

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE PROCESSOS EM UMA PLATAFORMA DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO COM GERAÇÃO TERMELÉTRICA E RECUPERAÇÃO DE CO₂

Guilherme Rohden Echelmeier

gui.rech@gmail.com

Resumo: Este trabalho trata do desenvolvimento de um modelo para a simulação dos processos que ocorrem em plataformas de extração de petróleo com geração termelétrica e recuperação de CO₂. O modelo desenvolvido é composto pelos sistemas de processamento primário do petróleo, que o separa em óleo, gás e água, de cogeração, que utiliza o gás proveniente do petróleo para o fornecimento de trabalho elétrico e carga térmica para os outros sistemas, e de separação de CO₂, para posterior injeção no poço. A simulação do modelo, feita com o auxílio do software comercial EES – Engineering Equation Solver, permite a avaliação de desempenho dos sistemas que constituem o modelo empregando-se o conceito de exergia e rendimento exergético.

Palavras chave: análise exergética, plataformas offshore.

1. Contexto histórico

Quando se trata do uso do petróleo, é comum o pensamento errôneo de que este teve início apenas com o advento da Revolução Industrial. Existem relatos que indicam que os egípcios, por exemplo, já utilizavam o petróleo para embalsamar mortos, enquanto povos pré-colombianos utilizavam esse produto na pavimentação de estradas.

No Brasil, sabe-se da existência do petróleo desde os tempos de regime imperial. Nessa época, Marquês de Olinda cedeu o direito a José Barros de Pimentel de explorar betume nas margens do rio Marau, na Bahia. Até as primeiras décadas do século XX, alguns estudiosos e exploradores anônimos tentaram perfurar poços de petróleo, porém, sem obter êxito.

Na década de 30, entretanto, essa situação mudou. Com base em relatos de moradores de Lobato, um bairro suburbano de Salvador, que utilizavam uma espécie de “lama preta” como combustível de suas lamparinas, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Basto realizou testes e experimentos que atestaram a existência de petróleo na localidade. Em 1938, viabilizou-se a criação do CNP - Conselho Nacional do Petróleo, e um ano após, foi encontrado o primeiro poço de petróleo na localidade de Lobato.

Na década de 50, teve-se a criação da Petrobrás – Petróleo Brasileiro S.A., dando um início efetivo à exploração de petróleo no país. Em 1968, a empresa passou a desenvolver um projeto de extração iniciando a exploração marítima de petróleo, projetando mundialmente o país como líder tecnológico nesse ramo da indústria petrolífera. Nesse período, os poços perfurados se encontravam apenas em águas rasas.

Devido ao choque do petróleo, no começo da década de 70, a exploração de petróleo offshore foi incentivada. Assim, passou-se a buscar petróleo em regiões que antes eram consideradas economicamente inviáveis, como em águas profundas. Entretanto, a expansão da produção para águas profundas teve início apenas em 1984 e 1985, quando foram descobertos os campos de Albacora e Marlim, respectivamente;

Em 2003, a descoberta de novas bacias possibilitou que a capacidade de produção de petróleo no país suprisse cerca de 90% da demanda interna pelo produto. Em 2006, o volume de produção atingiu níveis ainda mais elevados, permitindo que, pela primeira vez, o país se tornasse auto-suficiente na produção de petróleo.

No ano de 2007, o governo brasileiro anunciou a descoberta de um novo campo de exploração petrolífera na camada conhecida como pré-sal, na área de Tupi, na Bacia de Santos. Trata-se de reservas de petróleo encontradas a uma profundidade de aproximadamente 7 mil metros, e, acredita-se, apresentam imensos poços de petróleo em excelente estado de conservação.

Apesar das incertezas com relação à estimativa da reserva de Tupi, acredita-se que essa reserva pode possuir o potencial de até dobrar o volume de gás e óleo que pode ser extraído do subsolo brasileiro. Além disso, estimativas indicam que o país poderia se colocar entre os dez maiores produtores de petróleo do mundo.

Pode-se dizer que a descoberta do pré-sal ainda instiga várias questões que somente serão respondidas na medida em que os novos campos de exploração forem devidamente conhecidos. Enquanto isso, cabe ao governo traçar devidamente as políticas que vão definir as regras para a exploração do petróleo nas áreas recém-descobertas.

2. Motivação

Uma plataforma de extração de petróleo é constituída por diversos sistemas diferentes, que operam com diferentes formas de energia. Por diversos fatores, como ambientais e econômicos, é extremamente desejável que essa energia seja utilizada da melhor maneira possível. Torna-se, então, necessária a avaliação de desempenho dos sistemas da plataforma, seja de um modo global ou seja através da análise individual de cada um de seus componentes.

Usualmente, a análise de eficiência energética é feita com base na primeira lei da termodinâmica. De modo sucinto, a eficiência é dada pela razão entre a quantidade de energia associada ao efeito desejado e a quantidade de energia necessária para a sua realização. Apesar de útil em muitas aplicações, essa análise não faz distinção entre os diferentes tipos de energia envolvidos. Em comparação à tradicional análise de eficiência baseada na primeira lei, a análise

exérgica apresenta a vantagem de levar as diferentes formas de energia envolvidas nos processos em análise à mesma base de comparação. A não consideração das diferentes qualidades energéticas entre as diferentes formas envolvidas na análise pode levar a resultados mascarados. A análise exérgica, porém, torna os resultados mais precisos e possibilita que sejam tomadas melhores decisões com relação a mudanças em projetos e condições de operação em unidades.

Quanto maior for a eficiência exérgica associada a um determinado processo, mais trabalho será realizado (ou menos trabalho será necessário para realizar determinada tarefa). Esse fato se mostra interessante sob pelo menos dois aspectos. O primeiro é que os recursos naturais apresentam exergia (disponibilidade) e podem ser tratados como reservatórios de disponibilidade. Essas reservas podem ser encontradas em várias formas distintas, como reservas de carvão, de urânio e de petróleo, foco deste trabalho. O emprego dos conceitos de exergia permitem concluir que, quanto maiores forem as ineficiências presentes em nossos processos, maior será a diminuição de nossas reservas de disponibilidade. O uso eficiente e a conservação destas reservas de disponibilidades, porém, são uma importante responsabilidade para todos nós.

Um segundo aspecto que evidencia a importância de se realizar tarefas com a maior eficiência possível é o econômico. De um modo geral, trabalho envolve custos, de forma que quanto menor a ineficiência envolvida, menor o trabalho necessário para realizar a tarefa desejada, implicando menores custos. (Van Wylen, 2003).

3. Sistema de cogeração com recirculação de gases de combustão

Em uma plataforma offshore, a potência gerada pela turbina a gás é utilizada para acionar um gerador elétrico que fornece trabalho para os demais sistemas, enquanto os gases de combustão que deixam a turbina são utilizados em uma caldeira de recuperação com queima suplementar de combustível para fornecer carga térmica e água pressurizada para a plataforma. Desse modo, esse sistema pode ser definido como um típico sistema de cogeração.

Usualmente, os gases de exaustão (que deixam o sistema de cogeração) são direcionados a uma chaminé e lançados na atmosfera. Nesse trabalho, os gases de exaustão são redirecionados ao sistema de separação de CO₂, onde o gás carbônico é capturado através de processos químicos. A eficiência desses processos e a carga térmica necessária para que ocorram estão relacionadas à concentração de CO₂ nos gases que alimentam o sistema de separação, sendo, sob estes aspectos, interessante buscar meios de elevar a concentração de CO₂ nos gases de exaustão. Para isso, de acordo com Wolf et al. (2006), pode-se aumentar a concentração de CO₂ nos gases de exaustão através da recirculação de gases, fazendo com que parte dos gases de combustão que deixam a caldeira de recuperação seja misturada com o ar atmosférico e retorne ao ciclo, passando novamente pelo compressor, câmara de combustão e demais componentes do sistema de cogeração.

A Fig. (1) representa um esquema do sistema de cogeração modelado, com as seções relevantes numeradas de 0 a 10. Na seção 0, tem-se a entrada de ar atmosférico no sistema. Primeiramente, o ar é levado a uma câmara onde é misturado aos gases de combustão recirculantes. Essa mistura, seção 1, pode apresentar vapor d'água condensado caso a umidade relativa do ar atmosférico esteja alta, sendo necessária a instalação de um dispositivo para drenar o condensado (D1). A mistura resultante, sem presença de água líquida, seção 2, segue para o compressor, onde é comprimida e segue para a câmara de combustão, seção 3.

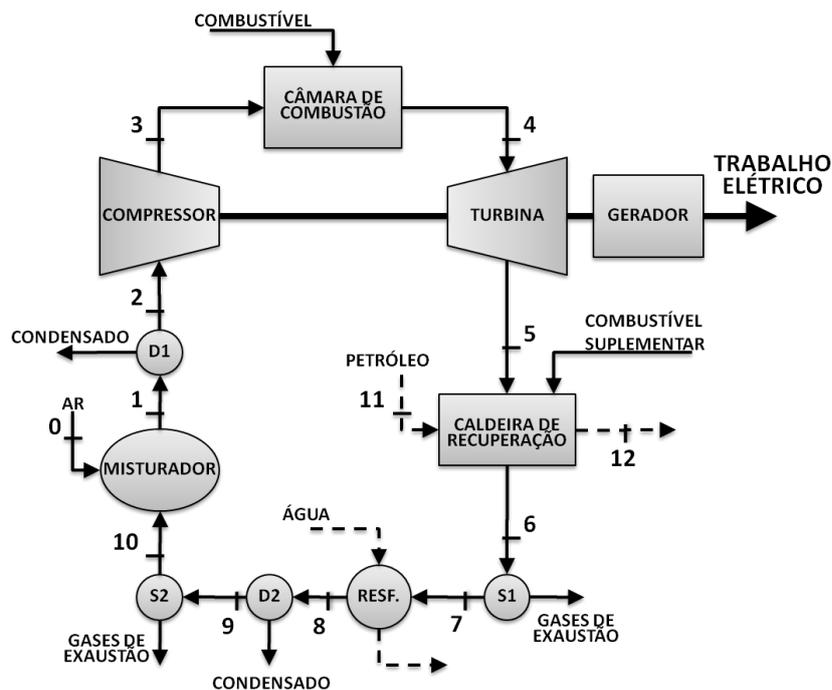


Figura 1. Sistema de cogeração modelado

Na câmara de combustão, entram os gases provenientes do compressor e o combustível a ser queimado. Após a reação de combustão, os gases saem da câmara de combustão em direção à turbina, seção 4, na qual são expandidos e seguem em direção à caldeira de recuperação com queima suplementar, seção 5. O trabalho gerado na turbina é utilizado para o acionamento do compressor, bem como no fornecimento de energia elétrica para os outros sistemas através de um gerador.

Na caldeira de recuperação, tem-se o pré-aquecimento do petróleo (cujo fluxo está indicado por setas tracejadas) à custa da entalpia armazenada nos gases de combustão e da queima suplementar, seção 5. Não há entrada de ar externo na fornalha da caldeira de recuperação, e, portanto, a queima suplementar ocorre apenas com a mistura de gases que sai da turbina, que ainda possui oxigênio em sua composição. Após a troca de calor com o petróleo, os gases saem da caldeira de recuperação, seção 6.

Os gases seguem, então, para a primeira válvula de saída do sistema (S1), que determina a vazão de gases que recircula e vazão de gases de exaustão (que deixam o sistema de cogeração) que segue para o sistema de separação de CO₂. Após passar por essa válvula, seção 7, os gases que permanecem no ciclo (com temperatura ainda elevada) passam por um resfriador a fim de reduzir sua temperatura para valor próximo ao da temperatura ambiente. Isso é necessário, pois temperaturas altas na entrada do compressor fazem com que este trabalhe de modo ineficiente.

Ao sair do resfriador, seção 8, é muito provável que ocorra novamente a condensação de vapor d'água presente nos gases de combustão. Esse condensado é drenado (D2) e os gases de combustão seguem para a segunda válvula de saída do sistema de cogeração (S2), seção 9. Novamente, essa válvula determina a vazão de gases que recircula e a vazão de gases que é encaminhada ao sistema de separação de CO₂. Os gases que permanecem no ciclo seguem para o misturador, seção 10, onde se juntam ao ar atmosférico e reiniciam o ciclo de cogeração.

Nesse modelo, o ar externo e os gases que passam pelo sistema de cogeração são modelados como uma mistura de gases perfeitos contendo CO₂, H₂O, N₂ e O₂. A fração molar de cada constituinte, bem como suas propriedades termodinâmicas (temperatura, pressão etc.), varia ao longo das seções do sistema de cogeração em virtude dos processos que ocorrem em cada componente (compressor, câmara de combustão, turbina etc.).

Como combustível para a turbina a gás (e eventualmente para a caldeira de recuperação, caso haja a necessidade de queima suplementar em uma fase futura do trabalho), será utilizado o próprio gás obtido pela separação do petróleo bruto em óleo, gás e água. Este gás, modelado como uma mistura de gases perfeitos, possui a constituição (em frações molares) representada na Tab. (1).

Tabela 1. Constituintes do gás combustível

Constituinte	Fração molar
Metano	0,8486
Etano	0,0613
Propano	0,0421
Butano	0,0284
Pentano	0,0134
Hexano	0,0056
Heptano	0
Octano	0,0016
Nonano	0
Decano	0
Vapor d'água	0,0008

4. Sistema de processamento primário

O petróleo extraído pela plataforma é levado ao sistema de processamento primário, onde é separado em óleo, gás e água. O óleo passa pelo módulo de bombeamento no qual é bombeado para a costa, o gás passa pelo módulo de compressão e parte é consumida na turbina a gás e fornalha da caldeira de recuperação e a água é devolvida ao mar.

Esse sistema consome exergia na forma de calor para aquecer o petróleo (e permitir a separação) e trabalho para comprimir o gás natural e bombear o óleo. O trabalho (elétrico) é fornecido através do gerador acoplado à turbina a gás do sistema de cogeração, enquanto o calor (carga térmica) é obtido na caldeira de recuperação com queima suplementar.

Oliveira; Hombeeck (1997) realizaram a análise exérgica para um sistema de processamento primário típico, representado na Fig. (2), com capacidade de produzir aproximadamente 285t/h de óleo e 29t/h de gás (com fornecimento de 450t/h de petróleo). Os valores obtidos para a demanda de trabalho elétrico e carga térmica foram utilizados nesse trabalho e são os seguintes:

$W_{el}=6283\text{kW}$ (demanda de trabalho elétrico)
 $CT_{pp}=28191\text{kW}$ (demanda de carga térmica)

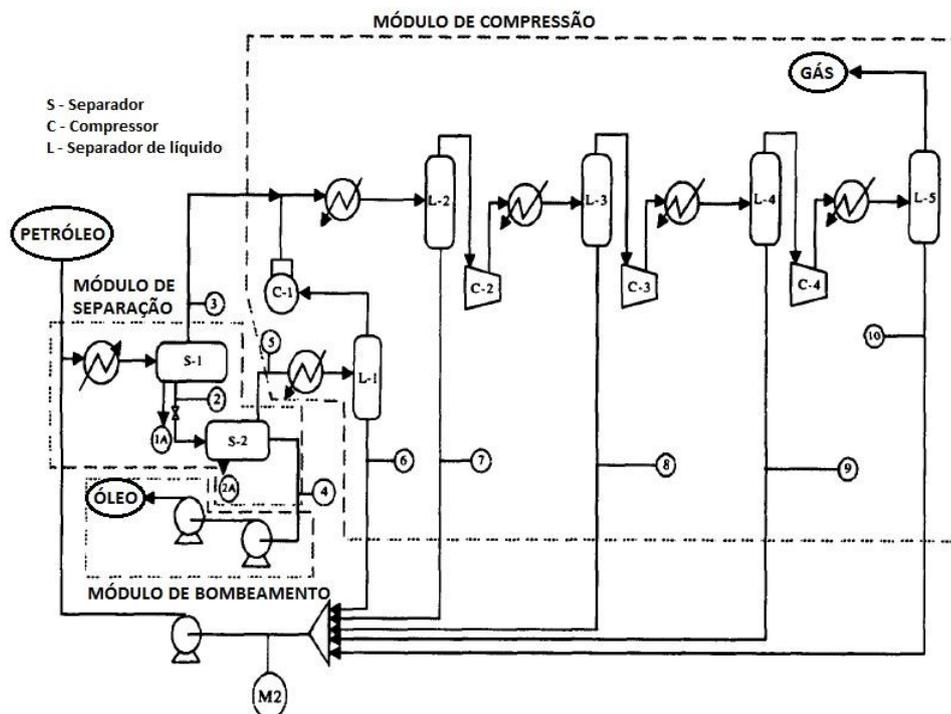


Figura 2. Representação do sistema de processamento primário (Oliveira e Van Hombeeck, 1997)

5. Sistema de separação de CO_2 dos gases de exaustão

A viabilidade técnica de sistemas de separação de CO_2 já foi comprovada em diversas aplicações, como indústria alimentícia e química. Entretanto, ainda não há sistemas de separação de CO_2 comercialmente disponíveis para aplicações em larga escala, como plataformas offshore e plantas de geração de energia, em virtude da elevada vazão de gases de exaustão (e conseqüentemente, elevada vazão de CO_2 a ser separada). Alguns fabricantes, como Alstom e Powerspan, possuem sistemas em desenvolvimento, atualmente em testes em unidades-piloto. A previsão é que esses sistemas sejam comercialmente viáveis por volta de 2015.

De acordo com Mofarahi et al. (2006), há diferentes métodos para separar CO_2 de uma mistura de gases, como através de membranas, absorção física, absorção química entre outros. Devido às características dos gases de exaustão de sistemas de cogeração (concentração de CO_2 abaixo de 20% e pressão da mistura próxima da pressão atmosférica), a separação de CO_2 através da absorção química surge como o método mais indicado para essa aplicação. De fato, os sistemas de separação de CO_2 em desenvolvimento para aplicações em plantas de geração de energia utilizam a absorção química para capturar o gás carbônico.

Apesar das diferenças existentes entre os sistemas de diferentes fabricantes, todos se baseiam no esquema apresentado na Fig. (3). Os gases de exaustão do sistema de cogeração são lavados e resfriados e entram na torre de absorção. Nessa etapa, o contato entre o CO_2 e o solvente utilizado resulta em uma reação química na qual o CO_2 é absorvido. Os gases tratados (basicamente N_2) são liberados na atmosfera, enquanto o solvente rico em CO_2 é aquecido em um trocador de calor e levado para a torre de regeneração. Nessa etapa, é fornecida uma carga térmica para reverter a reação de absorção, ou seja, liberar o CO_2 absorvido e regenerar o solvente. O solvente regenerado retorna à torre de absorção, enquanto o CO_2 liberado passa por um condensador para reduzir as perdas do solvente por evaporação e segue para a compressão.

Diversos trabalhos analisam diferentes soluções de solventes para absorver o CO_2 a fim de determinar o solvente ideal, isto é, o solvente com maior fator de carregamento (kmol de CO_2 absorvido por kmol de solvente) e menor energia de regeneração (kJ de calor por kg de CO_2 separado). Mofarahi et al. (2006) e Veawab et al. (2003) estudam diferentes soluções de aminas (MEA, DEA, DGA e MDEA), enquanto Darde et al. (2009), Kozak et al. (2009) e Valenti; Bonalumi; Macchi (2009) analisam soluções de amônia. Os valores apresentados pelos diferentes estudos divergem entre si, não sendo possível determinar qual família de solventes (aminas ou amônia) apresenta os melhores resultados. Entretanto, os trabalhos realizados permitem definir faixas de valores dentro das quais variam o fator de carregamento e a energia de regeneração. Sendo assim, nesse trabalho serão considerados valores que estejam dentro das faixas definidas pelos estudos citados.

Analogamente a o que foi feito para o sistema de processamento primário, o sistema de separação de CO_2 será representado apenas por sua demanda de trabalho elétrico e carga térmica. Entretanto, como a potência necessária para

o funcionamento desse sistema é desprezível, será considerada apenas a carga térmica necessária para regenerar o solvente e liberar o CO₂.

Devido às divergências encontradas nos trabalhos analisados com relação à energia necessária para regenerar o solvente (carga térmica de separação), não será determinado o solvente utilizado nesse modelo. Em vez disso, serão utilizados diferentes valores para a carga térmica de separação, valores estes dentro da faixa de valores possíveis determinada pelas diferentes referências.

A eficiência na separação do CO₂ é fixada em 90%, ou seja, 90% da vazão de CO₂ nos gases de exaustão é capturada e separada. Portanto, a carga térmica da separação é dada por:

$$CT_{sep} = ct \cdot vaz_{rem} \quad (\text{carga térmica para a separação, com } CT_{sep} \text{ em kW, } ct \text{ em kJ/kg e } vaz_{rem} \text{ em kg/s})$$

$$vaz_{rem} = 0,9 \cdot vaz_{CO_2} \quad (\text{vazão de CO}_2 \text{ removida, com } vaz_{rem} \text{ e } vaz_{CO_2} \text{ em kg/s})$$

A vazão de CO₂ é determinada conhecendo a abertura das válvulas S1 e S2, o que permite determinar a vazão molar de gases de exaustão. Multiplicando pela fração molar de CO₂ e sua massa molar, tem-se vaz_{CO₂}.

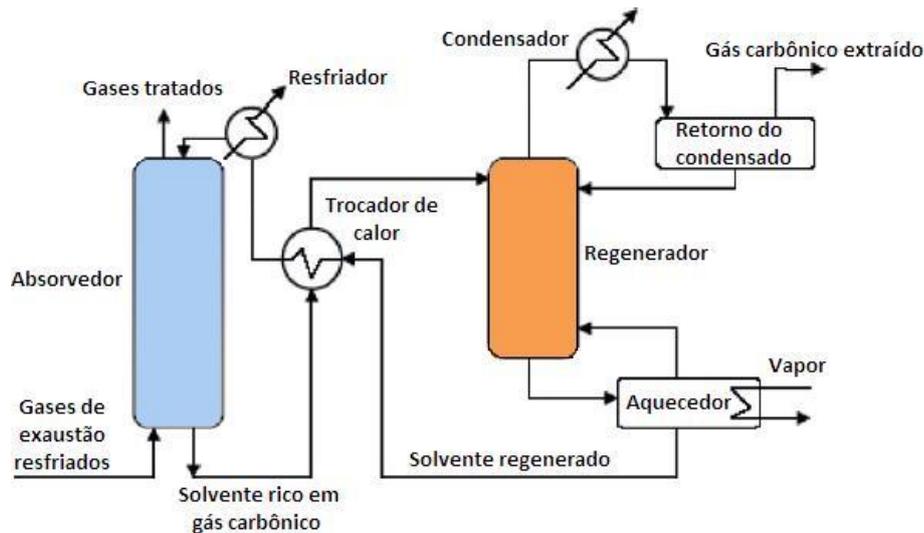


Figura 3. Sistema de separação de CO₂ por absorção química (adaptado de MOFARAH I et al, 2006)

6. Modelagem matemática e simulação

A aplicação da primeira e segunda leis da termodinâmica associadas a balanços de massa em cada um dos componentes do sistema de cogeração permite determinar todas as equações que descrevem o processo. Introduzindo estas equações no EES – Engineering Equation Solver, introduzindo as demandas de trabalho elétrico e carga térmica dos sistemas de processamento primário e separação de CO₂ e atribuindo valores numéricos a determinadas variáveis existentes na modelagem (como os rendimentos do compressor e turbina), pode-se simular o sistema modelado.

A simulação do modelo é capaz de fornecer as temperaturas, pressões, composições (em frações molares), vazões (mássicas e molares), umidades relativas, entalpias e quaisquer outras propriedades relevantes em cada uma das seções do ciclo para uma dada demanda de potência elétrica. Assim, conhecendo-se a demanda de trabalho elétrico e de carga térmica totais da plataforma, pode-se determinar a vazão de gás combustível a ser queimada, bem como as demais variáveis necessárias para a realização da análise exergética dos componentes e da plataforma como um todo.

Para a realização da simulação, foram impostas as seguintes condições para o meio externo (seção 0):

$$T_0 = 25^\circ\text{C}$$

$$P_0 = 101,35\text{kPa}$$

$$\phi_0 = 100\%$$

Onde T representa a temperatura, P, a pressão e ϕ , a umidade relativa. O índice 0 indica que as variáveis se referem à seção 0 da Fig. (2).

A umidade relativa foi assumida como 100% pelo fato de a plataforma de extração de petróleo estar localizada em meio ao oceano.

Além disso, foram definidos alguns valores referentes ao compressor e à turbina:

$$r_p = 10$$

$$r_{comp} = 0,94$$

$$r_{turb} = 0,93$$

$$r_{ger} = 0,95$$

$$r_{\text{trans}} = 0,95$$

Onde r_p é a relação de pressões no compressor e r se refere aos rendimentos. Os subscritos comp, turb, ger e trans se referem ao compressor, à turbina, ao gerador e à transmissão, respectivamente.

7. Resultados e análises

Para fins de comparação dos resultados, foram consideradas três situações distintas:

- 1) Sem separação de CO₂ e sem recirculação (BASE);
- 2) Com separação de CO₂ e sem recirculação (CASO 1);
- 3) Com separação de CO₂ e com recirculação máxima (CASO 2).

Como valor médio de c_t (carga térmica necessária no sistema de separação por quilograma de CO₂ separado), adotou-se $c_t = 5\text{MJ/kg}$. Considerando as demandas de trabalho elétrico e carga térmica dos sistemas de processamento primário e separação de CO₂ e fixando uma vazão volumétrica na turbina (correspondente ao caso sem recirculação e com 300% de excesso de ar), tem-se os resultados apresentados na Tab. (2).

Tabela 2. Comparação entre os resultados obtidos nos diferentes casos

	BASE	Caso 1	Caso 2
Vazão na torre de absorção (kg/s)	-	24,66	16,99
Fração molar de CO ₂ (%)	-	7,95	11,62
Vazão de CO ₂ separada (kg/s)	0	2,696	2,684
Vazão de CO ₂ emitida (kg/s)	2,208	0,2996	0,2982
Redução na emissão de CO ₂ * (%)	-	86,43	86,49
Carga térmica na separação (kW)	0	13480	13421
Vazão de combustível na turbina (kg/s)	0,3738	0,3738	0,3791
Vazão de combustível na fornalha (kg/s)	0,4026	0,6809	0,6723
Vazão total de combustível (kg/s)	0,7764	1,055	1,051
Aumento na vazão de combustível (%)	-	35,84	35,42
Recirculação máxima (%)	-	-	30,77

Os resultados mostram, de fato, uma redução significativa na emissão de CO₂ devido ao sistema de separação, acompanhada de um aumento no consumo de combustível (a fim de fornecer a carga térmica necessária para a reação de liberação do CO₂ preso ao solvente). Comparando os casos 1 e 2, observa-se que as únicas diferenças não-desprezíveis se encontram na vazão na torre de absorção e na fração molar de CO₂ nos gases de exaustão. A redução da vazão de 24,66kg/s para 16,99kg/s se deve à recirculação, pois fixada a vazão volumétrica na turbina, tem-se uma vazão de gases de combustão aproximadamente constante ao longo do sistema de cogeração. Assim, aumentando a recirculação, reduz-se a vazão de gases de exaustão. Essa redução, juntamente com o aumento na fração molar de 7,95% para 11,62%, permite a utilização de solventes que necessitam de uma pressão parcial de CO₂ maior na absorção. Esses solventes também necessitam de menos energia para a regeneração e normalmente possuem fator de carregamento maior, o que implica em estruturas mais leves e baratas no sistema de separação de CO₂.

A Fig. (4) mostra a influência da recirculação nas frações molares de CO₂ e O₂ e na vazão de gases na coluna de absorção do sistema de separação de CO₂. Observa-se que, como previsto, o aumento na recirculação reduz a fração de oxigênio nos gases de exaustão, até que na recirculação máxima (30,77% nesse caso), tem-se uma concentração de oxigênio nula. Além disso, observa-se o aumento na concentração de CO₂ até o máximo de 11,62% para a recirculação máxima. Conforme mencionado, há também uma redução considerável na vazão de gases que passam pela torre de absorção.

A Fig. (5) mostra a variação do coeficiente politrópico com a recirculação. O coeficiente politrópico é um parâmetro construtivo muito importante para turbinas a gás, e a variação deste com a recirculação permite avaliar se uma determinada turbina que era utilizada na situação convencional (sem recirculação de gases, com valor do coeficiente igual a 1,397) poderá operar com recirculação sem grandes prejuízos em seu funcionamento.

Os resultados obtidos permitem concluir que a recirculação de gases de combustão apresenta algumas vantagens para o sistema de separação de CO₂, sendo estas as principais:

- 1) Possibilidade de utilização de um solvente que necessite de uma pressão parcial de CO₂ maior na absorção. Esses solventes também necessitam de menos energia para liberar o CO₂ e apresentam maior fator de carregamento (kmol de CO₂ por kmol de solvente utilizado). Com um maior fator

de carregamento, há uma vazão menor de solvente circulando entre as torres de absorção e regeneração. Esse fato implica na segunda vantagem.

- 2) Estruturas mais leves (o peso é um parâmetro muito importante em plataformas offshore) e mais baratas. Com uma vazão menor de solvente circulando pelo sistema de separação de CO₂, pode-se reduzir as dimensões das torres, dutos e trocadores de calor.

Entretanto, a recirculação também apresenta desvantagens:

- 1) Necessidade de instalação de dutos e válvulas para direcionar os gases que saem da caldeira de recuperação de volta ao sistema de cogeração.
- 2) Necessidade de instalação de um trocador de calor após a caldeira de recuperação para reduzir a temperatura dos gases de combustão para valores próximos à temperatura ambiente (para evitar perdas de eficiência no compressor da turbina).

Resumidamente, a recirculação permite uma redução na carga térmica e peso dos componentes do sistema de separação de CO₂, mas implica em um aumento de peso no sistema de cogeração. Portanto, para determinar se a recirculação é vantajosa, deve-se realizar uma comparação aprofundada entre as vantagens e desvantagens proporcionadas.

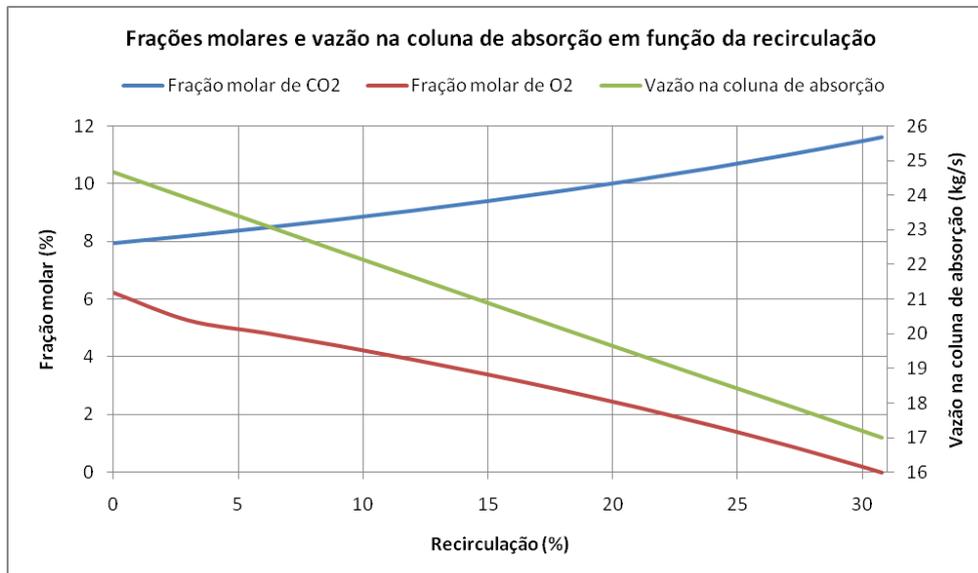


Figura 4. Influência da recirculação nas frações molares e vazão na coluna de absorção

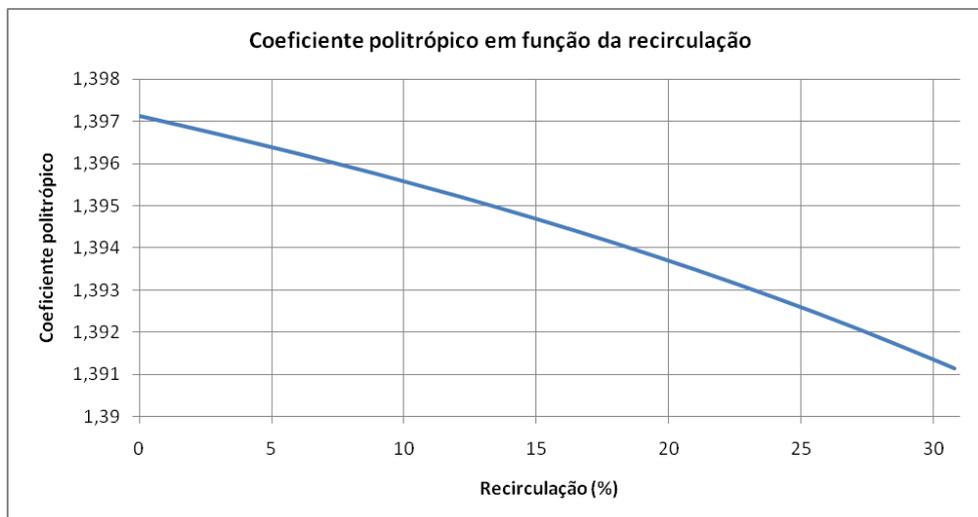


Figura 5. Influência da recirculação no coeficiente politrópico na turbina a gás

Nos resultados apresentados até este ponto, foi considerada a utilização de um solvente com $ct = 5\text{MJ/kg}$. Devido às divergências encontradas nos estudos já realizados acerca de diferentes solventes, em vez de analisar o comportamento das diferentes soluções encontradas na literatura, será feita uma análise da influência do valor de ct nos demais parâmetros considerando a situação de recirculação máxima (0% de oxigênio nos gases de combustão). Dessa forma, torna-se irrelevante qual solução está sendo utilizada, importando apenas o valor do ct que a mesma proporciona.

Na Fig. (6), observa-se como o valor de ct influencia na recirculação máxima possível e no coeficiente politrópico. A recirculação máxima cai com o aumento de ct pois, com o crescimento deste, tem-se um aumento na carga térmica necessária na separação (pois $CT_{\text{sep}} = ct \cdot \text{vaz}_{\text{rem}}$), o que exige a queima de mais combustível na fornalha. Sendo assim, há menos oxigênio nos gases de combustão, reduzindo o valor da recirculação máxima. Para $ct = 9122\text{kJ/kg}$ tem-se a situação limite na qual não pode mais haver recirculação, pois não há oxigênio nos gases que saem da caldeira de recuperação. O aumento no valor de ct também faz com que, na turbina, a fração de CO_2 caia e a fração de O_2 suba a fim de possibilitar a queima de mais combustível na fornalha. O coeficiente politrópico do CO_2 é 1,289, enquanto o do O_2 é 1,393. Desse modo, a substituição de CO_2 por O_2 na turbina eleva o valor do coeficiente politrópico da mistura de gases que passa pela turbina.

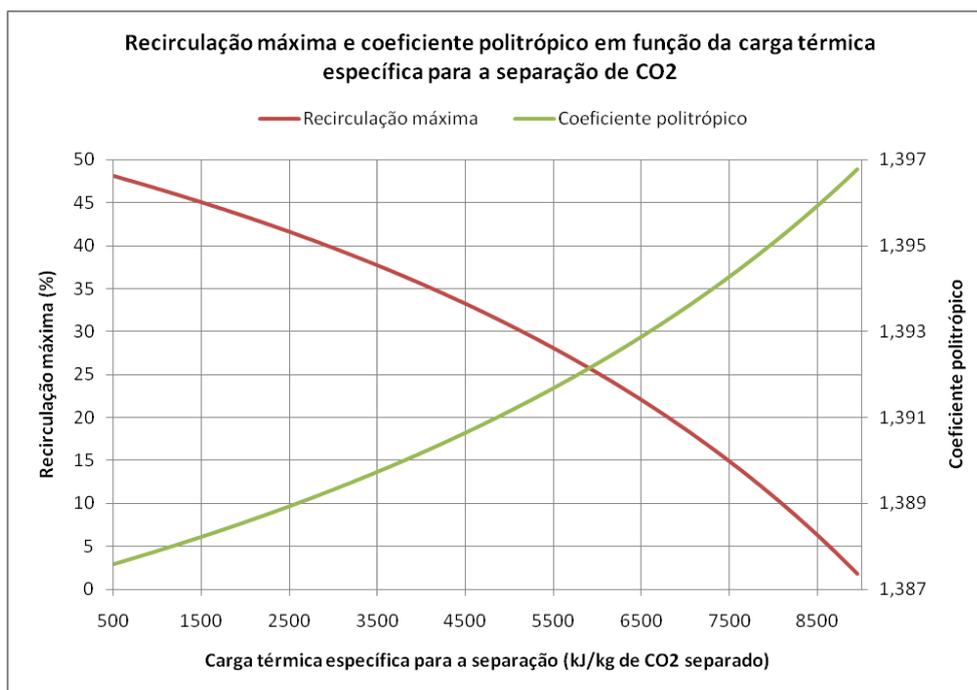


Figura 6. Influência do solvente utilizado na recirculação máxima e no coeficiente politrópico

Sabe-se que a recirculação é um parâmetro importante para o sistema de cogeração, pois determina outros parâmetros como vazão na torre de absorção, coeficiente politrópico, fração molar de CO_2 entre outros. Da Fig. (6), observa-se que a recirculação máxima e a carga térmica específica ct estão intimamente relacionadas. Desse modo, pode-se concluir que o valor de ct também é um parâmetro de grande importância para o funcionamento do sistema de cogeração, pois também influencia na vazão na torre de absorção, coeficiente politrópico, fração molar de CO_2 e carga térmica a ser fornecida pelo sistema de cogeração. Observa-se também que, para solventes que necessitam de muita energia para a regeneração (liberação do CO_2), a taxa de recirculação máxima é baixa. Isso possivelmente elimina a vantagem da recirculação, pois os custos para recircular os gases de combustão (dutos, válvulas, resfriador dos gases de combustão etc.) podem superar as vantagens obtidas na redução das dimensões da coluna de absorção de CO_2 do sistema de separação.

Para a realização da análise exérgica no sistema de separação de CO_2 , considera-se o esquema representado na Fig. (7). A seção 13 corresponde à entrada dos gases de exaustão no sistema de separação. A seção 14 corresponde à chaminé (saída dos gases tratados, com fração molar de CO_2 reduzida) e a seção 15 é a saída do CO_2 capturado. Há ainda um fluxo de exergia entrando no sistema devido à carga térmica de separação, e devido às irreversibilidades, há um fluxo de exergia destruída saindo do sistema.

Antes de entrar no sistema de separação, os gases devem passar por um lavador de gás, a fim de remover contaminantes que possam causar a corrosão da torre de absorção e/ou do solvente utilizado. Além disso, para favorecer a reação de absorção do CO_2 , a temperatura e a pressão dos gases de exaustão (que entram no sistema de separação) devem ser próximas das condições ambientes. Assim, será adotado que:

$$T_{13} = T_{14} = 40^\circ\text{C}$$

$$P_{13} = P_{14} = 101,35\text{kPa}$$

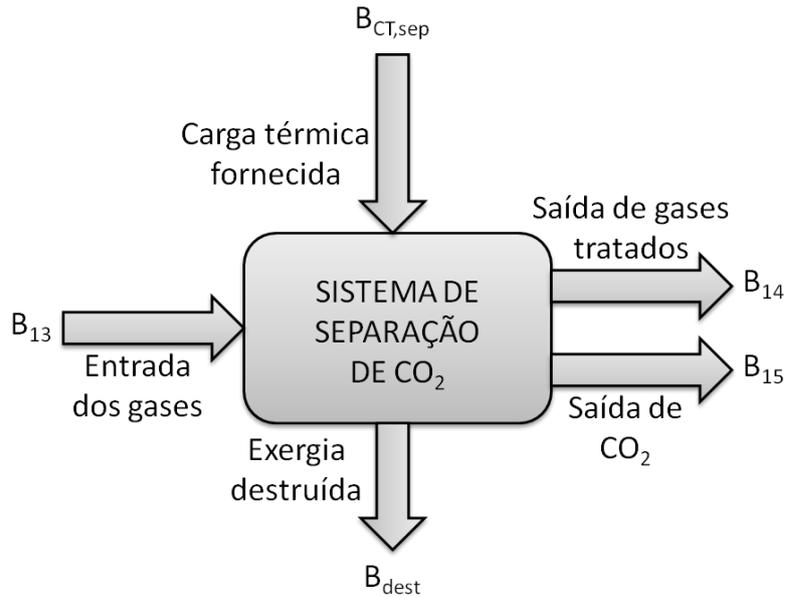


Figura 7. Fluxos de exergia no sistema de separação de CO₂

A reação de regeneração do solvente ocorre a temperaturas elevadas, em torno de 125°C, e o CO₂ é liberado sob pressões mais elevadas. Desse modo, será adotado que:

$$T_{15} = 125^{\circ}\text{C}$$

$$P_{15} = 30 \cdot P_{13} = 3,04\text{MPa}$$

Como referência para o cálculo das exergias, serão adotadas as condições (temperatura, pressão e frações molares dos gases) do meio externo, seção 0.

Aplicando o balanço de exergia, tem-se:

$$B_{13} + B_{CT,sep} = B_{14} + B_{15} + B_{dest}$$

O fluxo de exergia na seções 13, 14 e 15 pode ser calculado por:

$$B_i = (H - H_{i0}) - T_0(S_i - S_{i0}) \quad \text{com } i = 13, 14, 15$$

Deve-se ressaltar que o fluxo de entropia S_i deve ser calculado considerando a pressão parcial de cada constituinte da mistura de gases.

O fluxo de exergia devido à transferência de calor é dado por:

$$B_{CT,sep} = CT_{sep}(1 - T_0/T_{15})$$

Considerando o caso 2 (com recirculação máxima e considerando um solvente com $ct = 5\text{MJ/kg}$), o cálculo dos fluxos de exergia retorna os seguintes resultados:

$$B_{13} = 340,2\text{kW}$$

$$B_{14} = 239,1\text{kW}$$

$$B_{15} = 367,2\text{kW}$$

$$B_{CT,sep} = 3371\text{kW}$$

$$B_{dest} = 3105\text{kW}$$

Com isso, calcula-se o rendimento exergético do sistema de separação:

$$\eta_{sep} = \frac{B_s - B_e}{B_{CT,sep}} = \frac{266,1}{3371} = \frac{B_{CT,sep} - B_{dest}}{B_{CT,sep}} = 7,9\%$$

As principais causas de irreversibilidade que fazem com que o rendimento exergético do sistema de separação seja baixo são a troca de calor a uma diferença finita de temperatura (carga térmica fornecida para regenerar o solvente) e a necessidade de separar uma mistura de substâncias diferentes.

8. Referências

VAN WYLEN, G.J., SONNTAG, R.E., BORGNAKKE, C. "Fundamentos da termodinâmica", São Paulo, 2003

WOLF, M. et al. "Outlook on post combustion CO₂ capture in ALSTOM gas turbine plants", 2006.

OLIVEIRA, S.; VAN HOMBEECK, M. "Exergy analysis of petroleum separation processes in offshore platforms". Energy Convers. Mgmt Vol. 38, No. 15-17, pp. 1577-1584, 1997.

MOFARAHI, M. et al. "Design of CO₂ absorption plant for recovery of CO₂ from flue gases of gas turbine", 2009

VEAWAB, A. et al. "Performance and cost analysis for CO₂ capture from flue gas streams: absorption and regeneration aspects", 2003

KOZAK, F. et al. "Chilled ammonia process for CO₂ capture", 2009

DARDE, V. et al. "Chilled ammonia process for CO₂ capture", 2009

VALENTI, G.; BONALUMI, D.; MACCHI E. "Energy and exergy analyses for the carbon capture with the chilled ammonia process (CAP)", 2009

MODELLING AND SIMULATION OF PROCESSES IN OFFSHORE PLATFORMS WITH THERMAL POWER AND CO₂ CAPTURE

Guilherme Rohden Echelmeier

gui.rech@gmail.com

Abstract: This graduation work presents a model for the simulation of the processes that occur in offshore platforms with thermal power generation and CO₂ capture. The model is composed by the petroleum separation system, which separates petroleum into water, oil and gas, the cogeneration system, which consumes gas in order to generate electricity and pressurized water, and the CO₂ capture system, which separates CO₂ from the other combustion gases. Simulation will be done with software EES – Engineering Equation Solver and will allow the thermodynamic performance characterization based on the exergy analysis of the processes.

Keywords: *offshore platforms, exergy analysis.*