6 tháng một lần cho SKK Migas hoặc BPMA (Điều 30 [2]). Trường hợp không tuân thủ các nghĩa vụ giám sát và báo cáo, nhà thầu có thể bị xử phạt hành chính, bao gồm cả việc tạm thời đình chỉ hoạt động kinh doanh CCS/CCUS.

3.4. Thu tiền từ CCS/CCUS

Theo MEMR 2/2023, đối với khí thải carbon phát sinh từ các hoạt động dầu khí thượng nguồn, việc thu tiền từ CCS/CCUS gồm: i) Kinh doanh carbon theo quy định của pháp luật; ii) Hoàn trả chi phí hoạt động sử dụng chung cơ sở. Đối với lượng khí thải carbon không bắt nguồn từ các hoạt động dầu khí thượng nguồn, doanh thu của CCS/CCUS đến từ các dịch vụ bơm ép và lưu trữ (Điều 42) [2].

3.5. Đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS

Đối với dự án được chuyển giao cho chính phủ sau khi hợp đồng hợp tác chấm dứt, nhà thầu phải đảm bảo các cơ sở CCS/CCUS đã được đóng cửa an toàn, không có dấu hiệu

rò rỉ và nhà thầu đã tuân thủ các yêu cầu kỹ thuật để ngăn chặn rò rỉ và hỏng hóc trong tương lai. Việc này sẽ được đánh giá bởi SKK Migas hoặc BPMA. Các hoạt động CCS/CCUS sẽ bị chấm dứt nếu xảy ra một trong các tình huống được quy định trong Điều 22 [2]: Đã đạt đến dung lượng lưu trữ carbon trong vùng bơm ép mục tiêu (injection target zone - ZTI); Không còn khí thải carbon cần bơm vào; Xuất hiện các điều kiện mất an toàn; Các sự kiện bất khả kháng được quy định trong hợp đồng; Hết hạn hợp đồng.

Để tiến hành đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS, nhà thầu phải nộp kế hoạch đóng cửa kinh doanh cho ESDM thông qua SKK Migas hoặc BPMA (nếu có), trong đó nêu rõ: Thông tin về tầng chứa, thiết bị, hệ thống lắp đặt, cơ sở vật chất cũng như các giếng đã đóng để phục vụ hoạt động CCS/CCUS; Tổng lượng khí thải carbon đã giảm; Dự toán chi phí; Khung thời gian kết thúc các hoạt động; Kế hoạch phòng ngừa về khả năng xảy ra các thiệt hại về môi trường, nguy hiểm cho con người, thiệt hại về tài nguyên, thiệt hại về thiết bị và cơ sở vật chất do việc đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS (Điều 23 [2]).

Sau khi kế hoạch kết thúc hoạt động được ESDM phê duyệt, DGOG (hoặc bên thứ ba được chỉ định) sẽ tiến hành xác minh việc đóng cửa kinh doanh CCS/CCUS. Toàn bộ chi phí phát sinh từ quá trình kết thúc và xác minh các hoạt động CCS/CCUS do DGOG thực hiện sẽ do nhà thầu chịu như một phần chi phí vận hành (Điều 26 [2]).

4. Quy định MEMR 16/2024 [3, 6]

Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia đã ban hành Quy định số 16 năm 2024 (MEMR 16/2024), thiết lập khung pháp lý toàn diện cho hoạt động CCS. Quy định này mở rộng phạm vi CCS ra ngoài lĩnh vực dầu khí thương mại, tạo điều kiện cho các tổ chức kinh doanh trong và ngoài nước tham gia vào hoạt động CCS trong các khu vực WIPK.

MEMR 2/2023 chỉ áp dụng cho các nhà thầu dầu khí trong khu vực PSC theo đó CCS được thực hiện như một hoạt động phụ trợ. Trong khi đó, MEMR 16/2024 mở rộng đối tượng tham gia, cho phép CCS trở thành hoạt động kinh doanh chính, độc lập với ngành dầu khí. Giấy phép WIPK không thể chuyển nhượng, trong khi lợi ích PSC có thể được chuyển nhượng theo quy định của SKK Migas.

MEMR 16/2024 phân biệt rõ 2 mô hình triển khai CCS (Bảng 1):

- Mô hình PSC (Hợp đồng chia sản phẩm): Áp dụng cho các nhà thầu dầu khí thực hiện CCS như một phần phụ trợ trong khu vực khai thác hiện hữu. Quy định

này được bổ sung bởi MEMR 2/2023 và hướng dẫn kỹ thuật PTK-070.

- Mô hình WIPK: Cho phép các tổ chức kinh doanh hoặc cơ sở thường trú (bao gồm cả bên ngoài ngành dầu khí) để xuất khu vực lưu trữ carbon và tham gia đấu thầu để được cấp phép thăm dò và vận hành lưu trữ.

4.1. Quy trình xác lập và đấu thầu WIPK

MEMR thành lập Nhóm đấu thầu WIPK (Tim Penawaran WIPK) để hỗ trợ việc xác định, đánh giá và phân bổ khu vực lưu trữ carbon. Các tổ chức có thể để xuất khu vực WIPK và nếu khu vực đó trùng với khu vực dầu khí hiện hữu, MEMR sẽ phối hợp với nhà thầu để xác định quyền ưu tiên (Điều 5, [3]).

WIPK có thể được phân bổ thông qua:

- Đấu giá công khai (Điều 6, [3]): Áp dụng cho các khu vực do MEMR khởi xướng.
- Lựa chọn hạn chế (Điều 8, [3]): Áp dụng cho các khu vực do bên thứ ba đề xuất.

Đơn vị tham gia đấu thầu phải nộp hồ sơ gồm: kế hoạch thăm dò, đánh giá rủi ro, ngân sách, bảo lãnh dự thầu và cam kết thực hiện (Điều 15, 26, 27, [3]). MEMR sẽ đánh giá và công bố đơn vị trúng thầu, yêu cầu nộp đơn xin Giấy phép thăm dò (Điều 28, [3]).

4.2. Cấp phép và vận hành lưu trữ carbon

Giấy phép thăm dò: Bên trúng thầu trong đấu giá hoặc lựa chọn hạn chế khu vực WIPK phải nộp đơn xin Giấy phép thăm dò. Giấy phép thăm dò do MEMR cấp có thời hạn 6 năm, gia hạn tối đa 4 năm. Giấy phép này cho phép thực hiện các hoạt động thăm dò khu vực ZTI, dựa trên các cam kết đã được đề xuất trong hồ sơ dự thầu. Nếu phát hiện tiềm năng lưu trữ carbon, đơn vị phải nộp Kế hoạch phát triển và vận hành ZTI (Điều 40, [3]). Sau khi được MEMR phê duyệt, đơn vị có thể nộp đơn xin Giấy phép hoạt động lưu trữ (Điều 42, [3]).

Giấy phép hoạt động lưu trữ: Giấy phép hoạt động lưu trữ được nộp thông qua hệ thống OSS, kèm theo các tài liệu hành chính, kỹ thuật, môi trường và tài chính. Giấy phép này có thời hạn ban đầu 30 năm, gia hạn thêm 20 năm. Yêu cầu giám sát định kỳ, báo cáo môi trường, kế hoạch đóng cửa và quỹ bảo lãnh sau hoạt động (Điều 42 - 53, [3]).

4.3. Vận chuyển và thương mại hóa carbon

MEMR cấp Giấy phép vận chuyển carbon bằng đường ống, thời hạn tối đa 20 năm, gia hạn thêm 10

Bảng 1. So sánh khung pháp lý cho 2 mô hình CCS tại Indonesia: PSC và WIPK [6]

Tiêu chí	Mô hình PSC (Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí)	Mô hình WIPK (Giấy phép lưu trữ carbon)
Đối tượng áp dụng	Nhà thầu dầu khí theo PSC	Tổ chức kinh doanh bất kỳ đáp ứng yêu cầu đầu thầu (bao gồm cả nhà thầu PSC)
Khu vực triển khai CCS	Trong khu vực làm việc PSC đã được xác định	Địa điểm phù hợp do MEMR xác định (có thể nằm trong khu vực PSC nếu được phép theo chương trình WIPK)
Loại giấy phép	Dựa trên PSC hiện hành	Giấy phép thăm dò WIPK, Giấy phép hoạt động lưu trữ và Giấy phép vận chuyển carbon
Tính chất hoạt động CCS	Là hoạt động phụ trợ cho hoạt động thăm dò dầu khí	Là hoạt động kinh doanh chính, độc lập
Khả năng chuyển nhượng	Quyền lợi trong PSC có thể được chuyển nhượng (cần thông báo và phê duyệt từ SKK Migas)	Quyền lợi trong giấy phép WIPK không thể chuyển nhượng

năm (Điều 61 - 69, [3]). Các yêu cầu chính để được cấp phép gồm: (i) Chứng minh tuân thủ các quy định về môi trường; (ii) Đáp ứng tiêu chuẩn an toàn đối với cơ sở hạ tầng vận chuyển; (ii) Có đủ năng lực tài chính để thực hiện hoạt động.

Ngoài ra, nếu đơn vị xin cấp phép vận chuyển khí CO₂ từ các bên thứ ba phải nộp kèm theo Thỏa thuận vận chuyển carbon để chứng minh quyền và trách nhiệm liên quan đến nguồn CO₂.

Đơn vị có Giấy phép hoạt động lưu trữ có thể cung cấp dịch vụ và tính phí lưu trữ carbon cho bên thứ ba, MEMR sẽ thu một khoản phí ngoài thuế dựa trên khoản phí lưu trữ này (Điều 57, [3]). Dịch vụ CCS có thể được thương mại hóa thông qua thị trường carbon tự nguyện trong nước hoặc quốc tế (Điều 56, [3]).

5. Hướng dẫn PTK-070 [4, 5]

PTK-070, được SKK Migas ban hành ngày 12/1/2024, là quy định kỹ thuật hướng dẫn các nhà thầu dầu khí thượng nguồn thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động [4].

5.1. Quyền và nghĩa vụ của các bên liên quan

SKK Migas chịu trách nhiệm kiểm soát, giám sát cũng như đánh giá và phê duyệt kế hoạch công việc và ngân sách để nhà thầu thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động.

Các nhà thầu (nhà điều hành) chịu trách nhiệm triển khai các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực hoạt động tương ứng, bao gồm lập kế hoạch, đánh giá, thực hiện, giám sát; đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV).

5.2. Triển khai CCS/CCUS tại khu vực hoạt động

Trước khi triển khai các hoạt động CCS/CCUS, nhà thầu phải xác định ranh giới và hệ thống CCS/CCUS bằng cách xác định rõ ràng các nguồn phát thải CO₂. Trong hoạt động

dầu khí thượng nguồn, nguồn phát thải carbon có thể đến từ: i) Tách CO₂ khỏi hydrocarbon trong quá trình khai thác dầu khí; ii) Thu giữ trước khi đốt và sau đốt. Trường hợp phát thải có nguồn gốc từ các ngành công nghiệp khác (ngoài dầu khí), nhà thầu có thể thu hồi CO₂ với sự chấp thuận của SKK Migas, và phải tiến hành nghiên cứu khả thi cùng với đơn vị/nhà cung cấp/phát thải CO₂ để đảm bảo tính khả thi và sẵn có của CO₂ (Chương III Mục 1.3 [4]).

CO₂ có thể được lưu trữ trong các tầng chứa nước mặn hoặc các tầng chứa đã cạn kiệt - là tài nguyên thiên nhiên thuộc sở hữu của nhà nước. Các nhà thầu phải thu thập dữ liệu về tiềm năng lưu trữ, khả năng bơm ép CO₂ thông qua việc tiến hành các nghiên cứu địa chất - địa vật lý, địa cơ học, tầng chứa và kỹ thuật khai thác cũng như các dự án thí điểm (nếu cần) để thử nghiệm ban đầu và phát triển công nghệ CCS/CCUS ở quy mô nhỏ (Chương III Mục 2.1) [4].

5.3. Giám sát, đo lường, báo cáo và thẩm định (MRV)

Giám sát và MRV phải được thực hiện ở mọi giai đoạn từ thu hồi đến đóng cửa để đảm bảo rằng các hoạt động CCS/CCUS được thực hiện an toàn, hiệu quả, giảm phát thải khí nhà kính và CO₂ được lưu trữ vĩnh viễn theo kế hoạch lưu trữ đã được SKK Migas phê duyệt (Chương IV Mục 1.1) [4]. Nhà thầu có nghĩa vụ thực hiện MRV cho các hành động giảm thiểu nhằm hỗ trợ đạt được mục tiêu Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) và Phát thải ròng bằng 0 (NZE) của Indonesia (Chương IV Mục 3) [4].

Nhà thầu phải báo cáo hoạt động giảm phát thải khí nhà kính, bao gồm lượng CO₂ được thu hồi, vận chuyển và lưu trữ, lên Hệ thống đăng ký quốc gia của Bộ Môi trường và Lâm nghiệp (MOEF) (Chương IV Mục 3.2) [4].

Các nhà thầu phải dành riêng chi phí cho hoạt động giám sát trong thời gian 10 năm sau khi đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS. Khoản chi phí dự phòng này được gửi vào tài khoản ký quỹ theo cơ chế được các nhà thầu sử dụng để đặt quỹ Huy bỏ và Khôi phục địa điểm (Abandonment

and Site Restoration - ASR) theo Hướng dẫn của SKK Migas số PTK-040/SKKMA0000/2018/S0 (Chương IV Mục 2.2 và 2.3) [2].

5.4. Thu tiền từ CCS/CCUS

Các nhà thầu có thể thu tiền từ các hoạt động CCS/CCUS liên quan đến phát thải CO₂ từ dầu khí thượng nguồn thông qua: i) Kinh doanh carbon; ii) Lợi nhuận từ các hoạt động CCS/CCUS có thể được coi là khoản giảm chi phí vận hành hoặc hình thức thu tiền khác theo luật hiện hành (Chương VI Mục 1.1 và 1.2) [2].

Nếu khí thải CO₂ phát sinh từ các nguồn ngoài hoạt động dầu khí thượng nguồn, doanh thu sẽ đến từ các dịch vụ bơm ép và lưu trữ carbon (phí lưu trữ).

Các nhà thầu phải được SKK Migas chấp thuận kế hoạch thu tiền bằng cách gửi trước (i) đề xuất thu tiền từ hoạt động CCS/CCUS, và (ii) đánh giá đối tác và tiềm năng thị trường. Ngoài ra, nhà thầu phải cung cấp thường xuyên báo cáo bằng văn bản về việc triển khai thu tiền từ CCS/CCUS cho SKK Migas (Chương VI Mục 3.1 và 3.2) [2].

5.5. Chi phí

Chi phí ước tính cho việc đóng cửa CCS/CCUS và giám sát sau khi đóng cửa là một phần trong kế hoạch phát triển khu vực hoạt động và có thể được nhà thầu điều chỉnh với sự chấp thuận của SKK Migas.

6. Kết luận

Chỉ trong hơn 1 năm, Indonesia đã ban hành 4 quy định riêng biệt về CCS/CCUS là PR 14/2024, MEMR 2/2023, MEMR 16/2024 và PTK-070 thể hiện cam kết mạnh mẽ của Chính phủ Indonesia trong việc đẩy mạnh áp dụng công nghệ CCS/CCUS để giảm phát thải CO₂ cho các ngành công nghiệp trong nước, và đưa Indonesia trở thành trung tâm CCS/CCUS của khu vực Đông Nam Á.

Để xây dựng được cơ chế quản lý toàn diện, khả thi, có khả năng thúc đẩy quá trình thương mại hóa CCS/CCUS, Indonesia cần bổ sung các quy định chi tiết hơn về: Xác định khu vực được cấp phép lưu trữ carbon; Quy trình lựa chọn và phê duyệt các địa điểm phù hợp để lưu trữ carbon; Thông số kỹ thuật carbon: Các loại và chất lượng CO₂ có thể được lưu trữ và vận chuyển; Thủ tục lựa chọn dự án CCS thông qua đấu giá hoặc quy trình lựa chọn hạn chế; Quy định vận chuyển carbon xuyên biên giới; Thủ tục, yêu cầu đối với tổ chức chứng nhận lưu trữ carbon; Quy trình và điều kiện chuyển nhượng cổ phần của các đơn vị kinh doanh CCS; Thủ tục và điều kiện để xin giấy phép thăm

dò, lưu trữ và vận chuyển carbon; Tiêu chuẩn kỹ thuật thực hiện CCS: Tiêu chuẩn do chính phủ Indonesia ban hành hoặc công nhận sẽ được sử dụng để xác định thông số kỹ thuật áp dụng cho việc bơm ép, lưu trữ hoặc vận chuyển carbon; Các ưu đãi cho thực hiện CCS/CCUS.

Tại Việt Nam, CCS/CCUS là lĩnh vực hoàn toàn mới và đã được Chính phủ đưa vào danh mục công nghệ cao được ưu tiên phát triển ban hành kèm theo Quyết định số 38/2020/QĐ-TTg ngày 30/12/2020. Hiện nay, Việt Nam chưa có khung pháp lý và quy định riêng cho CCS/CCUS, mới chỉ có các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan đến hoạt động này thuộc các lĩnh vực dầu khí, đất đai, nước, tài nguyên - môi trường.

Để xây dựng khung pháp lý đầy đủ về hoạt động CCS/CCUS, Việt Nam có thể tham khảo kinh nghiệm của Indonesia, đồng thời cần nghiên cứu, đánh giá các yếu tố theo khuyến nghị 6 bước của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [10]. Các vấn đề ưu tiên chính trong khuyến nghị bao gồm: phạm vi điều chỉnh; quy trình đánh giá và thẩm quyền cấp phép; xác định quyền đối với không gian lỗ rỗng; các cơ chế đặc trưng; đo lường, giám sát và xác minh địa điểm lưu trữ carbon; đảm bảo lưu trữ carbon an toàn; trách nhiệm lưu trữ carbon dài hạn; các vấn đề quốc tế và xuyên biên giới; giải quyết tác động tiềm ẩn giữa bơm ép, lưu trữ carbon với các nguồn tài nguyên khác; tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án tiên phong; quy định cho các giai đoạn đóng cửa và sau đóng cửa địa điểm lưu trữ carbon; cơ chế kinh doanh, ưu đãi cho CCS/CCUS...

Hoạt động lưu trữ carbon gần tương tự như hoạt động bơm ép các chất khí xuống vỉa dầu, khí. Trong các giai đoạn mới phát triển công nghệ CCS/CCUS, hoạt động CCS/CCUS ở Việt Nam có thể được dẫn dắt bởi các công ty dầu khí giống như nhiều nước trên thế giới, Việt Nam có thể xây dựng khung pháp lý cho hoạt động CCS/CCUS theo hướng tích hợp vào luật dầu khí giống như kinh nghiệm của Indonesia.

Khung pháp lý về CCS/CCUS cần quy định rõ vai trò của quản lý carbon công nghiệp trong các chính sách về khí hậu; mục tiêu lưu trữ CO₂ và biện pháp để đạt được mục tiêu đó; các quy định để đảm bảo lưu trữ vĩnh viễn và an toàn lượng CO₂ đã thu hồi; trách nhiệm của các cơ quan có thẩm quyền trong chuỗi hoạt động của dự án CCS/CCUS. Sau khi có quy định khung pháp lý về CCS/CCUS cần tiếp tục xây dựng các quy định chi tiết về từng vấn đề, nhóm vấn đề chính theo khuyến nghị của IEA; cơ chế, chính sách khuyến khích CCS/CCUS.

Tài liệu tham khảo

[1] Presiden Republik Indonesia, "Peraturan Presiden Republik Indonesia nomor 14 tahun 2024 tentang penyelenggaraan kegiatan penangkapan dan penyimpanan karbon", 2024 (PR 14/2024).

[2] Berita Negara Republik Indonesia (BNRI), "Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 2 tahun 2023: Penyelenggaraan penangkapan dan penyimpanan karbon, serta penangkapan, pemanfaatan, dan penyimpanan karbon pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi", 2023 (MEMR 2/2023).

[3] Berita Negara Republik Indonesia (BNRI), "Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 16 Tahun 2024: Penyelenggaraan kegiatan penyimpanan karbon pada wilayah izin penyimpanan karbon dalam rangka kegiatan penangkapan dan penyimpanan karbon", 2024 (MEMR 16/2024).

[4] Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (SKK Migas), "Pedoman tata kerja nomor PTK-070/SKKIA0000/2024/S9 tahun 2024 tentang penyelenggaraan penangkapan dan penyimpanan karbon, serta Penangkapan, pemanfaatan, dan penyimpanan karbon pada wilayah kerja kontraktor kontrak kerja sama", 2024.

[5] Frédéric Draps, Alfred Ng, Jean-Louis Neves Mandelli, Jessica Davies, Guy Dwyer, Norman Ibnuaji, Dan Trevanion, and Rachelia Jumanti, "Indonesia issues further regulations for CCS and CCUS deployment - A quick guide to Presidential regulation 14/2024 and SKK Migas

regulation PTK-070", 6/3/2024. [Online]. Available: <https://www.ashurst.com/en/insights/indonesia-issues-further-regulations-for-ccs-and-ccus-deployment/>.

[6] Frédéric Draps and Norman Ibnuaji, "Indonesia CCS - New regulation on carbon storage", 21/2/2025. [Online]. Available: <https://www.ashurst.com/en/insights/indonesia-ccs-new-regulation-on-carbon-storage/>.

[7] Denia Isetianti and Robert Reidr, "Indonesia's carbon capture regulations: The latest addition to Indonesia's evolving legal framework", 2024. [Online]. Available: <https://bsd-kadin.id/2024/02/12/indonesias-carbon-capture-regulations-the-latest-addition-to-indonesias-evolving-legal-framework/>.

[8] Assegaf Hamzah & Partners, "Indonesia's carbon capture and storage (CCS) regulatory overview: Steps to become Asia-Pacific hub?", 13/2/2024. [Online]. Available: <https://www.ahp.id/indonesias-carbon-capture-and-storage-ccs-regulatory-overview-steps-to-become-asia-pacific-hub/>.

[9] Setyawati Fitrianggraeni and Marcel Raharja, "Indonesia's carbon capture storage policy in comparison with other countries", 26/6/2023. [Online]. Available: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c01a878b-4a77-4b4a-b216-bf099bc5eab6>.

[10] International Energy Agency (IEA), "Legal and regulatory frameworks for CCUS", 25/7/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus>.

LEGAL AND REGULATORY FRAMEWORK FOR CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE OF THE REPUBLIC OF INDONESIA

Nguyen Anh Duc, Hoang Anh Tuan, Nguyen Trung Khuong

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: ducna@pvn.vn

Summary

Carbon capture and storage (CCS) is a method for reducing carbon emission that consists of 3 main steps: capturing, compressing and transporting CO₂ to locations where it is permanently injected into geological formations such as saline aquifers or depleted oil and gas reservoirs. Carbon capture, utilization and storage (CCUS), meanwhile, takes this further by reusing captured CO₂ from industrial processes to produce new products such as concrete or biodiesel. With the goal of reducing CO₂ emissions from domestic industries while positioning itself as a regional hub for Southeast Asia, Indonesia has developed a legal framework for CCS/CCUS activities.

Based on a review of Indonesia's legal framework for CCS/CCUS [1 - 6], this article provides reference information that may support Vietnam in developing its own CCS/CCUS legal and regulatory framework.

Key words: Carbon capture and storage (CCS), carbon capture, utilization and storage (CCUS), legal framework, Indonesia.