

Modelagem e simulação de captura de CO₂ pós-combustão *offshore* ao longo da vida útil de um FPSO: perspectivas e desafios

Raul Leite Moraes^{a*}, Raquel Massad Cavalcante^a, André Ferreira Young^b

^aUniversidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro-RJ, Brasil

^bUniversidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Niterói-RJ, Brasil

*raul.lemora@gmail.com

RESUMO

Este estudo avaliou o impacto técnico da inclusão de unidade de captura pós-combustão de CO₂ por amina (CCUS) em unidades FPSO ao longo de toda sua vida útil, com diferentes capacidades de processamento, razão de gás-óleo (RGO) e teor de CO₂ do fluido de reservatório. Foram realizadas 192 simulações de processo, contemplando configurações em ciclo simples (CS), ciclo simples com CCUS (CS+CCUS) e ciclo combinado com CCUS (CC+CCUS). Os resultados apresentam desafios associados principalmente à ociosidade das unidades de captura e ao suprimento de demanda térmica via recuperação de calor, especialmente para casos com menor capacidade, menor RGO e menor teor de CO₂. Conclui-se que, embora o CCUS permita expressiva redução das emissões, a viabilidade técnica de sua aplicação depende fortemente do perfil de produção de cada FPSO e da demanda térmica da planta.

Palavras-chave: simulação de processos, CCUS, FPSO.

1. Introdução

O setor de processamento primário de petróleo (ou *upstream*), representa cerca de dois terços da emissão de gases de efeito estufa de todo o setor de óleo e gás, o qual contribui com aproximadamente 41% das emissões globais de gases do efeito estufa (Beck et al, 2020; Lyons et al, 2021). Nesse sentido, dentre as iniciativas que visam a reduzir as emissões de CO₂ e demais gases, destaca-se a captura pós-combustão de carbono (CCUS), dado que cerca de 71% das emissões de CO₂ das atividades *offshore* do setor *upstream* são resultado da queima de gás natural nas turbinas para produção de eletricidade (Cruz et al, 2023).

Nesse contexto, a unidade de CCUS tem sido amplamente avaliada, seja em conjunto com ciclos simples (CS+CCUS), seja com ciclo combinado (CC+CCUS), isto é, ciclo Brayton combinado a um ciclo Rankine (Cruz et al, 2023; Flatebø, 2012; Silva, 2018). Ocorre que nos trabalhos de Flatebø (2012) e Silva (2018) não foi considerada a demanda térmica necessária para suprir a planta de processamento, parcela de energia que reduziria a disponibilidade para a produção de vapor num ciclo combinado. Tal demanda foi analisada por Cruz et al. (2023), mas os autores reforçam, em suas conclusões, que parâmetros referentes à capacidade da planta e consequente demanda térmica e por energia foram mantidos constantes em toda vida útil da instalação, sugerindo trabalhos futuros que avaliem a influência da dinâmica desses parâmetros.

Dessa forma, o presente trabalho tem por objetivo avaliar tecnicamente o impacto da inclusão de tecnologia de CCUS em FPSO, considerando suas capacidades variadas e a operação em campos de petróleo com teores de CO₂ distintos ao longo de toda vida útil da instalação. Ao avaliar o impacto da inclusão dessa tecnologia, busca-se verificar, a redução de emissões de CO₂ efetiva alcançada, bem como as limitações dessa tecnologia quando simulada em conjunto com toda a planta de processamento.

2. Metodologia

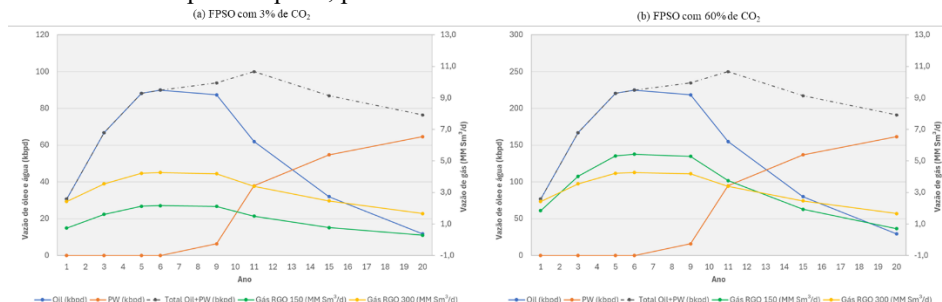
2.1. Preparação do ambiente de simulação

A modelagem e simulação dos processos foi realizada no *software* Aspen HYSYS (versão 12), de modo a avaliar o impacto da inclusão da unidade de captura de CO₂ pós-combustão em plantas de processamento de FPSO com capacidades de processamento de líquido distintas (100 kbpd e 250 kbpd), ao longo de toda a sua curva de produção (20 anos), seja em campos de baixo (3% em mol) ou alto teor (60% em mol) de CO₂, com diferentes valores de RGO (150 Sm³/Sm³ e 300 Sm³/Sm³). Na simulação de processo, a planta de processamento de óleo e

gás foi acoplada às plantas de utilidades elétrica (geração de energia), não-elétricas (sistema de captação de água do mar, sistema de injeção de água, sistema de resfriamento e aquecimento) e unidade de captura de CO₂ pós-combustão. Considerou-se curva típica de produção de petróleo e água produzida proposta por Nguyen et al. (2014), apresentada na Figura 1, selecionando-se oito pontos da curva de produção para representar estágios da vida útil da instalação.

Para cada caso, simulou-se as configurações CS, CS+CCUS e CC+CCUS, totalizando 192 simulações, suportadas por interface em linguagem VBA para transferência de dados entre Aspen HYSYS e Microsoft Excel.

Figura 1. Curvas de produção de óleo, água e gás produzido para FPSO de capacidade de (a) 100 kbpd e (b) 250 kbpd de líquido, para RGO de 150 Sm³/Sm³ e 300 Sm³/Sm³.



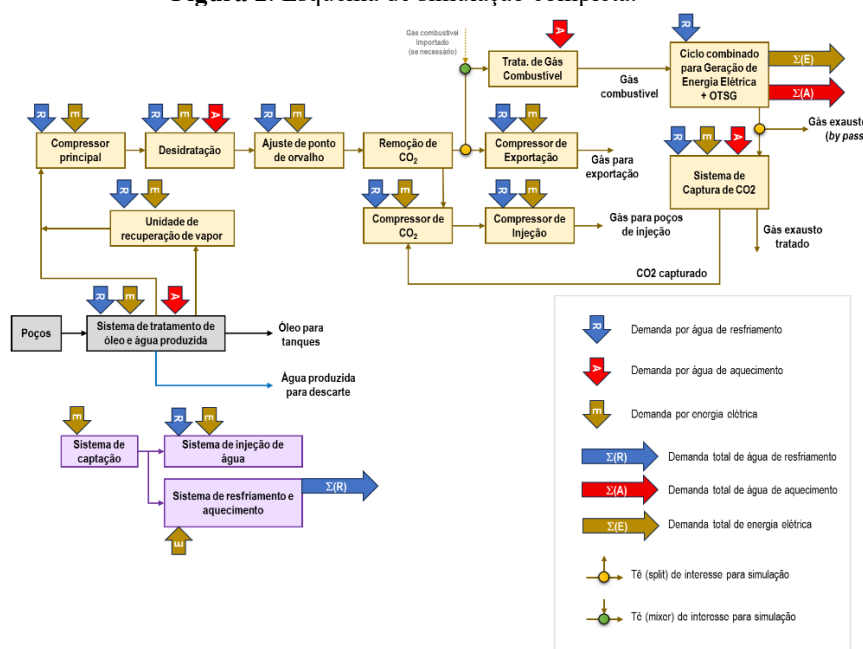
Para o fluido base, definiu-se um fluido de composição genérica em base isenta de água e CO₂. A obtenção do fluido de reservatório final de cada caso de simulação se deu por agregar ao fluido base uma quantidade de CO₂ e água que representem o cenário estudado.

Para o modelo termodinâmico, utilizou-se a equação de estado de Peng-Robinson. Exclusivamente para modelagem da unidade de absorção por amina (solução de MEA a 30% em massa), foi utilizado o pacote proprietário da Aspen Tech, *Acid Gas - Chemical Solvents*, baseado no modelo *Electrolyte-NonRandom Two-Liquid* (eNRTL).

2.2. Estratégia de simulação

A configuração típica adotada é apresentada na Figura 2, a qual, conforme Bidgoli (2018), representa esquema simplificado de uma planta de processamento de um FPSO padrão utilizado no pré-sal da Bacia de Santos.

Figura 2. Esquema de simulação completa.



A partir da simulação da planta de processamento, determinam-se demanda térmica por resfriamento $\Sigma(R)$, demanda térmica por aquecimento, $\Sigma(A)$, e demanda por potência elétrica, $\Sigma(E)$. O resfriamento da planta é suprido por água doce em circuito fechado, resfriada por água do mar em circuito aberto, e suas vazões são calculadas para atender à carga térmica necessária, permitindo-se obter a potência elétrica das bombas. As demandas de aquecimento e eletricidade são interdependentes, uma vez que o aquecimento é atendido pelo WHRU (*waste heat recovery unit*), que recupera calor dos gases exaustos das turbinas a gás usadas para suprir a energia elétrica da planta. A partir da demanda elétrica, calcula-se a vazão de gás combustível necessária; caso esta exceda a disponibilidade, faz-se necessária importação. O presente trabalho adotou como direcionador principal a busca por solução de menor impacto em área ocupada e peso, o que implicou na premissa de não disponibilização de forno para queima adicional.

A adoção do ciclo combinado reduz o consumo de gás na geração elétrica, graças à potência adicional fornecida pelo ciclo Rankine, mas aumenta a demanda de resfriamento na condensação, elevando a potência das bombas — conferindo natureza iterativa à solução do problema.

Um outro ponto relevante que carece de avaliação é a inclusão da água quente recirculante para produção de vapor nas etapas de recuperação de calor do ciclo combinado, deslocando-se o ponto de *pinch* e a temperatura de *approach*, reduzindo a eficiência global máxima que poderia ser alcançada no ciclo combinado se operado apenas com a água como fluido de trabalho para o ciclo Rankine.

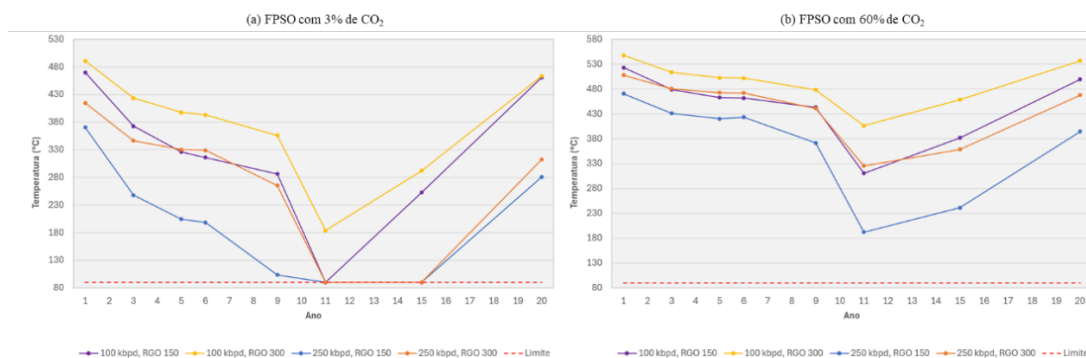
Assim como avaliado para um FPSO de alto teor de CO_2 , a mesma avaliação foi realizada para um FPSO de baixo teor de CO_2 (3%), no qual não é necessário o tratamento após a desidratação (ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO_2). No caso de operação de CCUS em campo com baixo teor de CO_2 , no entanto, há inclusão dos compressores de CO_2 capturado e injeção de CO_2 capturado.

Na simulação, as conexões (*splitter* ou *mixer*) destacadas na Figura 2, foram submetidas simultaneamente ao operador *Adjust* do Aspen HYSYS para se obter: consumo de gás combustível, importação de gás combustível e *by-pass* da unidade de CCUS.

3. Resultados

Para avaliar a favorabilidade da inclusão e CC e/ou CCUS a um projeto de FPSO que opera apenas com ciclo simples, sem adição de forno para suprir a demanda térmica complementar, um parâmetro a ser observado é a temperatura de saída do gás exausto do WHRU. Considerando como diferença mínima de temperatura no ponto de *pinch* o valor de 10 °C, quando operando em ciclo simples, o gás exausto do WHRU não pode ter temperatura inferior a 90 °C (uma vez que a água de aquecimento entra no WHRU a 80 °C). A Figura 3 apresenta a temperatura de saída do gás exausto do WHRU ao longo da curva de produção, para os casos avaliados, na configuração CS.

Figura 3. Temperatura de saída do gás exausto após WHRU (configuração CS).



Como pode ser observado na Figura 3(a), para o teor de CO_2 de 3%, apenas para o FPSO de 100 kbpd de líquido e RGO de 300 Sm^3/Sm^3 houve favorabilidade de aplicação de CCUS e/ou de CC, em toda a vida útil da instalação. Nos demais casos, optando-se pela inclusão de tais tecnologias, em algum período de vida da unidade ocorreria ou (i) a operação do CC apenas como CS, isto é, sem operação da turbina a vapor, ou (ii) o *by-pass* total da unidade de captura de CO_2 , sem adição de forno para suprir a demanda térmica complementar. Situação diferente foi encontrada para o caso do FPSO com teor de CO_2 de 60%. Na Figura 3(b), observa-se que, no que

diz respeito à disponibilidade de recuperação térmica adicional, houve condição favorável à aplicação de CC e/ou CCUS em toda a vida útil da instalação, para todos os valores de RGO e capacidade simulados.

A partir da inclusão de CCUS, destacam-se os resultados obtidos referentes ao consumo de utilidades:

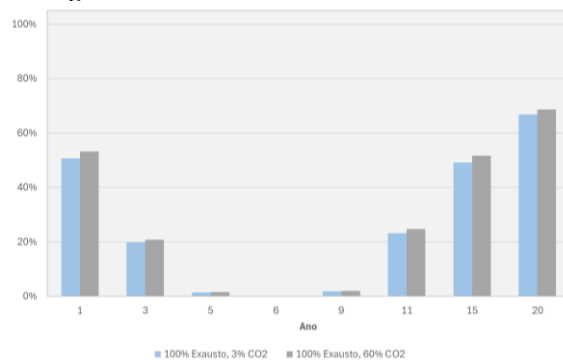
- CS+CCUS: Aumento expressivo da demanda elétrica (até 3 MW / 37 MW, para 3% / 60% de CO₂, respectivamente), aumento da demanda por aquecimento (até 50 MW / 120 MW) e aumento da demanda por resfriamento (até 45 MW / 200 MW).
- CC+CCUS: aumento da demanda por aquecimento limitado a 47 MW / 104 MW e aumento da demanda por resfriamento limitado a 33 MW / 40 MW. Destaca-se o efeito da redução da demanda de resfriamento, especialmente devido à redução da temperatura do gás exausto na configuração CC+CCUS, que carece de resfriamento a montante da etapa de absorção por amina.

Outro desafio relevante para inclusão de unidade de CCUS diz respeito às elevadas vazões de gás exausto produzidas na unidade de geração de energia elétrica:

- CS+CCUS: Necessidade de instalação de unidades de CCUS com capacidade de até 12,5 MMSm³/d / 22 MMSm³/d, para 3% / 60% de CO₂, respectivamente.
- CC+CCUS: capacidades de até 12,1 MMSm³/d / 18,2 MMSm³/d.

Além das elevadas vazões necessárias para tratar 100% da vazão de gás exausto produzida (o que requereria dimensões consideráveis para o sistema de absorção do CO₂ e regeneração do solvente), destaca-se como desafio o perfil de vazão do gás exausto. Caso a unidade de CCUS a ser implementada em um projeto de FPSO na configuração CS+CCUS fosse projetada para tratar até 100% da vazão de gás exausto produzida (cenário de ambição de “emissões zero”), a unidade operaria a maior parte do tempo com ociosidade, conforme apresentado na Figura 4. Alcançou-se ociosidade nula apenas quando a capacidade nominal da unidade foi fixada em 30% da vazão máxima (pico) de gás exausto do caso simulado.

Figura 4. Ociosidade da unidade de CCUS.

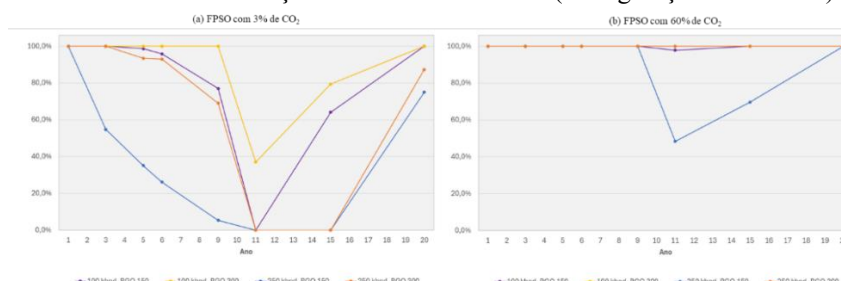


Já a **Erro! Fonte de referência não encontrada**. Figura 5 apresenta o percentual de utilização da unidade de CCUS, sendo o restante do gás enviado para *by-pass*, o que representa CO₂ não capturado por não haver disponibilidade no WHRU para atendimento ao incremento de $\Sigma(A)$ pela inclusão da unidade de CCUS (cenário sem inclusão de forno). Nessa figura, os casos nos quais o percentual indicado é de 0% de utilização são os mesmos para os quais, na Figura 4, se observa indisponibilidade de recuperação de calor no WHRU.

Foi observado que o percentual de utilização da unidade de CCUS na configuração CC+CCUS é superior ao da configuração CS+CCUS, uma vez que a primeira reduz vazão de gás exausto. Para o teor de 3% de CO₂, a redução na vazão de gás exausto foi de quase 0,45 MMSm³/d (100 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), sendo que esta era de 4,5 MMSm³/d na configuração CS+CCUS. Já para o teor de 60% de CO₂, o patamar máximo alcançado foi de cerca de 4 MMSm³/d (250 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), sendo que a vazão era de 29,5 MMSm³/d na configuração CS+CCUS. Observou-se que para cada 1 ton/h de água adicionada para o ciclo Rankine, aumentava-se a utilização da unidade CCUS em 4%. Vale destacar que, para o teor de 3% de CO₂, a máxima vazão de água para o ciclo Rankine superou 9.000 k/h (100 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), enquanto para o teor de 60% de CO₂ o patamar máximo alcançado foi superior a 60.000 k/h (250 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), isto é, os casos que

apresentaram valor máximo de água para o ciclo Rankine não coincidiram para os diferentes teores de CO₂ simulados.

Figura 5. Percentual de utilização da unidade de CCUS (configuração CS+CCUS).



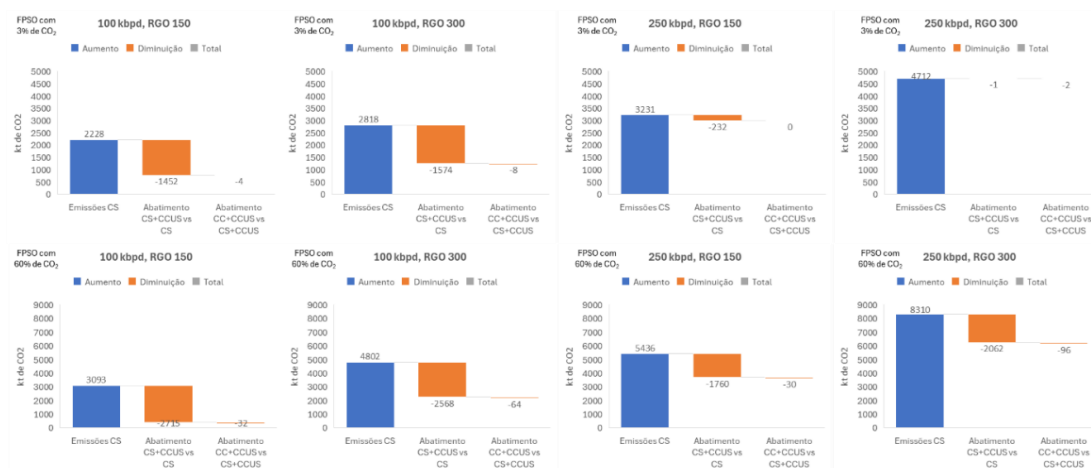
Além dos resultados apresentados nas Figura 3 a 5, destacam-se algumas observações. Os resultados mostram que os casos de maior RGO são mais favoráveis à inclusão do ciclo combinado e CCUS, uma vez que há maior demanda elétrica para processamento do gás, logo maior consumo de gás combustível na geração de energia e consequente maior disponibilidade de recuperação de calor no WHRU. Em tais casos (maior RGO), sempre se mostrou possível operar o ciclo Rankine para o teor de 60% de CO₂, e foram em tais casos em que por maior tempo foi possível operar em ciclo combinado para o teor de 3% de CO₂.

Ademais, no que diz respeito à potência líquida produzida pelo ciclo Rankine, observou-se que, para o teor de 3% de CO₂, a contribuição do ciclo Rankine foi cerca de 2 MW (maior caso: 100 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), enquanto para o teor de 60% de CO₂ o patamar máximo alcançado foi de cerca de 14 MW (maior caso: 250 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³). Os casos com capacidade de 100 kbpd e RGO de 300 Sm³/Sm³ foram os que resultaram no maior incremento de eficiência pelo ciclo a vapor, para ambos os teores de CO₂. No entanto, cabe ressaltar que, para o teor de CO₂ de 3%, mesmo nesse caso (100 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), a média do incremento em eficiência devido à inclusão do ciclo a vapor foi de apenas 1,3% para toda a vida útil da instalação.

Para o teor de 60% de CO₂, essa média foi de 3,9%. O maior incremento se deu no 1º ano de operação, e foi de 3,8% e 5,3% para os casos de 3% e 60% de CO₂, respectivamente. Assim, para os casos de 3% e 60% de CO₂, respectivamente, a eficiência média do ciclo combinado em cogeração é de 38,3% e 41,4%. Em todos os casos simulados, obteve-se eficiência do ciclo simples de 37%. Com a inclusão do ciclo a vapor, na situação hipotética em o que gás exausto aquece apenas o fluido de trabalho do ciclo Rankine, a eficiência máxima seria de 52,6%.

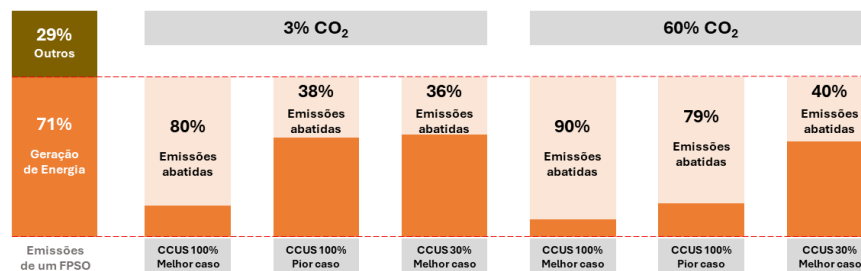
A Figura 6 apresenta a redução de emissões de CO₂ acumulada em toda a vida útil da instalação pela mudança da configuração CS para CS+CCUS e CC+CCUS. Foi observado que a redução das emissões acumuladas pela substituição do CS pelo CC, na configuração com CCUS, é de 8,2 kt (100 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³) e 96 kt (250 kbpd, RGO de 300 Sm³/Sm³), para os casos com 3% e 60% de CO₂, respectivamente.

Figura 6. Emissão de CO₂ acumulada em toda a vida útil da instalação (ambição de “emissões zero”)



Como análise de sensibilidade, foram realizadas simulações limitando-se a capacidade máxima da unidade de CCUS a 30% da vazão de pico, para os casos de 3% e 60% de CO₂, respectivamente, de modo a zerar a ociosidade da unidade ao longo da vida útil do FPSO. Embora a decisão de projetar a unidade com um percentual menor que 100% seja principalmente de cunho econômico para projetos *greenfield* e também leve em consideração restrições de área e peso em *retrofit* de projeto *brownfield*, essa análise de sensibilidade permite observar o impacto nas emissões de CO₂ de tal decisão, conforme Figura 7.

Figura 7. Perspectiva de emissão de CO₂ acumulada em toda a vida útil da instalação



4. Conclusões

Esse estudo demonstrou, por meio das simulações de processos realizadas, que a adoção de CCUS em FPSO está sujeita a restrições de natureza térmica que limitam sua utilização na ausência de fornos para suprir a demanda térmica adicional requerida pela unidade. Considerando as restrições quanto à disponibilidade de recuperação de calor para inclusão do CCUS e/ou ciclo combinado (sem adição de forno, segundo direcionador de busca por solução de menor impacto em área ocupada e peso), notou-se que, para o campo rico em CO₂, a recuperação acumulada de CO₂ ao longo da vida útil da instalação varia de 79% a 90%, no cenário de projeto com ambição de “emissões zero”. Já para o campo com baixo (ou nenhum) CO₂, a recuperação acumulada de CO₂ varia de 38% a 80%.

Ademais, devido ao perfil de produção de óleo e gás ao longo da vida útil da instalação, o estudo evidenciou ociosidade média relevante da unidade de CCUS (até 65% em certos períodos; média de 27% ao longo da vida útil), caso a unidade fosse dimensionada para processar o pico de vazão de gás exausto. As capacidades requeridas para a unidade de CCUS podem alcançar 12,5 MMSm³/d (3% de CO₂) e 22 MMSm³/d (60% de CO₂), com redução modesta desses patamares quando se adota ciclo combinado (12,1 MMSm³/d e 18,2 MMSm³/d, respectivamente). Mitigar a ociosidade média da instalação, reduzindo-se seus custos fixos associados, via redução da capacidade nominal pode limitar em até 40% a recuperação de CO₂ acumulada para todos os casos simulados.

Referências

- Beck, Chantal et al. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. 2020.
- Bidgoli, Ali Allahyarzadeh. Simulation and Optimization of Primary Oil and Gas Processing Plant of FPSO Operating in Pre-Salt Oil Field. Doutorado—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2018.
- Cruz, Matheus de Andrade et al. Decarbonization of energy supply to offshore oil & gas production with post-combustion capture: A simulation-based techno-economic analysis. Energy, v. 274, p. 127349, jul. 2023.
- Flatebø, Øystein. Off-design Simulations of Offshore Combined Cycles. Mestrado – Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2012.
- Lyons, Mike et al. The AI Angle in Solving the Oil and Gas Emissions Challenge. 2021.
- Nguyen, Tuong Van et al. Life performance of oil and gas platforms: Site integration and thermodynamic evaluation. Energy, v. 73, p. 282–301, 14 ago. 2014.
- Silva, Raquel de Pádua Fernandes. Avaliação de Sistemas Termelétricos e de Captura e Sequestro de Carbono em Processamento Offshore de Gás Natural Rico em CO₂. Mestrado—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018b.