

Capítulo 3 – Custos dos Sistemas de Escoamento

3.1 – Escopo

Embora a proposta seja abordar o custo do escoamento do óleo da Bacia de Campos, é oportuno citar os outros agentes que atuam dentro dessa complexa e extensa malha logística, porque certamente esses agentes têm relação com o tema dentro do ciclo completo de exploração, produção, refino e distribuição, e isso ajuda a dimensionar e situar o escopo desta dissertação. A Petrobras está presente em toda a cadeia produtiva, o que no setor de petróleo significa atuar, em negócios *upstream* que trata de exploração e produção, *midstream* que envolve transporte do óleo até o ponto de refino e *downstream* representado pelo refino e distribuição dos produtos ao mercado consumidor. Além das plataformas, acima de 50 unidades de produção (cerca de 40 na Bacia de Campos ao final de 2004) entre contratadas e próprias, o ciclo completo envolve uma frota com dezenas de navios aliviadores, centenas de embarcações de apoio, quilômetros de dutos submarinos e terrestres, 20 terminais marítimos, e 13 refinarias / unidades de processamento industrial, mostradas na Figura 9, e uma rede com milhares de postos de serviços, abastecida por frotas de caminhões.



Figura 9 - Mapa das Refinarias
Fonte: Petrobras

Não se pode ignorar que a Petrobras é uma empresa estatal¹ e assim sendo tem toda uma estratégia de assegurar fornecimento de combustível e demais derivados em todo território nacional, o que num país de dimensões continentais exige um enorme esforço logístico. No entanto, o fato do Brasil ter zonas de maior desenvolvimento industrial e riqueza, localizadas nas regiões sul-sudeste e no perímetro da costa, foi fator determinante para a instalação da grande maioria das refinarias nessas áreas (vide Mapa das Refinarias na Figura 9), pela relação estreita que o poder aquisitivo e o nível de desenvolvimento guardam com o nível de consumo de combustível e produtos derivados, admitindo a proximidade entre refino e ponto de venda como decisão estratégica. Esse desenho de distribuição cria um canal natural de escoamento de óleo entre a Bacia de Campos e os pontos de refino através do litoral dos estados do Rio de Janeiro e S. Paulo, áreas onde estão situados os principais terminais marítimos de desembarque de óleo: Terminal de Cabiúnas em Macaé, Terminal de Angra e de São Sebastião, nas localidades do mesmo nome.

3.2 - Formas de Escoamento de Óleo

A operação de escoamento conta com o envolvimento de três diferentes organizações da Petrobrás. A Divisão de Exploração e Produção (E&P), representada pelas plataformas, dutos submarinos e serviços relacionados com exploração e produção; a Divisão de Abastecimento, que cuida da logística de distribuição e transporte, e a – Transpetro – que administra os ativos de transporte: diversos tipos de embarcações, dutos terrestres, frotas de caminhão, transporte ferroviário e terminais. Desta forma é natural que diversos custos decorrentes da operação de escoamento sejam partilhados entre áreas e divisões sob forma de alocação, obedecendo a natureza contábil dos mesmos, mas, provavelmente, sem focar o montante, resultante de todas as atividades da operação, uma vez que cada empresa apresenta resultados independentes.

Conforme já abordado, a Petrobras usa dois sistemas de escoamento de petróleo, das plataformas até as refinarias. Um, através de navios aliviadores, também conhecidos como *shuttles* (*shuttle tankers*), chamados assim pelo caráter de estarem sempre circulando, recolhendo óleo nas plataformas e descarregando

¹ A Petrobras é uma empresa de economia mista tendo o governo brasileiro a maioria do capital votante.

nos terminais localizados na costa e voltando às plataformas para outro carregamento e assim sucessivamente. A outra forma de escoamento do óleo é através de uma malha de dutos submarinos, com as linhas posicionadas de modo a atender várias plataformas existentes na região, até o litoral. Os dois sistemas têm suas vantagens e desvantagens, e não são excludentes, ao contrário, se complementam em várias das operações existentes e outros projetos em andamento, como PRA-1 (Plataforma de Re-bombeio Autônomo) na Bacia de Campos. Mais adiante, quando for abordado cada sistema, se verificará que se tratam apenas de operações que têm estratégias diferentes. Por razões provocadas pelo processo desenvolvimento das atividades de exploração e produção na Bacia de Campos, conforme historiado, por motivos técnicos e logísticos, o escoamento via dutos submarinos atende as fontes de produção localizadas mais próximas do litoral e os navios aliviadores cobrem o transporte do óleo produzido nas plataformas em águas mais profundas e naturalmente mais afastadas da costa, onde estão localizados os mais recentes projetos de exploração e produção.

3.2.1 - Operação de Escoamento (*Offloading*) por Navios Aliviadores

Com base numa programação, em função do volume de petróleo produzido por cada UEP – Unidade de Exploração e Produção -, cujas produções são escoadas por Navios Aliviadores, uma frota de navios é dimensionada e contratada para atender a operação de escoamento. No caso da Petrobras os navios aliviadores são contratados por afretamento através da Divisão de Abastecimento, voltada especificamente para administração de transportes. Os contratos são de dois tipos: TCP – *Time Charter Party* -, contratos por determinado período e VCP – *Voyage Charter Party* -, contratos específicos por viagem. Nesse trabalho estão em foco os navios contratados por TCP, pela maior possibilidade de consistência dos valores, e em função de que a grande maioria das atividades de escoamento é realizada nesse tipo de contrato. É oportuno esclarecer que a operação de escoamento através dos navios só pode ser feita junto a plataformas do tipo FPSO ou FSO, que na verdade são embarcações VLCCs (Very Large Crude Carrier) transformadas em plataformas. Os FPSOs são navios com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural. No convés do navio é instalada uma planta de processo para separar e

tratar os fluidos produzidos pelos poços. Depois de separado da água e do gás, o petróleo é armazenado nos tanques do próprio navio, sendo transferido periodicamente para um navio aliviador. Os maiores FPSOs têm sua capacidade de processo em torno de 200 mil barris de petróleo por dia, com produção associada de gás de aproximadamente 2 a 3 milhões de m³. Outros tipos de plataformas não podem receber navios aliviadores para recolhimento de óleo, essas operações seriam de alto risco, pois apresentam restrições a esforços laterais e à excessiva movimentação na superfície devido à forma de ancoragem. Estas plataformas são do tipo: Fixa (chamada também de Jaqueta), SS - Semi-submersa –TLP – *Tension Leg Platform* - e SPAR. A alternativa para esses tipos de UEPs é escoar o óleo para um FSO, através de dutos flexíveis ou escoar diretamente, através de malha de dutos submarinos. A plataforma PRA-I já vista na Figura 4, é do tipo Fixa e um exemplo de plataforma Semi-submersível pode ser visto na Figura 10.

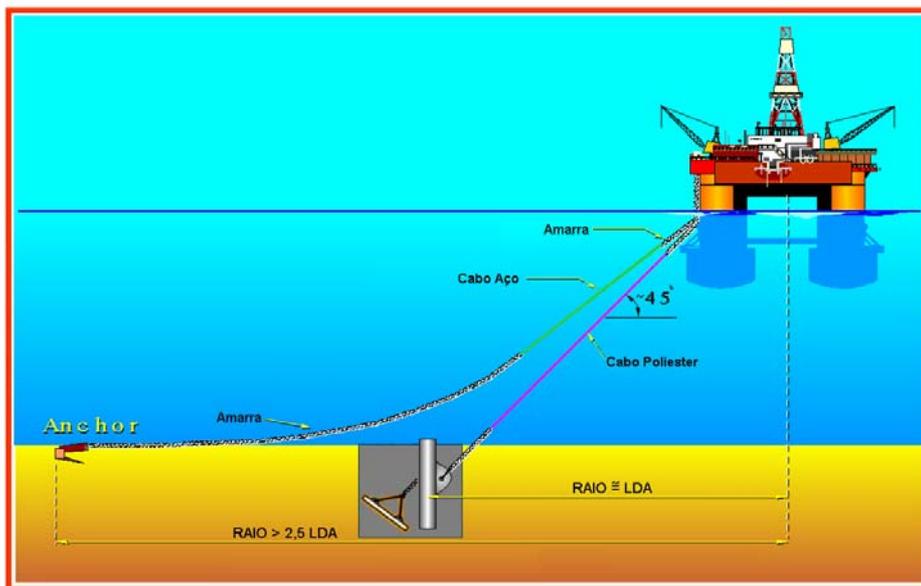


Figura 10 – Plataforma Semi-submersível e sistema de ancoragem
Fonte: Petrobras

A Tabela 6 apresenta a relação de tipos de plataformas com os respectivos modais de escoamento.

Escoamento de Óleo	
Tipos de plataformas	Alternativas de Modal
Jaqueta	Duto Submarino ou FSO + Navio aliviador
Semi-submersível	Duto Submarino ou FSO + Navio aliviador
TLP	Duto Submarino ou FSO + Navio aliviador
SPAR	Duto Submarino ou FSO + Navio aliviador
FPSO	Navio aliviador
FSO	Navio aliviador

Tabela 6 - Tipos de Plataformas e formas de escoamento

3.2.1.1 - Navios Aliviadores

Os Navios Aliviadores são embarcações que realizam a operação de forma dedicada e são construídos com esse propósito. Há basicamente três tipos de navios aliviadores ou *shuttle tankers* quanto ao porte ou capacidade de seus tanques de carga, conforme mostrado na Tabela 7:

Tipos / Portes de Navios Aliviadores	<i>Deadweight</i>	Carga - toneladas
Panamax	(50.000 – 80.000)	48.500 – 77.600
Aframax	(80.000 – 120.000)	77.600 – 116.400
Suezmax	(120.000 – 200.000)	116.400 - 194.000

Tabela 7 - Tipos de Navios Aliviadores

Há algumas controvérsias sobre as dimensões que definem o porte, mas em 2003 foi realizado um amplo estudo e foram reavaliadas as capacidades dos navios transportadores de óleo, também chamados petroleiros, em decorrência do acidente com petroleiro “Prestige” ocorrido em 19 de novembro na costa noroeste da Espanha, com uma carga de 77.000 toneladas. Este estudo foi conduzido pela OCIMF - Oil Companies International Marine Forum, oportunidade em que os dados da Tabela 7 foram referendados. Os nomes atribuídos aos portes das embarcações têm uma relação com as dimensões que possibilitam a passagem pelo Canal do Panamá (PANAMAX) e pelo Canal de Suez (SUEZMAX), sendo o AFRAMAX decorrente da abreviatura de *American Freight Rate Association*.

No aspecto segurança e eficiência operacional há basicamente dois tipos de navios aliviadores, os modernos navios DP, que possuem o sistema de posicionamento dinâmico – DP -*Dynamical Positioning*², assegurando facilidades na aproximação e amarração junto as plataformas, e os navios que não dispõem dessa tecnologia, denominados navios “convencionais”. Embora tenha havido muita evolução, como resultado da experiência e dos investimentos da Petrobras, a operação de offloading com navio aliviador é sempre muito arriscada. Uma plataforma é essencialmente uma planta de produção com forte presença de combustível e gás. Os planos consideram que ao final de 2005 todas as operações de *offloading*, junto às plataformas, serão feitas com navios DP, ficando os navios, ditos “convencionais”, voltados para operações de escoamento realizadas junto às monobóias, as quais atenderão mais as exportações³ de óleo para outros países, cujos navios nem sempre possuem o recurso de posicionamento dinâmico. A operação com navios DP traz mais segurança e rapidez na manobra de aproximação e amarração, bem como reduz custos nos serviços de apoio, usuais nas operações com navios “convencionais”.

Como ilustração, é apresentada no (Apêndice A) a composição da frota da Transpetro, datada de outubro de 2004, onde são mostrados os navios, suas principais características e informações relativas ao setor.

3.2.1.2 – Processo

A operação de escoamento pode ser sumarizada de acordo com as etapas operacionais mostradas abaixo:

1. Conforme programação o navio aliviador se aproxima da plataforma a uma baixa velocidade;

² Posicionamento dinâmico é um recurso que possibilita ao navio posicionar-se (latitude e longitude) através de orientação de satélite, estações de referência em terra e sistemas inerciais, e assim manter-se nessa posição porque o sistema vincula a posição aos comandos de movimentação da embarcação.

³ A Petrobras assinou em 15 de julho de 2005, contrato de exportação com a estatal chinesa – *Sinochem International Oil Company* – para fornecimento de 12 milhões de barris de petróleo pesado provenientes do Campo de Marlim. A parte logística conta com o transporte, em seis cargas, por navios com capacidade para armazenar até dois milhões de barris cada. Fonte: Gerência de Imprensa Petrobras

2. Amarração do navio à plataforma seguido da passagem dos cabos guias e os mangotes;
3. Conexão do mangote de carregamento;
4. Teste hidrostático do mangote;
5. Transferência do óleo. O comando desse processo é da plataforma, através dos recursos dos equipamentos de bombeio, sistema de exportação de óleo, e do sistema de geração de energia para atender o alto consumo demandado;
6. Desconexão e vedação do mangote;
7. Retirada do mangote e do cabo, e partida do navio aliviador;
8. Viagem até a região do terminal marítimo determinado para descarga;
9. Aguarda autorização para atracação no terminal;
10. Aproximação até o cais de atracação com apoio de rebocadores e uma equipe de comando⁴ que assume o comando do navio na atracação;
11. Atracação no cais;
12. Conexão dos mangotes e testes de pressão;
13. Transferência do óleo para os tanques do terminal, cuja operação de comando é do navio, que possui um sistema de bombeio específico para essa finalidade, suportado pelos motores da embarcação, com alto consumo de combustível;
14. Terminado o descarregamento, o navio é retirado do porto pelos rebocadores e assim retorna a Baía de Campos para outro carregamento.

3.2.1.3 - Premissas e padrões do escoamento

Para efeito desse estudo o padrão de escoamento por navio aliviador é embarcação dotada com sistema de posicionamento dinâmico amarrado na posição tandem e vazão na faixa de 4.500 - 6.250. m³/ h, dependendo da capacidade do sistema de exportação da plataforma.

Por questões de segurança, admitindo que possa haver eventuais dificuldades decorrentes de condições meteorológicas, o programa de escoamento de óleo da plataforma é efetuado quando seu tanque (depósito) de carga de óleo alcança cerca de 80% da sua capacidade. A Tabela 8 mostra a relação entre capacidade de armazenagem de algumas unidades do tipo FPSO / FSO e o nível de produção destas unidades. O resultado indica a capacidade do tanque de

⁴ Equipe é especializada nesse tipo de operação devido aos riscos envolvidos.

armazenagem de óleo em número de dias. Esse número varia de plataforma para plataforma, mas a maioria dos projetos contempla valores próximos de 10 dias ou um pouco acima.

Unidades de Produção (UEPs) com Escoamento para Navio Aliviador					
Nomes e Tipos das Plataformas	Capacidade de produção		Armazenagem		
	Óleo	Gás	Total (m ³)	80% (m ³)	nº de dias
	(m ³ /dia)	(mil m ³ /dia)			
FPSO Brasil	14.311	3.000	254.417	203.533	14
FPSO Espadarte	15.901	3.000	302.120	241.696	15
FPSO - MLS	14.311	2.300	254.417	203.533	14
FPSO Fluminense	12.721	2.600	206.713	165.371	13
FPSO P-31	28.622	2.900	317.966	254.373	9
FPSO P-33	23.852	1.500	279.810	223.848	9
FPSO P-35	20.671	3.000	238.474	190.779	9
FPSO P-37	23.852	6.200	317.966	254.373	11
Semi-sub P-40 (*)	23.852	4.000	295.759	236.607	10
FPSO P-43	23.852	6.000	286.169	228.935	10
FPSO P-48	23.852	6.000	286.169	228.935	10

(*) Exporta todo óleo para o FSO P-38
 Números de capacidade instalada- abril/2005
 P-31 armazena óleo da P-25 que é plataforma do tipo Semi-sub
 P-33 armazena óleo da P-26 que é plataforma do tipo Semi-sub

Tabela 8 – Lista de Plataformas com Escoamento para Navios Aliviadores

Na verdade os tanques não são totalmente esvaziados, restando sempre algum óleo para servir de lastro para embarcação, na faixa de 60 a 70 mil m³ de óleo (377 a 440 mil barris) permanentemente parados nos tanques dos FPSOs e FSOs. O volume de óleo deixado como lastro nos tanques varia em função da necessidade de peso da plataforma para melhorar sua estabilidade, ou reduzir o movimento de “roll”, que significa movimento de balanço em torno do eixo longitudinal. Em tese esses volumes de lastro deveriam ser os mesmos, porque todas as plataformas Petrobras do tipo FPSO / FSO foram originalmente navios VLCC (*Very Large Crude Carrier*), ou seja, mesmo *light weight tonne*⁵ (LWT), mas dependendo do porte da planta e da forma de ancoragem, Turret ou *Spread Mooring*, o LWT se altera, e nesse caso requer mais ou menos óleo no tanque de lastro. Embora haja um custo para esse estoque de óleo parado, o lastro adequado assegura melhor performance dos equipamentos da planta devido a minimização

⁵ *Light weight tonne* é traduzido como a expressão peso leve e desta forma é conhecida. Tecnicamente significa o peso da plataforma sem nenhuma carga adicional, contando somente com a carga de óleo e combustível suficiente à operação das máquinas e equipamento.

dos movimentos, o que de certa forma cria um *trade-off* entre custo de óleo parado e planta mais produtiva.

Há, no entanto, uma outra variável que altera a frequência de *offloading*, a capacidade dos navios aliviadores, que é menor que a capacidade dos tanques das plataformas. Ou seja, a capacidade do tanque da plataforma estabelece o limite para a 1ª operação de “alívio”, mas como a produção de óleo é contínua o próximo escoamento tem que ocorrer antes que o tanque da plataforma atinja o limite da capacidade. Naturalmente, a frequência do “alívio” será determinada pelo ritmo de produção e pelo porte do *shuttle tanker*. Na Tabela 9 é apresentada uma simulação do ciclo de escoamento considerando a coleta dentro de 80% do limite máximo da capacidade e a necessidade de deixar óleo como lastro na plataforma, cerca de 60.000 m³ de óleo, como limite mínimo. Outras variáveis implicam na frequência do escoamento: a frequente presença do navio aliviador na Bacia de Campos cria oportunidade para a operação de escoamento, e o objetivo de que o navio se desloque para os terminais de descarga com os tanques cheios.

Resultado de simulação de <i>offloading</i> - <i>Shuttle Tankers</i> com diferentes capacidades								
Armazenagem Top (80%) Óleo no FPSO (m ³)		Período de 7 dias						
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º
saldos nos tanques de carga								
Offloading com Navio Suezmax (157.905 m ³)								
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	produz	produz	produz	alivia e produz	produz
P-31	254.373	125.136	153.753	182.369	210.986	239.603	110.366	138.983
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	produz	produz	produz	produz	alivia e produz
P-33	223.848	89.841	113.689	137.536	161.384	185.231	209.078	75.072
Offloading com Navio Aframax (110.612 m ³)								
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	produz	alivia e produz	produz	produz	produz
P-31	254.373	173.202	201.819	230.435	149.264	177.881	206.498	235.115
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	produz	produz	alivia e produz	produz	produz
P-33	223.848	137.907	161.755	185.602	209.450	123.509	147.356	171.204
Offloading com Navio Panamax (62.600 m ³)								
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	alivia e produz	produz	alivia e produz	produz	alivia e produz
P-31	254.373	220.390	249.007	215.023	243.640	209.657	238.274	204.291
Ciclo operacional		alivia e produz	produz	alivia e produz	produz	produz	alivia e produz	produz
P-33	223.848	185.095	208.943	170.190	194.038	217.885	179.132	202.980

Tabela 9 – Quadro com Frequência de *Offloading*

3.2.1.4 – Terminais

Como anteriormente dito, os Terminais de São Sebastião e Angra dos Reis, cujos nomes são, respectivamente, Terminal Marítimo Almirante Barroso,

conhecido como TEBAR e Terminal Marítimo Maximiano da Fonseca, conhecido como TEBIG, são os principais recebedores de óleo dos navios aliviadores, com destaque para o volume recebido pelo TEBAR, não só por estar no estado de maior consumidor, mas também por estar próximo aos outros estados de alto consumo. A Tabela 10 mostra os volumes recebidos em 2003 e 2004. O Terminal de Angra dos Reis está no Estado do Rio de Janeiro, cuja refinaria já recebe um volume significativo através da rede de dutos, mesmo considerando que boa parte é enviada para outros pontos de refino. Outros terminais também recebem óleo, como os terminais Madre de Deus - BA e São Francisco do Sul – SC, mas em menores volumes. No entanto, são alternativas estratégicas pela localização, um mais ao norte e outro mais ao sul.

Dados dos Terminais Referentes a Petróleo				
Terminais	Tanques de carga		Óleo recebido (m³)	
	Quantidade	Capacidade (m³)	2003	2004
Angra dos Reis	10	870.000	11.419.129	13.207.458
São Sebastião	23	1.590.008	47.471.559	49.318.874

Tabela 10 – Capacidade e Volumes Recebidos - 2003 e 2004

Na Tabela 11 alguns detalhes relativos aos pontos de atracação dos dois mais importantes terminais:

Pontos de atracação			
Terminais	TPB	Calado - m	Comprimento - (LOA) m
Número de Piers			
Angra dos Reis			
Pier 01	500.000	25	450
Pier 02	350.000	25	450
São Sebastião			
Pier 01	300.000	23	510
Pier 02	155.000	18	510
Pier 03	150.000	19	395
Pier 04	65.000	13	395

Tabela 11 - Dados de atracação dos Terminais S. Sebastião e A. dos Reis

Fonte: Petrobras

O destaque fica com o número de navios que podem ser recebidos simultaneamente em S. Sebastião e no terminal de Angra. Esse número poderia se tornar um gargalo se o escoamento via navio aliviador continuasse crescendo ao ritmo atual, sem o advento do Projeto PRA-1, o que possibilita aumento de escoamento por dutos.

Nesta última tabela há duas siglas que devem ser explicadas:

- TPB: Tonelagem Porte Bruto e tem o mesmo significado de DWT;
- LOA: *Lenght over all* – comprimento total.
-

3.2.2 - Custo Operacional do Escoamento por Navio Aliviador

Lembrando do que foi visto a respeito de Custo Baseado na Atividade, o desenvolvimento do custo operacional será feito recorrendo ao acompanhamento de todo um ciclo de uma operação de escoamento através de um *shuttle tanker*, de modo que se possa passar pelas atividades e ter visibilidade de todos os recursos despendidos na operação, o que em alguns trabalhos é tratado com análise da estrutura analítica do processo.

Nessa modalidade de transporte dois recursos se destacam, os quais serão muitas vezes citados:

- TaxAfret: Taxa de Afretamento é estabelecida no contrato firmado pela Petrobras junto a Transpetro, e é cobrada por unidade de tempo (US\$ / dias). Essa taxa varia apenas em função do porte da embarcação, mas para efeito do custo operacional do escoamento trata-se de um custo fixo. Ou seja, não importa se o navio está em operação ou não, a taxa de afretamento permanece incidindo sobre o custo da operação. A Tabela 12 ilustra os valores em vigor durante 2004.

Porte do Navio	Panamax	Aframax	Suezmax
Capacidade de carga (m ³)	60.000	110.000	160.000
Taxa de afretamento (US \$ / dia)	21.000,00	28.400,00	34.000,00

Tabela 12 - Capacidade e Taxas de Afretamento (valores de 2004)

É oportuno lembrar que a taxa de afretamento inclui todos os custos referentes ao navio, seja depreciação, custos operacionais, tripulação, manutenção, custos indiretos, etc., exceto o consumo de combustível.

- ConsComb: Há basicamente um combustível sobre o qual incorrem custos, o Motor Fuel Oil (MFO). É tipicamente um custo variável, pois só ocorre quando o navio está em operação. O consumo de combustível é estabelecido em unidades de consumo por unidade de tempo (toneladas / dias) e é função de:
 - Porte da embarcação;
 - Carregada ou descarregada;
 - Tipo de operação
 - Navegando em lastro⁶
 - Parado em lastro
 - Carregando
 - Navegando com carga
 - Parado com carga (sem fundear)
 - Atracação / Desatracação (sem consumo / manobra com rebocador)
 - Descarregando

Na maioria das vezes o direcionador dos custos dos recursos e das atividades será o tempo, pois se trata de uma operação que decorre durante certo tempo. No entanto, entende-se que a melhor referência em torno do objeto da operação, transporte de determinada quantidade de óleo, seja uma medida de volume, no caso, metros cúbicos, padrão também usado pela Petrobras e pertinente ao sistema métrico oficialmente utilizado no Brasil. Assim será medida a eficiência dos modais. Dessa forma, o denominador das equações, o volume coletado, será a capacidade do tanque de carga do navio aliviador, ou sumariamente chamada capacidade do navio aliviador. Como em muitas operações os tanques dos navios não serão totalmente cheios é recomendável o uso de um fator “K” junto da capacidade, de modo que possa expressar valores mais próximos da realidade:

⁶ Em lastro significa que o navio está descarregado e por isso precisa fazer lastro para estar em condições de operar de forma equilibrada.

$$\text{Volume Coletado} = \text{Capacidade do Navio} \times K$$

Estima-se que o valor do fator K pode variar de 30% a 100%, pois os custos e riscos da operação de *offloading* não tornam atraente recolher volumes inferiores a 30% da capacidade de um *shuttle tanker*, cerca de 50.000 m³ no caso de um Suezmax, ou algo ao redor de 15% da capacidade do tanque da plataforma.

Voltando à questão do direcionador "tempo" é interessante observar que muitos dos custos da operação se desenvolvem na dimensão tempo. Na medida em que decorre mais tempo a operação se torna mais cara. A produtividade de cada etapa do processo é fundamental para redução dos custos, e o ABC tem uma grande contribuição porque dá visibilidade ao processo e cria os vínculos com os custos relativos às atividades. Despender menos tempo e transportar mais óleo certamente tornam os ciclos mais produtivos.

Outro valor que irá aparecer muitas vezes nos cálculos será o custo do combustível ou CustoComb, expresso em US\$ / tonelada. O combustível principal dessas embarcações é o "Bunker 380cst", cujo preço varia no mercado conforme a Bolsa de Philadelphia – USA, e orienta as análises de custo desenvolvidas pela Petrobras.

1ª Etapa da Operação:

A operação de escoamento começa com o navio aliviador parado (não fundeado) na Baía de Campos, aguardando liberação para se aproximar da plataforma para operação de coleta do óleo. O primeiro custo refere-se ao navio parado até que seja autorizado a iniciar manobra de aproximação da plataforma. Nessa etapa os custos são decorrentes dos recursos consumidos com o navio, a taxa de afretamento e o combustível.

Considerando que o navio fica parado por algum tempo, não fundeado, com as máquinas funcionando a "meia carga" também por aquele espaço de tempo, e chamando CNavParBC, o Custo do Navio Parado na Baía de Campos, pode-se montar a primeira equação:

$$C_{NavParBC} = \frac{TaxAfret \times TempPar}{CapacNavio \times K} + \frac{ConsCombPar \times CustoComb \times TempPar}{CapacNavio \times K}$$

ou

$$C_{NavParBC} = (TaxAfret + (ConsCombPar \times CustoComb)) \times \frac{TempPar}{CapacNavio \times K}$$

Considerações sobre os elementos da equação ainda não mencionados:

- *TempPar*: Tempo parado, embora normalmente não seja elevado, algumas vezes pode fugir a normalidade.
- *ConsCombPar*: Consumo do combustível, estando o navio parado, expresso em quantidade por unidade de tempo (toneladas / dia)

2ª Etapa da Operação:

Na 2ª etapa o navio aliviador recebe uma autorização para se aproximar da plataforma para coleta do óleo. O navio se aproxima da plataforma navegando em lastro a uma baixa velocidade. A estrutura da equação acima se repete, ou seja, os elementos são os mesmos, mas há diferenças na forma que o recurso combustível é consumido, pois o navio está em movimento exigindo mais combustível e demandando uma diferente característica do direcionador tempo.

Esse custo é denominado de Custo do Navio na Aproximação e tem-se equação abaixo:

$$CNavAprox = (TaxAfret + (ConsCombAprox \times CustoComb)) \times \frac{TempAprox}{CapacNavio \times K},$$

a qual têm os seguintes componentes:

- *TempAprox*: Tempo decorrido na aproximação, considerado desde o momento que entra em movimento até parar próximo a plataforma.
- *ConsCombAprox*: Consumo do combustível na operação de aproximação da plataforma, considerando que nesse trecho, cerca de alguns quilômetros, a navegação ocorreu em lastro.

3ª Etapa da Operação:

Até então as atividades estiveram relacionadas com a movimentação do navio. A 3ª etapa é formada pelas seguintes atividades:

- Tripulação da plataforma lança cabo guia até o aliviador;
- Por esse cabo guia é passado o cabo de amarração e o mangote do navio aliviador para plataforma;
- Conexão e testes de pressão dos mangotes feitos na plataforma;
- Ligação do sistema de bombas da plataforma e transferência do óleo para o aliviador;
- Desconexão e recolhimento do mangote;

- Liberação do cabo de amarração e partida do navio.

No conjunto dessas atividades nota-se que há forte incidência de custos diretos de mão de obra, sendo que os custos ocorridos no navio aliviador estão cobertos pela taxa de afretamento. Na plataforma tem-se:

- Os custos diretos (médios) das horas consumidas pelos operadores, funcionários Petrobras e funcionários contratados, respectivamente compostos por salários / encargos, e contratos de serviços;
- Custo do consumo de energia⁷ das bombas do sistema de exportação de óleo; e
- As respectivas parcelas de custos indiretos, os quais seriam formados por:
 - Custos de supervisão Petrobras; e
 - Custos dos principais serviços e apoio fornecidos pela plataforma aos operadores para ligar pessoas aos recursos que consomem:
 - Custo de transporte pessoal (marítimo e helicóptero);
 - Custo dos recursos de infra-estrutura (ex: ar-condicionado e água quente); e
 - Custos dos serviços apoio (ex: serviços de hotelaria e serviços de saúde);
 - Custos dos materiais e serviços aplicados ao sistema de escoamento:
 - Custo de materiais de consumo aplicados ao escoamento (ex: lubrificantes e peças de reparos);
 - Custo de transporte de cargas para aplicação no sistema de escoamento e;
 - Custo de manutenção do sistema (tubulação, válvulas, bombas, etc.) de escoamento;

O principal fator de desempenho da UEP é produzir determinado volume de óleo ou gás por unidade de tempo, seja m³ ou barris por dia, vazão do sistema.

⁷ O custo de energia está relacionado com o custo operacional do Sistema de Geração da Plataforma. Os sistemas de exportação de óleo consomem na faixa de 3 a 4 MW de potência, com vazão entre 5000 e 6500 m³/h.

Deste modo os fatores de suporte ao desempenho devem também ter seus recursos distribuídos por tempo e relacionados com o volume escoado na operação, ou seja, com a capacidade do navio aliviador. O tempo consumido na operação é a chave para que se faça várias amarrações, característica do direcionador dos custos. Os recursos ligados a mão-de-obra, diretamente ou indiretamente, devem ser associados ao tempo consumido nas atividades listadas acima, ao nº de operadores envolvidos durante aquele período, sejam eles funcionários Petrobras ou não, ao consumo de energia e aos custos indiretos relacionados a pessoas. Já os custos dos materiais e serviços aplicados ao sistema de escoamento têm uma melhor relação com o processo de escoamento. Os demais custos na plataforma não interferem no desempenho da operação, até mesmo porque a plataforma não pára de produzir durante a operação de transferência de óleo.

Desse modo os cálculos desses custos nessa etapa são desenvolvidos da seguinte forma:

- Apuração dos tempos atrelados as atividades, como mostra a Tabela 13, e o cálculo do tempo total, o qual é chamado de Tempo Total da Operação de Transferência, $T_{OperTranf}$:

Atividades	
Descrição	Tempos
Lançamento do cabo guia	t_1
Passagem do cabo de amarração	t_2
Passagem do mangote	t_3
Conexão do mangote e teste	t_4
Transferência do óleo	t_5
Desconexão e recolhimento do mangote	t_6
Liberação do cabo	t_7
Tempo Total da Operação Transferência	$T_{OperTranf}$

Tabela 13 – Relação de atividades da transferência de óleo

- Cálculo do Custo Direto da Operação Transferência – $C_{DirOperTransf}$ - com base nos seguintes dados:
 - Custo Hora Operador Petrobras → $CHrOperPetr$
 - Custo Hora Operador Contratado → $CHrOperContr$
 - Número de Operadores Petrobras → $N_{OperPetr}$
 - Número de Operadores Contratados → $N_{OperContr}$

$$C_{DirOperTransf} = \frac{(N_{OperPetr} \times CHrOperPetr + N_{OperContr} \times CHrOperContr) \times T_{OperTransf}}{CapacNavio \times K}$$

- Cálculo do Custo de Consumo de Energia – $C_{ConsEnerg}$ -, onde o Custo / Kw hora do Sistema de Geração – $C_{KwHrSistGer}$ - é representado pelo custo operacional e pelo custo de manutenção desse sistema, a potência do sistema de exportação é representada – $PotSistExp$ - e t_5 representa o tempo apurado em que o sistema esteve transferindo óleo para o navio aliviador. Durante esse tempo a capacidade do tanque do navio representa o referencial de volume de óleo transferido, e o fator K representa a utilização do tanque. Deste modo tem-se:

$$C_{ConsEnerg} = \frac{t_5 \times C_{KwHrSistGer} \times PotSistExp}{CapacNavio \times K}$$

Em tese, se a vazão dos sistemas de transferência de óleo são as mesmas ou estão numa mesma faixa, esse custo não se altera em função da capacidade do navio, pois o tempo de transferência também é determinado por essa capacidade. Ou seja, o aumento do denominador implica num aumento similar de t_5 .

- Cálculo do custo Indireto de Supervisão – C_{IndSup} -, entendendo que supervisão pode ser atribuído aos cargos superiores, sob os quais está o operador. Nesse custo tem-se:

- Custo Hora Supervisor Petrobras → $CHrSupPetr$;
- Relação Funcionários por Supervisor → $RelFuncSup$;

O custo por hora da supervisão está relacionado a uma parcela do número de operadores, pois somente parte dos operadores está envolvida; e restrito ao tempo que a operação é desenvolvida, pois esses operadores fazem outras tarefas na plataforma. Mais uma vez o volume escoado na operação é representado pela capacidade do navio associado ao fator K de utilização.

$$C_{IndSup} = \frac{(CHrSupPetr \times T_{OperTransf}) \times \left(\frac{N_{OperPetr}}{RelFuncSup}\right)}{CapacNavio \times K}$$

- Custo dos Principais Recursos de Infra-estrutura e Serviços de Apoio, anteriormente caracterizados:

Esse é o nome dado aos custos dos principais serviços usados pelos operadores, composto por:

- Custo de Transporte Pessoal → $C_{TranPes}$
 - Custo/Hora de Contratos Transporte Aéreo → $CHrContTrAer$
 - Custo/Hora de Contratos Transporte Marítimo → $CHrContTrMar$
- Custo dos Recursos de Infra-estrutura → $CRcInfrestr$
- Custos dos Serviços de Apoio → $CServApo$

Naturalmente, esses serviços são usados pelos operadores a todo instante, mas a contribuição que é dada ao escoamento é relativa a duração da operação, juntamente com o número de operadores, e pode ser chamado de Fator de Utilização, o qual pode ser definido como parcela correspondente dos recursos que os operadores utilizam.

$$\partial = (N_{OperPetr} + N_{OperContr}) \times T_{OperTranf}$$

Dessa forma chega-se aos custos abaixo:

- Custo de Transporte Pessoal

$$C_{TranPes} = \partial \times (CHrContTrAer + CHrContTrMar)$$
- Custo dos Recursos de Infra-estrutura aplicado ao custo da hora da infra-estrutura.

$$CRcInfrestr = \partial \times CHrRcInfrestr$$

- Custos dos Serviços de Apoio aplicado ao custo da hora dos serviços.

$$CServApo = \partial \times CHrServApo$$

E assim ao total do Custo dos Principais Recursos Infra-estrutura e Serviços de Apoio aos Operadores ($CPR_{InfServApo}$), direcionados pela capacidade do tanque do

$$CPR_{InfServApo} = \frac{C_{TranPes} + CRcInfrestr + CServApo}{CapacNavio \times K} \quad \text{navio e}$$

o fator K de utilização:

Outros custos contidos na 3ª etapa referem-se aos Materiais e Serviços Aplicados ao Sistema de Escoamento, composto por:

- Custo de materiais de consumo → $C_{MatCons}$

- Custo de transporte de cargas → $C_{TransCrg}$
- Custo de manutenção do sistema → $C_{ManSistEsc}$

Esses recursos existem exclusivamente em função do escoamento, ou seja, os materiais se destinam ao escoamento, as cargas são movimentadas para o sistema de escoamento e a manutenção está implícita ao sistema. Como o sistema está dimensionado para atender determinado volume e esses custos variam em função do tamanho do sistema, então o direcionador desses custos é o m^3 escoado. Nesse caso há despesas efetuadas / orçadas durante um período t e o correspondente m^3 escoado naquele período t , melhor representadas pela vazão do sistema (m^3 / h) e as despesas em US\$/hora:

$$C_{MatCons} = \frac{DespMatConsumo}{Vazão} \qquad C_{TransCrg} = \frac{DespTransCrg}{Vazão}$$

$$C_{ManSistEsc} = \frac{DespManSistEsc}{Vazão}$$

O Custo Total dos Materiais e Serviços aplicados ao sistema de escoamento se expressa da forma abaixo:

$$C_{TotMatServSistEsc} = C_{MatCons} + C_{TransCrg} + C_{ManSistEsc}$$

Os custos da 3ª etapa ainda têm o acréscimo do custo do navio durante o tempo de carga, pois o custo fixo de afretamento está presente, bem como o custo do consumo com combustível. Semelhantemente aos outros custos referentes ao navio aliviador, a seguinte equação expressa o Custo do Navio durante o Carregamento:

$$C_{NavCarga} = (TaxAfret + (ConsCombCarga \times CustoComb)) \times \frac{TempCarga}{CapacNavio \times K}$$

, onde:

- Consumo de Combustível durante a carga → $ConsCombCarga$ e;
- Tempo de carregamento → $TempCarga$,

Os Demais componentes da equação já foram vistos anteriormente.

4ª Etapa da Operação:

Essa etapa trata da viagem que abrange o custo desde a saída do navio da operação de carregamento junto a plataforma, até a chegada na zona onde estão localizados os principais terminais para descarga, São Sebastião e Angra dos Reis.

Como se trata essencialmente de cobrir um trajeto, o custo é representado por Custo de Trajeto Carregado (CTrajCar) e assim pode ter a seguinte equação:

$$CTrajCar = (TaxAfret + (ConsCombNavCar \times CustoComb)) \times \frac{TempTraj}{CapacNavio \times K},$$

onde temos:

- O consumo do navio navegando com carga \rightarrow ConsCombNavCar e;
- O tempo gasto no trajeto \rightarrow TempTraj.

Os outros componentes da equação já são conhecidos e foram citados anteriormente.

5ª Etapa da Operação:

A 5ª etapa cobre os custos que ocorrem com o navio ao permanecer aguardando autorização para atracação no terminal de descarga. Nem sempre os navios precisam aguardar, mas às vezes há essa necessidade em função da dificuldade de articular a saída simultânea de uma embarcação com chegada de outra, principalmente considerando que a maioria das operações de descarga ocorre no movimentado terminal de S. Sebastião. O custo da operação com o navio aguardando autorização para atracação no terminal de descarga pode ser representado por Custo Navio Carregado Aguardando Atracação (CNCarAgAtr):

$$CNCarAgAtr = (TaxAfret + (ConsCombNavParCar \times CustoComb)) \times \frac{TempEsp}{CapacNavio \times K}$$

, onde:

- O consumo do navio parado com carga \rightarrow ConsCombNavParCar; e
- O tempo de espera para iniciar o atracamento \rightarrow TempEsp.

6ª Etapa da Operação:

Na 6ª etapa o navio se desloca até o cais onde é atracado. Nessa operação há o custo do navio e o custo de suporte nas manobras e atividades antecedentes (atracação) e posteriores (desatracação e saída do cais) ao descarregamento do óleo. Deste modo, nessa etapa, consideram-se os custos do navio e a duplicação dos custos de suporte. A operação de descarga é destacada e fica para próxima etapa. Nessa etapa a incidência de custos no navio é somente referente à taxa de afretamento, porque durante processo de atracação as máquinas são "cortadas", voltando a operar no bombeio de óleo durante processo de transferência de óleo

para os terminais. Dessa forma chega-se ao Custo do Navio durante Atracação no Terminal (CNAtrTerm) expresso pela seguinte equação, observando que não há presença de consumo de combustível:

$$CNAtrTerm = TaxAfret \times \frac{TempOper}{CapacNavio \times K}, \text{ onde:}$$

- O tempo de operação do processo de atracação → TempOper.

Os custos de suporte nas manobras e atividades de atracação e desatracação são custos de serviços prestados por pessoal específico e taxas ⁸ cobradas pela utilização do terminal, representados por:

1. Praticagem na atracação e desatracação: O valor do serviço de praticagem é calculado com o uso da Tabela 14, aplicada com base na tonelage bruta (*gross ton*):

GRT (Ton)	Taxa-(R\$ / Ton)
0 - 30.000	0,13
30.001 - 60.000	0,09
60.001 - 90.000	0,07
Acima de 90.001	0,046

Tabela 14 - Taxas de Praticagem com base na GRT

O Custo de Praticagem pode ser simbolizado por CPrat e a equação de cálculo fica da seguinte forma: $CPrat = \frac{(2 \times GRT \times taxa)}{taxacambial}$, sendo a taxa e o GRT referenciados na Tabela 14 e aplicada duas vezes, caracterizando a entrada e a saída do terminal, e utilizando a taxa de cambio para trazer o valor final para moeda US dólar.

2. Serviço Rebocador na atracação / desatracação: O valor do Custo do Rebocador pode ser expresso da seguinte maneira: $CReb = 2 \times TaxadoRebocador \times QteRebocadores$, onde a taxa cobrada pelos rebocadores, na ordem de US\$ 1000.00 e a quantidade de rebocadores são multiplicados por 2, caracterizando entrada e saída do terminal. A quantidade

⁸ Os valores dessas taxas, vistas como custos de suporte à operação de atracação, são de dezembro de 2004.

de rebocadores varia conforme a Tabela 15, dependendo das condições meteorológicas e do terminal de embarque.

Porte do Navio	Panamax	Aframax	Suezmax
Quantidade de Rebocadores	1 - 2	2 - 3	3 - 4

Tabela 15 - Quantidades de Rebocadores por Porte de navios

3. Taxa de Acesso ao Porto – TAP: É a aplicação da taxa no valor de R\$ 0,0576 a cada tonelada, sobre a tonelage registrada líquida (TRL) ou *net registered tonne* (NRT), que varia, dentro de uma faixa, em função do porte do navio, conforme tabela 16 abaixo.

$$TAP = \frac{0,0576 \times TRL}{taxacambial}$$

Porte do navio	Panamax	Aframax	Suezmax
TRL / NRT (mil ton.)	15 - 21	25 - 33	40 - 55

Tabela 16 – Valores da TRL (Tonelada registrada líquida)

4. Taxa de Utilização Portuária – TUP: Da mesma forma que a taxa anterior, a TUP, conforme mostra a Tabela 17, é aplicada também sobre determinada característica do navio, no caso a LPP (*length perpendicular*) que é a distância entre as perpendiculares, o que representa aproximadamente 95% do LOA, comprimento total da embarcação. A TUP se aplica a cada 6 horas ou fração, o que leva, neste caso, a se adotar “ α ” como um fator que representa o total de horas de permanência no terminal. Se, por exemplo, a operação demanda 8 horas (6+2), “ α ” teria um valor igual a 6 horas mais 2/6 de hora, ou $\alpha = 6,33$.

$$TUP = \frac{3,45 \times LPP \times \alpha}{taxacambial}$$

Porte do navio	Panamax	Aframax	Suezmax
LPP (m)	208 - 213	230 - 235	260 - 265

Tabela 17 – Valores da LPP (*length perpendicular*)

5. Além das taxas descritas acima, há ainda Outras Taxas Portuárias:

5.1. Taxa de Utilização dos Faróis - TUF: Essa taxa tem o valor já em expresso em US\$, cobrada por cada operação de atracação e varia de acordo com o *deadweight* (DWT) do navio, conforme a Tabela 18:

Porte do navio	Panamax	Aframax	Suezmax
DWT (Ton)	50.000 - 80.000	80.000 - 120.000	120.000 - 200.000
Faixas de porte	50.000 → 100.000	> 100.000	
TUF (US \$)	2.250,00		3.000,00

Tabela 18 – Faixas de Aplicação da TUF (Taxas de Utilização de Farol)

5.2. Fundo para Polícia Federal - FUNAPOL: Taxa no valor de R\$ 535,00 cobrada dos navios que atracam nos terminais.

5.3. Taxa de Livre Prática - TxLP: Se refere a taxa de inspeção sanitária, no valor de R\$ 600,00 por cada navio que atracam nos terminais

Desta forma, tem-se a seguinte equação para representar Outras Taxas Portuárias - OTxPort:

$$OTxPort = TUF + \left(\frac{Funapol + TxLP}{taxacambial} \right)$$

Verifica-se que a melhor alternativa para apuração desses custos de suporte nas atividades de atracação e desatracação e taxas cobradas pela utilização do terminal, é compor o total desses custos e dividi-los pelo volume de óleo envolvido na operação, ou seja, pela capacidade do navio aliviador associado ao fator K de utilização do tanque de carga. Chamamos esse custo como Custo Total de Atracação / Desatracação e Utilização dos Terminais, representado da seguinte forma:

$$CTotAtrDestrUtTerm = \frac{CPrat + CReb + TAP + TUP + OTxPort}{CapacNavio \times K}$$

7ª Etapa da Operação:

Conforme afirmado anteriormente, o descarregamento de óleo é destacado e fica para consideração nessa etapa, onde se tem novamente a presença de consumo de combustível para suportar as bombas que atuam no descarregamento

do óleo. É mais uma típica operação de consumo de combustível dentre as já mencionadas, esta também caracterizada por ser geradora de custo variável, ou seja, o consumo de combustível está ligado ao tempo que demanda a operação para retirada do óleo dos tanques de carga do navio aliviador.

O outro componente de custo nessa operação é o custo decorrente do afretamento, que é o custo fixo, presente ao longo de toda a operação.

O custo dessa operação está identificado como Custo de Descarga do Navio, representado pela seguinte equação:

$$CDescN = (TaxAfret + (ConsCombDescarg \times CustoComb)) \times \frac{TempDesc}{CapacNavio \times K},$$

onde

- ConsCombDescarg: representa o combustível consumido pelas bombas de descarga; e
- TempDesc: é o tempo gasto durante a descarga de óleo.

8ª Etapa da Operação:

Essa operação expressa a viagem do navio de volta a Bacia de Campos, completando assim o ciclo do escoamento. Essa operação é exatamente igual a operação de vinda até o terminal, diferindo apenas por estar o navio navegando com os tanques em lastro, o que exige menor consumo de combustível. Esse custo está chamado como Custo de Regresso Descarregado, simbolizado por CRegrDesc.

$$CRegrDesc = (TaxAfret + (ConsCombNavLastr \times CustoComb)) \times \frac{TempTrajRet}{CapacNavio \times K}$$

, onde

- ConsCombNavLastr: representa o consumo de combustível navegando em lastro; e
- TempTrajRet: é o tempo gasto no trajeto de retorno a Bacia de Campos.
-

3.2.2.1 - Outros Custos da Operação Offloading através de Navio Aliviador

Embora a operação de offloading esteja completa, outros custos estão presentes nessa operação. Não são custos operacionais, pois não participam

diretamente da operação, mas precisam ser considerados dentro do custo total, porque têm participação efetiva na operação.

O primeiro desses custos é o custo do óleo parado, sendo que se têm duas situações. A 1ª trata do óleo parado durante o transporte, não disponível para processamento, entre o instante que o tanque de carga do navio aliviador está cheio até o momento em que é completada a operação de descarregamento no terminal, e a 2ª é o óleo parado nos tanques do FPSO ou FSO, uma parte servindo de lastro, e mais o volume médio entre duas transferências para o navio aliviador, conforme lustrado na figura abaixo. Ambas as situações têm o significado de custo de estoque por determinado período, sem possibilidade de utilização.

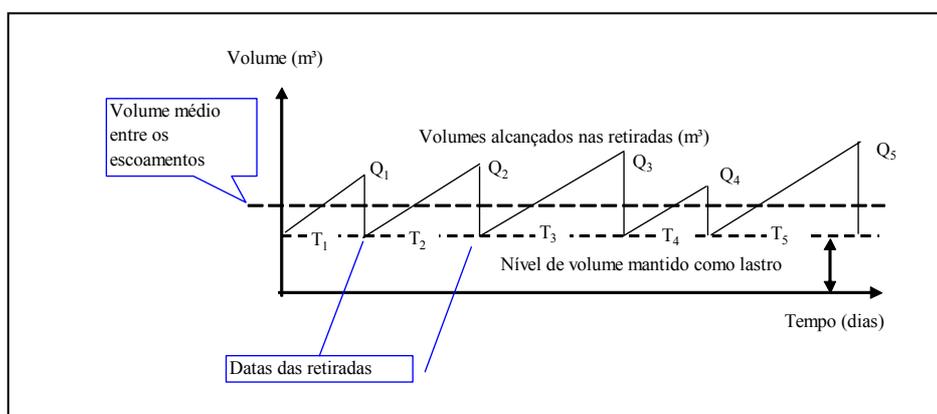


Figura 11– Curva de Comportamento do Estoque entre Transferências de Óleo

Na 1ª situação o custo do estoque é encarado como um custo financeiro, ou uma apuração da perda de oportunidade por estar com o óleo parado durante o transporte. Está denominado como Custo de Estoque do Óleo Transportado, simbolizado por $CEstOITransp$.

$$CEstOITransp = (\text{Volume Óleo Transportado} \times \text{Preço Mercado}) \times [(1 + i)^{(\text{TempTraj})} - 1],$$

onde:

- O volume de óleo transportado deve ser visto como $\text{CapacNavio} \times K$, pois este é efetivamente o volume considerado, observando que o valor de K deve ser 100%, partindo da premissa de que o navio aliviador se dirige aos terminais com o tanque de carga totalmente cheio;
- O preço de mercado é aquele que é orientado pelo mercado *spot*, em cima do qual são fechados os contratos de compra e fornecimento;

- O tempo de trajeto – TempTraj - entre a Bacia de Campos e o terminal onde foi descarregado o óleo e;
- A taxa de juros “i”, que deve indicar valores de taxas de captação que a Petrobras consegue para financiar os investimentos em exploração e produção.

O custo de estoque, no entanto, tem o direcionador do volume transportado, ou seja, a capacidade do navio. Deste modo tem-se:

$$CEstOlTransp = \frac{(CapacNavio \times K) \times (PreçoMercado) \times [(1 + i)^{(TempTraj)} - 1]}{(CapacNavio \times K)}$$

Ou, de forma resumida:

$$CEstOlTransp = PreçoMercado \times [(1 + i)^{(TempTraj)} - 1]$$

Desta forma temos um custo de estoque durante o transporte para determinado volume e em função do tempo de trajeto, reflexo da distância entre a Bacia de Campos e o terminal de descarga de óleo.

Na 2ª situação o óleo serve de lastro porque as alternativas apresentam altos custos operacionais. Isso caracteriza uma contrapartida, ou seja, deve ser encarado como aplicação de recursos para assegurar que a plataforma opere de modo mais adequado, porque da outra forma, troca do lastro com lavagem dos tanques, incorre-se em maior custo. Adicionalmente há um estoque formado pela produção da plataforma após cada retirada de óleo.

O estoque de lastro é função do porte da plataforma, que por sua vez, é proporcional a capacidade de produção da plataforma, logo o direcionador do custo deve ser a capacidade de produção de óleo, usualmente expresso em barris por dia (bbl/d) ou m³/d.

O Custo do volume de óleo Parado em Lastro pode ser representado da seguinte forma:

$$COParLastr = \frac{(VolLastro \times PrMercado) \times i}{Prod Plataf}, \text{ onde:}$$

- VolLastro: é o volume de óleo em lastro que deve ser visto como um valor função do porte da plataforma, cerca de 60.000 a 70.000 m³ na grande maioria das plataformas Petrobras, pois são oriundas de navios VLCC;
- PrMercado: no preço de mercado se aplica raciocínio análogo à situação descrita acima;
- *i* : a taxa “i” deve refletir as mesmas considerações da situação 1 e;

- ProdPlataf: representa a Capacidade de Produção da Plataforma, lembrando que quando for FSO a produção será da plataforma que envia óleo para esse FSO.

Já o custo do estoque entre entradas e saídas exige que, primeiramente, seja calculado o estoque médio. Recorrendo à figura 11 verifica-se que o volume de óleo, além do volume em lastro, pode ser representado pelo nível “Q” que o tanque de carga da plataforma atinge quando ocorre o alívio, multiplicado pelo tempo “T” decorrido entre os alívios. Exatamente como a área de triângulo retângulo. Como o cálculo de custo de escoamento por navio aliviador que esta sendo desenvolvido se realiza dentro de um ciclo de operação de escoamento, cada triângulo se refere a uma operação de escoamento. O cálculo do estoque médio pode ser calculado com base na demonstração apresentada no Apêndice C, e considerando os aspectos de segurança já manifestados, os quais exigem que o tanque deva ser aliviado quando atinge 80% da capacidade.

Sendo assim chega-se ao Estoque Médio expresso da seguinte forma:

$$\text{Estoque Médio} = \frac{((80\% \times 0,70 Q)) \times (0,70 T)}{2} = \frac{0,56Q \times 0,70T}{2}, \text{ onde:}$$

- Q representa o nível que o volume de óleo atinge no momento do alívio, o que na verdade é a capacidade do tanque da plataforma, admitindo que o *offloading* é executado quando o tanque está cheio (80% da capacidade total) e;
- T é o intervalo entre as operações de *offloading*.

O Custo deste Estoque Médio pode ser representado por:

$$CEstMédio = PrMercado \times Estoque Médio \times i, \text{ ou:}$$

$$CEstMédio = \frac{PrMercado \times 0,56Q \times 0,70 T \times i}{2 \times CapacNavio \times K}, \text{ onde:}$$

- No preço de mercado se aplica o mesmo raciocínio da situação descrita acima $\rightarrow PrMercado$;
- A taxa “i” deve refletir as mesmas considerações da situação 1 $\rightarrow i$ e;
- A capacidade do navio corrigida com o fator, que nesta equação funciona como direcionador do custo do estoque, pois, como já visto anteriormente, essa capacidade é que determina a quantidade de óleo escoado $\rightarrow CapacNavio$.

Além dos outros custos descritos acima, devem ainda ser considerados os custos de administração do *offloading*. São custos efetivamente indiretos, porque não são capturados diretamente da operação, e também são fixos, pois seus valores não se alteram independentemente do que for transportado.

Basicamente há três grandes locais, formadores de custos indiretos na operação de escoamento de óleo. Dois deles estão dentro da Divisão de Exploração e Produção – E&P.

O primeiro é E&P-SERV pertencente a uma Divisão do E&P que cuida dos serviços prestados a E&P. No caso do escoamento por navio aliviador, E&P-SERV administra os contratos relativos às atividades de “amarração” e atracação efetuadas dentro da série de operações que compõem o ciclo de escoamento. As atividades de “amarração” e atracação se resumem a etapa que o navio é “amarrado” à plataforma para iniciar a transferência do óleo, já que as atracações nos terminais têm tratamento diferente. Olhando desta forma cada operação de *offloading* consome de forma indireta uma parcela dos recursos contidos em E&P-SERV. Cabe agora, no entanto, uma análise sobre o melhor direcionador deste custo indireto. Intuitivamente percebe-se que essas atividades são mais produtivas quando realizadas num menor espaço de tempo, sem naturalmente comprometer a qualidade da operação. Medindo dessa forma pode-se ver de forma clara como está evoluindo o desempenho dessas atividades, e essa medida irá efetivamente contribuir para uma avaliação permanente dos custos dos contratos do gênero, administrados por E&P-SERV, bem como suportar melhores decisões nas renovações contratuais. Na verdade, deve-se ter um custo por hora da E&P-SERV ($CHorE \& PServ$), envolvendo todos os custos típicos de uma organização, tais como, salários & encargos, custos operacionais e depreciação de instalações / infra-estrutura que utilizam, como se fosse uma taxa e aplicar essa taxa ao tempo consumido pela operação de escoamento, o qual se identifica como $TOperTransf$, excluindo t_5 que foi o tempo atribuído exclusivamente a transferência do óleo. Mais uma vez, é preciso ligar esse resultado de custo ao volume de óleo que está envolvido na operação. Desta forma tem-se o Custo Indireto de E&P SERV definido pela seguinte equação:

$$CIndE \& PServ = \frac{CHorE \& PServ \times (TOperTransf - t_5)}{(CapacNav \times K)}$$

O segundo formador de custos indiretos é E&P.BC, mais uma Divisão da E&P atuando dentro da Bacia de Campos, que participa no processo de escoamento, fazendo a interface com a Diretoria de Abastecimento na programação das embarcações, no suporte à operação de *offloading* na Bacia de Campos. Nesse caso, o processo de trabalho desenvolvido pelo E&P.BC atende a operação de forma global, o que impossibilita ter ligação desse custo especificamente com a operação de escoamento. Entende-se que a melhor forma de apuração desse custo é separar do Custo Total do E&P.BC a parcela de custo que está envolvida com o trabalho de programação, tomando o cuidado de incluir somente itens de custo que se relacionem com essa atividade. Adotar um fator multiplicador η que represente um percentual do custo total facilita o cálculo e permite maior precisão nos rateios. As maiores dificuldades estarão nos rateios dos custos fixos, como, por exemplo, os custos da depreciação e os custos de infra-estrutura (serviços de informática, telecomunicação, material de escritório, energia, e outros). Esse Custo de Programação de Navios da E&P.BC pode ser simbolizado por $C_{ProgNavE \& P.BC}$ e o resultado calculado conforme indicado abaixo, tomando como referência o intervalo " Δt " e o volume (m^3) de óleo escoado nesse período:

$$C_{ProgNavE \& P.BC} = \frac{(CE \& P.BC) \times \eta \times \frac{1}{\Delta t}}{VolumeEscoado / \Delta t}, \text{ ou}$$

$$C_{ProgNavE \& P.BC} = \frac{CHorE \& P.BC \times \eta}{Vazão}, \text{ onde a vazão de escoamento fica}$$

relacionada com a capacidade da bomba de exportação da plataforma.

O terceiro formador de custos indiretos dentro da cadeia de custos de escoamento é a Gerência Executiva de Logística, pertencente a Divisão de Abastecimento. Dentro dessa Gerência há setores responsáveis pela administração da distribuição do óleo, o que implica em determinar que terminais devam receber o óleo, em função do binômio, capacidade e estoque das refinarias; e outros setores que cuidam da contratação e movimentação dos navios, incluindo-se aí as viagens internacionais, sejam exportações de óleo pesado como importações regulares. Entende-se que a forma de apurar os custos relativos ao escoamento é idêntica à exposta acima. Ou seja, significa separar do total do custo da Gerência de Logística os custos das áreas que efetivamente contribuem com o transporte de

óleo dentro da Bacia de Campos, tomando como referência as atividades que têm afinidade com o escoamento:

- Administração da distribuição do óleo e;
- Contratação e movimentação dos navios.

Novamente, a maior dificuldade será como ratear os custos fixos, como atribuir parcelas de custo à operação de escoamento de óleo, sobretudo considerando que a Gerência de Logística tem uma significativa dimensão, com recursos que extrapolam as demandas da Bacia de Campos. Esse trabalho exige que se abra a organização e que sejam examinadas as atribuições e responsabilidades. Tudo depende da profundidade do exame que se quer fazer. O fato é que torna visível cada pedaço da organização, permitindo assim implantação de programas de produtividade. A equação de cálculo desse custo pode ser escrita conforme abaixo, destacando mais uma vez o volume escoado no intervalo de tempo “ Δt ”:

$$C_{AdmContrMovNavBC} = \frac{(C_{GerLog}) \times \gamma \times \frac{1}{\Delta t}}{VolumeEscoado / \Delta t}, \text{ ou}$$

$$C_{AdmContrMovNavBC} = \frac{C_{HoraGerLog} \times \gamma}{Vazão}, \text{ onde:}$$

- $C_{AdmContrMovNav}$ é o Custo de administração, contratação e movimentação de navios na Bacia de Campos;
- $C_{HoraGerLog}$ é o Custo hora da de Logística referente a administração, contratação e movimentação de navios e;
- γ é o Fator de participação da Gerência de Logística nas atividades da Bacia de Campos

O acompanhamento dos resultados desses custos indiretos orienta a gerência sobre o desempenho e contribuição desses setores no processo de *offloading*.

3.2.3 - Operação de Escoamento por Dutos Submarinos

A malha de dutos da Bacia de Campos, embora totalmente interligada, está dividida em duas partes. Um ramo se concentra na plataforma de Enchova – PCE-1, mais ao sul e o outro chega até a plataforma de Garoupa – PGP-1, localizada mais ao norte. Destes dois pontos, o óleo escoá até Barra do Furado e daí até o Terminal de Cabiúnas. A plataforma de Enchova está a 82 km de Barra do Furado e a plataforma de Garoupa cerca de 84 km. O trecho terrestre que liga Barra do Furado a Cabiúnas tem aproximadamente 83 km. A partir do Terminal de Cabiúnas o óleo é transportado por dutos terrestres até as unidades de refino. O apêndice B mostra toda essa malha, incluindo as linhas que no futuro estarão chegando e saindo da unidade PRA-1. Na Figura 12 pode ser vista uma representação esquemática dos fluxos que chegam até a plataforma de Garoupa – PGP-1, e daí seguem até Cabiúnas.

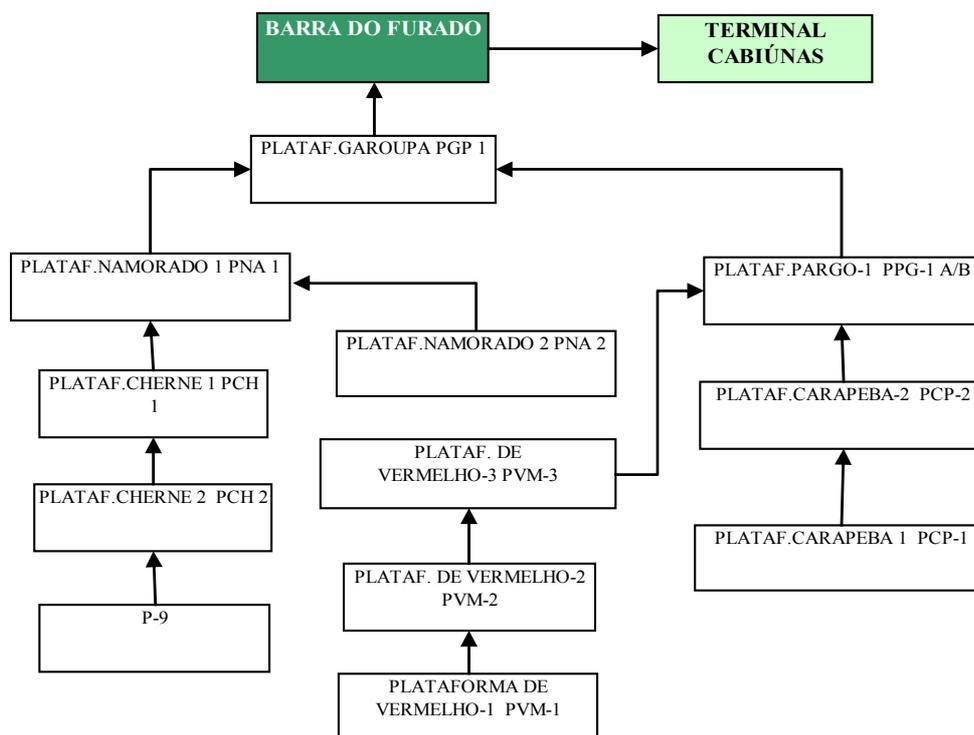


Figura 12 – Fluxo da Malha – Garoupa (PGP-1) Cabiúnas

Em boa parte, o escoamento de óleo pelos dutos submarinos é explicado pela história do desenvolvimento da Bacia de Campos, conforme já abordado. A

instalação dessa malha é resultado de vários projetos, realizados em momentos distintos e por diferentes razões. É como ir abrindo caminho aos poucos, as alternativas são buscadas à medida que surgem novos acontecimentos e necessidades bem diferentes de projetos integrados, que obedecem a uma ampla estratégia de escoamento e tenha um fluxo logístico otimizado. Como visto no histórico, o desenvolvimento da Bacia de Campos em parte obedeceu ao “empirismo” próprio da exploração de petróleo, onde os indícios de reservas nem sempre se confirmam. Além disso, mais uma vez, é oportuno registrar a premente necessidade de aumento da produção, por força de balança de comércio negativa associada à dependência energética. Um traço característico desse desenvolvimento é a variedade de bitolas dos dutos, indo de 4 polegadas⁹ até 24 polegadas. Em alguns casos essa variação decorre de necessidades de pressão na linha, próprias de especificação de projetos. Na grande maioria dos trechos os dutos são rígidos, fabricados com material em ligas de aço-carbono, com espessuras de paredes adequadas a pressão exercida, com características especiais de resistência mecânica e durabilidade frente à corrosão provocada pela água salgada. Dutos flexíveis, feitos de materiais com alta resistência mecânica, com “alma” em aço, são utilizados nos trechos que saem das plataformas até se conectarem com as linhas principais, e em algumas outras pequenas extensões.

A operação dos dutos funciona como um direcionador de fluxos, que obedece a todo um planejamento logístico alinhado com as necessidades e capacidades das refinarias. A premissa é que as dimensões das linhas na saída sejam capazes de suportar os volumes de entrada, mantendo um nível de pressão equilibrado capaz de exportar o óleo até Cabiúnas. As alternativas para variações de fluxo e o re-equilíbrio do sistema são as derivações e o escoamento alternativo para os FSOs. Operacionalmente, cada plataforma que coloca o óleo na linha de dutos utiliza um nível de pressão superior ao que está na rede, para assegurar o fluxo. As unidades de produção que estão a montante são responsáveis por fazer o óleo chegar à próxima unidade e assim sucessivamente. Os custos são repassados às unidades posteriores de modo que a última unidade absorve todos os custos das unidades anteriores, antes que o óleo alcance o terminal, o que equivale a

⁹ Uma polegada equivale a 25,4 mm.

acumular os custos operacionais do fluxo, que essencialmente significam consumo de energia.

3.2.3.1 – Processo

Quando o escoamento via navio aliviador foi abordado foi possível descrever um processo e assim ter visível como se formam os custos à medida que o ciclo de atividades evolui. Esta é uma sistemática do sistema ABC. Já com relação à malha de dutos, não há um processo seqüencial de atividades. A operação é expressa por somente uma atividade, fluxo contínuo de escoamento de óleo. Deve ser vista como uma fábrica automatizada, com entrada de materiais no início da linha e saída de produtos acabados ao final do processo. Trata-se de uma operação que reúne basicamente as seguintes fontes de custos: operação, manutenção e depreciação, os quais serão explorados mais adiante.

3.2.3.2 – Terminais

Ao contrário do sistema de escoamento por navio aliviador, que tem alternativas de terminais para descarga, o sistema pela malha de dutos da Bacia de Campos conta somente com os recursos do Terminal de Cabiúnas. Cabiúnas é um terminal terrestre, mesmo estando junto da costa. Tem capacidade para armazenagem de 483.045 m³ de óleo em 8 (oito) tanques de carga, quase 1/3 da capacidade do Terminal de S. Sebastião. Considerando que o duto tem um fluxo intermitente, ao contrário do modal marítimo, cujas entregas ocorrem por bateladas, essa capacidade dos tanques de Cabiúnas serve como um espaço para balanceamento do fluxo durante o fornecimento às refinarias. A Tabela 19 registra os volumes que chegaram a Cabiúnas durante 2003 e 2004.

PETRÓLEO RECEBIDO EM CABIÚNAS (m ³)		
	2003	2004
JANEIRO	1.145.981	1.134.323
FEVEREIRO	1.094.123	1.043.418
MARÇO	1.154.827	1.169.927
ABRIL	1.164.173	1.140.141
MAIO	1.209.222	862.895
JUNHO	1.143.641	1.054.417
JULHO	1.221.205	1.064.531
AGOSTO	1.135.046	1.222.080
SETEMBRO	1.125.680	1.157.903
OUTUBRO	1.153.327	1.197.495
NOVEMBRO	1.073.310	1.161.786
DEZEMBRO	1.121.755	1.215.753
TOTAL	13.742.290	13.424.669

Tabela 19 - Volume Recebidos por Cabiúnas em 2003 e 2004

Com base nesses valores é possível obter-se o giro mensal do estoque nos tanques de Cabiúnas. Se forem considerados os valores médios mensais dos volumes recebidos por Cabiúnas na ordem de 1.150.000 m³/mês e a capacidade do tanque de 483.045 m³, percebe-se que a operação de esvaziamento do tanque ocorre cerca de 2,38 vezes por mês, como mostrado abaixo. Com base naqueles mesmos valores de volumes médios mensais, pode-se chegar a uma vazão média de 1590 m³/h (1.150.000 m³ / mês). Ao se dividir o volume total do tanque de carga (483.045 m³) por essa vazão média chega-se a aproximadamente 303,80 horas, ou 12,65 dias, tempo de esvaziamento do tanque, também mostrado abaixo. Esse raciocínio mostra as folgas que o sistema tem para permitir um adequado balanceamento entre as chegadas de óleo e as saídas para as refinarias, e, sobretudo, caracteriza a intensidade da operação do sistema de escoamento.

$$\frac{1150000m^3 / \text{mês}}{483045m^3} = 2,38 / \text{mês}$$

$$\frac{483045m^3}{1590m^3 / h} = 303,80h = 12,65 \text{ dias}$$

3.2.4 - Custo do Escoamento pela Malha de Dutos Submarinos

A formação dos custos ocorre pela participação de partes da organização na operação, manutenção e pela responsabilidade do funcionamento da malha

submarina, a cargo da Divisão de Exploração e Produção – E&P, diferente dos dutos terrestres cuja responsabilidade é da Transpetro.

O custo de uma malha de dutos está dividido em cinco partes, embora duas dessas partes tenham em comum o objetivo único de integridade do sistema. Esta é, aliás, a fonte de maior preocupação, pois qualquer vazamento, além dos reflexos no fornecimento, causa danos ambientais ao eco-sistema e traz problemas a imagem da companhia perante a sociedade. O objetivo é que a produção e o escoamento de óleo e gás no mar atendam às metas estabelecidas pela Petrobras, obedecendo à legislação referente às áreas de Saúde, Meio Ambiente e Segurança. Os resultados da análise de integridade também influenciam na definição de tecnologias, métodos e equipamentos especiais que permitem inspeções e manutenções cada vez mais criteriosas.

3.2.4.1 - Inspeção Interna

A 1ª parte trata dos Custos de Inspeção do Sistema, cujo foco principal é estar permanentemente avaliando as condições da malha de dutos. Há dois tipos de inspeção realizados por dois diferentes setores da Petrobras. A Inspeção Interna fica sob a responsabilidade do setor produtivo, área encarregada da operação de produção, chamada na Petrobras, de Ativos de Produção, representados pelas unidades de produção (UEPs). Atualmente, todas as UEPs ligadas a malha de dutos estão dentro da Unidade de Negócios da Bacia de Campos – UNBC, que destaca a engenharia como responsável pela administração do serviço de inspeção interna e análise dos resultados da inspeção. A inspeção interna exige a passagem de equipamentos de vistoria, chamados *pigs* instrumentados, por dentro dos dutos, sendo o trabalho feito trecho a trecho. O *pig* é instalado numa entrada apropriada da rede, junto a uma UEP e percorre um determinado trecho até outra UEP, onde é resgatado. Essa operação exige alteração na programação de produção, a cargo do setor operacional das UEPs envolvidas nesta inspeção, com desvios no sistema de escoamento, sem que haja perda por parada de escoamento. Empresas especializadas nessas inspeções são contratadas em bases anuais para realização dos serviços dentro da Bacia de Campos, sendo responsabilidade das mesmas o fornecimento de todos os recursos e materiais necessários: mão-de-obra

especializada, deslocamento até as unidades, transporte de equipamentos, fornecimento de materiais de consumo, ferramentas, enfim, os recursos requeridos para coleta de informações relativas ao estado da tubulação (paredes, espessuras, emendas, etc.), as quais serão analisadas pela Engenharia da UNBC. A equação abaixo traduz os custos de inspeção interna, considerando determinada vazão do sistema:

$$C_{InspIntr} = \frac{CHrContrServ + (CHrEngUNBC \times \omega)}{Vazão}, \text{ onde:}$$

- CHrContrServ é o Custo Hora de Contratação do Serviço de Inspeção Interna;
- CHrEngUNBC é o Custo Hora da Engenharia da UNBC com seus recursos de mão-de-obra, instalações e infra-estrutura disponível e;
- ω é o Fator de participação da Engenharia na Inspeção Interna nos serviços prestados a rede de dutos.
-

3.2.4.2 - Inspeção Externa e Manutenção

A 2ª parte trata dos custos da Inspeção Externa e Manutenção. No processo de inspeção externa as instalações submarinas são periodicamente inspecionadas por meio de mergulho raso, com apoio de barcos especiais, e ROV (*Remote Operation Vehicle*) - Veículo de Operação Remota. A partir dos resultados em imagens de vídeo, fotos e relatórios gerados em cada inspeção, desenvolvem-se análises de integridade, cujo objetivo é fornecer para os Ativos de Produção as informações necessárias para a tomada de decisão sobre as instalações: necessidades de inspeções adicionais e/ou mais freqüentes, plano para manutenções futuras, com participação de barcos especiais e paradas de produção no trecho em questão.

A Inspeção Externa e Manutenção são da responsabilidade da E&P-SERV que possui dentro de sua organização uma área dedicada a esse serviço, chamada MIS - Manutenção e Inspeção Submarina. Essas duas atividades ficam dentro da mesma organização por decorrência da afinidade das atividades e recursos necessários. Em algumas situações a manutenção é realizada simultaneamente a inspeção externa. Na verdade a organização MIS está dividida em quatro áreas:

- Análise de Integridade que objetiva a garantia da integridade de dutos rígidos e outros sistemas submarinos (dutos flexíveis, umbilicais¹⁰, cabos elétricos e óticos). A garantia da integridade dos equipamentos baseia-se na análise técnica de falhas e de não conformidades de inspeção com emissão dos respectivos laudos técnicos. Também é atribuição a elaboração de padrões, procedimentos e rotinas de inspeção, treinamento e capacitação de pessoal técnico, consultoria técnica voltada para a integridade de instalações submarinas, definição de periodicidade de inspeção, desenvolvimento de tecnologia de equipamentos e métodos especiais de inspeção e manutenção.
- O Grupo de Reparos de Dutos Submarinos (GRDS) tem como finalidade principal executar intervenções emergenciais em dutos rígidos submarinos, a fim de garantir a continuidade operacional do sistema de escoamento do óleo, preservando a integridade do meio ambiente, no evento de vazamento de óleo ou gás. Dispõe de equipamentos e tecnologia de última geração para realizar reparos nos dutos da Bacia de Campos. Os reparos realizados pelo GRDS são feitos com conectores mecânicos, vide foto na Figura 13, para substituição do trecho avariado, com braçadeiras bipartidas para avaria de pequenas dimensões, reforços estruturais com material sintético nos casos de perda de espessura da tubulação, e recondiçionamentos da rede.



Figura 13 – Foto de Conector Mecânico para Reparo Trecho Avariado

¹⁰ Cabos submarinos com diversas seções, para alimentação de mecanismos elétricos e hidráulicos, de grande resistência mecânica.

- O Grupo “Barcos Especiais”, responsável pelas atividades de inspeção, intervenção e manutenção em instalações e equipamentos marítimos na superfície, na massa d’água e no leito marinho, realizadas a partir de embarcações especiais tipo DSV (*Diver Support Vessel*) e RSV (*ROV Support Vessel*). As embarcações especiais estão adequadas para executar tarefas através de mergulho saturado até 320 metros e ROV até 3000 metros. Além das atividades ligadas à inspeção externa e manutenção, uma série de outras atividades é realizada e/ou suportada pela área de Barcos Especiais.
- O Grupo de Mergulho Raso, dedicado somente a mergulhos até 50 metros de profundidade. A inspeção visual é utilizada para a detecção de grandes e pequenas não-conformidades, dependendo do critério utilizado. Os inspetores executam os trabalhos através de procedimentos qualificados, utilizados nas inspeções e nas intervenções em plataformas flutuantes e fixas. As frentes de mergulho são equipadas com câmeras fotográficas e sistemas de televisionamento submarino com a câmera instalada no capacete do mergulhador.

Apresentada a estrutura do MIS, a representação do Custo de Inspeção Externa e Manutenção pode ser feita do modo abaixo, considerando determinado volume escoado ou vazão do sistema:

$$C_{InspExtManut} = \frac{(CHrAnIntegr \times \omega_1) + (CHrGrRep \times \omega_2) + (CHrServBarcEsp \times \omega_3) + (CHrMergRaso \times \omega_4)}{Vazão}$$

, onde:

- Custo Hora da área de Análise de Integridade → CHrAnIntegr;
- Custo Hora do Grupo de Reparo de Dutos → CHrGrRep;
- Custo Hora do Grupo de Barcos Especiais → CHrServBarcMerg ;
- Custo Hora do Grupo de Mergulho Raso → CHrMergRaso e;
- Fator de participação das organizações nos serviços aplicados a malha de dutos → ω_i .

Os custos dessas áreas que compõem o MIS são formados dos recursos de mão de obra, custo das instalações que ocupam e da infra-estrutura disponível, incluindo especialmente os custos de administração dos contratos de serviços.

3.2.4.3 – Custo de Operação dos Dutos

A 3ª parte dos custos de escoamento por dutos está no Custo de Operação propriamente dito. Este custo é formado pelas atividades de bombeamento do óleo, monitoramento e controle de fluxos, por ativação de sistemas de registros e válvulas, mediante demandas e capacidade do Terminal de Cabiúnas. Nesse processo há custos dos operadores na ativação / desativação dos sistemas nas plataformas, custos pelo consumo de energia exercido pelas bombas e custos da administração e controle da operação. Tratamento similar pode ser dado aos custos verificados na plataforma durante a transferência de óleo para os navios aliviadores, onde há os custos diretos dos operadores e os custos indiretos da supervisão. No entanto, a questão tempo deve ter um outro tratamento. Na transferência por navio a frequência da operação é baixa e a operação demanda tempo. Na operação por dutos, o fluxo de escoamento é intermitente e as pequenas intervenções no sistema não trazem impactos de produção, pois são feitos desvios no fluxo.

- Cálculo do Custo Direto da Operação do Duto – $C_{DirOpTrDuto}$ - com base nos seguintes dados:

- Custo Hora Operador Petrobras → $CHrOperPetr$
- Número de Operadores Petrobras → $NOperPetr$

$$C_{DirOpTrDuto} = \frac{(NOperPetr \times CHrOperPetr)}{Vazão}$$

- Cálculo do custo Indireto de Supervisão – C_{IndSup} -, entendendo que supervisão pode ser atribuída aos cargos superiores, sob os quais está o operador. Nesse custo tem-se:

- Custo Hora Supervisor Petrobras → $CHrSupPetr$;
- Relação Funcionários por Supervisor → $RelFuncSup$;

O custo por hora da supervisão está relacionado ao número de operadores envolvidos com a operação do duto.

$$C_{IndSup} = \frac{\left(\frac{NOperPetr}{RelFuncSup}\right) \times (CHrSupPetr)}{Vazão}$$

- Mais uma vez o cálculo do Custo de Consumo de Energia – $C_{ConsEnerg}$ -, é bem similar ao custo de transferência na operação para navio aliviador, onde o

Custo Kw hora do Sistema de Geração – $C_{KwHrSistGer}$ - é representado pelo custo operacional e de manutenção desse sistema, a potência das bombas indica a demanda – $PotBomb$ -, e a vazão do sistema representa o volume de óleo transferido no intervalo de tempo.

$$C_{ConsEnerg} = \frac{C_{KwHrSistGer} \times PotBomb}{Vazão}$$

Os Custos da Administração e Controle da Operação completam os custos de escoamento através da malha de dutos. Na Petrobras essa operação é conduzida pelo E&P.BC, uma Divisão da E&P, que atua na Bacia de Campos da mesma forma que foi visto no escoamento através de navio aliviador. A operação E&P.BC cobre as atividades de E&P dentro da B. de Campos, dentre essas inclui-se a operação de escoamento. Verifica-se que a melhor forma de apuração desse custo é separar do Custo Total do E&P.BC a parcela de custo que está envolvida com a administração do escoamento por dutos submarinos. Semelhante a situação adotada no modal navio aliviador, deve-se ter o fator multiplicador η que represente o percentual do custo total, o que facilita o cálculo e permite maior precisão nos rateios. Tratam-se de custos indiretos e fixos, específicos da operação, que resultam num custo hora da organização – $CHorE\&P.BC$. Como em outros casos há uma situação onde os custos da área são representados pelos custos dos recursos da área, recursos de mão de obra e recursos referentes às instalações e infra-estrutura, tendo mais uma vez a vazão do sistema como direcionador do custo. Observa-se ainda que no caso da malha de dutos há tantos recursos de plataformas sendo demandados quantas forem as UEPs interligadas a malha de dutos, jogando óleo na linha. Na equação abaixo podemos representar a quantidade de UEPs pela letra “ x ”, quantificando as UEPs envolvidas.

$$C_{OpEscDuto} = \frac{CHorE\&P.BC \times \eta}{Vazão} + (C_{ConsEnerg} + C_{IndSup} + C_{DirOpTrDuto}) \times x$$

3.2.4.4 – Custo de Depreciação

A 4ª parte dos Custos de Escoamento por Dutos refere-se à depreciação, que tem o objetivo de remunerar o capital investido na malha de dutos. O custo da depreciação deve ser atrelado ao volume escoado (m^3), observando que cada trecho da rede de dutos tem seu próprio custo de depreciação, pois foram

construídos em diferentes momentos, e tratam-se projetos distintos. A depreciação da malha deve reunir a depreciação dos trechos que formam a malha em questão. Uma importante consideração no custo de depreciação de dutos, refere-se às mudanças desse custo ao longo do tempo, em função da alteração da malha, por adição de novos trechos, e pelo fato de que outros trechos podem já estar depreciados. Outro detalhe é observar que a malha está toda interligada, e assim o levantamento de custo pressupõe um trajeto definido, que determine um fluxo de escoamento das unidades de produção em direção ao terminal de armazenamento.

A proposta nessa dissertação é realizar a depreciação numa nova abordagem. Sair de um cálculo contábil de depreciação em um número determinado de anos, como por exemplo, 10 anos, e partir para uma depreciação em função do número de anos de vida dos trechos em questão, estimado em 25 anos. Deste modo deve-se depreciar o bem buscando um valor anual que seria necessário para recompor o investimento feito na construção, a uma taxa equivalente a captação de recursos, o que significa calcular uma prestação através das técnicas da matemática financeira. Matematicamente a taxa ou valor da depreciação deve ser apresentado da seguinte forma:

$$\text{Valor Depreciação Anual} = VP \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], \text{ onde}$$

- O Valor Presente Investido é representado por VP;
- A Taxa de Captação do Recurso é representado por i e;
- n representa o número de anos de depreciação.

Desse valor anual é facilmente possível obter o valor por hora para se chegar a uma relação com a vazão do trecho de duto, informada em m^3 / hora . A título de ilustração suponha um determinado trecho de duto cujo investimento tenha sido US \$ 120 milhões, e com vida útil estimada de 25 anos. Pelas regras contábeis e de acordo com a legislação tributária esse trecho de duto seria depreciado em 10 anos, numa base de US \$ 12 milhões por ano, ou aproximadamente US \$ 1370.00 / hora. Numa vazão de $1600 \text{ m}^3 / \text{hora}$ tem-se um custo de depreciação de US \$ 0,86 / m^3 para aquele trecho. Já utilizando o critério de depreciação proposto acima, em 25 anos, com uma taxa de captação "i" de 10% ao ano, obtem-se cerca de US \$ 13.220 milhões por ano. Com a mesma

vazão, acima considerada, chega-se a uma taxa de depreciação de US \$ 0,94 / m³ para o mesmo trecho, maior cerca de 10%.

Suponha o exemplo da Tabela 20 para efeito de cálculo do custo de depreciação da malha de dutos:

Trechos	Taxa depreciação (\$ Milhões/ano)	Taxa depreciação (US\$/hora)	Comprimento (km)
1	12.5	1427	129
2	10.8	1232	105
3	8.4	958	86
4	7.5	856	54
Comprimento total (km)			334

Tabela 20 – Simulação de taxas de depreciação

A taxa de depreciação da malha é igual à soma das taxas dos trechos:

$$1427 + 1232 + 958 + 856 = 4473 \text{ \$ / h}$$

Com essa taxa de depreciação e considerando uma determinada vazão do sistema chega-se a uma relação de custo \$/m³. Assim, pode-se expressar o Custo da Depreciação da Malha de Dutos da seguinte maneira:

$$C_{DeprMalhDutos} = \frac{\text{Taxa de Depreciação}}{\text{Vazão}}$$

Para essa taxa de depreciação e com a vazão de 1800 m³/h tem-se um custo de depreciação de:

$$C_{ustoDepreciação} = \frac{4473 \text{ \$ / h}}{1800 \text{ m}^3 / \text{h}} = 2,48 \text{ \$ / m}^3$$

É interessante observar que, se o custo de depreciação for constituído em função do óleo produzido por cada UEP, e não em função da vazão final, os trechos de dutos que estão mais próximos do destino final teriam um menor custo de depreciação (US\$/m³) porque um volume maior de óleo produzido passa por aqueles trechos, e pelo mesmo motivo, os trechos mais afastados teriam um maior custo de depreciação, pois um menor volume de óleo passa por esses trechos. Essa é uma forma de análise de cada trecho isoladamente, mas que deve ser mencionada porque, em muitos casos, a instalação de cada trecho é um projeto de investimento realizado isoladamente, com suas particularidades e justificativas de

viabilidade. O argumento principal contra esse conceito é considerar as perspectivas dos próximos trechos na instalação de determinado trecho, e assim trazer a análise para um plano de sistema integrado de escoamento.

3.2.4.5 – Custo de Estoque – “Óleo empacotado”

A 5ª e última parte de Custo de Escoamento por Duto refere-se ao custo do óleo parado na rede de dutos, chamado na Petrobras de óleo ”empacotado”. Observa-se que essa é uma prerrogativa para utilização do sistema, mantê-lo sob pressão, e para isso há necessidade de ocupar a rede com óleo. A rede atual de dutos submarinos da Bacia de Campos mantém um volume de 68.356 m³ de óleo “empacotado”, que deve ser custeado como estoque de óleo durante transporte. Deve ser visto como na situação do óleo que serve de lastro para as plataformas. O raciocínio é análogo.

Esse estoque é função do porte da malha de dutos, que, por sua vez, tem uma relação direta com a vazão desta rede, o que define a vazão (m³/h) como o direcionador do custo. O Custo do volume de óleo Parado na Malha de Dutos pode ser representado da seguinte forma:

$$COParMalDutos = \frac{(VolEmpac \times PrMercado) \times i}{Vazão}, \text{ onde:}$$

- VolEmpac → Volume de óleo empacotado deve ser visto como um valor função da extensão da malha;
- PrMercado → No preço de mercado se aplica o mesmo raciocínio visto anteriormente;
- i → A taxa “ i ” deve refletir os valores das taxas nas operações de captação que a Petrobras tem realizado e;

Vazão → A vazão do sistema de dutos submarinos da Bacia de Campos.