

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE PROCESSOS EM PLATAFORMAS OFFSHORE

Ricardo Toshiaki Takayama

ricardo.takayama@gmail.com

Resumo. O objetivo deste trabalho 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 e o “gas-lift”.

Palavras chave: processamento, primário, petróleo, cogeração, termodinâmica.

1. Introdução

A partir da crescente demanda de petróleo no mundo e, conseqüentemente, sua alta de preço no mercado internacional, a sua exploração torna-se cada vez mais foco de pesquisas. A Petrobrás, empresa brasileira que lidera o ranking mundial das empresas exploradoras de petróleo e gás a altas profundidades, atualmente já explora jazidas a 3000 metros de profundidade. 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” (mostrado na Fig. (1)), 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 (mostrado na Fig. (2)) que são máquinas de deslocamento positivo.

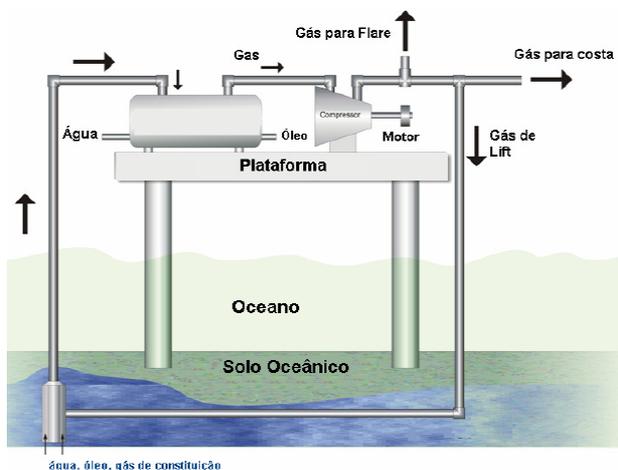


Figura 1. Esquema do mecanismo de “gas-lift” instalado numa plataforma off-shore.

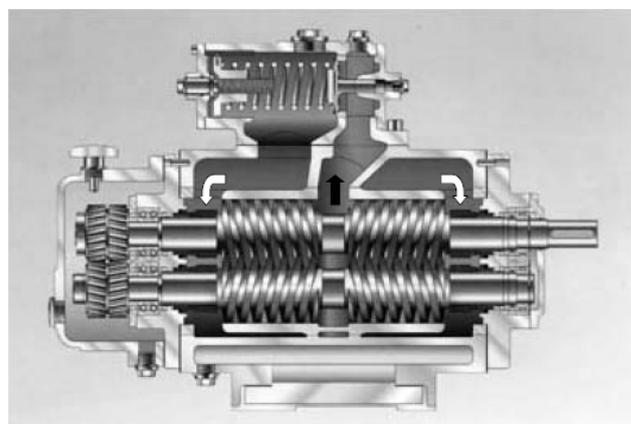


Figura 2. Configuração típica de uma bomba multifásica de duplo parafuso (fabricante: Leistritz, modelo L4 HK) – sucção pelos flancos (setas vazadas) e descarga pelo centro (seta cheia).

Em uma plataforma offshore ocorrem diversos processos para o processamento do petróleo proveniente dos poços. 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 neste contexto que se insere este trabalho.

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 atualmente 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 mostrada na Fig. (3) e a sistema de cogeração da plataforma de Marlim mostrada na Fig. (4), o mesmo mostrado em Oliveira e Van Hombeeck, 1997, serão tomados como base de referência para uma plataforma genérica.

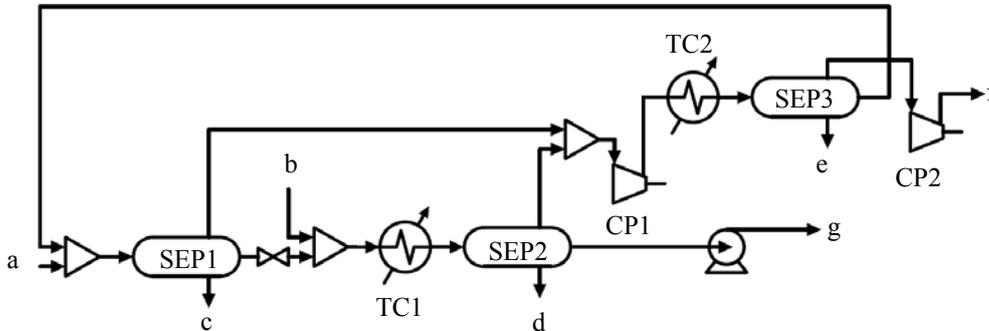


Figura 3. Planta de Garoupa.

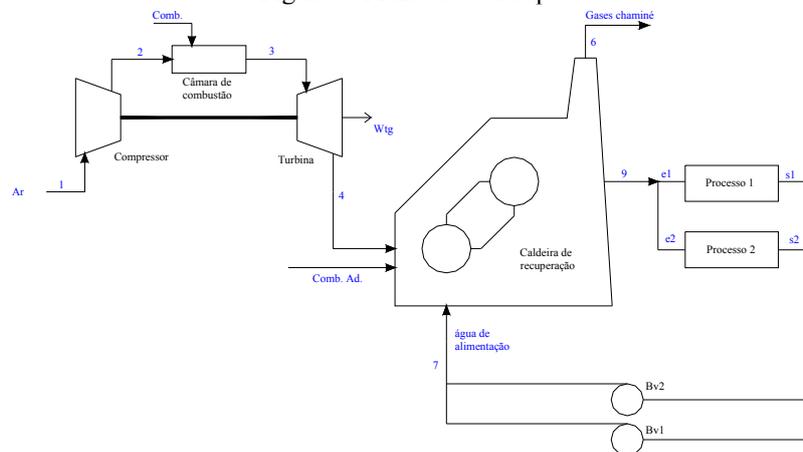


Figura 4. Plataforma de Marlin.

2.1. Planta de processos de Garoupa

A planta de processos 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 visto na Fig. (3) (as substâncias e suas propriedades das entradas e saídas deste sistema estão na Tab. (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 em água (*d*), óleo e gás no separador 2 (SEP2). O óleo segue para uma bomba que lhe dá pressão. 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.

Tabela 1. Substâncias na entrada e saída da Planta de Garoupa.

Seção	a	b	c	d	e	f	g
Substância	petróleo	petróleo	água	água	água	gás	óleo

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 – Plataforma de Marlim

Este sistema é responsável por fornecer a energia elétrica necessária aos compressores e bombas e o calor utilizado para aquecer o petróleo na entrada da plataforma. 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 processos. 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 energia. 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.

2.2.1. Compressor/ Câmara de combustão/ Turbina a gás: Fornecimento de Energia Elétrica

O equacionamento dos componentes listados acima foi realizado para um kmol de combustível no ciclo compressor, câmara de combustão e turbina a gás. Através dele, conseguimos a quantidade de energia gerada na turbina para um kmol de combustível e, a partir deste cálculo preliminar, podemos determinar quantos kmols de combustível serão necessários para este sistema fornecer a quantidade de energia elétrica requisitada. Esta energia será a utilizada nos dois compressores e bomba da planta de processamento primário e na bomba de circulação da água que aquece o petróleo. E o combustível deste ciclo é o gás natural proveniente da planta de processamento primário.

Compressor: entra ar ambiente e é comprimido a uma relação de compressão r_p , e com o seu rendimento isentrópico chega-se ao estado de saída dele.

Câmara de combustão: a ar comprimido é misturado com o combustível nesta câmara onde ocorre a combustão, sendo este processo, um processo adiabático e isobárico.

Turbina a gás: os gases saem a pressão ambiente dela, e possuindo o expoente politrópico para processo isentrópico e o rendimento isentrópico dela, obtêm-se o estado de saída dos gases.

2.2.2. Caldeira de recuperação/ Processos

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.

Caldeira de Recuperação: água quente é produzida na caldeira, saindo a pressão P_{cald} como líquido saturado. Neste componente, se há a necessidade de gerar mais calor do que o que pode ser fornecido pelos gases da turbina, aqui é queimado mais combustível para este fim. Considera-se neste modelo que os gases de saída da turbina são utilizados como comburente do combustível adicional ("ar" pré-aquecido) e que o combustível entra à temperatura ambiente. O processo é adiabático e isobárico. As suas informações necessárias são seu rendimento e dos dados do combustível.

Trocador de calor: será considerado um processo a pressão constante, sendo dados a temperatura de entrada (T_{e1}), a carga de aquecimento (Q_{cons1}) e a vazão mássica de água.

Bomba: a bomba será utilizada para devolver a energia perdida à água na forma de aumento de sua entalpia.

Todo este sistema foi considerado a pressão constante igual a P_{cald} .

2.3. Sistema de elevação artificial de petróleo

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

2.3.1. “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. Seu mecanismo é basicamente um compressor que comprime o gás natural proveniente do sistema de cogeração e o envia para o poço.

2.3.2. Bombeamento multifásico

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.

Segundo Nakashima, a sua utilização apresenta vantagens como economia no equipamento, instrumentos e pessoal para operação. Em contrapartida, possui um baixo rendimento energético (30 a 50%) comparado com outros equipamentos como bombas (60 a 70%) e compressores (70 a 90%). Portanto, possui 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.

2.4. Software de resolução das equações - EES

Após o equacionamento do sistema de cogeração, este 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 podemos 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 mostrada na Tab. (2):

Tabela 2. Insumos energéticos dos Módulos/Equipamentos.

INSUMO ENERGÉTICO	[kW]
Carga de aquecimento	53098,7
Potência do compressor 1	10974,5
Potência do compressor 2	5702,6
Potência de bombeamento	2532,4

A vazão mássica do gás natural da planta de processamento primário é de 53,518 t/h. A fração molar deste gás extraído do petróleo utilizada como combustível no sistema de cogeração é mostrado na Tab. (3):

Tabela 3. Fração molar do combustível.

Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	Butano C ₄ H ₁₀	Pentano C ₅ H ₁₂	Hexano C ₆ H ₁₄	Octano C ₈ H ₁₈	H ₂ O	N ₂	CO ₂
0,9892	0,0016	0,0009	0,0009	0,0008	0,00020	0,0014	0,0032	0,0000	0,0000

As condições de referência são P₀ = 101,3 kPa e T₀ = 298,2 K.

Abaixo são descritas os rendimentos dos equipamentos na Tab. (4) e depois os dados de entrada relativos a cada componente.

Tabela 4. Rendimentos.

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 $pp = 50$ K.

Processo 1: $T_{e1} = 427,2$ K; $P_{cons1} = 800$ kPa; $Q_{cons1} = 53098,7$ 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) e são mostrados na Tab. (5):

Tabela 5. Condições do poço (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

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

3.1.3. Mecanismos de elevação

Na Fig. (5), Tab. (6) e (7) são mostrados os dados utilizados dos mecanismos de elevação segundo BARUZZI et al. (2001):

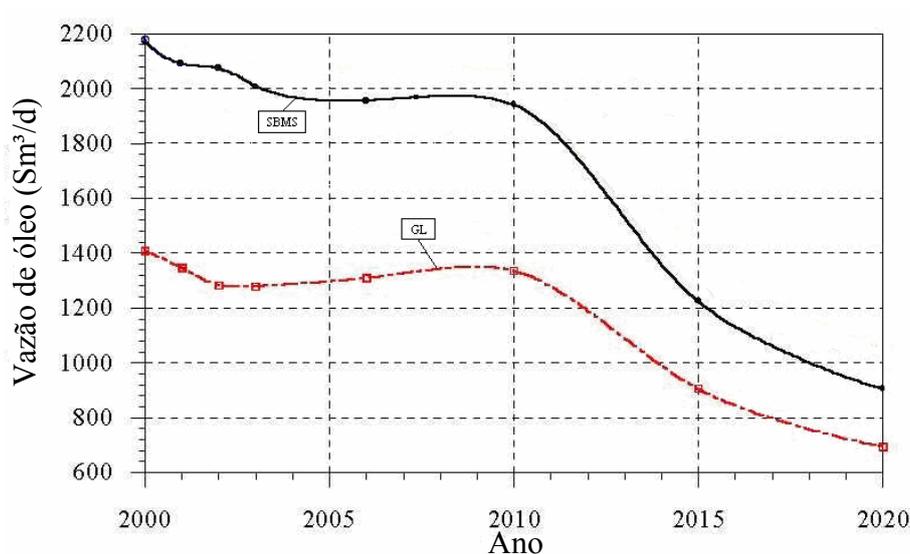


Figura 5. Vazão volumétrica de óleo ao longo dos anos: GL e SBMS-60 (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Tabela 6. 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 7. Condições de operação para o SBMS (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
PS (bar g)	51,9	62,0	53,0	43,7
ΔP (bar)	13,6	2,5	18,8	37,0
TS (°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 3.1.1 é mostrada na Fig. (5) já com os resultados da análise:

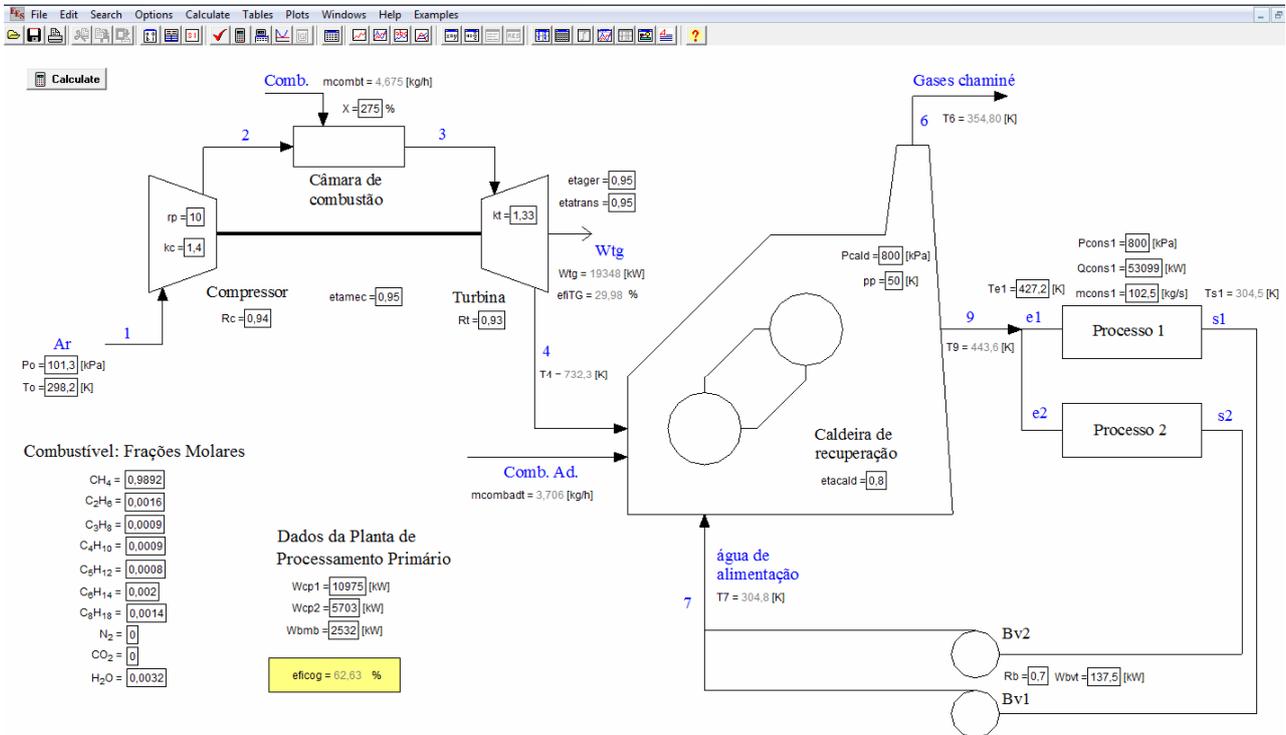


Figura 6. Janela do diagrama de cogeração elaborada no EES.

Para fornecer as potências necessárias para o processamento primário do petróleo desta configuração, há uma demanda de 7,607 t/h de gás natural.

Outro resultado importante é a eficiência da turbina a vapor, calculada pela Eq. (1). Nela η_{TG} é a eficiência da turbina a vapor em porcentagem, W_{tg} é a potência líquida gerada em kW (soma das potências dos dois compressores e das duas bombas), MM_{comb} é a vazão molar de combustível para a câmara de combustão em kmol/s e PCI é o poder calorífico inferior dos componentes em kJ/kmol.

$$\eta_{TG} = \frac{W_{tg}}{MM_{comb} \cdot PCI} 100 \quad (1)$$

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 é calculado de acordo com a Eq. (2). Nela temos mais itens do que os citados anteriormente na Eq. (1): η_{cog} é a eficiência do sistema de cogeração, W_c é a potência consumida no compressor de ar, Q_{cons1} é a carga de aquecimento fornecida e MM_{comb} é a vazão molar de combustível para a caldeira de recuperação em kmol/s.

$$\eta_{cog} = \frac{W_{tg} + Q_{cons1}}{(MM_{comb} + MM_{comb}) \cdot PCI} 100 \quad (2)$$

No sistema analisado, este rendimento vale $\eta_{cog} = 62,63$ %.

3.2.2. Estudo paramétrico do sistema de cogeração

Foi realizado um estudo paramétrico deste mesmo 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. 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.

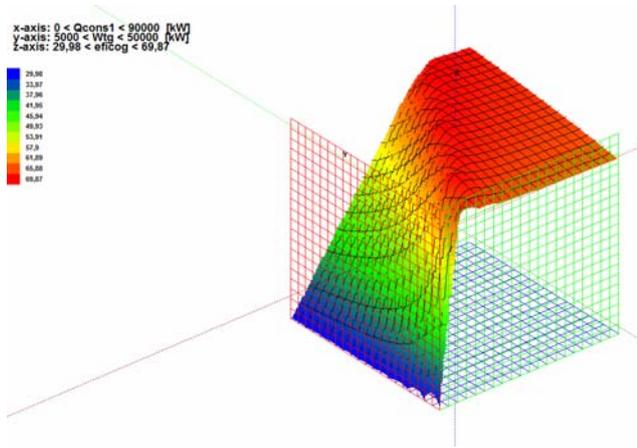


Figura 7. Gráfico do rendimento do sistema de cogeração por potência e carga térmica¹

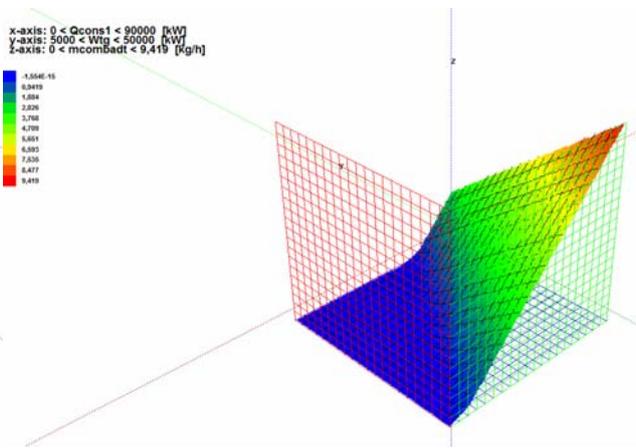


Figura 8. Gráfico de vazão adicional de combustível do sistema de cogeração por potência e carga térmica¹

Como pode ser observado na Fig. (7), 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, como é observado na Fig. (8). A partir deste ponto, onde há consumo de combustível adicional, ocorrem pequenas perdas que diminuem gradativamente o rendimento do sistema. No entanto, há uma zona entre potência igual a 5 MW a 15 MW e cargas térmicas de 33 MW a 99 MW respectivamente, em que o gráfico não existe devido insuficiência de ar que chega a caldeira de recuperação.

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. (9). Os resultados são mostrados na Tab. (8).

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.

Tabela 8. Condições de operação para o GL (fonte: BARUZZI et al. (2001)).

Ano	2000	2001	2010	2020
Pe [bar]	220,4	207,2	245,1	255,2
Vgl [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

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

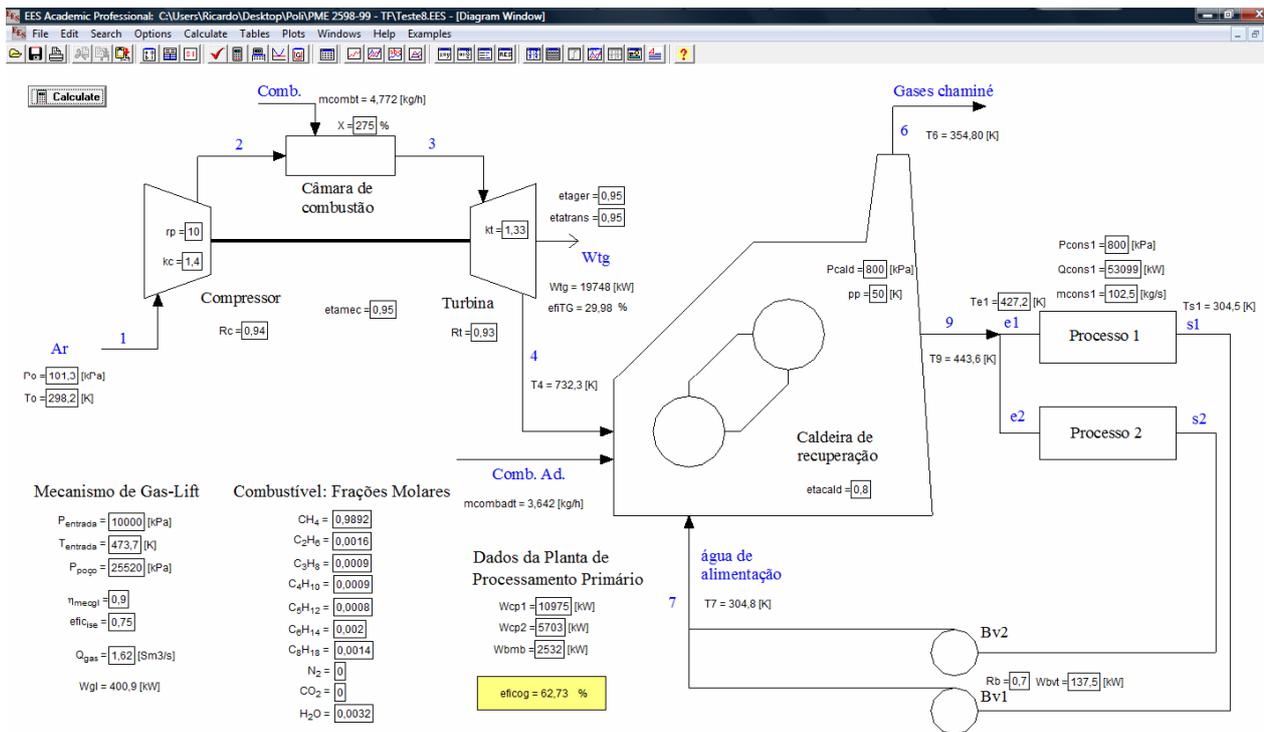


Figura 9. Sistema de cogeração com dados do “gas-lift”

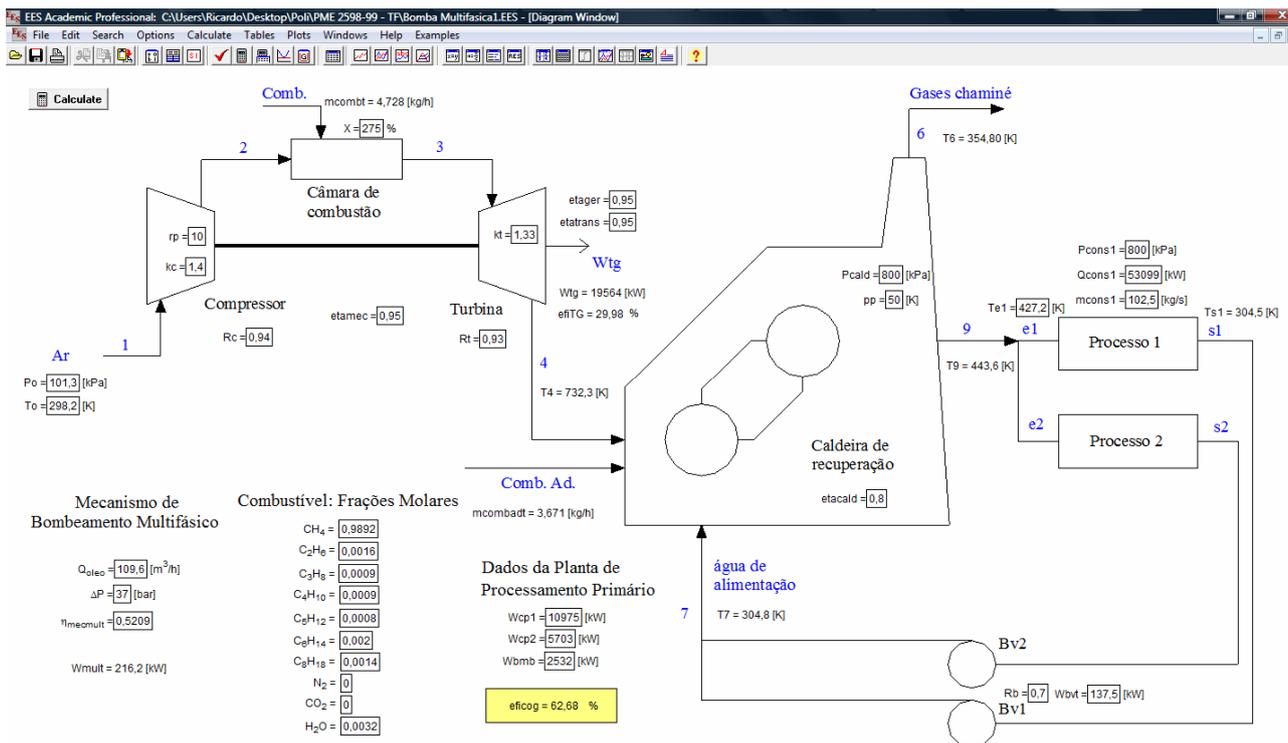


Figura 10. Sistema de cogeração com dados do bombeamento multifásico

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:

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

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

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

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

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. (10). Os resultados das simulações são mostrados na Tab. (9).

Tabela 9. Condições de operação para o 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 mostrada na Tab. (10):

Tabela 10. 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 ligeiramente maior (de no máximo 0,05%).

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.

A quantidade de potência requerida na turbina a vapor influencia diretamente na quantidade de combustível utilizado nela. 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 (29,98 %).

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 são acrescentadas à 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 %). Do mesmo modo, a potência consumida é acrescentada à quantidade de potência requisitada na turbina. 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. No entanto, como este sistema consome mais 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. 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

- EES v7.942. F-Chart Software, 2007, Programa para resolução de equações e cálculo de propriedades termodinâmicas e de transporte de substâncias simples.
- 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.
- 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.

6. Direitos autorais

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

MODELING AND SIMULATION OF OFFSHORE PLATFORMS PROCESSES

Ricardo Toshiaki Takayama

ricardo.takayama@gmail.com

Abstract. The research described in this work aimed the development of 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 pumping system.

Keywords: processing, primary, petroleum, cogeneration, thermodynamics.