

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE PROCESSOS
EM PLATAFORMAS OFFSHORE**

Ricardo Toshiaki Takayama

São Paulo
2008

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE PROCESSOS
EM PLATAFORMAS OFFSHORE**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em Engenharia

Ricardo Toshiaki Takayama

Orientador: Sílvio de Oliveira Júnior

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo
2008

FICHA CATALOGRÁFICA

Takayama, Ricardo Toshiaki

**Modelagem e simulação de processos em plataformas
Offshore / R.T. Takayama. – São Paulo, 2008.
37 p.**

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.**

**1.Cogeração de energia elétrica 2.Máquinas térmicas
3.Plataforma continental 4.Processo (Separação) 5.Petróleo
(Métodos; extração) I.Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica.**

RESUMO

O presente trabalho apresenta um modelo para a simulação dos processos que ocorrem em uma plataforma de extração de petróleo. A construção deste modelo é parte de um projeto de pesquisa que pretende realizar uma comparação entre métodos de processamento primário (extração) de petróleo tais como o bombeamento multifásico submarino e o “gas-lift”. O modelo desenvolvido é composto por basicamente dois sistemas: um sistema de processamento primário de petróleo que o separa em óleo, gás e água, utilizando o gás proveniente do petróleo em um sistema de cogeração para gerar energia para os equipamentos do processo e também aquecer o petróleo vindo do poço, facilitando assim seu processamento. A simulação deste modelo foi realizada no software comercial EES Academic Professional V7.942.

ABSTRACT

The research described in this work presents a model for the simulation of the energy conversion processes that occur at a petroleum extraction platform. The development of this model is part of a research project that aims to make a comparison between two artificial lifting systems: a “gas-lift” one and a twin-screw multiphase pump system. The developed model has two basic systems: a petroleum separation system that separates it in oil, gas and water, and a cogeneration system which utilizes the petroleum extracted gas to generate electricity for the process equipments and to heat the petroleum. This model simulation was done in the commercial software EES Academic Professional V7.942.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS

LISTA DE FIGURAS

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivo do trabalho.....	5
2	METODOLOGIA.....	7
2.1	Planta de processos	7
2.2	Sistema de cogeração – Fornecimento de energia elétrica	9
2.2.1	Gás natural	10
2.2.2	Relação ar/combustível (RAC)	11
2.2.3	Compressor.....	11
2.2.4	Câmara de combustão	12
2.2.5	Turbina a gás	13
2.2.6	Vazão mássica para suprir a demanda de energia.....	14
2.3	Sistema de cogeração - Fornecimento de água quente	15
2.3.1	Saída da caldeira de recuperação	15
2.3.2	Processo 1 – Aquecimento de petróleo	16
2.3.3	Entrada da caldeira de recuperação	16
2.3.4	Caldeira de recuperação.....	17
2.4	Sistema de elevação artificial de petróleo.....	20
2.4.1	“Gas-lift”	20
2.4.2	Bomba multifásica.....	22
2.5	Software de resolução das equações - EES.....	23
3	RESULTADOS	24
3.1	Entrada de dados	24
3.1.1	Sistema de processamento primário e cogeração.....	24
3.1.2	Condições do poço	25

3.1.3	Mecanismos de elevação	25
3.2	Saída de dados.....	27
3.2.1	Sistema de processamento primário e cogeração.....	27
3.2.2	Estudo paramétrico do sistema de cogeração.....	28
3.2.3	Estudo do mecanismo de “gas-lift” (GL)	30
3.2.4	Estudo do mecanismo de Bombeamento Multifásico (SBMS).....	32
3.2.5	Comparação entre GL e SBMS	33
4	CONCLUSÕES	34
5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37
	APÊNDICE	1
	APÊNDICE A Código EES	1
A.1	Cogeração.....	1
A.2	“gas-lift” (código adicional ao de Cogeração).....	9
A.3	SBMS (código adicional ao de Cogeração)	11

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Substâncias na entrada e saída da Planta de Garoupa.....	7
Tabela 3.1: Insumos energéticos dos Módulos/Equipamentos.	24
Tabela 3.2: Fração molar do combustível.....	24
Tabela 3.3: Rendimentos dos componentes.....	25
Tabela 3.4: Condições do poço (fonte: BARUZZI et al. (2001)).	25
Tabela 3.5: Condições de operação para o GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).....	26
Tabela 3.6: Condições de operação para o SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).	26
Tabela 3.7: Resultados para as simulações de GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).	31
Tabela 3.8: Resultados para as simulações de SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).	32
Tabela 3.9: Comparação entre GL e SBMS.....	33

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: PROCAP-3000 Produção de petróleo em águas profundas.	3
Figura 1.1: PROCAP-3000 Produção de petróleo em águas profundas.	4
Figura 1.2: Configuração típica de uma bomba multifásica de duplo parafuso (fabricante: Leistritz, modelo L4 HK) – sucção pelos flancos (setas vazadas) e descarga pelo centro (seta cheia).	5
Figura 1.3: Esquema do mecanismo de “gas-lift” instalado numa plataforma off- shore.	6
Figura 2.1: Planta de Processos.....	7
Figura 2.2: Sistema de cogeração.	9
Figura 2.3: Desenho esquemático da planta de processos do conjunto plataforma/GL	20
Figura 2.4: Mecanismo de “gas-lift”	20
Figura 3.1: Vazão volumétrica de óleo ao longo dos anos: GL e SBMS-60 (fonte: BARUZZI et al. (2001)).....	26
Figura 3.2: Janela do diagrama de cogeração elaborada no EES.....	27
Figura 3.3: Gráfico do rendimento do sistema de cogeração por potência e carga térmica.....	29
Figura 3.4: Gráfico de vazão adicional de combustível do sistema de cogeração por potência e carga térmica.....	29
Figura 3.5: Sistema de cogeração com dados do “gas-lift”	31
Figura 3.6: Sistema de cogeração com dados do bombeamento multifásico.....	32

1 INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo no Brasil começa no ano de 1939, quando as primeiras jazidas de petróleo foram descobertas na localidade de Lobato, Bahia. Entretanto, somente com a constituição da Petrobrás (Petróleo Brasileiro S.A.) a partir da década de 50, que a exploração de petróleo teve início efetivo no país. As primeiras jazidas exploradas encontravam-se na plataforma continental, localizadas principalmente no Recôncavo Baiano. No entanto, a história de sucesso da Petrobrás na exploração marítima começou efetivamente apenas em 1968, projetando mundialmente o Brasil como líder tecnológico neste ramo da indústria petrolífera. Neste ano foram perfurados os primeiros poços marítimos no Espírito Santo e em Sergipe, culminando com a descoberta do campo de Guaricema, que se situa em uma lâmina d'água de cerca de 30 metros na costa deste estado. Nesse mesmo ano, iniciaram-se os primeiros levantamentos geológicos na bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro. Neste período, estes primeiros poços perfurados no litoral brasileiro encontravam-se somente em águas rasas.

No ano de 1973, devido ao choque do petróleo, a exploração de petróleo *offshore* foi incentivada. O aumento brusco do preço do petróleo e a possibilidade de escassez do produto no mercado foram os principais fatores que caracterizaram esta crise. Por causa deste fato, os países consumidores começaram a desenvolver programas de economia de combustíveis e de geração de energias alternativas. Concomitantemente, buscou-se encontrar novas jazidas em regiões anteriormente consideradas economicamente inviáveis devido à complexidade de seus ambientes (como em águas mais profundas), o que incentivou a exploração offshore em locais como o Mar do Norte, por exemplo.

A “vocação marítima” do país na exploração do petróleo começou a partir de 1974, com a descoberta do campo de Garoupa, situado a 100 metros de profundidade, e sendo o primeiro da Bacia de Campos, que rapidamente tornou-se a principal região produtora no Brasil. Ela é atualmente a principal província petrolífera do Brasil, localizada na costa do estado do Rio de Janeiro.

A expansão da produção para águas profundas começou a partir de 1984 e 1985, quando foram descobertos, respectivamente, os campos gigantes de Albacora e Marlim, os primeiros localizados em águas profundas. Com isso, inicia-se o PROCAP em 1986 (Programa da Petrobras de Desenvolvimento Tecnológico de Sistemas de Produção em Águas Profundas) visando à capacitação técnica para a perfuração e produção em grandes profundidades. Os dois primeiros programas, PROCAP-1000 e PROCAP-2000, buscaram desenvolver tecnologias para a exploração em profundidades de até 1000 e 2000 metros, respectivamente. Estes programas levaram a sucessivos recordes de profundidade nas décadas de 1980 e 1990 e, em 1999, a Petrobrás atingiu a produção a 1853 metros no campo de Roncador.

Em sua terceira versão, PROCAP-3000, o programa tinha como um dos objetivos desenvolver a capacitação para a exploração de poços localizados em até 3000 metros de profundidade. Este terceiro programa busca, além de viabilizar a produção de poços em profundidades de até 3000 metros, reduzir os gastos de capital para o desenvolvimento de produção em profundidades maiores que 1000 metros e diminuir os custos de elevação (transporte até a superfície) nos campos atualmente em produção. Ou seja, para que seja economicamente viável, a expansão da produção para águas ultraprofundas depende de avanços tecnológicos que reduzam os custos de instalação e de operação para o desenvolvimento dos poços.

Um dos projetos deste programa consiste no desenvolvimento de bombas multifásicas para o transporte de petróleo não processado. A utilização deste tipo de equipamento permitiria o transporte do petróleo não processado dos poços em grandes profundidades para unidades de produção estacionárias localizadas a grandes distâncias, preferencialmente em águas rasas. Dessa forma, propiciar-se-ia o desenvolvimento de poços onde a grande profundidade inviabilizaria o uso de plataformas marítimas devido ao alto custo. Outra possível aplicação, atualmente já utilizada, é o transporte de petróleo em superfície.



Figura 1.1: PROCAP-3000 Produção de petróleo em águas profundas.

Em 2007, a Petrobras anuncia a descoberta da área de Tupi, na Bacia de Santos, com grande concentração de petróleo e gás em seções de pré-sal. A nova fronteira poderá aumentar em 50% as reservas de óleo e gás no país e, para a produção desta jazida ter viabilidade comercial, muito está sendo investido em tecnologia.

Segundo estimativas da Petrobrás, que lidera o ranking mundial das empresas exploradoras de petróleo e gás a altas profundidades atualmente, 50% das reservas a serem descobertas encontram-se em águas profundas e ultra-profundas (como a de Tupi). Atualmente já se exploram jazidas a 3000 metros, e nestas escalas, a tecnologia para tornar a exploração econômica e viável ainda precisa ser desenvolvida ou, no mínimo, aperfeiçoada.

E é neste cenário que métodos de elevação se inserem como uma alternativa interessante e eficaz para aumentar os níveis de produção ou mesmo para viabilizar a exploração de poços com petróleo pesado que não possuem vazão mínima para serem considerados economicamente viáveis.

Diversos métodos de elevação artificial são atualmente empregados em poços de petróleo (uma mistura multifásica), sendo o mais comumente usado o “gas-lift”, estudado por Leal (2006), técnica que consiste na injeção de gás nos dutos de produção para a redução do peso específico e aumento de produção. Este gás pode ser oriundo do próprio fluido produzido, ou ar, nitrogênio dentre outros. Dentre outros métodos temos também o SMBS, ou, sistema multifásico de bombeamento submarino, conforme estudado detalhadamente por Nakashima (2005). Este

bombeamento pode ser por bombas helico-axiais, que comprimem a mistura por força centrífuga aumentando a pressão, ou bombas de parafuso que são máquinas de deslocamento positivo.

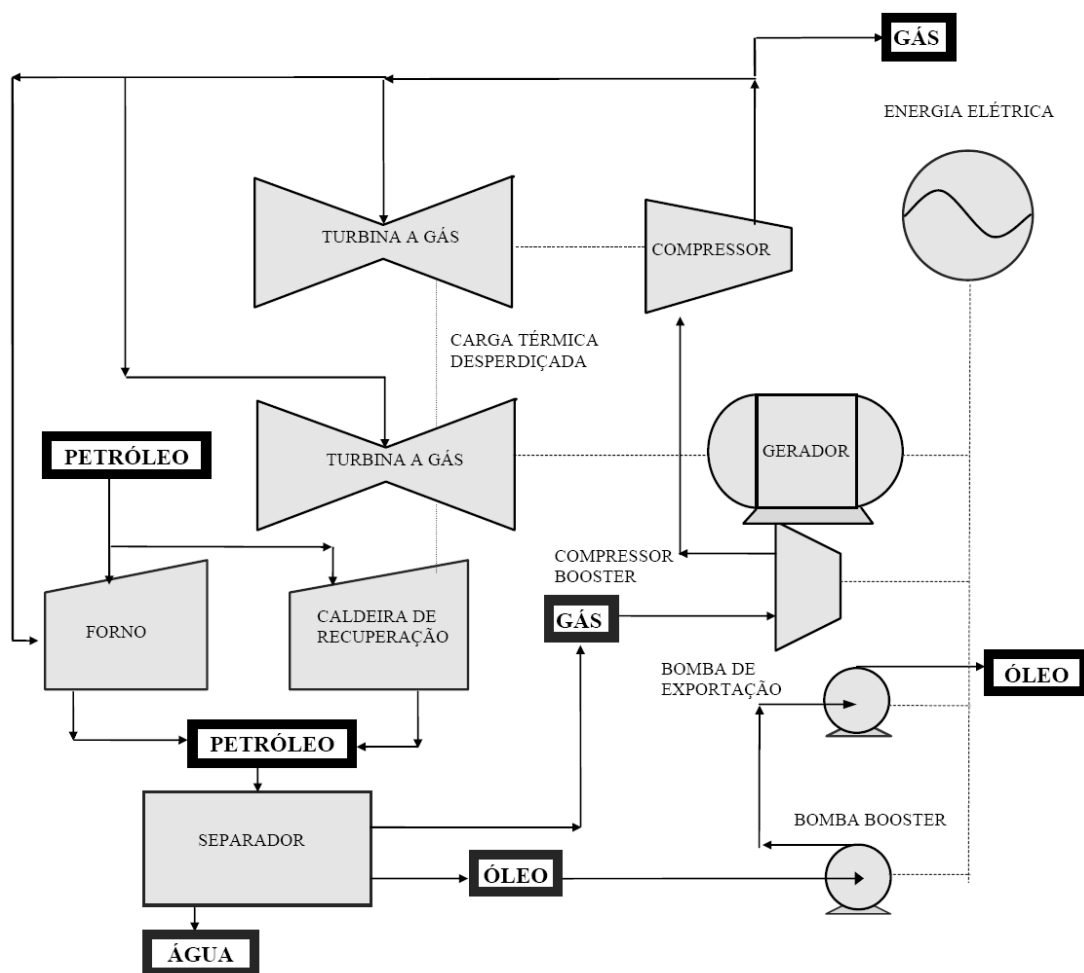


Figura 1.2: Representação esquemática de uma planta de processamento primário de petróleo.

Em uma plataforma offshore, que possui diversos cenários de operação como nos métodos de elevação artificial citados, ocorrem diversos processos para o processamento do petróleo proveniente dos poços conforme mostrado na Fig. (1.2). Nestas plataformas offshore o petróleo é separado em água, óleo e gás. A água geralmente é jogada fora de volta ao mar, o óleo é bombeado e o gás é comprimido e mandado para as refinarias. Este mesmo gás serve também para a geração de energia elétrica, potência mecânica e produção de água quente em turbinas a gás, motores e caldeiras. A energia e potência geradas são utilizadas em equipamentos como

bombas e compressores utilizados no próprio processamento do petróleo. Já a água quente é utilizada para o aquecimento do petróleo antes de seu processamento.

Devido à complexidade das interações dentre os diversos processos que ocorrem em plataformas offshore, torna-se necessária uma análise mais detalhada deles para uma avaliação de seu desempenho, visando também seu aprimoramento para um melhor aproveitamento energético no sistema. É justamente neste contexto que se insere este trabalho.

1.1 Objetivo do trabalho

O objetivo deste trabalho de formatura é construir um modelo para a simulação dos processos de conversão de energia que ocorrem em uma plataforma de extração de petróleo. A construção deste modelo é parte de um projeto de pesquisa que pretende realizar uma comparação entre métodos de processamento primário (extração) de petróleo tais como o bombeamento multifásico submarino mostrado na Fig. (1.3) e o “gas-lift” mostrado na Fig. (1.4).

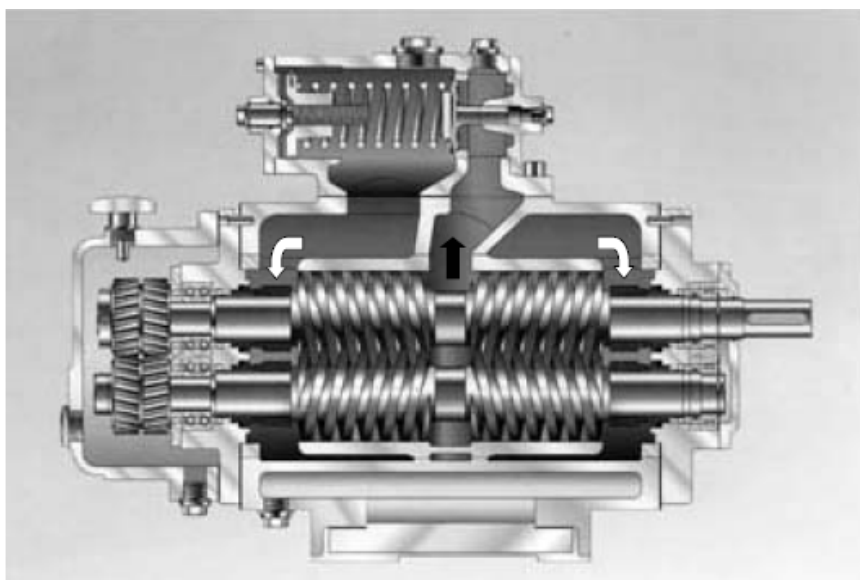


Figura 1.3: Configuração típica de uma bomba multifásica de duplo parafuso (fabricante: Leistritz, modelo L4 HK) – sucção pelos flancos (setas vazadas) e descarga pelo centro (seta cheia).

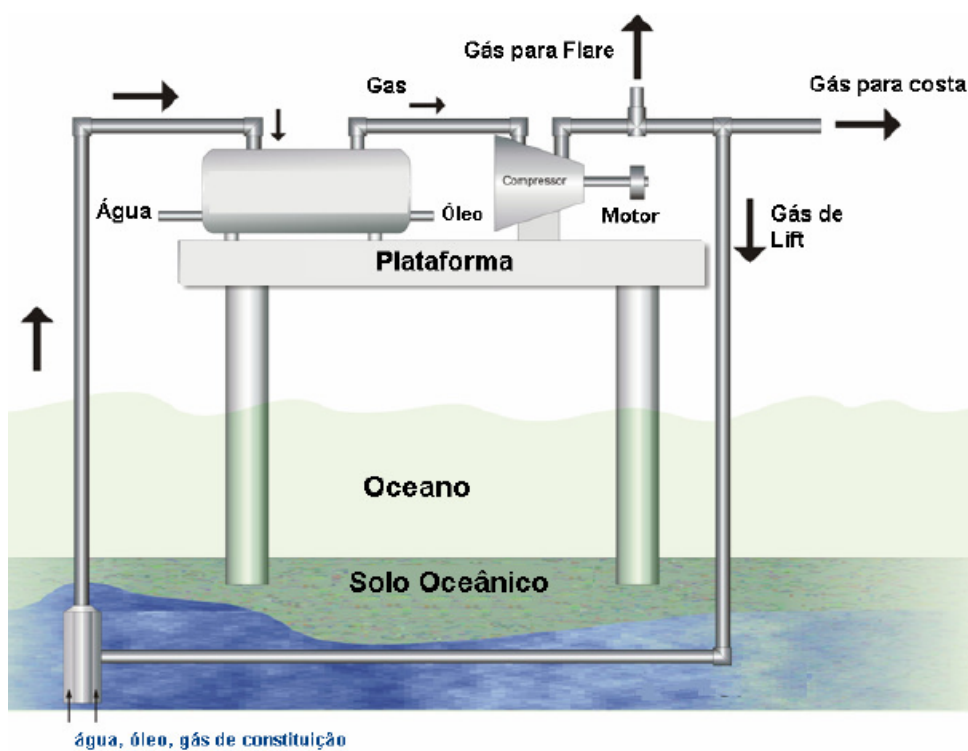


Figura 1.4: Esquema do mecanismo de “gas-lift” instalado numa plataforma off-shore.

2 METODOLOGIA

Este trabalho tem por finalidade estudar os processos que ocorrem em uma plataforma de petróleo para comparação de dois mecanismos diferentes de elevação artificial de petróleo. Para isto, um estudo dos componentes e processos realizados na plataforma foi realizado. Este se divide em duas etapas: módulo de separação do óleo, gás e água do petróleo e o sistema de cogeração que fornece energia e água quente.

Para a modelagem e simulação dos processos, a planta de processos de Garoupa e a sistema de cogeração da plataforma de Marlim, o mesmo estudado por Oliveira e Van Hombeeck (1997), serão tomados como base de referência para uma plataforma genérica.

2.1 Planta de processos

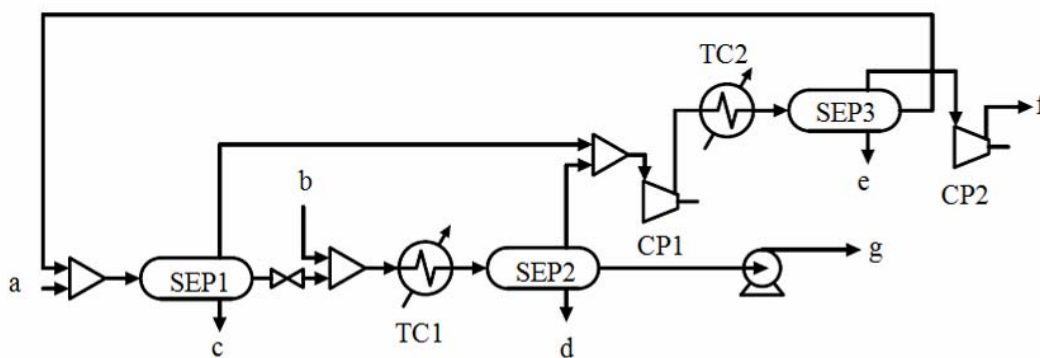


Figura 2.1: Planta de Processos.

Tabela 2.1: Substâncias na entrada e saída da Planta de Garoupa.

Seção	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
Substância	petróleo	petróleo	água	água	água	gás	óleo

A planta de processos genérica é mostrada na Fig. (2.1). Ela é alimentada com petróleo proveniente dos poços no fundo do mar. Assim que chega à plataforma, este petróleo segue para um trocador de calor onde é aquecido e vai para as duas entradas

(*a* e *b*) do sistema (as substâncias das entradas e saídas deste sistema estão na Tab. (2.1)). Da entrada (*a*), o petróleo é misturado com o óleo retirado do gás no módulo de compressão de gás da planta. Esta mistura segue para o separador trifásico 1 (SEP1) que separa água (*c*), óleo e gás. Em seguida o óleo é misturado com outra parte do petróleo proveniente do poço (*b*). Após a mistura, ele passa pelo trocador de calor 1 (TC1) sendo então resfriado. Há uma nova separação do petróleo a água (*d*), o óleo e gás no separador 2 (SEP2). O óleo separado segue para uma bomba no qual é bombeado. Os gases retirados dos separadores 1 e 2 se misturam e se dirigem ao primeiro compressor (CP1) que aumenta a pressão da mistura de gases resultante. O gás comprimido passa pelo trocador de calor 2 (TC2) para ser resfriado e vai para o terceiro e último separador (SEP3), que separa novamente água (*e*), óleo e gás(*f*) desta mistura. O gás extraído passa por mais um compressor (CP2) e o óleo volta para o início do processo para se misturar com o petróleo proveniente do poço (*a*) conforme dito anteriormente. As três saídas de água dos separadores (*c*, *d* e *e*) são descartadas.

Deste sistema de separação do petróleo, temos dois compressores e uma bomba que consomem potência e o petróleo proveniente dos poços que utiliza calor de algum sistema auxiliar para o seu aquecimento. Estas potências e carga de aquecimento serão fornecidas por um sistema auxiliar de cogeração.

2.2 Sistema de cogeração – Fornecimento de energia elétrica

Os sistemas de cogeração normalmente são utilizados para produzir simultaneamente energia elétrica e calor útil, configurando uma tecnologia adequada para a utilização racional de energia. Eles podem ser divididos em tradicionais e não-tradicionais. Os tradicionais são utilizados para geração de vapor de processo, sendo a eletricidade um produto secundário. Os não-tradicionais têm como principal objetivo a produção de energia elétrica, e como produto secundário a geração de vapor, no qual se enquadra o sistema de cogeração utilizado neste tipo de plataforma.

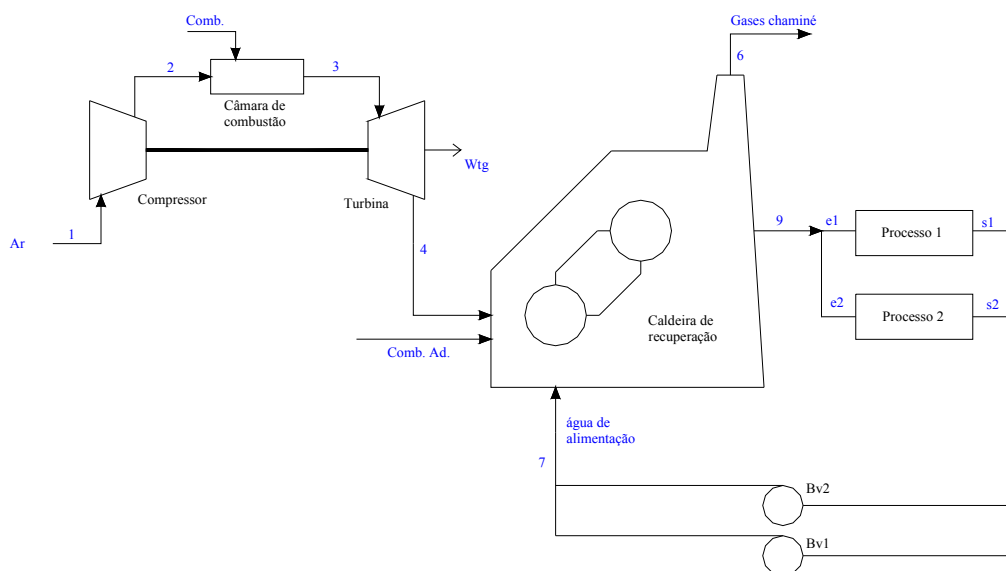


Figura 2.2: Sistema de cogeração.

O sistema de cogeração genérico utilizado será como o mostrado na Fig. (2.2), composto pelos seguintes componentes: compressor, câmara de combustão, turbina a gás, caldeira de recuperação, trocador de calor e bomba.

Este sistema é responsável por fornecer a energia elétrica necessária aos compressores e bombas como produto primário, e o calor utilizado para aquecer o petróleo na entrada da plataforma como produto secundário. No sistema de cogeração temos diversos equipamentos: o compressor comprime o ar que será utilizado na queima do combustível na câmara de combustão. Os gases resultantes da combustão passam para a turbina, gerando assim a energia elétrica que alimenta as

bombas, compressores e outros equipamentos da plataforma. Os gases de escape da turbina passam então pela caldeira de recuperação, onde aquecem água de processo. Na caldeira, quando os gases sozinhos não conseguem fornecer a energia requisitada para o aquecimento desta água, combustível adicional pode ser queimado para suprir esta demanda. Então esta água é usada para algum processo como o aquecimento do petróleo. Depois esta água é bombeada novamente para a caldeira, onde é aquecida novamente.

Neste item, serão feitos a descrição e o equacionamento da parte do sistema de cogeração responsável pela produção de seu principal produto, a energia elétrica. Os componentes deste sistema são o compressor, a câmara de combustão e a turbina a gás.

2.2.1 Gás natural

O gás natural extraído na plataforma, que é o combustível utilizado no sistema de cogeração, é constituído basicamente por metano e outros alcanos. Sua composição pode ser descrita da seguinte forma:

$$\text{Gás natural} = y_1\text{CH}_4 + \sum_2^{10} y_n\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + y_{11}\text{N}_2 + y_{12}\text{CO}_2 + y_{13}\text{H}_2\text{O} \quad (2.2-1)$$

A combustão do gás natural é descrita como

$$y_1\text{CH}_4 + \sum_2^{10} y_n\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + y_{11}\text{N}_2 + y_{12}\text{CO}_2 + y_{13}\text{H}_2\text{O} + \alpha \left(1 + \frac{X}{100} \right) (\text{O}_2 + 3,76\text{N}_2) \rightarrow p\text{CO}_2 + q\text{H}_2\text{O} + u\text{N}_2 + z\text{O}_2 \quad (2.2-2)$$

Sendo: α = quantidade de ar, em kmol, para combustão completa de 1 kmol de combustível;

X = excesso de ar na turbina a gás (em %);

y_n = fração molar do componente do combustível;

p , q , u e z = quantidade, em kmol, dos produtos da reação para 1 kmol de combustível.

2.2.2 Relação ar/combustível (RAC)

A relação ar/combustível é geralmente a relação entre a vazão mássica de ar sobre a vazão mássica de combustível utilizado. Como o equacionamento neste trabalho será realizado para 1 kmol de combustível, o RAC será a relação entre as vazões molares de ar e de combustível. Para a combustão completa de um kmol de combustível precisamos de $\alpha(1 + 3,76)$ kmol de ar e, portanto, para a combustão com excesso de ar:

$$\text{RAC} = \alpha(1 + 3,76) \left(1 + \frac{X}{100} \right) \quad (2.2-3)$$

2.2.3 Compressor

O compressor é um equipamento industrial concebido para aumentar a pressão de um fluido em estado gasoso, como ar, vapor de água, hidrogênio. O compressor utilizado neste sistema de cogeração tem por finalidade aumentar a pressão do ar atmosférico antes del entrar na câmara de combustão.

O estado de referência (*Estado 0*) é composto pelas seguintes informações:

$$T_0 = 298,15 \text{ K} \quad (2.2-4)$$

$$P_0 = 101,325 \text{ kPa} \quad (2.2-5)$$

Na entrada do compressor (*Estado 1*), temos ar nas condições ambientes, que consideraremos como sendo iguais às condições do estado de referência:

$$P_1 = P_0 \quad (2.2-6)$$

$$T_1 = T_0 \quad (2.2-7)$$

$$h_1 = \text{entalpia}(\text{ar}, T_1) \quad (2.2-8)$$

$$s_1 = \text{entropia}(\text{ar}, T_1, P_1) \quad (2.2-9)$$

E na saída do compressor (*Estado 2*):

$$P_2 = r_p P_1 \quad (2.2-10)$$

$$T_{2i} = \text{temperatura}(\text{ar}, s_1, P_2) \quad (2.2-11)$$

$$h_{2i} = \text{entalpia}(\text{ar}, T_{2i}) \quad (2.2-12)$$

$$h_2 = \frac{h_{2i} - h_1}{R_c} + h_1 \quad (2.2-13)$$

$$s_2 = \text{entropia}(ar, h_2, P_2) \quad (2.2-14)$$

$$T_2 = \text{temperatura}(ar, s_2, P_2) \quad (2.2-15)$$

Sendo: r_p = relação de compressão;

índice i (T_{2i} e h_{2i}) = estado isentrópico;

R_c = rendimento isentrópico do compressor.

O trabalho utilizado na compressão é

$$W_c = RAC \frac{h_2 - h_1}{\eta_{mec}} \quad (2.2-16)$$

Sendo: W_c = trabalho de compressão de um mol de combustível

η_{mec} = rendimento mecânico do compressor.

2.2.4 Câmara de combustão

A câmara de combustão é um espaço para onde o ar comprimido é levado no qual ocorre a combustão de um determinado combustível (neste caso, gás natural). O estado de entrada na câmara de combustão é o *Estado 2*. O processo de combustão é considerado adiabático e, portanto, a entalpia de entrada da câmara é igual a entalpia de saída. O combustível que entra na câmara está na temperatura de referência T_0 .

$$\begin{aligned} H_R = & y_1 \text{entalpia}(\text{CH}_4, T_0) + \sum_2^{10} y_n \text{entalpia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_0) + \\ & + y_{11} \text{entalpia}(\text{N}_2, T_0) + y_{12} \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_0) + \\ & + y_{13} \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_0) + \\ & + \alpha \left(1 + \frac{X}{100} \right) (\text{entalpia}(\text{O}_2, T_2) + 3,76 \text{entalpia}(\text{N}_2, T_2)) \end{aligned} \quad (2.2-17)$$

$$\begin{aligned} H_p = & p \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_3) + q \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_3) + \\ & + u \text{entalpia}(\text{N}_2, T_3) + z \text{entalpia}(\text{O}_2, T_3) \end{aligned} \quad (2.2-18)$$

$$H_R = H_p = h_3 \text{ (Adiabático)} \quad (2.2-19)$$

$$P_3 = P_2 \text{ (Isobárico)} \quad (2.2-20)$$

O estado de saída da câmara de combustão, o *Estado 3*, possui as pressões parciais dos gases:

$$P_{3,CO_2} = \frac{p P_3}{p + q + u + z} \quad (2.2-21)$$

$$P_{3,H_2O} = \frac{q P_3}{p + q + u + z} \quad (2.2-22)$$

$$P_{3,N_2} = \frac{u P_3}{p + q + u + z} \quad (2.2-23)$$

$$P_{3,O_2} = \frac{z P_3}{p + q + u + z} \quad (2.2-24)$$

E a entropia resultante destes gases:

$$s_3 = p \text{ entropia}(C O_2, T_3, P_{3,CO_2}) + q \text{ entropia}(H_2 O_{\text{vapor}}, T_3, P_{3,H_2O}) + \\ + u \text{ entropia}(N_2, T_3, P_{3,N_2}) + z \text{ entropia}(O_2, T_3, P_{3,O_2}) \quad (2.2-25)$$

2.2.5 Turbina a gás

Uma turbina a vapor é uma máquina motriz que utiliza a elevada energia cinética da massa de vapor expandido, fazendo com que forças consideráveis, devido à variação de velocidade, atuem sobre as pás ao rotor. As forças, aplicadas às pás, determinam um momento motor resultante, que faz o rotor girar. Estas turbinas são usadas para o acionamento de geradores elétricos, compressores, turbo-bombas sopradores.

O estado de entrada da turbina é o de saída da câmara de combustão, o *Estado 3*, definido no item anterior. Para a saída, *Estado 4*, temos as seguintes equações, considerando a pressão de saída sendo igual a ambiente:

$$P_4 = P_1 \quad (2.2-26)$$

$$P_{4,CO_2} = \frac{p P_4}{p + q + u + z} \quad (2.2-27)$$

$$P_{4,H_2O} = \frac{q P_4}{p + q + u + z} \quad (2.2-28)$$

$$P_{4,N_2} = \frac{u P_4}{p + q + u + z} \quad (2.2-29)$$

$$P_{4,O_2} = \frac{z P_4}{p + q + u + z} \quad (2.2-30)$$

$$T_{4i} = \frac{T_3}{r_p^{\frac{k_t-1}{k_t}}} \quad (2.2-31)$$

$$T_4 = T_3 - R_t(T_3 - T_{4i}) \quad (2.2-32)$$

$$h_4 = p \text{ entalpia}(CO_2, T_4) + q \text{ entalpia}(H_2O, T_4) + \\ + u \text{ entalpia}(N_2, T_4) + z \text{ entalpia}(O_2, T_4) \quad (2.2-33)$$

$$s_4 = p \text{ entropia}(CO_2, T_4, P_{4,CO_2}) + q \text{ entropia}(H_2O_{\text{vapor}}, T_4, P_{4,H_2O}) + \\ + u \text{ entropia}(N_2, T_4, P_{4,N_2}) + z \text{ entropia}(O_2, T_4, P_{4,O_2}) \quad (2.2-34)$$

Sendo: r_p = relação de compressão;

k_t = expoente politrópico para processo isentrópico;

R_t = rendimento da turbina;

índice i (T_{2i} e h_{2i}) = estado isentrópico.

E temos que o trabalho fornecido é

$$W_t = (h_3 - h_4) \eta_{\text{mec}} \quad (2.2-35)$$

Sendo: W_t = trabalho fornecido pela turbina para um mol de combustível

η_{mec} = rendimento mecânico da turbina.

2.2.6 Vazão mássica para suprir a demanda de energia

Como dito anteriormente, os equacionamentos acima foram feito em função de um kmol de combustível. Portanto, para suprir a demanda de energia requisitada na plataforma, devemos calcular que a vazão molar de combustível para isto:

$$MM_{\text{comb}} = \frac{W_{\text{tg}}}{(W_t - W_c) \eta_{\text{trans}} \eta_{\text{ger}}} \quad (2.2-36)$$

Sendo: MM_{comb} = vazão molar de combustível;

W_{tg} = potência requisitada;

η_{trans} = rendimento de transmissão;

η_{ger} = rendimento de gerador.

E também, podemos calcular a vazão mássica necessária:

$$M_{\text{comb}} = y_1 M_{\text{CH}_4} + \sum_2^{10} y_n M_{\text{C}_n\text{H}_{2n+2}} + y_{11} M_{\text{N}_2} + y_{12} M_{\text{CO}_2} + y_{13} M_{\text{H}_2\text{O}} \quad (2.2-37)$$

Sendo: M_{comb} = massa molecular do combustível;

M_x = massa molecular de cada componente;

$$m_{\text{comb}} = MM_{\text{comb}} \cdot M_{\text{comb}} \quad (2.2-38)$$

Sendo: m_{comb} = vazão mássica de combustível.

2.3 Sistema de cogeração - Fornecimento de água quente

Os gases de saída da turbina a gás são utilizados na caldeira de recuperação, juntamente com combustível adicional se necessário, para a produção de água quente, produto secundário deste processo. Os componentes neste sistema são a caldeira de recuperação, o trocador de calor e a bomba.

2.3.1 Saída da caldeira de recuperação

A água quente proveniente da saída da caldeira de recuperação, *Estado 9*, tem as seguintes propriedades:

$$h_9 = \text{entalpia}(\text{água}, x = 0, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-1)$$

$$s_9 = \text{entropia}(\text{água}, x = 0, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-2)$$

$$T_9 = \text{temperatura}(\text{água}, x = 0, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-3)$$

Sendo: x = título da água;

P_{cald} = pressão na caldeira.

2.3.2 Processo 1 – Aquecimento de petróleo

O processo 1 é caracterizado por ocorrer em um trocador de calor, onde a água quente produzida na caldeira de recuperação aquece petróleo vindo do poço.

Como dados deste processo 1, temos a temperatura de entrada, a pressão (igual a pressão da caldeira), a vazão mássica de água e a quantidade de calor requisitada, portanto:

$$h_{e1} = \text{entalpia}(\text{água}, T_{e1}, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-4)$$

$$s_{e1} = s_9 \quad (2.3-5)$$

$$h_{s1} = h_{e1} - \frac{Q_{\text{cons1}} M_{\text{H}_2\text{O}}}{m_{\text{cons1}}} \quad (2.3-6)$$

$$s_{s1} = \text{entropia}(\text{água}, h_{s1}, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-7)$$

$$T_{s1} = \text{temperatura}(\text{água}, h_{s1}, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-8)$$

Sendo: T_{e1} = temperatura de entrada do processo 1;

Q_{cons1} = carga de aquecimento do processo 1;

$M_{\text{H}_2\text{O}}$ = massa molecular da água;

m_{cons1} = vazão de água do processo 1.

2.3.3 Entrada da caldeira de recuperação

A água quente retorna à caldeira de recuperação, *Estado 7*, através de uma bomba instalada posteriormente ao trocador do processo 1:

$$h_7 = h_{s1} + \frac{W_{\text{bvt}} M_{\text{H}_2\text{O}}}{m_{\text{cons1}}} \quad (2.3-9)$$

$$T_7 = \text{temperatura}(\text{água}, h_7, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-10)$$

$$s_7 = \text{entropia}(\text{água}, h_7, P_{\text{cald}}) \quad (2.3-11)$$

Sendo: W_{bvt} = potência de bombeamento do processo 1;

$M_{\text{H}_2\text{O}}$ = massa molecular da água;

m_{cons1} = vazão de água do processo 1.

2.3.4 Caldeira de recuperação

Na caldeira de recuperação, entram os gases provindos da saída da turbina a gás, *Estado 4*, e a água quente de aquecimento do processo 1, *Estado 7*. Na saída, encontram-se os gases eliminados na chaminé, *Estado 6*, e a água quente aquecida, que será utilizada no processo 1, *Estado 9*. A diferença de temperatura entre entrada da água e saída dos gases é um parâmetro de entrada determinado pelo approach e pinch point.

Para $ap = 10$ (approach), temos $pp = 50$ (pinch point).

A partir destas considerações, podemos equacionar o sistema:

$$T_6 = T_7 + pp \quad (2.3-12)$$

A entalpia de saída dos gases da turbina (H_o) na saída:

$$H_o = p \text{ entalpia}(C O_2, T_6) + q \text{ entalpia}(H_2O, T_6) + u \text{ entalpia}(N_2, T_6) + z \text{ entalpia}(O_2, T_6) \quad (2.3-13)$$

E a vazão de água quente que pode ser fornecida pelos gases da turbina apenas:

$$m_{vap} = \frac{\eta_{cald} MM_{comb} (h_4 - H_o)}{\frac{(h_9 - h_7)}{M_{H_2O}}} \quad (2.3-14)$$

Sendo: m_{vap} = vazão de água quente fornecida pela caldeira somente com os gases da turbina;

η_{cald} = eficiência de troca de calor na caldeira.

Se esta vazão m_{vap} for menor do que a requisitada pelo processo 1, m_{cons1} , combustível adicional deve ser queimado.

2.3.4.1 Combustível adicional queimado

A vazão de água quente adicional quando m_{vap} for menor do que m_{cons1} , é igual a m_{vapad} :

$$m_{vapad} = m_{cons1} - m_{vap} \quad (2.3-15)$$

Sendo: m_{vapad} = vazão de água quente adicional requerida para a carga Q_{cons1} .

Para a produção desta quantidade de água quente, necessitaremos de uma quantidade de energia adicional:

$$\Delta H_{\text{vapad}} = \frac{m_{\text{vapad}}(h_9 - h_7)}{M_{\text{H}_2\text{O}}} \quad (2.3-16)$$

Sendo: ΔH_{vapad} = quantidade de energia adicional;

Esta energia será provinda da combustão de combustível adicional:

$$MM_{\text{combad}} = \frac{\Delta H_{\text{vapad}}}{\eta_{\text{cald}} \text{PCI}} \quad (2.3-17)$$

Sendo: MM_{combad} = vazão molar de combustível adicional;

Admite-se que os gases de exaustão da turbina são utilizados como comburente do combustível adicional (“ar” pré-aquecido a T_4) e que o combustível entra a temperatura ambiente. Fez-se o cálculo para 1 kmol de combustível queimado para turbina.

$$K_{\text{mm}} = \frac{MM_{\text{combad}}}{MM_{\text{comb}}} \quad (2.3-18)$$

$$K_{\text{mm}} \left(y_1 \text{CH}_4 + \sum_2^{10} y_n \text{C}_n \text{H}_{2n+2} + y_{11} \text{N}_2 + y_{12} \text{CO}_2 + y_{13} \text{H}_2\text{O} \right) + \\ + p \text{CO}_2 + q \text{H}_2\text{O} + u \text{N}_2 + z \text{O}_2 \rightarrow pqa \text{CO}_2 + qqa \text{H}_2\text{O} + uqa \text{N}_2 + zqa \text{O}_2 \quad (2.3-19)$$

Considerando a combustão adiabática, obtemos o estado dos produtos da reação, *Estado 5*:

$$H_{\text{R1}} = K_{\text{mm}} (y_1 \text{entalpia}(\text{CH}_4, T_0) + \sum_2^{10} y_n \text{entalpia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_0) + \\ + y_{11} \text{entalpia}(\text{N}_2, T_0) + y_{12} \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_0) + \\ + y_{13} \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_0)) + p \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_4) + \\ + q \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_4) + u \text{entalpia}(\text{N}_2, T_4) + z \text{entalpia}(\text{O}_2, T_4) \quad (2.3-20)$$

$$H_{\text{P1}} = pqa \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_5) + qqa \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_5) + \\ + uqa \text{entalpia}(\text{N}_2, T_5) + zqa \text{entalpia}(\text{O}_2, T_5) \quad (2.3-21)$$

$$H_{\text{R1}} = H_{\text{P1}} = h_5 \text{ (Adiabático)} \quad (2.3-22)$$

E a pressão total e parciais:

$$P_5 = P_4 \text{ (Isobárico)} \quad (2.3-23)$$

$$P_{5,\text{CO}_2} = \frac{pqa P_5}{pqa + qqa + uqa + zqa} \quad (2.3-24)$$

$$P_{5,\text{H}_2\text{O}} = \frac{qqa P_5}{pqa + qqa + uqa + zqa} \quad (2.3-25)$$

$$P_{5,N_2} = \frac{uqa P_5}{pqa + qqa + uqa + zqa} \quad (2.3-26)$$

$$P_{5,O_2} = \frac{zqa P_5}{pqa + qqa + uqa + zqa} \quad (2.3-27)$$

E a entropia resultante destes gases:

$$s_5 = pqa \text{ entropia}(C O_2, T_5, P_{5,CO_2}) + qqa \text{ entropia}(H_2O_{\text{vapor}}, T_5, P_{5,H_2O}) + \\ + uqa \text{ entropia}(N_2, T_5, P_{5,N_2}) + zqa \text{ entropia}(O_2, T_5, P_{5,O_2}) \quad (2.3-28)$$

Na saída da chaminé, *Estado 6*:

$$T_6 = T_7 + pp \quad (2.3-12)$$

$$P_6 = P_5 \text{ (Isobárico)} \quad (2.3-29)$$

$$P_{6,CO_2} = P_{5,CO_2} \quad (2.3-30)$$

$$P_{6,H_2O} = P_{5,H_2O} \quad (2.3-31)$$

$$P_{6,N_2} = P_{5,N_2} \quad (2.3-32)$$

$$P_{6,O_2} = P_{5,O_2} \quad (2.3-33)$$

$$h_6 = pqa \text{ entalpia}(C O_2, T_6) + qqa \text{ entalpia}(H_2O, T_6) + \\ + uqa \text{ entalpia}(N_2, T_6) + zqa \text{ entalpia}(O_2, T_6) \quad (2.3-34)$$

$$s_6 = pqa \text{ entropia}(C O_2, T_6, P_{6,CO_2}) + qqa \text{ entropia}(H_2O_{\text{vapor}}, T_6, P_{6,H_2O}) + \\ + uqa \text{ entropia}(N_2, T_6, P_{6,N_2}) + zqa \text{ entropia}(O_2, T_6, P_{6,O_2}) \quad (2.3-35)$$

2.4 Sistema de elevação artificial de petróleo

Os sistemas de elevação de petróleo são uma das aplicações possíveis para o modelo do sistema de processamento mostrado nos itens 2.1 a 2.3. Eles serão utilizados neste trabalho para uma comparação preliminar dos dois métodos.

2.4.1 “Gas-lift”

O “gas-lift” é o método mais comum de elevação artificial na produção de petróleo. Seu princípio básico consiste em diminuir o gradiente de pressão no líquido no topo do poço através do gás injetado. A mistura resultante torna-se mais leve do que o óleo original de modo que com a pressão menor, a produção aumenta.

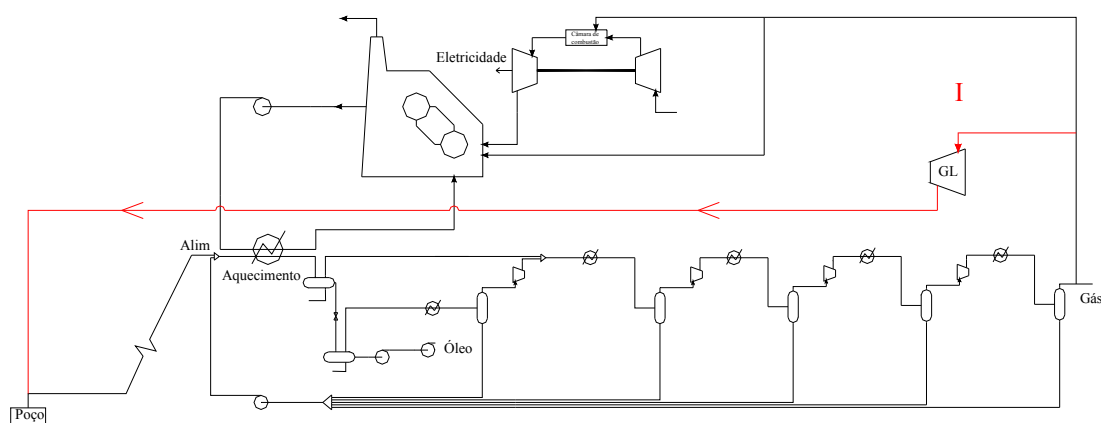


Figura 2.3: Desenho esquemático da planta de processos do conjunto plataforma/GL

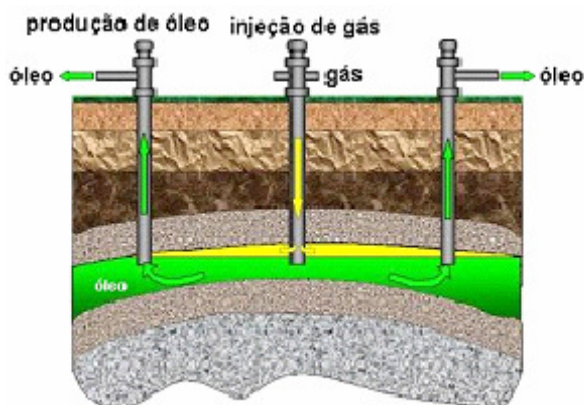


Figura 2.4: Mecanismo de “gas-lift”

O mecanismo utilizado no “gas-lift” é basicamente um compressor que comprime o gás natural proveniente do sistema de cogeração e o envia para o poço. As equações do compressor são semelhantes às do compressor de ar do sistema de geração de energia elétrica:

A entrada do compressor de “gas-lift” (*Estado I*) é a saída do compressor de gás do módulo de processamento primário de petróleo (f).

$$P_I = P_f \quad (2.4-1)$$

$$T_I = T_f \quad (2.4-2)$$

$$h_I = y_1 \text{entalpia}(\text{C H}_4, T_I) + \sum_2^{10} y_n \text{entalpia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_I) + \\ + y_{11} \text{entalpia}(\text{N}_2, T_I) + y_{12} \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_I) + \\ + y_{13} \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_I) \quad (2.4-3)$$

$$s_I = y_1 \text{entropia}(\text{C H}_4, T_I, y_1 P_I) + \sum_2^{10} y_n \text{entropia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_I, y_n P_I) + \\ + y_{11} \text{entropia}(\text{N}_2, T_I, y_{11} P_I) + y_{12} \text{entropia}(\text{CO}_2, T_I, y_{12} P_I) + \\ + y_{13} \text{entropia}(\text{H}_2\text{O}, T_I, y_{13} P_I) \quad (2.4-4)$$

onde $y_i P_I$ é a pressão parcial do gás analisado na entrada.

E na saída do compressor (*Estado II*), a pressão é igual à pressão do poço:

$$P_{II} = P_{\text{poço}} \quad (2.4-5)$$

Considerando o processo isentrópico, obtemos a temperatura isentrópica (T_{IIi}):

$$s_I = y_1 \text{entropia}(\text{C H}_4, T_{IIi}, y_1 P_{II}) + \sum_2^{10} y_n \text{entropia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_{IIi}, y_n P_{II}) + \\ + y_{11} \text{entropia}(\text{N}_2, T_{IIi}, y_{11} P_{II}) + y_{12} \text{entropia}(\text{CO}_2, T_{IIi}, y_{12} P_{II}) + \\ + y_{13} \text{entropia}(\text{H}_2\text{O}, T_{IIi}, y_{13} P_{II}) \quad (2.4-6)$$

onde $y_i P_{IIi}$ é a pressão parcial do gás analisado na saída.

$$h_{IIi} = y_1 \text{entalpia}(\text{C H}_4, T_{IIi}) + \sum_2^{10} y_n \text{entalpia}(\text{C}_n \text{H}_{2n+2}, T_{IIi}) + \\ + y_{11} \text{entalpia}(\text{N}_2, T_{IIi}) + y_{12} \text{entalpia}(\text{CO}_2, T_{IIi}) + \\ + y_{13} \text{entalpia}(\text{H}_2\text{O}, T_{IIi}) \quad (2.4-7)$$

$$h_{II} = \frac{h_{IIi} - h_I}{R_c} + h_I \quad (2.4-8)$$

Sendo: índice i (T_{IIi} e h_{IIi}) = estado isentrópico.

R_c = rendimento isentrópico do compressor

O trabalho utilizado na compressão é

$$W_{gl} = \frac{h_{II} - h_I}{\eta_{mec}} \quad (2.4-9)$$

Sendo: W_{gl} = trabalho de compressão para um mol de gás natural;

η_{mec} = rendimento mecânico do compressor.

2.4.2 Bomba multifásica

O método de elevação artificial através da bomba multifásica é algo novo e ainda em desenvolvimento. Esta bomba é uma máquina de fluxo capaz de adicionar energia diretamente a um fluido multifásico, reduzindo-se assim custos. Seu processo consiste em pressurizar o petróleo não processado proveniente de poços em grande profundidade para unidades de produção estacionárias localizadas a grandes distâncias, preferencialmente em águas rasas. Desenvolvendo-se assim poços onde a grande profundidade inviabilizaria a utilização de plataformas marítimas devido ao custo elevado. Outra aplicação possível é o transporte de petróleo em superfície.

O mecanismo de bombeamento multifásico pode ser baseado no sistema de duplo parafuso (sistema de deslocamento positivo) ou helico-axiais (sistema centrífugo). No entanto, para as aplicações de extração de petróleo onde há uma alta pressão de sucção e grande variação do volume de gás, a melhor opção é a bomba de duplo parafuso.

Segundo Nakashima, a sua utilização apresenta vantagens como economia no equipamento, instrumentos e pessoal para operação. Mas possui em contrapartida um baixo rendimento energético (30 a 50%) comparado com outros equipamentos como bombas (60 a 70%) e compressores (70 a 90%). Possui, portanto, um menor investimento no equipamento e operação, mas apresenta um maior consumo de energia.

Para a simulação deste equipamento, foi utilizado um modelo simplificado que calcula a potência consumida pela bomba através da potência necessária para pressurizar o fluido e do rendimento do equipamento.

A potência necessária para pressurizar o fluido multifásico a uma dada vazão é dada pela seguinte equação:

$$W_{\text{mult}} = Q \Delta P \quad (2.4-10)$$

Sendo: W_{mult} = Potência necessária para pressurização do fluido;

Q = vazão do fluido;

ΔP = pressão fornecida ao fluido.

E a potência elétrica consumida para o acionamento desta bomba:

$$W_{\text{elet}} = \frac{W_{\text{mult}}}{\eta_{\text{mult}}} \quad (2.4-11)$$

Sendo: W_{elet} = trabalho para compressão do fluido;

η_{mult} = rendimento mecânico da bomba multifásica.

2.5 *Software de resolução das equações - EES*

Após o equacionamento do sistema de cogeração, ele foi implementado no software de simulação EES. O software comercial EES (Engineering Equation Solver) Academic Professional V7.942 resolve basicamente equações algébricas, como equações diferenciais, equações com variáveis complexas, além de fazer otimização, regressão linear e não-linear, gráficos e animações.

Ele possui uma característica interessante para a resolução das equações deste trabalho, pois ele possui um banco de dados com propriedades (como entalpia e entropia) de diversas substâncias como água (H₂O), CH₄, CO₂, N₂, etc, em diversas condições de temperatura e pressão facilitando a resolução das equações do sistema de cogeração. Outra característica interessante é a possibilidade de se trabalhar com as unidades das variáveis nas equações evitando erros como a soma de duas propriedades iguais com unidades diferentes.

Possui também uma janela gráfica, onde se pode desenhar o sistema analisado e no próprio desenho colocar e disponibilizar as variáveis de entrada e saída dos dados mais pertinentes à simulação.

3 RESULTADOS

O equacionamento foi realizado no software EES e desenhado o sistema de cogeração. Nesta janela foram adicionadas as principais variáveis de entrada e saída do sistema.

3.1 Entrada de dados

3.1.1 Sistema de processamento primário e cogeração

Para a entrada de dados referente ao módulo de separação, temos as seguintes potências e carga de aquecimento mostradas na Tab. (3.1):

Tabela 3.1: Insumos energéticos dos Módulos/Equipamentos.

INSUMO ENERGÉTICO	[kW]
Carga de aquecimento	53.098,7
Potência do compressor 1	10.974,5
Potência do compressor 2	5.702,6
Potência de bombeamento	2.532,4

A vazão mássica do gás natural da planta de processamento primário é de 53,518 t/h. A temperatura de saída do compressor (f) é 200,5°C e a pressão é 100 bar. A fração molar deste gás extraído do petróleo utilizada como combustível no sistema de cogeração é mostrado na Tab. (3.2):

Tabela 3.2: Fração molar do combustível.

Metano CH_4	Etano C_2H_6	Propano C_3H_8	Butano C_4H_{10}	Pentano C_5H_{12}
0,9892	0,0016	0,0009	0,0009	0,0008

Hexano C_6H_{14}	Octano C_8H_{18}	H_2O	N_2	CO_2
0,00020	0,0014	0,0032	0,0000	0,0000

As condições de referência são $P_0 = 101,3 \text{ kPa}$ e $T_0 = 298,2 \text{ K}$.

A seguir são descritos os rendimentos dos equipamentos na Tab. (3.3) e depois os dados de entrada relativos a cada componente.

Tabela 3.3: Rendimentos dos componentes.

Compressor (isentrópico)	Turbina (isentrópico)	Bomba	Mecânico	Transmissão	Gerador	Caldeira
0,84	0,93	0,70	0,95	0,95	0,95	0,80

Compressor: $r_p = 10$ e $k_c = 1,4$.

Câmara de combustão: $X = 275\%$.

Turbina a gás: $k_t = 1,33$.

Caldeira de recuperação: $P_{cald} = 800$ kPa e $p_p = 50$ K.

Processo 1: $T_{e1} = 427,2$ K; $P_{cons1} = 800$ kPa;

$Q_{cons1} = 53.098,7$ kW e $m_{cons1} = 102,5$ kg/s.

Bomba de água: $W_{bvt} = 137,5$ kW.

3.1.2 Condições do poço

As condições do poço foram obtidas dos dados de BARUZZI et al. (2001):

Tabela 3.4: Condições do poço (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	P_e (bar)
2000	220,4
2001	207,2
2010	245,1
2020	255,2

3.1.3 Mecanismos de elevação

A seguir são mostrados os dados utilizados dos mecanismos de elevação segundo BARUZZI et al. (2001):

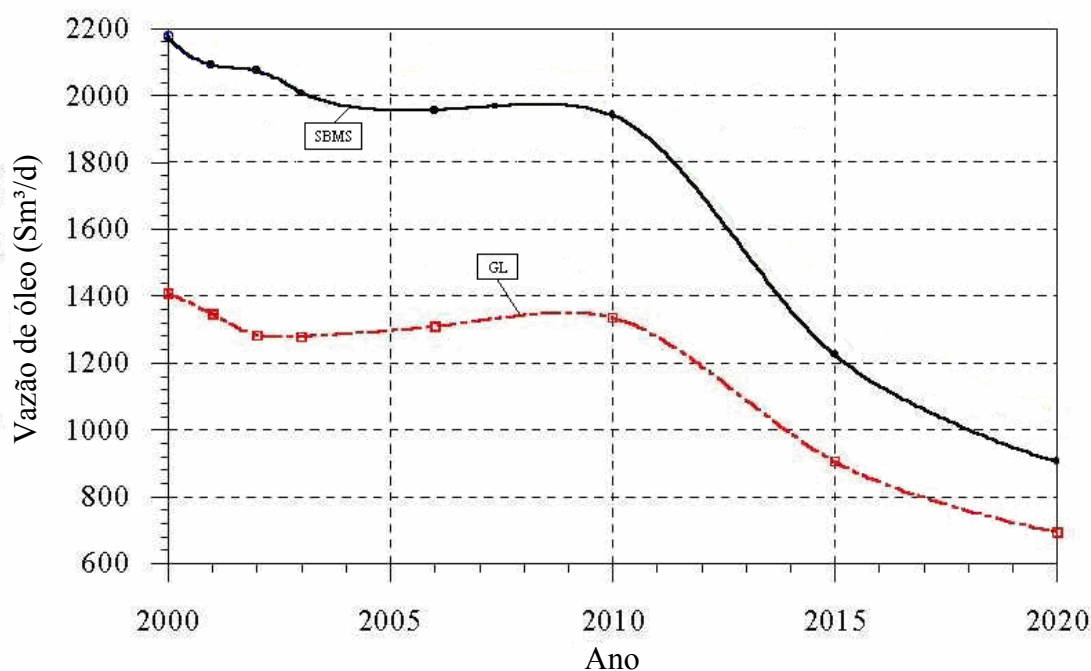


Figura 3.1: Vazão volumétrica de óleo ao longo dos anos: GL e SBMS-60 (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Tabela 3.5: Condições de operação para o GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
P (bar _g)	68,0	67,3	70,7	74,1
T (°C)	45,2	46,0	50,0	56,0
V _l (m³/h)	63,0	60,0	68,0	68,5
V _g (m³/h)	117,0	127,5	97,9	98,6
V _{gl} (Sm³/h)	4166,7	1666,7	4166,7	5833,3

Tabela 3.6: Condições de operação para o SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
P _s (bar _g)	51,9	62,0	53,0	43,7
ΔP (bar)	13,6	2,5	18,8	37,0
T _s (°C)	46,0	45,5	49,7	55,6
V _l (m³/h)	63,0	60,0	68,0	68,5
V _g (m³/h)	83,5	113,9	60,3	41,1
n (rpm)	519	630	456	393

3.2 Saída de dados

3.2.1 Sistema de processamento primário e cogeração

A configuração resultante com todos os dados de entrada descritos da seção anterior é mostrada na Fig. (3.2) já com os resultados da análise:

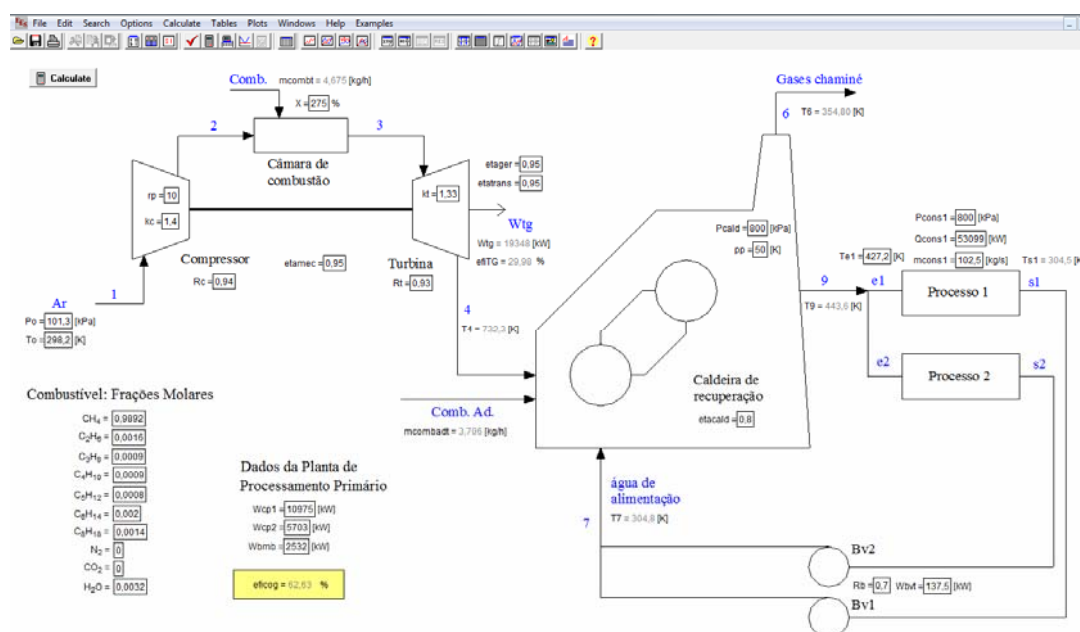


Figura 3.2: Janela do diagrama de cogeração elaborada no EES.

No caso analisado, para fornecer as potências necessárias para o processamento primário do petróleo desta configuração e da bomba de processos, há uma demanda de 4,765 t/h de combustível. Como a carga de aquecimento de petróleo é muito alta, sendo mais do que duas vezes a potência total requerida na turbina, há a necessidade de queimar adicional de combustível na caldeira. A vazão de combustível adicional é de 3,706 t/h de combustível.

Temos também a potência requisitada no sistema:

$$W_{tg} = W_{comp1} + W_{comp2} + W_{bmb} + W_{bvt} \quad (3.2-1)$$

Sendo: W_{comp1} = Potência do compressor 1 – Processamento Primário

W_{comp2} = Potência do compressor 2 – Processamento Primário

W_{bmb} = Potência de bombeamento – Processamento Primário

W_{bvt} = Potência de bombeamento de água – Processo 1

Possuindo um valor total de 19.348 kW nas soma de todas as potências consumidas por ambos sistemas.

Outro resultado importante é a eficiência da turbina a vapor, η_{TG} :

$$\eta_{TG} = \frac{W_{tg}}{MM_{comb} \cdot PCI} 100 \quad (3.2-2)$$

Este rendimento é o trabalho líquido disponibilizado pela turbina (sem considerar o trabalho realizado para acionar o compressor). Para o sistema analisado, este rendimento vale $\eta_{TG} = 29,98 \%$.

O rendimento do sistema de cogeração inteiro, η_{cog} :

$$\eta_{cog} = \frac{W_{tg} + Q_{cons1}}{(MM_{comb} + MM_{combad}) \cdot PCI} 100 \quad (3.2-3)$$

Neste sistema analisado, este rendimento vale $\eta_{cog} = 62,63 \%$.

3.2.2 Estudo paramétrico do sistema de cogeração

Com os dados mostrados no item 3.1, efetuou-se um estudo paramétrico deste sistema variando-se a potência requisitada na turbina a gás e carga térmica trocada no processo 1. A potência requisitada varia de 5.000 kW a 50.000 kW e a carga térmica de 0 a 90.000 kW. A vazão de água quente foi modificada para ser função da carga térmica ($m_{cons1} = 5 + \frac{Q_{cons1}}{500}$). Deve-se frisar que para este estudo não foi considerado nenhum tipo de limitação operacional, ou seja, fatores como potência, vazões mínimas e máximas foram ignorados, comparando-se assim somente os processos envolvidos. A partir destas duas variáveis foram avaliados dois parâmetros: a eficiência do sistema de cogeração e a vazão de massa adicional requisitada.

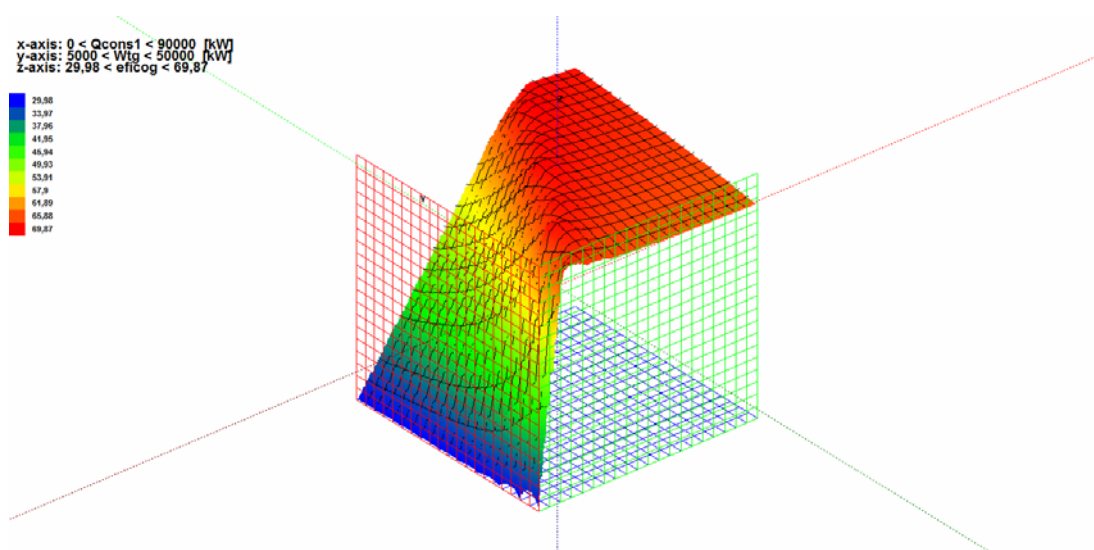


Figura 3.3: Gráfico do rendimento do sistema de cogeração por potência e carga térmica¹

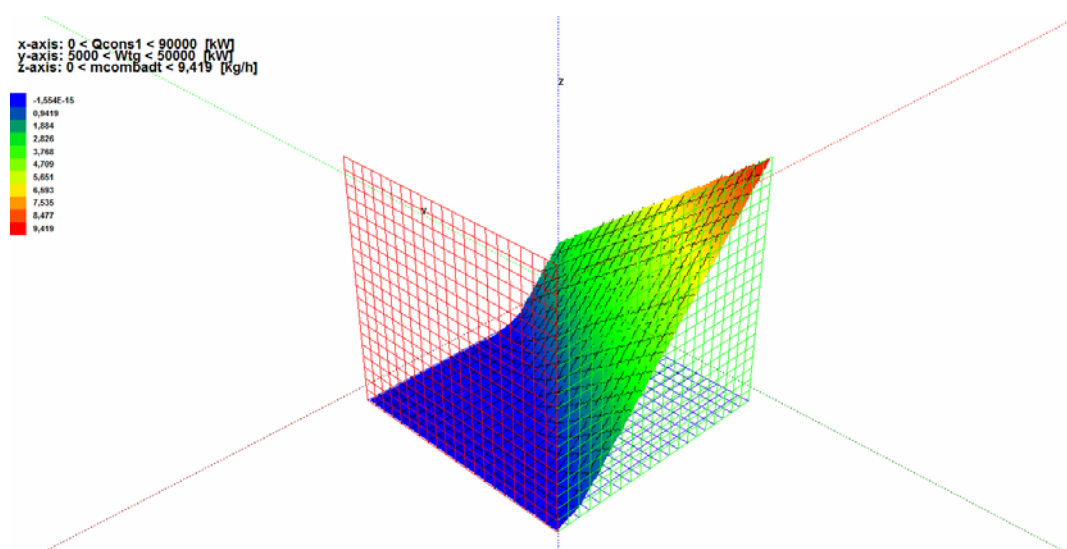


Figura 3.4: Gráfico de vazão adicional de combustível do sistema de cogeração por potência e carga térmica¹

¹ Eixo x - eixo vermelho: Carga Térmica
Eixo y - eixo verde: Potência requerida
Eixo z - eixo azul: Rendimento/ vazão de combustível adicional

Como pode ser observado na Fig. (3.3), a partir de um valor fixo de potência consumida, o valor do rendimento do sistema aumenta conforme ocorre um aumento do consumo de carga térmica do sistema de cogeração. Isto ocorre, pois a carga térmica proveniente dos gases da turbina que era desperdiçada torna-se parcialmente aproveitada no sistema de aquecimento. O rendimento atinge seu ponto máximo no limite do não uso de combustível adicional aproveitando ao máximo a carga térmica que os gases da turbina podem fornecer, o que é observado na Fig. (3.4). A partir deste ponto, onde há consumo de combustível adicional, ocorrem pequenas perdas que diminuem gradativamente o rendimento do sistema.

No entanto, os gráficos obtidos anteriormente apresentam um erro. Para potências pequenas requisitadas na turbina, uma menor quantidade de ar é utilizada na câmara de combustão antes da turbina. Consequentemente, há numa menor quantidade de oxigênio disponível para combustão na caldeira, levando a um limite de combustível que pode ser queimado nela e um limite de carga térmica que pode ser fornecida. Uma maneira de se contornar este problema é aumentar da quantidade de excesso de ar na câmara de combustão do sistema. No entanto, como no estudo realizado a quantidade de excesso de ar é fixa, há uma seção em ambos gráficos que não existe na prática devido a isto. Estas seções correspondem no gráfico aos pontos com potência de 5, 10 e 15 MW com cargas térmicas superiores a 33,1, 66,2 e 99,3 MW respectivamente.

3.2.3 Estudo do mecanismo de “gas-lift” (GL)

No estudo do mecanismo de GL, as condições de entrada para o compressor de GL são as condições de saída do gás natural proveniente do sistema de processamento primário ($P_e = 100$ bar e $T_e = 200,5^\circ\text{C}$). O rendimento isentrópico adotado é de 75% e o rendimento mecânico de 90%.

O mecanismo de “gas-lift” foi estudado nas condições dos anos de 2000, 2001, 2010 e 2020 expostas no item 3.1.3, juntamente com o sistema de processamento primário e o sistema de cogeração descritos e simulados anteriormente, conforme mostrado na Fig. (3.5). Os resultados são mostrados na Tab. (3.7).

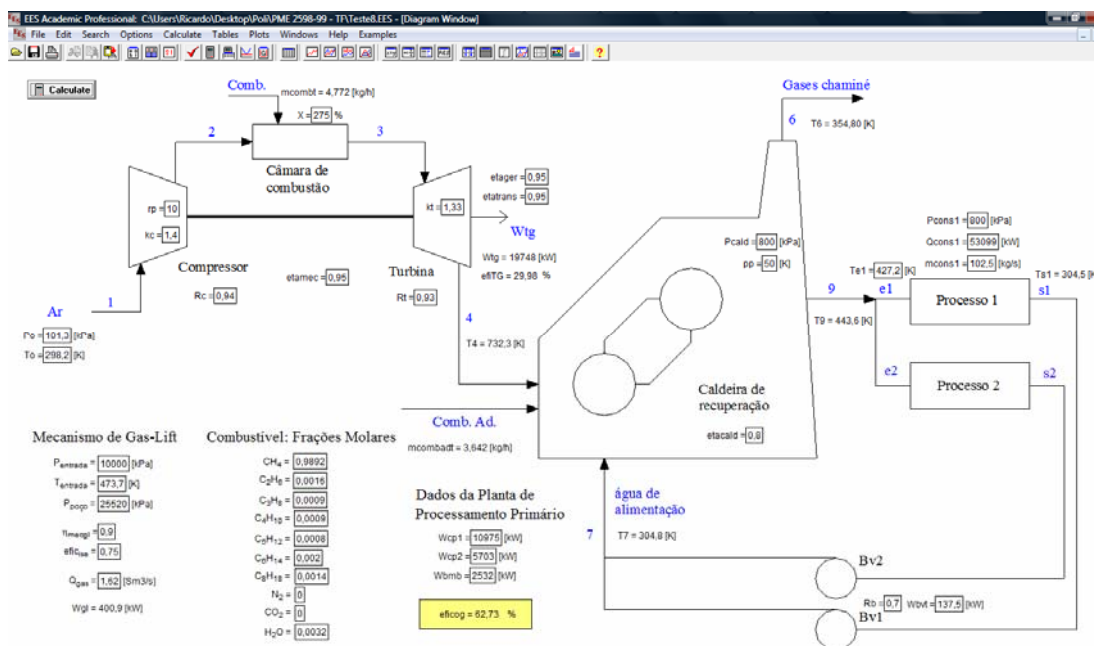


Figura 3.5: Sistema de cogeração com dados do “gas-lift”

Tabela 3.7: Resultados para as simulações de GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
Pe [bar]	220,4	207,2	245,1	255,2
V_{gl} [Sm ³ /h]	4166,7	1666,7	4166,7	5833,3
Potência [kW]	239	88	274	401
Rendimento [%] (sistema total)	62,69	62,65	62,70	62,73

A potência consumida pelo compressor do sistema de “gas-lift” foi adicionada à potência requisitada a turbina. Portanto, como o sistema anteriormente já consumia combustível adicional, ele se situava na área onde o rendimento cai gradativamente com o aumento da carga térmica requisitada. Como o sistema só aumentou o consumo de potência na turbina, o rendimento global do sistema aumenta. Esse aumento é maior para maiores potências requisitadas pelo sistema de “gas-lift”, pois o consumo de combustível adicional diminui, e como já foi dito anteriormente, o rendimento ótimo do sistema é quando a vazão de combustível adicional é praticamente zero.

3.2.4 Estudo do mecanismo de Bombeamento Multifásico (SMBS)

Para o estudo deste caso, foram propostas as seguintes condições para o cálculo do rendimento da bomba multifásica:

$$Q = 500 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta P = 60 \text{ bar}$$

$$W_{\text{elet}} = 1,6 \text{ MW}$$

Resultando em um rendimento de $\eta_{\text{mult}} = 52,09\%$.

Do mesmo modo como foi analisado o mecanismo de elevação por “gas-lift”, o SMBS foi estudado nas mesmas condições dos anos de 2000, 2001, 2010 e 2020 expostas no item 3.1.3, juntamente com o sistema de processamento primário e o sistema de cogeração descritos e simulados anteriormente conforme mostrado na Fig. (3.6). Os resultados das simulações são mostrados na Tab. (3.8).

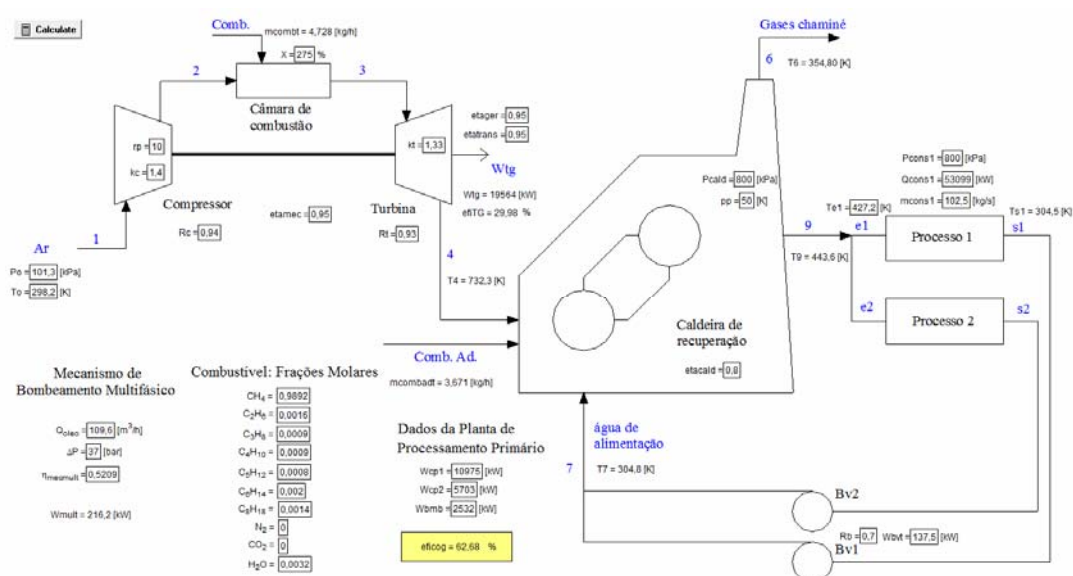


Figura 3.6: Sistema de cogeração com dados do bombeamento multifásico

Tabela 3.8: Resultados para as simulações de SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
ΔP [bar]	13,6	2,5	18,8	37,0
$V_g + V_l$ [Sm ³ /h]	146,5	173,9	128,3	109,6
Potência [kW]	106,2	23,18	128,6	216,2
Rendimento [%] (sistema total)	62,65	62,63	62,66	62,68

Seguiu-se a mesma metodologia adotada para o caso anterior do gás-lift, a potência consumida pela bomba multifásica foi adicionada à potência requisitada a turbina. Este caso apresenta comportamento semelhante com o do gás-lift, no qual os anos em que há maior consumo de energia pela bomba, apresentam maiores rendimentos do sistema global, conforme já analisado anteriormente.

3.2.5 Comparação entre GL e SBMS

A partir das duas simulações podemos realizar a seguinte comparação:

Tabela 3.9: Comparação entre GL e SBMS

Ano	GL		SBMS	
	Potência [kW]	Rendimento [%]	Potência [kW]	Rendimento [%]
2000	239	62,69	106	62,65
2001	88	62,65	23	62,63
2010	274	62,70	129	62,66
2020	401	62,73	216	62,68

Observamos que as comparações entre os mesmos anos apresentam valores bem diferentes para as potências, sendo que o método de elevação por GL consome praticamente o dobro de potência com relação ao SBMS além de consumir gás natural pelo próprio método em si. Mas pelo fato de consumir maior potência, o GL acaba também se beneficiando, possuindo um rendimento maior (de no máximo 0,05%). No entanto, esta diferença ainda é muito pequena para uma conclusão adequada sobre a comparação entre os dois métodos.

Também vale ressaltar que o sistema de processamento primário e ambos sistemas de elevação possuem modelos simples e fechados, que podem ser aprimorados para obtenção de resultados mais precisos, não sendo este o foco deste trabalho.

4 CONCLUSÕES

O modelo realizado e implementado no programa EES apresentou resultados confiáveis e se mostrou bastante versátil permitindo diversas análises diferentes dos processos que ocorrem em uma plataforma offshore.

Temos que a quantidade de potência requerida na turbina a vapor influencia diretamente na sua quantidade de combustível. Para o caso em que não há influência dos sistemas de elevação, a quantidade de combustível consumida é de 4,765 t/h. Este combustível pode gerar até aproximadamente 14 MW de carga de aquecimento. Como a carga requerida é muito maior do que isto (53,1 MW), há a necessidade da queima de combustível adicional na caldeira com vazão de 3,706 t/h. No entanto, como a carga requerida é alta, o fluxo de água deve ser alto também, pois se ele for baixo, a quantidade de água que ele pode fornecer fica limitada, visto que a temperatura é um dado de entrada do trocador de calor e a pressão da caldeira também é fixa. Se houver um aumento do fluxo de água, haverá uma diminuição da diferença de temperatura entre a entrada e a saída de água do trocador. Se acontecer o contrário, aumentará a diferença, possuindo assim um limite físico.

Outro fator relevante é a quantidade de gás utilizada no sistema de cogeração (8,47 t/h), que é muito menor do que a quantidade de gás extraída do petróleo (53,52 t/h), representando apenas 16 % deste total e não sendo assim um problema.

Na turbina a gás, temos um baixo rendimento, pois mais da metade da energia gerada (54,72 %) é utilizada no próprio sistema da turbina para o acionamento do compressor de ar, comprometendo o seu rendimento, pois este considera somente a potência líquida gerada. É interessante notar que este rendimento é o mesmo para qualquer potência requisitada no modelo considerado, se não houver mudança nos outros fatores.

O valor do rendimento do sistema de cogeração (62,63 %) é maior do que o da turbina, pois há a inclusão neste fator da carga térmica que os gases de saída da turbina queimados junto com combustível adicional fornecem. Com isso, os resultados obtidos mostram que esta é uma boa alternativa para se aproveitar grande parte da energia que o combustível possui.

O estudo paramétrico realizado mostra que o ponto ótimo de operação do sistema é na iminência da utilização de combustível adicional na caldeira de recuperação. A carga térmica gerada pela combustão e não aproveitada pela turbina, é reaproveitada pela caldeira de recuperação até um limite de troca térmica entre o gás e a água do sistema de aquecimento. A partir deste ponto, torna-se necessária a queima de combustível adicional na caldeira, e com isso o rendimento vai gradativamente caindo. A queima adicional é ainda limitada pela quantidade de oxigênio que chega a caldeira (proveniente do excesso de ar na câmara de combustão).

Considerando os sistemas de elevação de petróleo, temos o método de elevação por “gas-lift” (GL), que é basicamente um compressor de gás natural. Este consome potência para vencer a diferença de pressão do gás processado na planta de processamento primário e a pressão do poço de petróleo, dependendo também da vazão de gás necessária para o processo de elevação. Esta vazão possui o valor de consumo máximo no ano de 2020 de 4,00 t/h. Este valor é baixo se comparado ao processado pela plataforma (53,52 t/h).

As potências consumidas pelo compressor são pequenas devido à sua alta pressão na entrada e sua vazão pequena. Elas variam de 88 a 401 kW, aumentando a quantidade de potência requisitada na turbina. Com este aumento, mantendo-se as outras variáveis constantes, há um aumento do combustível utilizado na câmara de combustão e uma diminuição do combustível adicional utilizado. Como este aumento na potência requisitada na turbina é pequeno, há também um aumento pequeno no rendimento global do sistema (62,73 %), conforme mostrado no estudo paramétrico.

Já o sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS) constitui-se de uma bomba que bombeia o fluido multifásico diretamente para a plataforma. Ele consome potência para pressurizar o fluido, mas possui um baixo rendimento comparado com outros sistemas de elevação (neste trabalho: 52 %). As potências consumidas também são baixas variando de 23 a 216 kW, aumentando a potência requisitada na turbina do mesmo modo que o sistema de GL. Com o maior aumento de potência requisitada de 216 kW, há um pequeno aumento no rendimento global para 62,68 %, do mesmo modo que o GL.

Comparando-se os dois sistemas para as mesmas condições, observa-se que as potências requisitadas pelo sistema de GL apresentam aproximadamente o dobro das potências requisitadas pelo SBMS, além do GL consumir gás natural extraído na planta de processamento primário. Mas, como este sistema consome maior potência, ele possui um rendimento global maior do sistema de cogeração (de até 0,05%). No entanto, esta diferença ainda é muito pequena para uma comparação adequada entre os dois métodos sobre a eficiência global do sistema, necessitando de um aprimoramento nos modelos utilizados neste trabalho de ambos métodos de elevação.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARUZZI, J.O.A.; FAGUNDES, J.R.N. e CAETANO, E.F. “Previsão das Condições Operacionais do SBMS-500 no Poço 7-MRL-72D-RJS” (relatório técnico parcial). Petrobras/Cenpes, 2001.
- EES v7.942. F-Chart Software, 2007, Programa para resolução de equações e cálculo de propriedades termodinâmicas e de transporte de substâncias simples.
- <http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>, acessado em 18 de abril de 2008.
- LEAL, F.I. “Modelagem e simulação de mecanismos artificiais de elevação em plataformas *offshore* de prospecção de petróleo”, 2006.
- NAKASHIMA, C.Y. “Modelagem e Simulação de uma Bomba Multifásica do Tipo Duplo Parafuso”, 2005. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo.
- NAKASHIMA, C.Y.; OLIVEIRA., S. e CAETANO, E.F. “Subsea multiphase pumping system x “gas-lift”: an exergo-economic comparison”. Engenharia Térmica, v.3, n.2, 2004, ISSN 1676-1790.
- OLIVEIRA., S. e VAN HOMBEECK, M. “Exergy analysis of petroleum separation processes in offshore platforms”. Energy Convers. Mgmt Vol. 38, No. 15-17, pp. 1577-1584, 1997.
- VAN WYLEN, G. J. ; SONNTAG, R. E. ; BORGNAKKE C. Fundamentos da termodinâmica. São Paulo: Edgard Blücher , 2003.
- YANAGIHARA, J. I. Máquinas Térmicas: Cogeração, Notas de aula 2007.

APÊNDICE

APÊNDICE A Código EES

A.1 Cogeração

{ANÁLISE DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO COM TURBINA A GÁS E CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO}

"Definição da função MCOM_BAD para queima adicional"

FUNCTION COMB_AD(mvapad; etacald; DHvapad; PCI)

"Verifica se há necessidade de queima adicional de combustível no forno e, neste caso, calcula a vazão molar. O cálculo é realizado fazendo-se um balanço de energia na caldeira (etacald*(MMcombad*PCI)=(Hvapor_ad- Hliq_alimentação_ad))"

IF (mvapad>0) then COMB_AD:=(DHvapad)/(etacald*PCI) else
COMB_AD:=0

END

"Definição da função LIM_SUP para verificação do limite superior de combustão na caldeira"

FUNCTION LIM_SUP(zqa; z)

"Verificação da quantidade de oxigênio necessária para a queima total do combustível (mcomb+mcombad)"

IF(zqa < 0,1*z) then CALL ERROR('Quantidade de ar insuficiente para combustão na caldeira!')
LIM_SUP:=0

END

{PARÂMETROS DE ENTRADA}

"1) Variáveis"

"1a) Rendimentos adotados"

"Rc = 0,94	{rendimento do compressor}
Rt = 0,93	{rendimento da turbina}
Rb = 0,70	{rendimento da bomba do
circuito de água}	
etamec = 0,95	{rendimento mecânico}
etatrans = 0,95	{rendimento de
transmissão}	
etager = 0,95	{rendimento do gerador}
etacald = 0,80	{rendimento da caldeira}"

"1b) Dados do gás combustível necessário para gerar a potência requerida"

"X = 275 {excesso de ar na turbina a gás (%)}"

"Frações molares dos componentes do combustível

```
y[1] = 0,9892      {CH4}
y[2] = 0,0016      {C2H6}
y[3] = 0,0009      {C3H8}
y[4] = 0,0009      {C4H10}
y[5] = 0,0008      {C5H12}
y[6] = 0,0020      {C6H14}
y[8] = 0,0014      {C8H18}
y[11] = 0           {N2}
y[12] = 0           {CO2}
y[13] = 0,0016     {H2O}"
```

```
y[7] = 0           {C7H16 - inexistente nesta versão}
y[9] = 0           {C9H20 - inexistente nesta versão}
y[10] = 0          {C10H22 - inexistente nesta versão}
```

"1c) Requisitos e dados da planta de cogeração"

"Dados do compressor"

```
"rp = 10,0          {relação de compressão do compressor}
kc = 1,40"
"Dado da turbina"
"kt = 1,33"
```

"Dados da caldeira"

```
"pp = 50            {pinch point = 20}
ap = 10             {approach = 10}
Pcald = 800         {pressão na caldeira (kPa abs)}"
```

"Consumidor 1"

```
"Pcons1 = 800       {pressão (kPa abs)}
mcons1 = 102,5      {vazão de água (kg/s)}
Te1 = 154+273,15    {temperatura na entrada do aquecedor (K)}
Qcons1 = 53098,7    {carga de aquecimento do petróleo (kW)}
Wbvt = 137,5        {Potência da bomba de circulação de água
(kW) - valor de projeto}
```

```
Wcp1 = 10974,5      {Potência do compressor 1 de gás (kW) -
valor de projeto}
Wcp2 = 5702,6       {Potência do compressor 2 de gás (kW) -
valor de projeto}
Wbmb = 2532,4       {Potência da bomba de petróleo (kW) -
valor de projeto}"
```

"2) Constantes"

"2a) Estado de referência para exergia"

```
"To = 298,15        {temperatura de referência (K)}
Po = 101,325        {pressão de referência (kPa)}"
```

"2b) Constante universal dos gases"

```
R = 8,314           {kJ/kmol*K}
```

"2c) Exergia dos componentes do combustível (fonte: Kotas)"

Bch4	= 836510	{kJ/kmol}
Bc2h6	= 1504360	
Bc3h8	= 2163190	
Bc4h10	= 2818930	
Bc5h12	= 3477050	
Bc6h14	= 4134590	
Bc7h16	= 4786300	
Bc8h18	= 5440030	
Bc9h20	= 6093550	
Bc10h22	= 6749750	
Bo2	= 3970	
Bn2	= 720	
Bco2	= 20140	
Bh2o	= 11710	

"2d) Poder calorífico inferior dos componentes (fonte: Perry)"

PCIch4	= 802300,5	{kJ/kmol}
PCIc2h6	= 1427802	
PCIc3h8	= 2043948	
PCIc4h10	= 2658383	
PCIc5h12	= 3271977	
PCIc6h14	= 3886550	
PCIc7h16	= 4501249	
PCIc8h18	= 5115947	
PCIc9h20	= 5730688	
PCIc10h22	= 6345428	
PCIo2	= 0	
PCIn2	= 0	
PCIco2	= 0	
PCIh2o	= 0	

"2e) Composição do ar"

yco2	= 0,00033	{%}
yh2o	= 0,02171	
yn2	= 0,76562	
yo2	= 0,21234	

{----- BALANÇOS DE ENERGIA -----}

"OBS: Todos os cálculos foram feitos para a queima de 1kmol de combustível na turbina. Após obter a vazão de combustível necessária para atender a demanda Wtg, basta multiplicar os valores obtidos pela vazão molar do combustível."

"Pressão parcial dos componentes do ar"

pco2	= yco2*Po	{kPa}
ph2o	= yh2o*Po	{kPa}
pn2	= yn2*Po	{kPa}
po2	= yo2*Po	{kPa}

{+++++++ CICLO COMPRESSOR/CAMARA DE COMBUSTÃO/TURBINA ++++++++}

{===== CÁLCULO DO COMPRESSOR DE AR =====}

"Estado 1- entrada do compressor"

P1 = Po {kPa}
 T1 = To {K}
 h1 = ENTHALPY(Air;T=T1) {kJ/kmol}
 s1 = ENTROPY(Air;T=T1;P=P1) {kJ/kmol-K}

"Estado 2 - saída do compressor"

P2 = rp*P1
 T2i = TEMPERATURE(Air;s=s1;P=P2)
 h2i = ENTHALPY(Air;T=T2i)
 h2 = (h2i+h1*(Rc-1))/Rc
 s2 = ENTROPY(Air;h=h2;P=P2)
 T2 = TEMPERATURE(Air;s=s2;P=P2)

"Trabalho de compressão"

Wc = RAC*(h2-h1)/etamec {kJ/kmol de comb}
 RAC = 4,76*alfa*(1+X/100) {kmol de ar/ 1 kmol de comb}
 Mar = RAC*MMcomb*MOLARMASS(AIR) {kg/s}

{===== CÁLCULO DA CÂMARA DE COMBUSTÃO =====}

"Poder calorífico do combustível (kJ/kmol de comb)"

PCI = (y[1]*PCIch4 + y[2]*PCIch2h6 + y[3]*PCIch3h8 + y[4]*PCIch4h10 +
 y[5]*PCIch5h12 + y[6]*PCIch6h14 + y[7]*PCIch7h16 + y[8]*PCIch8h18 +
 y[9]*PCIch9h20 + y[10]*PCIch10h22 + y[11]* PCIIn2 + y[12]*PCIch2o +
 y[13]*PCIh2o)

"Cálculo estequiométrico para a queima de 1kmol de combustível:
 $y_1 \text{CH}_4 + y_2 \text{C}_2\text{H}_6 + y_3 \text{C}_3\text{H}_8 + y_4 \text{C}_4\text{H}_{10} + y_5 \text{C}_5\text{H}_{12} +$
 $y_6 \text{C}_6\text{H}_{14} + y_7 \text{C}_7\text{H}_{16} + y_8 \text{C}_8\text{H}_{18} + y_9 \text{C}_9\text{H}_{20} + y_{10} \text{C}_{10}\text{H}_{22} +$
 $y_{11} \text{N}_2 + y_{12} \text{CO}_2 + y_{13} \text{H}_2\text{O} + (\text{alfa} \cdot (1+X/100) \cdot (\text{O}_2 + 3.76 \cdot \text{N}_2))$
 $\Rightarrow p \cdot \text{CO}_2 + q \cdot \text{H}_2\text{O} + u \cdot \text{N}_2 + z \cdot \text{O}_2$ "

p = y[1] + 2*y[2] + 3*y[3] + 4*y[4] + 5*y[5] + 6*y[6] + 7*y[7] +
 8*y[8] + 9*y[9] + 10*y[10] + y[12] {kmol por kmol de comb}
 q = (4*y[1] + 6*y[2] + 8*y[3] + 10*y[4] + 12*y[5] + 14*y[6] +
 16*y[7] + 18*y[8] + 20*y[9] + 22*y[10] + 2*y[13])/2
 u = y[11] + alfa*(1 + X/100)*3,76
 z = alfa*X/100
 alfa = p + q/2 - y[12] - y[13]/2 "Quantidade de ar em mol
 para combustão completa"
 Moles = (p + q + u + z)

"Cálculo da temperatura dos produtos da combustão: T3"

HR = y[1]*ENTHALPY(CH4;T=To) + y[2]*ENTHALPY(C2H6;T=To) +
 y[3]*ENTHALPY(C3H8;T=To) + y[4]*ENTHALPY(C4H10;T=To) +
 y[5]*ENTHALPY(C5H12;T=To) + y[6]*ENTHALPY(C6H14;T=To) +
 y[8]*ENTHALPY(C8H18;T=To) + y[11]*ENTHALPY(N2;T=To) +
 y[12]*ENTHALPY(CO2;T=To) + y[13]*ENTHALPY(H2O;T=To) +
 alfa*(1+X/100)*((ENTHALPY(O2;T=T2) + 3,76*ENTHALPY(N2;T=T2)))
 {kJ/kmol de comb}
 {Adiabatic}
 HP = HR

HP = p*ENTHALPY(CO2;T=T3) + q*ENTHALPY(H2O;T=T3) +
u*ENTHALPY(N2;T=T3) + z*ENTHALPY(O2;T=T3) {kJ/kmol de comb}

{===== CÁLCULO DA TURBINA A GAS =====}

"Estado 3 - entrada da turbina a gás (saída da câmara de combustão)"

P3 = P2 {kPa}
h3 = HP {kJ/kmol de comb}
s3 = p*ENTROPY(CO2;T=T3;P=p3c) + q*ENTROPY(Steam_NBS;T=T3;P=p3h) +
u*ENTROPY(N2;T=T3;P=p3n) + z*ENTROPY(O2;T=T3;P=p3o)
{kJ/K por kmol de comb}
MM3 = Moles {kmol/kmol de comb}
M3 = Mar + mcomb {kg/s}

"Pressões Parciais"

p3c = p*P3/Moles
p3h = q*P3/Moles
p3n = u*P3/Moles
p3o = z*P3/Moles

"Estado 4 - saída da turbina a gás"

P4 = P1 {kPa}
T4i = T3/(rp)**((kt-1)/kt) {K}
T4 = T3 - Rt*(T3-T4i) {K}
h4 = p*ENTHALPY(CO2;T=T4) + q*ENTHALPY(H2O;T=T4) +
u*ENTHALPY(N2;T=T4) + z*ENTHALPY(O2;T=T4) {kJ/kmol de comb}
s4 = p*ENTROPY(CO2;T=T4;P=p4c) + q*ENTROPY(Steam_NBS;T=T4;P=p4h) +
u*ENTROPY(N2;T=T4;P=p4n) + z*ENTROPY(O2;T=T4;P=p4o)
{kJ/K por kmol de comb}
M4 = M3 {kg/s}

p4c = p*P4/Moles
p4h = q*P4/Moles
p4n = u*P4/Moles
p4o = z*P4/Moles

"Trabalho da turbina para 1 kmol de combustível"

Wt = ((h3-h4))*etamec {kJ/kmol de comb}

{===== Vazão de combustível para suprir a demanda Wtg =====}

"Vazão molar de combustível"

Wtg = Wcp1 + Wcp2 + Wbmb + Wbvt
MMcomb = Wtg/((Wt-Wc)*etatrans*etager) {kmol/s}

"Massa molecular de combustível"

MMc = y[1]*MOLARMASS(CH4) + y[2]*MOLARMASS(C2H6) +
y[3]*MOLARMASS(C3H8) + y[4]*MOLARMASS(C4H10) + y[5]*MOLARMASS(C5H12)
+ y[6]*MOLARMASS(C6H14) + y[8]*MOLARMASS(C8H18) +
y[11]*MOLARMASS(N2) + y[12]*MOLARMASS(CO2) + y[13]*MOLARMASS(H2O)
{kg/kmol}

"Vazão mássica de combustível"

mcomb = MMcomb*MMc {kg/s}

```

mcombt = mcomb*3,6[ton-s/kg-h]           {kg/h}

efiTG  = Wtg/(MMcomb*PCI)*100

{++++++ FIM DO CICLO COMPRESSOR/CAMARA DE COMBUSTÃO/TURBINA ++++++}

{+++++++ CICLO CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO/PROCESSOS ++++++++}

{===== CÁLCULO DA CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO =====}

"Estado 9 - SAÍDA DO AQUECEDOR"

h9 = ENTHALPY    (WATER;X=0;P=Pcald)      {kJ/kmol}
s9 = ENTROPY     (WATER;X=0;P=Pcald)
T9 = TEMPERATURE (WATER;X=0;P=Pcald)

"Estado e1 e s1 - ESTADO TERMODINÂMICO NA ENTRADA E SAÍDA DO
PROCESSO 1"

"Te1 é dado"
he1 = ENTHALPY(WATER;T=Te1;P=Pcald)      {kJ/kmol}
he1m = he1/MOLARMASS(WATER)              {kJ/kg}
se1 = s9
hs1 = he1 - Qcons1*MOLARMASS(WATER)/mcons1 {kJ/kmol}
hs1m = hs1/MOLARMASS(WATER)              {kJ/kg}
ss1 = ENTROPY    (WATER;h=hs1;P=Pcald)
Ts1 = TEMPERATURE (WATER;h=hs1;P=Pcald)

"Estado 7 - ENTRADA DO AQUECEDOR"

T7 = TEMPERATURE(WATER;h=h7;P=Pcald)
h7 = hs1 + Wbvt*MOLARMASS(WATER)/mcons1  {kJ/kmol}
s7 = ENTROPY(WATER;h=h7;P=Pcald)
m7 = mcons1                               {kg/s}

"Estado ot - referência para gases da turbina"

Hot = p*ENTHALPY(CO2;T=To) + q*ENTHALPY(H2O;T=To) +
u*ENTHALPY(N2;T=To) + z*ENTHALPY(O2;T=To) {kJ/kmol de comb}
Sot = p*ENTROPY(CO2;T=To;P=pcO2) + q*ENTROPY(Steam_NBS;T=To;P=ph2o) +
u*ENTROPY(N2;T=To;P=pn2) + z*ENTROPY(O2;T=To;P=po2)
{kJ/K por kmol de comb}

"Estado oc - referência para gases da caldeira"

Hoc = pqa*ENTHALPY(CO2;T=To) + qqa*ENTHALPY(H2O;T=To) +
uqa*ENTHALPY(N2;T=To) + zqa*ENTHALPY(O2;T=To)
{kJ/kmol de comb}
Soc = pqa*ENTROPY(CO2;T=To;P=pcO2) + qqa*ENTROPY(H2O;T=To;P=ph2o) +
uqa*ENTROPY(N2;T=To;P=pn2) + zqa*ENTROPY(O2;T=To;P=po2)
{kJ/K por kmol de comb}

```

{===== COMBUSTÍVEL ADICIONAL A SER QUEIMADO NA CALDEIRA =====}

"Massa de vapor gerada pelos gases de exaustão da turbina"

"OBS: T6 = T7 + pp como será definido depois"

Ho = p*ENTHALPY(CO2;T=T6) + q*ENTHALPY(H2O;T=T6) +
 u*ENTHALPY(N2;T=T6) + z*ENTHALPY(O2;T=T6) {kJ/kmol de comb}
 mvap = (etacald*MMcomb*(h4-Ho)) / ((h9-h7)/molarmass(WATER)) {kg/s}
 mvapt = mvap*3,6[ton-s/kg-h] {ton/h}

"Condição para que seja necessária a queima de combustível adicional. Calcula a vazão de vapor necessária para atender a demanda dos processos."

mvapad = m7 - mvap {mvapad > 0} {kg/s}
 mvapadt = mvapad*3,6[ton-s/kg-h] {ton/h}

"VAZÃO DE COMBUSTÍVEL ADICIONAL"

DHvapad = mvapad*(h9-h7)/MOLARMASS(WATER)/etacald {kW}
 MMcombad = COMB_AD(mvapad;etacald;DHvapad;PCI) {kmol/s}
 mcombad = MMcombad*MMc {kg/s}
 mcombadt = mcombad*3,6[ton-s/kg-h] {kg/h}

"Cálculo estequiométrico para 1 kmol de combustível queimado na turbina"

Kmm*(y1*CH4 + y[2]*C2H6 + y[3]*C3H8 + y[4]*C4H10 + y[5]*C5H12 +
 y[6]*C6H14 + y[7]*C7H16 + y[8]*C8H18 + y[9]*C9H20 + y[10]*C10H22 +
 y[11]*N2 + y[12]*CO2 + y[13]*H2O) + p*CO2 + q*H2O + u*N2 + z*O2 ==>
 pqa*CO2 + qqa*H2O + uqa*N2 + zqa*O2"

"OBS: Para cada kmol de combustível queimado na turbina devem ser queimados MMcombad/MMcomb kmol de combustível na caldeira. Como os valores p, q, u e z foram calculados para a queima de 1kmol de combustível na turbina, os coeficientes do combustível adicional devem ser corrigidos para indicar corretamente qual a fração de combustível adicional que deve ser queimada para cada kmol de combustível da turbina"

Kmm = MMcombad/MMcomb
 pqa = p*(Kmm+1)
 qqa = q*(Kmm+1)
 uqa = u + Kmm*y[11]
 zqa = z - Kmm*(p + q/2)
 Molesf = pqa + qqa + uqa + zqa

verif_O2 = LIM_SUP(zqa; z)

"Estado 5 - Gases de combustão na queima adicional"

{OBS: Admite-se que os gases de exaustão da turbina são utilizados como comburente do combustível adicional ("ar" pré-aquecido a T4) e que o combustível entra à temperatura ambiente}

$$HR1 = Kmm \cdot (y[1] \cdot ENTHALPY(CH4; T=To) + y[2] \cdot ENTHALPY(C2H6; T=To) + y[3] \cdot ENTHALPY(C3H8; T=To) + y[4] \cdot ENTHALPY(C4H10; T=To) + y[5] \cdot ENTHALPY(C5H12; T=To) + y[6] \cdot ENTHALPY(C6H14; T=To) + y[8] \cdot ENTHALPY(C8H18; T=To) + y[11] \cdot ENTHALPY(N2; T=To) + y[12] \cdot ENTHALPY(CO2; T=To) + y[13] \cdot ENTHALPY(H2O; T=To)) + p \cdot ENTHALPY(CO2; T=T4) + q \cdot ENTHALPY(H2O; T=T4) + u \cdot ENTHALPY(N2; T=T4) + z \cdot ENTHALPY(O2; T=T4)$$

HP1 = HR1

"Adiabatic"

$$HP1 = pqa \cdot ENTHALPY(CO2; T=T5) + qqa \cdot ENTHALPY(H2O; T=T5) + uqa \cdot ENTHALPY(N2; T=T5) + zqa \cdot ENTHALPY(O2; T=T5)$$

P5 = P4

{kPa}

h5 = HP1

{kJ/kmol de comb}

$$s5 = pqa \cdot ENTROPY(CO2; T=T5; P=p5c) + qqa \cdot ENTROPY(H2O; T=T5; P=p5h) + uqa \cdot ENTROPY(N2; T=T5; P=p5n) + zqa \cdot ENTROPY(O2; T=T5; P=p5o)$$

p5c = pqa * P5 / Molesf

p5h = qqa * P5 / Molesf

p5n = uqa * P5 / Molesf

p5o = zqa * P5 / Molesf

MM5 = Molesf

{kmol/kmol de comb}

Tpp = T9 + pp

"Estado 6 - gases de chaminé"

T6 = T7 + pp

$$h6 = pqa \cdot ENTHALPY(CO2; T=T6) + qqa \cdot ENTHALPY(H2O; T=T6) + uqa \cdot ENTHALPY(N2; T=T6) + zqa \cdot ENTHALPY(O2; T=T6)$$

$$s6 = pqa \cdot ENTROPY(CO2; T=T6; P=p5c) + qqa \cdot ENTROPY(H2O; T=T6; P=p5h) + uqa \cdot ENTROPY(N2; T=T6; P=p5n) + zqa \cdot ENTROPY(O2; T=T6; P=p5o)$$

"-----Eficiência do Sistema de Cogeração-----"

$$eficog = (Qcons1 + Wtg) \cdot 100 / ((mcomb + mcombad) \cdot PCI / MMc)$$

A.2 “gas-lift” (código adicional ao de Cogeração)

```
{+++++++ GAS_LIFT ++++++}

"PI_ = 100
TI = 273,15+45,2"

"Pressões Parciais na entrada"
PI_1 = y[1]*PI_
PI_2 = y[2]*PI_
PI_3 = y[3]*PI_
PI_4 = y[4]*PI_
PI_5 = y[5]*PI_
PI_6 = y[6]*PI_
PI_8 = y[8]*PI_
PI_11 = y[11]*PI_
PI_12 = y[12]*PI_
PI_13 = y[13]*PI_

"entalpia e entropia na entrada do compressor"
hI = y[1]*ENTHALPY(CH4;T=TI) + y[2]*ENTHALPY(C2H6;T=TI) +
y[3]*ENTHALPY(C3H8;T=TI) + y[4]*ENTHALPY(C4H10;T=TI) +
y[5]*ENTHALPY(C5H12;T=TI) + y[6]*ENTHALPY(C6H14;T=TI) +
y[8]*ENTHALPY(C8H18;T=TI) + y[11]*ENTHALPY(N2;T=TI) +
y[12]*ENTHALPY(CO2;T=TI) + y[13]*ENTHALPY(H2O;T=TI)

sI = y[1]*ENTROPY(CH4;T=TI;P=PI_1) + y[2]*ENTROPY(C2H6;T=TI;P=PI_2)
+ y[3]*ENTROPY(C3H8;T=TI;P=PI_3) + y[4]*ENTROPY(C4H10;T=TI;P=PI_4) +
y[5]*ENTROPY(C5H12;T=TI;P=PI_5) + y[6]*ENTROPY(C6H14;T=TI;P=PI_6) +
y[8]*ENTROPY(C8H18;T=TI;P=PI_8) + y[13]*ENTROPY(H2O;T=TI;P=PI_13)

"P saída = pressão do poço"
"PII = 22040"

"Pressões Parciais na saída"
PII_1 = y[1]*PII
PII_2 = y[2]*PII
PII_3 = y[3]*PII
PII_4 = y[4]*PII
PII_5 = y[5]*PII
PII_6 = y[6]*PII
PII_8 = y[8]*PII
PII_11 = y[11]*PII
PII_12 = y[12]*PII
PII_13 = y[13]*PII

"Temperatura de saída isentropica"
sIIi = y[1]*ENTROPY(CH4;T=PIIi;P=PII_1) +
y[2]*ENTROPY(C2H6;T=PIIi;P=PII_2) +
y[3]*ENTROPY(C3H8;T=PIIi;P=PII_3) +
y[4]*ENTROPY(C4H10;T=PIIi;P=PII_4) +
y[5]*ENTROPY(C5H12;T=PIIi;P=PII_5) +
y[6]*ENTROPY(C6H14;T=PIIi;P=PII_6) +
y[8]*ENTROPY(C8H18;T=PIIi;P=PII_8) +
y[13]*ENTROPY(H2O;T=PIIi;P=PII_13)

"Isentropia"
sIIi = sI

"Entalpias parciais"
hIIi_1 = ENTHALPY(CH4;T=PIIi)
```

```

hIII_2 = ENTHALPY(C2H6;T=TIi)
hIII_3 = ENTHALPY(C3H8;T=TIi)
hIII_4 = ENTHALPY(C4H10;T=TIi)
hIII_5 = ENTHALPY(C5H12;T=TIi)
hIII_6 = ENTHALPY(C6H14;T=TIi)
hIII_8 = ENTHALPY(C8H18;T=TIi)
hIII_11 = ENTHALPY(N2;T=TIi)
hIII_12 = ENTHALPY(CO2;T=TIi)
hIII_13 = ENTHALPY(H2O;T=TIi)

```

"Entalpia isentropica total"

```

hIII = y[1]*hIII_1 + y[2]*hIII_2 + y[3]*hIII_3 + y[4]*hIII_4 +
y[5]*hIII_5 + y[6]*hIII_6 + y[8]*hIII_8 + y[11]*hIII_11 +
y[12]*hIII_12 + y[13]*hIII_13

```

"Entalpia real na saida"

"Rcgl = 0,75"

$hII = (hIII - hI)/Rcgl + hI$

"Eficiência mecânica do compressor"

"eta_mecgl = 0,90"

"Trabalho por kmol"

$w_{glm} = (hII - hI)/eta_mecgl$

"Temperatura e pressão de referência"

Pref = 100

Tref = 273,15 + 15,6

"Volume [m3] de 1 kmol nas condições de referência"

```

volgl = y[1]*VOLUME(CH4;P=Pref;T=Tref) +
y[2]*VOLUME(C2H6;P=Pref;T=Tref) + y[3]*VOLUME(C3H8;P=Pref;T=Tref) +
y[4]*VOLUME(C4H10;P=Pref;T=Tref) + y[5]*VOLUME(C5H12;P=Pref;T=Tref) +
y[6]*VOLUME(C6H14;P=Pref;T=Tref) +
y[8]*VOLUME(C8H18;P=Pref;T=Tref) + y[13]*VOLUME(H2O;P=Pref;T=Tref)

```

```

MMgl = y[1]*MOLARMASS(CH4) + y[2]*MOLARMASS(C2H6) +
y[3]*MOLARMASS(C3H8) + y[4]*MOLARMASS(C4H10) + y[5]*MOLARMASS(C5H12) +
y[6]*MOLARMASS(C6H14) + y[8]*MOLARMASS(C8H18) +
y[11]*MOLARMASS(N2) + y[12]*MOLARMASS(CO2) + y[13]*MOLARMASS(H2O)

```

"Vazão [m3/s]"

"Qgl = 4166,7/3600"

"Vazão [kmol/s]"

$Q_{glM} = Q_{gl}/vol_{gl}$

$Q_{glkg} = Q_{glM} * MM_{gl} * 3,6$

"Potência gasta [kW]"

$w_{gl} = w_{glm} * Q_{glM}$

"Modificação"

$w_{tg} = w_{cp1} + w_{cp2} + w_{bmb} + w_{bvt} + \underline{w_{gl}}$

A.3 SBMS (código adicional ao de Cogeração)

```
{+++++++ BOMBA MULTIFÁSICA ++++++}
```

```
"Vazão [m3/s]"
```

```
Pot_f = Q_oleo/convert(h;s)*(DELTAP*convert(bar;KPa))
```

```
"Potência gasta [kW]"
```

```
Wmult = Pot_f/eta_mecmult
```

```
"Modificação"
```

```
Wtg = Wcp1 + Wcp2 + Wbmb + Wbvt + Wmult
```