

## INTRODUÇÃO

O presente trabalho demonstra a logística envolvida nas atividades de apoio à atividade de Exploração e Produção de petróleo (E&P) *offshore*. A importância da realização deste estudo nestas bacias é devido às bacias de Campos e Santos serem responsáveis por 97% da produção *offshore* do país, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2010). Inicialmente no primeiro capítulo é apresentado o histórico da atividade *offshore*, o desenvolvimento no mundo e a descoberta de poços *offshore* no Brasil, o desenvolvimento dos poços precursores na região nordeste, e o início da exploração na bacia de Campos, abordando sua importância e suas características para o desenvolvimento das operações *offshore*. São também mostradas as reservas e a produção de petróleo no Brasil, segundo sua localização geográfica e a localização de todas as bacias sedimentares do Brasil. Essa localização é de fundamental importância para a logística, vindo a determinar o dimensionamento de equipamentos e infraestrutura necessários ao apoio da atividade de Exploração e Produção (E&P). O segundo capítulo apresenta a cadeia logística de uma forma geral, descrevendo cada fase da cadeia da produção até a distribuição dos seus derivados. Essa apresentação é feita com a intenção de se mostrar a cadeia logística do petróleo e de se localizar o foco do trabalho na logística de apoio as atividades *offshore* de E&P.

Para mostrar detalhes da estrutura necessária para fazer funcionar essa logística, o trabalho apresenta a partir do terceiro capítulo, como essa atividade é tratada na Petrobrás, na Unidade de Serviços de Transporte e Armazenamento (US-TA), órgão responsável pelo fornecimento dos insumos necessários ao funcionamento das plataformas e unidades marítimas que operam nas bacias sedimentares de Campos e Santos, onde estão concentradas a maior reserva e a maior produção de petróleo do país.

No quarto capítulo são apresentadas a estrutura da US-TA, política de capacidade de atendimento a demanda, atuais condições de armazenamento de carga em terra, com foco no principal centro de armazenamento e distribuição de materiais para as sondas, o Parque de tubos, localizado em Macaé, também em Macaé, é apresentado o porto de Imbetiba e

suas características operacionais, o mesmo que vem a ser o maior imobilizado da US-TA, no apoio às atividades *offshore* e o terminal da CPVV, em Vitória-ES.

Todo o processo atual do transporte de carga é descrito do quinto e último capítulo, processo esse iniciado pela confecção da Requisição de Transporte (RT) de material pela unidade marítima até a entrega do material requisitado pela embarcação supridora (PSV).

## CAPITULO 1

### A ATIVIDADE OFFSHORE

#### 1.1 O INICIO DA ATIVIDADE OFFSHORE

O interesse econômico pelo petróleo teve início no começo do século XIX, ao ser utilizado como fonte de energia, substituindo o gás proveniente da destilação do carvão vegetal, para a iluminação pública, o chamado “petróleo iluminante”. Esta função perdurou apenas até as décadas de 1870/80, quando Thomas Edison conseguiu sistematizar e desenvolver o conhecimento em energia elétrica, suplantando qualquer outra fonte de iluminação. Com isto, o interesse comercial pelo fósfil reduziu drasticamente, voltando apenas no final do século XIX, principalmente no século XX, a partir da invenção dos motores a gasolina e a diesel. Desde então, o insumo passou a ter justificativas comerciais para ser explorado *ad infinitum*, ou até seu esgotamento (Debeir, 1993).

O país que liderou o processo de aprendizagem científica na indústria do petróleo foi os EUA (Freemane Soete, 1997). Muitos dos fundamentos científicos globais necessários para o uso e exploração do petróleo, decorreram dos esforços dos cientistas atuantes neste país. Entretanto, nem todo este avanço foi suficiente para viabilizar a produção de petróleo no Brasil. Isto porque, o Brasil iria descobrir anos mais tarde, no final da década de 1960, que a maior parte das reservas petrolíferas estaria localizada no mar, e não em terra, como acontecia nos demais países, como os EUA. Em função desta realidade, os EUA desenvolveram uma trajetória tecnológica, acerca da extração do mineral, quase que totalmente para bacias territoriais, a chamada tecnologia *onshore* ou *in land*. E o pouco do conhecimento tecnológico de exploração de petróleo em alto mar da época, também não condizia com a realidade brasileira, visto que a profundidade média dos poços brasileiros era bastante superior à dos norte-americanos.

Diante de tal impasse tecnológico, as autoridades brasileiras tiveram de decidir entre produzir uma tecnologia condizente com a realidade local; adquirir tal tecnologia via contrato com instituições internacionais; ou então importar o mineral. Talvez influenciados pela consciência nacionalista militar,

frente a importância estratégica dos recursos naturais do país, bem como pela ausência de *Know How* internacional, a decisão foi produzir localmente um sistema de inovações que permitisse a exploração do petróleo em alto mar, tecnologia conhecida como *offshore*. Seja qual foi a motivação desta decisão, a Petrobras por intermédio de seu Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas – PROCAP – criado em 1986, tem trilhado um caminho de inúmeras descobertas, que proporcionou à instituição, o título de líder internacional em tecnologia de exploração de petróleo em águas profundas.

A indústria *offshore* mundial teve seu nascimento datado entre os anos 1930 e 1950 na Venezuela e Golfo do México, respectivamente. A partir de então, a exploração começou a se expandir para o Mar do Norte e formou o primeiro *pull* de empresas nesta segmentação, entre elas a Shell, Exxon, Texaco e AGIP (Furtado, 1996). No Brasil, já no final de 1950, devido às análises geográficas, havia o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, ainda ser uma definição precisa dos locais. A confirmação ocorreu pela descoberta do primeiro poço *offshore* em 1968, no Campo de Guaricema (SE), e a primeira perfuração, também em 1968, na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ). O ano seguinte, também foi marcado por mais descobertas, com o Campo de São Mateus (ES), e posteriormente no campo de Ubarana (ES), ambos na bacia de Potiguar. A partir destas primeiras descobertas, a Petrobras deu início a uma série de outras. Entretanto, tais descobrimentos não surtiram maior efeito, pelo fato das tecnologias existentes não serem condizentes com a realidade brasileira (História, 2005).

Para a exploração marinha, de maneira geral, pode-se sintetizar todo o processo em três conjuntos tecnológicos distintos, que por sua vez, são os objetos de pesquisa das companhias *offshore*: as plataformas, o sistema de perfuração e o mecanismo de transmissão do petróleo da profundidade para a plataforma.

## **1.2 ATIVIDADE OFFSHORE NO BRASIL**

### **1.2.1 AS PRIMEIRAS ATIVIDADES: BACIAS DO NORDESTE**

A exploração de petróleo em reservatórios situados na área *offshore* no Brasil iniciou-se em 1968, na Bacia de Sergipe, campo de Guaricema, situado em lâmina d'água de cerca de 30 metros na costa do estado de Sergipe, na região Nordeste.

Para o desenvolvimento na bacia de Sergipe aplicaram-se as técnicas convencionais da época para campos de médio porte: plataformas fixas de aço, cravadas através de estacas, projetadas somente para produção e teste de poços, interligados por uma rede de dutos multifásicos. Todo o complexo era ligado, também, por duto multifásico, a uma estação de separação e tratamento de fluidos produzidos localizada em terra.

As primeiras plataformas, principalmente as instaladas nos campos de Guaricema, Caioba, Camorim e Dourado, eram, com pequenas variações, do tipo padrão de quatro pernas, convés duplo, guias para até seis poços, sistema de teste de poços e de segurança. A perfuração e a completação dos poços eram executadas por plataformas auto-elevatórias posicionadas junto à plataforma fixa. Posteriormente os projetos foram implementados e a perfuração dos poços passou a ser feita, também, por sondas moduladas instaladas diretamente no convés superior das plataformas e assistidas por navios tender.

Nos anos seguintes, com o aumento da atividade, não só na costa de Sergipe, mas também nas de Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará, a Petrobras decidiu desenvolver projetos próprios de plataformas que atendessem às características de desenvolvimento dos campos. Este esforço resultou em 3 projetos de plataformas fixas distintos, conhecidas como plataformas de 1<sup>a</sup>, 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> famílias.

A plataforma de 1ª família era similar às plataformas fixas iniciais desenhada para ter até 6 poços de produção e podiam ser instaladas em lâmina d'água de até 60 m, se necessário com um pequeno módulo para acomodação de pessoal.

A plataforma de 2ª família comportava a produção de até 9 poços, permitia a separação primária de fluidos produzidos, sistema de transferência de óleo, sistema de teste de poços, sistema de segurança e um sistema de utilidades. Era uma com acomodações de pessoal.

As plataformas de 3ª família tinham a concepção mais complexa. Permitiam a perfuração e completação de até 15 poços e as facilidades de produção podiam conter uma planta de processo completa (teste, separação, tratamento e transferência de fluidos), sistema de compressão de gás, sistema de recuperação secundária, sistemas de segurança e de utilidades e acomodação de pessoal. As plataformas de 3ª família tinham concepção apropriada para atuarem como plataformas centrais.

As principais características das plataformas de 1ª, 2ª e 3ª famílias são apresentadas na tabela desta página abaixo.

Tabela 1 - Características das Plataformas

ITEM	1ª. FAMÍLIA	2ª. FAMÍLIA	3ª. FAMÍLIA
Nº de pernas	4	4	8
Dimensões dos conveses	12m x 18m	26m x 29m	26m x 59m
Lâmina d'água	60m	60m	150m
Capacidade de produção (m <sup>3</sup> /dia)	1.100	2.500	7.200
Nº. de poços	6	9	15

Em 1975, para o desenvolvimento dos campos de Ubarana e Agulha, no Rio Grande do Norte, além das plataformas de aço convencionais,

decidiu-se pela utilização de plataformas de concreto gravitacionais, segundo concepção do consórcio franco-brasileiro Mendes Jr. – Campenon Bernard. (SILVEIRA, 2001)

Foram utilizadas 3 destas plataformas, duas em Ubarana e uma em Agulha. Pela concepção original, cada plataforma comportava a perfuração e a completção de até 13 poços, separação, tratamento, armazenamento e transferência de óleo, compressão de gás além dos sistemas de utilidades, segurança e alojamento de pessoal. As plataformas, em formato de caixa têm um convés único medindo cerca de 2.500 m<sup>2</sup> além de um espaço interno, chamado de "galeria técnica" para instalação de bombas de transferência, sistema de lastro e tratamento/descarte de água produzida.

Foto 1 – Plataforma de concreto PUB-2, no Rio Grande do Norte



A planta de processo de cada plataforma comportava uma produção de 5.000 m<sup>3</sup>/dia de óleo e a capacidade do tanque de armazenamento era de 20.000 m<sup>3</sup>. A altura total da plataforma era de 25 metros, instalada em locais

de lâmina d'água aproximada de 13 metros. São instalações que se destinavam a operar como plataformas centrais.

As plataformas de concreto, que tiveram largo uso no Mar do Norte, têm uso limitado na área *offshore* brasileira em pequenas lâminas d'água.

## 1.2.2 BACIA DE CAMPOS

Até 1977, as atividades de produção *offshore* no Brasil limitaram-se às áreas do Nordeste brasileiro em lâminas d'água de até 50 metros. Em 1974 houve a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos, atualmente a principal província petrolífera do Brasil, localizada na parte marítima do estado do Rio de Janeiro, na região Sudeste do país.

Entretanto, a atividade começou em agosto de 1977, na segunda descoberta, com o campo de Enchova, em lâmina d'água de 120 metros. Um novo conceito, em termos de exploração, foi introduzido, denominado Sistema Antecipado de Produção (EPS) (CLICK MACAÉ, acesso em 02 ago. 2012).

A partir daí passa-se a utilizar árvores de natal molhadas<sup>1</sup> interligadas à plataforma através de linhas flexíveis, denominadas *risers*. Na concepção do EPS foram utilizadas plataformas flutuantes (SS – semi-submersíveis), sendo esse o segundo sistema flutuante de produção utilizado no mundo. Uma evolução natural desse sistema foi a conversão de plataformas semisubmersíveis de perfuração em unidades flutuantes de produção, exemplo mundialmente seguido, depois dessa primeira experiência de sucesso. A foto 3 mostra a plataforma P-15, a primeira plataforma de perfuração convertida em unidade flutuante de produção. (CLICK MACAÉ, acesso em 02 ago. 2012)

No início não era economicamente justificável a construção de dutos, para o escoamento da produção, sendo utilizados navios que recebiam o petróleo e o transportavam até os terminais de recebimento. Com o

---

<sup>1</sup> Chama-se “Árvore de Natal” ao conjunto de válvulas que se utiliza na cabeça do poço de petróleo, para controlar sua produção. Dá-se esse nome pela aparência que o conjunto de válvulas assume, após montado, e por ser normalmente pintado na cor vermelha (associada ao Papai Noel). Embora as árvores de natal utilizadas em instalações submarinas não se pareçam em nada com uma árvore de natal, o nome foi mantido, ficando conhecidas como “Árvore de Natal Molhada”.



crescimento da produção, dutos foram instalados para escoamento do petróleo para estações em terra.

Em 1989 iniciou-se o desenvolvimento do Pólo Nordeste, localizado na Bacia de Campos, abrangendo os campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, utilizando-se a tecnologia de BCS – Bomba Centrífuga Submersa, que são bombas elétricas submersas instaladas no interior do poço para elevar o óleo produzido até à superfície. (CLICK MACAÉ, acesso em 02 ago. 2012)

A partir de 1984 a Petrobrás começa a migrar para águas profundas e ultra-profundas com a descoberta dos campos de Albacora (1984), Marimba (1985), Marlim (1985), Marlim Sul(1987), Marlim Leste (1987), Barracuda (1989), Caratinga (1989) e Roncador (1996) que se localizam em lâminas d'água variando de 300 a 1300 metros. (CLICK MACAÉ, acesso em 02 ago. 2012)

Foto 2 – Plataforma P-51



A exploração de petróleo a essas profundidades requer moderníssimas tecnologias, tanto nas fases de perfuração e completação dos

poços, como na fase de produção e transferência do óleo produzido. São instaladas árvores de natal molhadas, especialmente projetadas para operar em grandes profundidades, que se interligam a plataformas flutuantes através de linhas flexíveis, denominadas risers.

As plataformas flutuantes podem ser ancoradas, o que também requer elevado nível tecnológico, ou podem ser de posicionamento dinâmico, com controle por sistema GPS.

Essa tecnologia de ancoragem de plataformas, em grande parte desenvolvida pela Petrobras, proporcionou a possibilidade de se produzir em lâminas d'água cada vez maiores, rendendo para a Petrobras o 18 reconhecimento mundial, sendo-lhe auferido o prêmio *Distinguished Achievement Award*, concedido pela *Offshore Technology Conference – OTC*, em 1992 e 2001. (PETROBRAS, 2006a)

A Bacia de Campos, com uma área sedimentar total de aproximadamente 115.000 km<sup>2</sup>, é o mais importante pólo petrolífero do Brasil, com uma produção média diária de aproximadamente 2,0 milhões de barris por dia. A Bacia de Campos é, atualmente, responsável por 90% da produção total brasileira de petróleo e 43% da produção de gás natural. A Petrobras é a principal operadora na Bacia de Campos, concentrando 30 mil dos seus 75 mil funcionários em todo o País, no Rio de Janeiro. Além dos investimentos no Pré-sal, a empresa reserva projetos para o pós-sal, nos campos de Roncador, Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Papa terra, Atlanta e Pirapitanga.

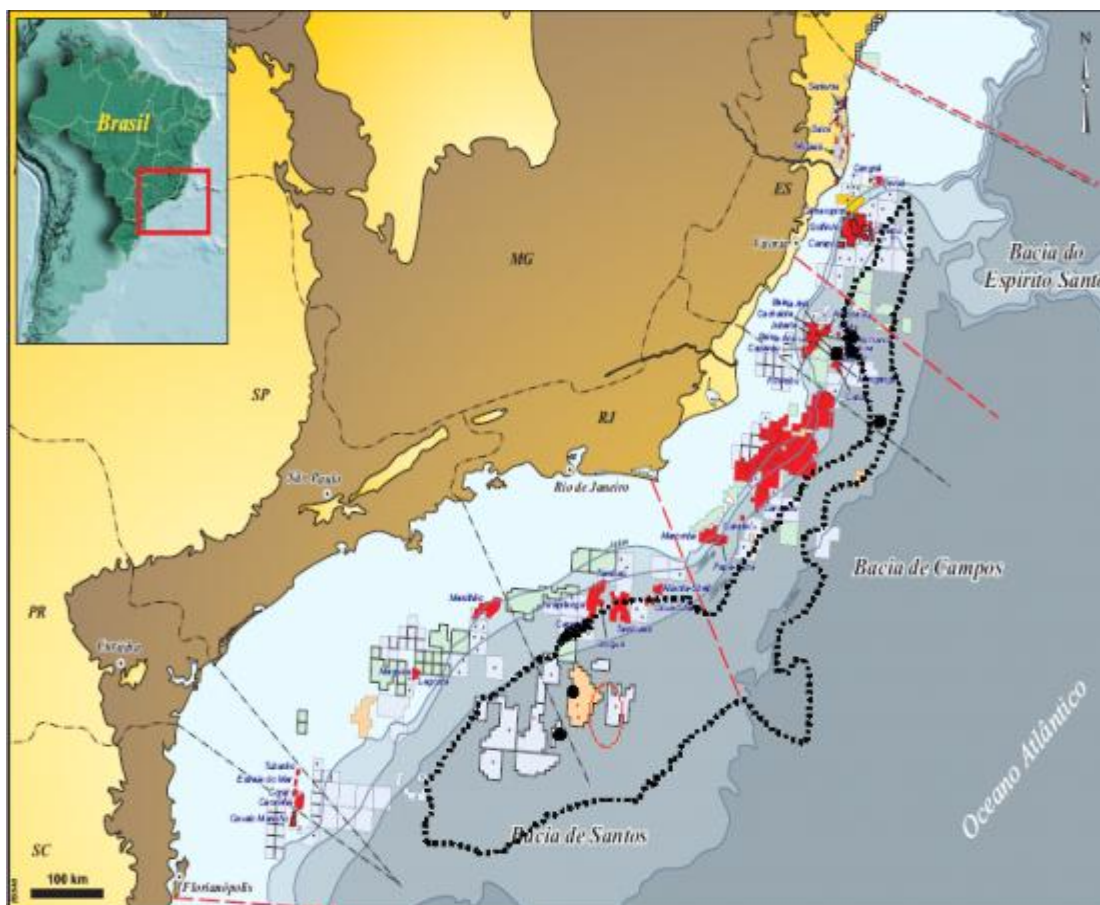
A Bacia de Campos que vai de Vitória-ES a Cabo Frio-RJ, possui cerca de 40 mil trabalhadores a bordo das plataformas, possui um PIB estimado de US\$ 18 bilhões por ano, produz 38 toneladas de lixo por semana, tem um total de 512 toneladas por semana de alimentação consumida, possui cerca de 1000 poços interligados por 4,2 km de dutos submarinos, todas as plataformas e navios juntos geram energia suficiente para iluminar uma cidade de 500 mil habitantes, possui uma reserva de cerca de 9,7 bilhões de barris, parte da produção é escoada por dutovias até o terminal de Cabiúnas, em Macaé, e daí até as refinarias de Duque de Caxias (Reduc) no Rio de Janeiro e Gabriel Passos (Regap) em Minas Gerais. O restante da produção é transferido por navios aliviadores para os terminais de Madre de Deus (BA), de Ilha

Grande (RJ), de São Sebastião (SP), de São Francisco do Sul (SC) e Tramandaí (RS).

A bacia de Campos, que em agosto completou 35 anos de seu primeiro óleo, superou a marca de 2 milhões de barris/dia de óleo produzidos. Entre as operadoras, não há dúvida de que o volume irá ultrapassar, no curto prazo, 2,5 milhões de barris/dia, podendo até atingir produção de 3 milhões de barris/dia no médio prazo. Mesmo com muitos de seus campos já registrando declínio acentuado em suas curvas de produção.

A maior bacia produtora do país acumula indicadores impressionantes. São 47 campos em produção, 14 áreas em desenvolvimento, mais de 60 plataformas de produção em operação, entre sistemas flutuantes e fixos, mais de 70 plataformas de perfuração atuando na região, cerca de 800 poços em desenvolvimento. Tudo isso administrado pela Petrobras, que detém a maior parte das instalações, Statoil, Shell, BP, OGX e Chevron, que teve seus trabalhos interrompidos na região pela ANP em função do acidente no campo de Frade. Ao longo dessas três décadas e meia foram produzidos cerca de 9 bilhões de barris de óleo. A maior parte deles, 8,8 bilhões de barris, pela Petrobras.

Figura 1 – Bacias de Campos - RJ, Santos - SP e Espírito Santo - ES



### 1.3 RESERVAS E PRODUÇÃO NO BRASIL

A relevância desse estudo, deve-se ao fato do aumento da produção de petróleo nos últimos anos, como mencionado no capítulo anterior, e por consequência uma estrutura logística capaz de suprir a necessidade dessa atividade, este tópico abordara a posição geográfica da produção e das reservas brasileiras de petróleo. As tabelas 2 e 3 mostram respectivamente as reservas provadas de petróleo e a distribuição da produção de petróleo ao longo de todo o território brasileiro.

Tabela 2 – Reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação (2002 – 2011)

Reservas provadas <sup>1</sup> de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 2002-2011												
Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de petróleo (milhões de barris)										11/10 %
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
<b>Brasil</b>		9.804,6	10.601,9	11.243,3	11.772,6	12.181,6	12.623,8	12.801,4	12.875,7	14.246,3	15.049,9	5,64
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	927,0	934,5	864,5	882,7	904,9	886,4	895,8	938,6	916,3	915,2	-0,12
	<b>Mar</b>	8.877,6	9.667,4	10.378,8	10.890,0	11.276,8	11.737,5	11.905,6	11.937,1	13.330,0	14.134,7	6,04
Amazonas	Terra	114,5	110,6	100,0	91,9	96,7	102,7	107,6	114,0	104,4	102,6	-1,72
Ceará	Terra	6,2	5,7	6,8	6,3	5,5	8,4	10,4	15,3	15,4	14,1	-8,08
	Mar	70,0	67,1	70,1	71,3	69,5	57,5	58,9	58,9	47,8	49,1	2,81
Rio Grande do Norte	Terra	259,2	260,3	250,2	259,4	263,0	264,6	265,1	266,3	254,6	252,1	-0,99
	Mar	69,8	71,6	67,4	80,7	79,6	98,1	98,1	105,4	120,5	121,0	0,35
Alagoas	Terra	12,1	11,4	10,9	11,8	11,3	8,7	6,9	5,8	5,2	10,5	102,40
	Mar	13	14	16	12	0,9	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	-15,37
Sergipe	Terra	204,8	220,0	223,3	230,0	226,6	231,8	226,4	242,4	250,7	246,3	-1,76
	Mar	27,9	21,1	36,1	37,8	38,1	34,6	35,0	26,2	31,6	28,4	-9,95
Bahia	Terra	212,3	211,6	214,8	228,6	241,1	216,1	228,6	241,9	241,1	255,9	6,13
	Mar	2,9	2,2	2,3	2,3	3,5	37,8	59,6	69,4	65,8	69,7	5,90
Espírito Santo	Terra	118,0	114,9	58,4	54,6	60,7	54,1	50,8	53,0	44,8	33,6	-24,97
	Mar	499,8	609,7	1205,6	1126,1	1286,5	1277,1	1275,5	1240,8	1297,8	1305,5	0,59
Rio de Janeiro <sup>2</sup>	Mar	8.174,4	8.854,1	8.931,1	9.532,6	9.762,2	10.177,9	10.328,5	10.381,9	11.707,3	12.143,3	3,72
São Paulo	Mar	4,5	4,0	39,9	19,2	23,8	27,6	23,9	24,2	26,1	384,4	1372,44
Paraná <sup>3</sup>	Terra	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,69
	Mar	26,9	23,7	14,8	10,7	6,2	21,3	20,7	24,4	27,0	27,3	1,10
Santa Catarina <sup>4</sup>	Mar	-	12,5	9,9	8,2	6,6	4,8	4,8	5,3	5,3	5,3	0,09

Fonte: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP nº9/2000.

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.  
2. Inclui condensado.  
3. Ver em Notas Gerais item sobre "Reservas Brasileiras de Petróleo e Gás Natural".

<sup>1</sup>Incluindo as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.  
<sup>2</sup>As reservas do campo de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro por simplificação.  
<sup>3</sup>As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná por simplificação.  
<sup>4</sup>As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina por simplificação.

## ANP 2012

Tabela 3 - Produção de Petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação (1994-2003)

Produção de petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação – 2002-2011												
Unidades da Federação	Localização	Produção de petróleo (mil barris)										11/10 %
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
<b>Brasil</b>		530.855	546.080	540.717	596.255	628.797	638.018	663.275	711.883	749.954	768.471	2,47
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	78.952	79.738	78.632	74.962	70.841	69.893	66.337	65.465	65.973	66.441	0,71
	<b>Mar</b>	451.902	466.342	462.085	521.292	557.957	568.126	596.938	646.418	683.981	702.029	2,64
Amazonas	Terra	15,914	15,410	15,541	14,376	13,062	12,276	11,657	12,351	13,030	12,683	-2,66
Ceará	Terra	828	997	806	593	559	668	699	761	674	567	-16,88
	Mar	4.207	4.419	4.176	3.796	3.250	3.098	2.788	2.539	2.261	2.051	-9,31
Rio Grande do Norte	Terra	25.038	24.658	24.774	23.031	20.435	19.676	19.208	18.295	17.868	16.595	-4,07
	Mar	3.810	3.917	4.319	4.153	3.731	3.141	3.124	3.012	2.914	2.808	-3,63
Alagoas	Terra	2.446	2.586	2.477	2.572	2.935	2.897	2.139	2.246	2.030	1.896	-6,57
	Mar	277	190	196	186	162	126	109	96	85	108	26,40
Sergipe	Terra	9.681	10.840	11.433	11.909	12.044	12.889	12.371	12.583	12.020	11.745	-2,28
	Mar	3.251	2.650	2.530	2.307	2.300	2.404	4.823	3.515	3.063	3.586	17,07
Bahia	Terra	16.061	16.064	16.324	16.144	15.703	15.525	15.156	14.642	15.551	15.776	1,45
	Mar	-	-	-	-	-	134	284	338	343	247	-28,04
Espírito Santo	Terra	8.984	9.183	7.278	6.338	6.103	5.963	5.108	4.587	4.801	5.179	7,87
	Mar	138	6.617	4.407	5.945	16.759	36.197	37.133	31.371	75.232	110.689	47,13
Rio de Janeiro	Mar	438.292	446.238	443.156	501.772	529.627	520.922	547.348	605.213	594.804	568.557	-4,41
São Paulo	Mar	578	534	509	514	457	724	302	333	5.278	13.984	164,94
Paraná	Mar	349	1.777	2.793	2.619	1.670	1.380	1.029	-	-	-	-

Fonte: ANP/SDP, conforme o Decreto nº2.705/1998.

Nota: Inclui condensado.

## ANP – 2012

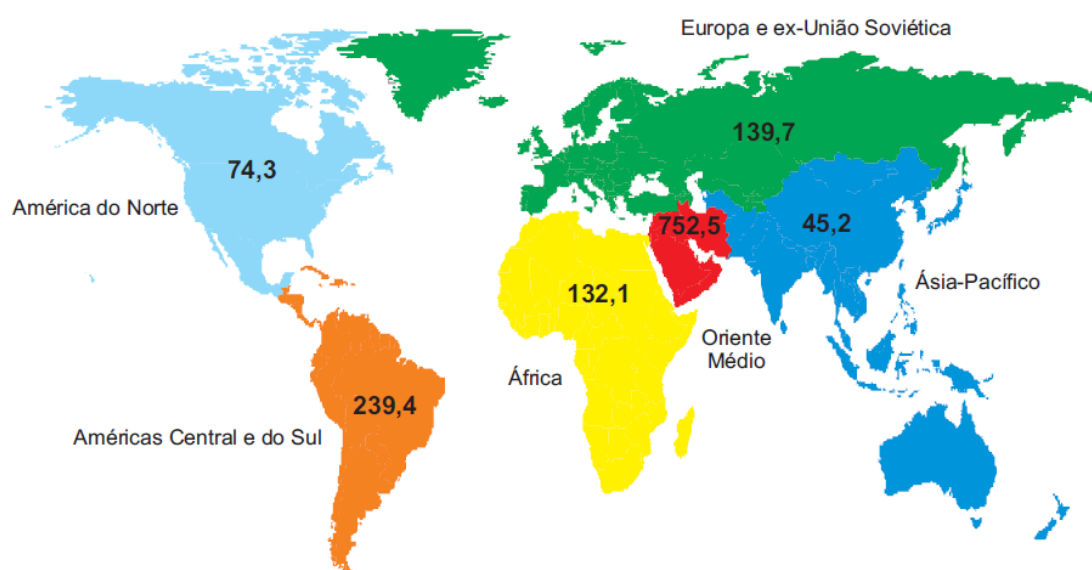
Segue abaixo algumas análises feita baseada nos dados das tabelas 2 e 3.

1. Analisando-se a tabela 3, pode-se perceber que entre os anos de 2002 e 2011 a produção anual de petróleo cresceu cerca de 45%. No mesmo período se considerarmos somente os campos *onshore*, temos um decréscimo de 16%, já nos campos *offshore*, observamos aumento de 55%. Observa-se que em 2011 a produção *offshore* foi responsável por 94% da produção total de petróleo em 2011.
2. Observando-se a tabela 2, notamos que em 2011 o Brasil possuía cerca de 15 bilhões de barris em reservas provadas, entre os anos de 2002 e 2011 as reservas cresceram cerca de 53%, sendo que, se considerarmos somente a parcela marítima, esse crescimento chega a 60%, observa-se ainda o extraordinário crescimento nas reservas do estado de São Paulo, que entre 2010 e 2011 aumentou extraordinários 1.372%.
3. Mais de 90% das reservas de petróleo no Brasil encontram-se na região sudeste, as reservas da região sudeste estão, quase que totalmente, localizadas em campo *offshore*.
4. A mesma constatação pode ser observada em relação a produção, onde 90% provem dos do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo.

A localização das bacias e conseqüentemente dos pontos a serem apoiados, em função do desenvolvimento dessas bacias, determinará a quantidade e a localização dos portos e aeroportos de apoio, assim como o dimensionamento de frotas e a quantidade e localização dos centros de armazenamento e distribuição de materiais.

Na figura 2, a seguir, pode-se observar que o Oriente Médio possui 752,5 bilhões de barris de reservas provadas, três vezes mais que a América do Sul, juntamente com a América Central, segunda região com a maior reserva provada, cerca de 239,4 bilhões de barris de petróleo (2011), quantidade pouco menor que o dobro da Ásia, que possui 139,7 bilhões de barris de petróleo.

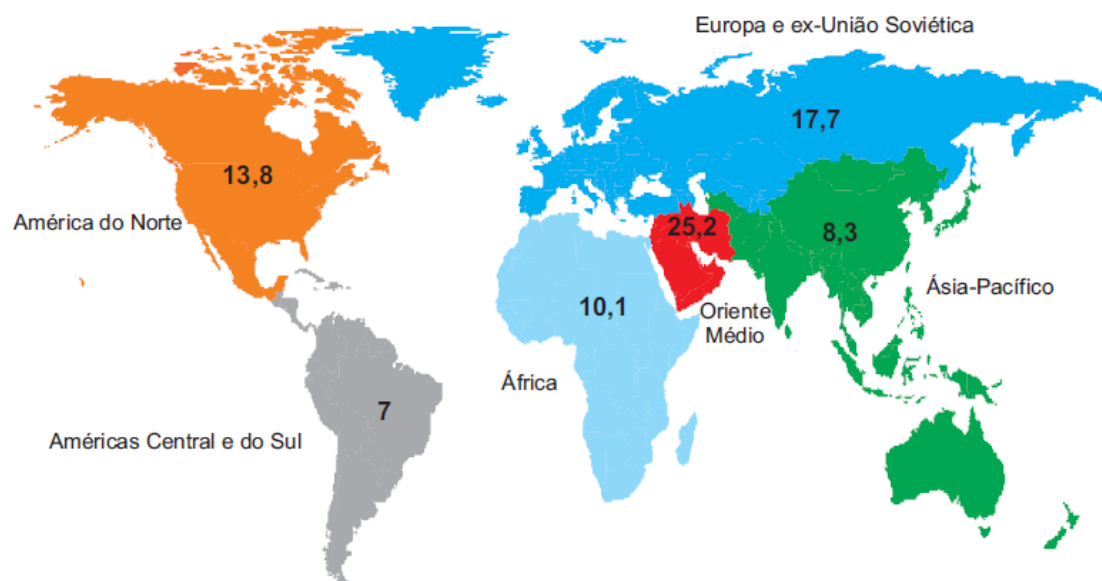
Figura 2 – Reservas provadas de petróleo segundo regiões geográficas



Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; ANP/SDP (Tabela 1.1).

Apesar de deter a segunda maior reserva de petróleo, as Américas do sul e central possuem a menor produção entre as regiões geográficas, cerca de 7 bilhões de barris foram produzidos em 2011.

Figura 3 – Produção de petróleo segundo regiões geográficas



Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; ANP/SDP (Tabela 1.2).



## CAPITULO 2

### A LOGISTICA DO PETRÓLEO

A cadeia de exploração e produção (E&P) de petróleo pode ser estruturada, com base no ciclo de vida de um campo petrolífero, em exploração, desenvolvimento e produção. A primeira busca identificar e quantificar novas reservas de petróleo e gás, o ciclo de desenvolvimento é responsável por planejar a abordagem e definir os recursos necessários para a produção que maximizem a rentabilidade de uma reserva, e por último, o ciclo de produção extrai o petróleo e gás de uma reserva com o intuito de maximizar sua vida útil. Para completar todas as fases descritas acima é necessária uma indústria global de equipamentos e serviços de apoio que permitam realizar tais atividades. (BAIN & COMPANY, acesso em 26 ago. 2012)

Conforme Neiva (1986, p.75), “metades das bacias sedimentares do mundo, que oferecem probabilidade de encontro de petróleo, estão localizadas *offshore*”. Neiva (1986, p.75) também diz que:

Fundamentalmente, são as mesmas as tecnologias aplicadas na exploração e produção de petróleo na terra e no mar. Porém, muito mais onerosas são as atividades desenvolvidas em água, devido a fatores, tais como: Transporte aéreo e marítimo de pessoal e material e o uso de instalações fixas e de equipamentos móveis para diversas finalidades. Em condições normais, os custos das perfurações marítimas são quatro a cinco vezes mais onerosos do que os das terrestres.

Nas atividades de prospecção e exploração das jazidas, que fazem parte do primeiro segmento, os principais materiais e equipamentos utilizados são sismógrafos, explosivos e computadores de grande porte, enquanto que nos serviços destacam-se o levantamento e processamento geofísico, a determinação do perfil dos poços e a avaliação de formações. Como as jazidas relevantes em produção e as bacias sedimentares mais promissoras se encontram em mar, esses serviços *offshore* são realizados por navios sonda. (TEIXEIRA; GUERRA, 2003)

Nas atividades de furar o poço (perfuração) e adequá-lo para que sejam instalados os equipamentos para a produção de petróleo e gás (completação), utilizam-se navios especiais para a perfuração. Os materiais e equipamentos mais importantes são os tubos de revestimento, as “árvores de natal”, as linhas flexíveis, as turbinas e os grandes geradores e compressores. Nos serviços, destacam-se a perfuração e cimentação de poços, o afretamento de embarcações de apoio e o lançamento de linhas submersas. (TEIXEIRA; GUERRA, 2003)

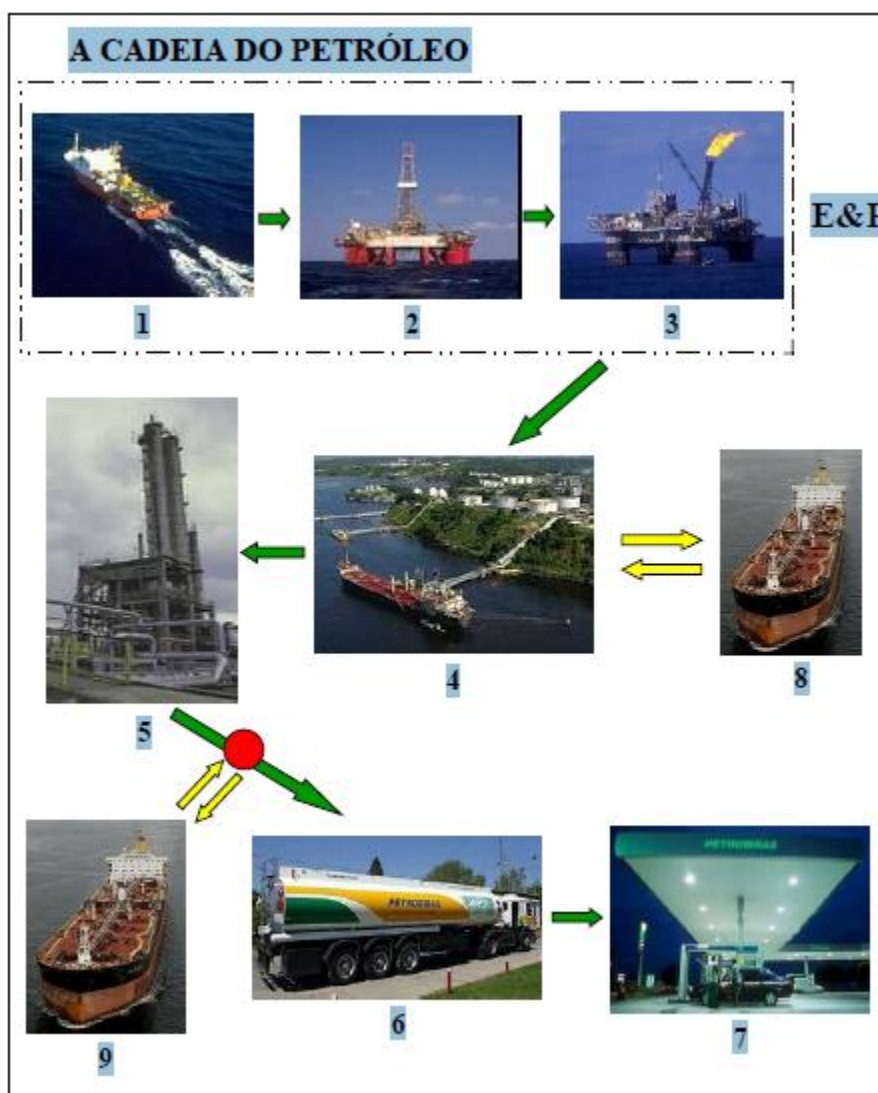
Para descrever melhor todo o processo, as fases dessa cadeia que são mostradas na figura 4, são as seguintes.

- Fase 1.

Representada por um navio geofísico, ou navio sísmico, é a fase de detecção da existência de petróleo, através de levantamento sísmico. A técnica de levantamento sísmico consiste na detonação de bombas de ar comprimido que, ao serem detonadas, emitem ondas sonoras de elevada intensidade, próximo à superfície do mar. Essas ondas se propagam através da água, até atingirem o solo marinho. Ao atingirem o solo, parte dessas ondas continua se propagando através do solo e parte é refletida. Esse processo de reflexão e propagação se repete, sempre que ocorre uma alteração na formação através da qual as ondas sonoras estão se propagando. As ondas refletidas são captadas por sensores, chamados hidrofones, posicionados próximos à superfície, arrastados pelo navio, como mostrado na posição 1 da figura 4. A captação dessas ondas resulta em dados que, após serem interpretados por potentes computadores, podem indicar a existência de petróleo na área em estudo.

Em atividades *onshore*, as ondas sonoras são produzidas por detonação de explosivos de dinamite ou, quando próximo a regiões urbanas, são utilizados pesados caminhões dotados de vibradores.

Figura 4 – A cadeia do petróleo.



- Fase 2.

Representada por uma plataforma de perfuração ou navio-sonda, foto 3, é a fase de perfuração dos poços de petróleo. Dentre diversos tipos de poços de petróleo, existem os poços exploratórios, que são perfurados na fase exploratória, logo após à fase de detecção, com a intenção de se ratificar a existência de petróleo detectada durante a fase de levantamento sísmico e aumentar o conhecimento do reservatório recém descoberto.

Além dos poços exploratórios<sup>2</sup>, tem os poços de desenvolvimento, esses poços são perfurados para desenvolver o reservatório, viabilizando a sua produção. Esses poços podem ser produtores ou de injeção, normalmente de água, para manter a pressão do reservatório, durante a fase de produção.

Dependendo da profundidade do reservatório, esses poços podem ter sua profundidade de perfuração variando de pouco mais de 100 metros a cerca de 6.000 metros<sup>3</sup>.

Foto 3 – Navio-Sonda



- Fase 3.

Representada por uma plataforma de produção semi-submersível. Nessa fase são produzidos o óleo e o gás a ele associado, que é produzido juntamente com o óleo. O óleo é produzido através de linhas flexíveis (no caso de plataformas semi-submersíveis), denominados risers, que interligam a plataforma às árvores de natal molhadas (ANM), posicionadas nas cabeças dos poços, no solo marinho<sup>4</sup>. A plataforma recebe o óleo produzido, e o processa, efetuando a separação do óleo, do gás e da água, em separadores trifásicos. O óleo pode ser enviado para alguma estação, em terra, através de dutos, ou para um navio cisterna, posicionado próximo à plataforma. Parte do gás é utilizada como fonte de energia da própria plataforma e o excedente é

---

<sup>2</sup> Poços exploratórios são poços destinados ao desenvolvimento do campo de petróleo, ou seja, são os poços destinados a fazer o campo produzir petróleo. Já os poços de desenvolvimento, são destinados à obtenção de informações do reservatório.

<sup>3</sup> Essas são as profundidades de poços no Brasil. Existem sondas que podem perfurar poços com mais de 10.000 metros.

<sup>4</sup> No caso de plataformas fixas, como as profundidades são bem menores, a produção se dá através de árvores de natal convencionais (ANC), instaladas em um dos conveses da plataforma, sendo a ligação entre a ANC e o poço, feita através de duto rígido.

comprimido e enviado para alguma estação de aproveitamento, em terra, através de gasoduto. Uma pequena parte residual desse gás, que não se consegue comprimir, acaba sendo queimada no queimador da plataforma, como visto na foto 4 e na foto da fase 3 da figura 4.

Foto 4 – Plataforma de produção



- Fase 4.

Transporte e Armazenamento. O transporte e armazenamento de petróleo é realizado pela Transpetro, subsidiária da Petrobrás, criada em 12 de junho de 1998 em atendimento ao Art. 65 da Lei nº 9.478/97, com essa finalidade. A Transpetro é responsável pelos navios transportadores de petróleo e seus derivados, assim como os terminais e dutos da Petrobras. Antes de se chegar à fase de refino, aqui representada pela fase 5 da figura 4, pode ocorrer a exportação e importação de petróleo, representada pela fase 8. A importação é necessária pelo fato de que o país ainda não produz petróleo suficiente para atender seu consumo interno. A exportação ocorre devido à tendência brasileira de produzir petróleos chamados pesados, de baixo grau API<sup>5</sup>, que não são bem aceitos pelo parque de refino brasileiro, daí a necessidade de se vender esse petróleo no mercado internacional, gerando a equivalente necessidade de importação de óleo leve. A Transpetro é a responsável pelo transporte desse petróleo nas rotas internacionais.

---

<sup>5</sup> O grau API (°API) mede a viscosidade do petróleo. Quanto maior o °API, menos viscoso é o óleo.

Foto 5 – Navio –Tanque da Transpetro Celso Furtado



- Fase 5.

Refino. As refinarias, após receberem o petróleo, através dos dutos da Transpetro, efetuam o refino, transformando o petróleo em derivados.

A Petrobras possui 10 (onze) refinarias e 1 fábrica de asfalto, em território brasileiro, com capacidade de refino de 1,8 milhão de barris de derivados por dia, dados relativos ao ano de 2007. (PETROBRAS, 2007c)

Relação das refinarias da Petrobrás:

1. Refinaria Landulpho Alves (Rlam) - Mataripe, Bahia
2. Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) - Cubatão, São Paulo
3. Refinaria Duque de Caxias (Reduc) - Campos Elíseos, Rio de Janeiro
4. Refinaria Gabriel Passos (Regap) - Betim, Minas Gerais
5. Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) - Canoas, Rio Grande do Sul
6. Refinaria de Paulínia (Replan) - Paulínia, São Paulo
7. Refinaria de Manaus (Reman) - Manaus, Amazonas
8. Refinaria de Capuava (Recap) - Mauá, São Paulo
9. Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) - Araucária, Paraná



10. Refinaria Henrique Lage (Revap) - São José dos Campos, São Paulo

11. Fábrica de Asfalto de Fortaleza (Lubnor) - Fortaleza, Ceará

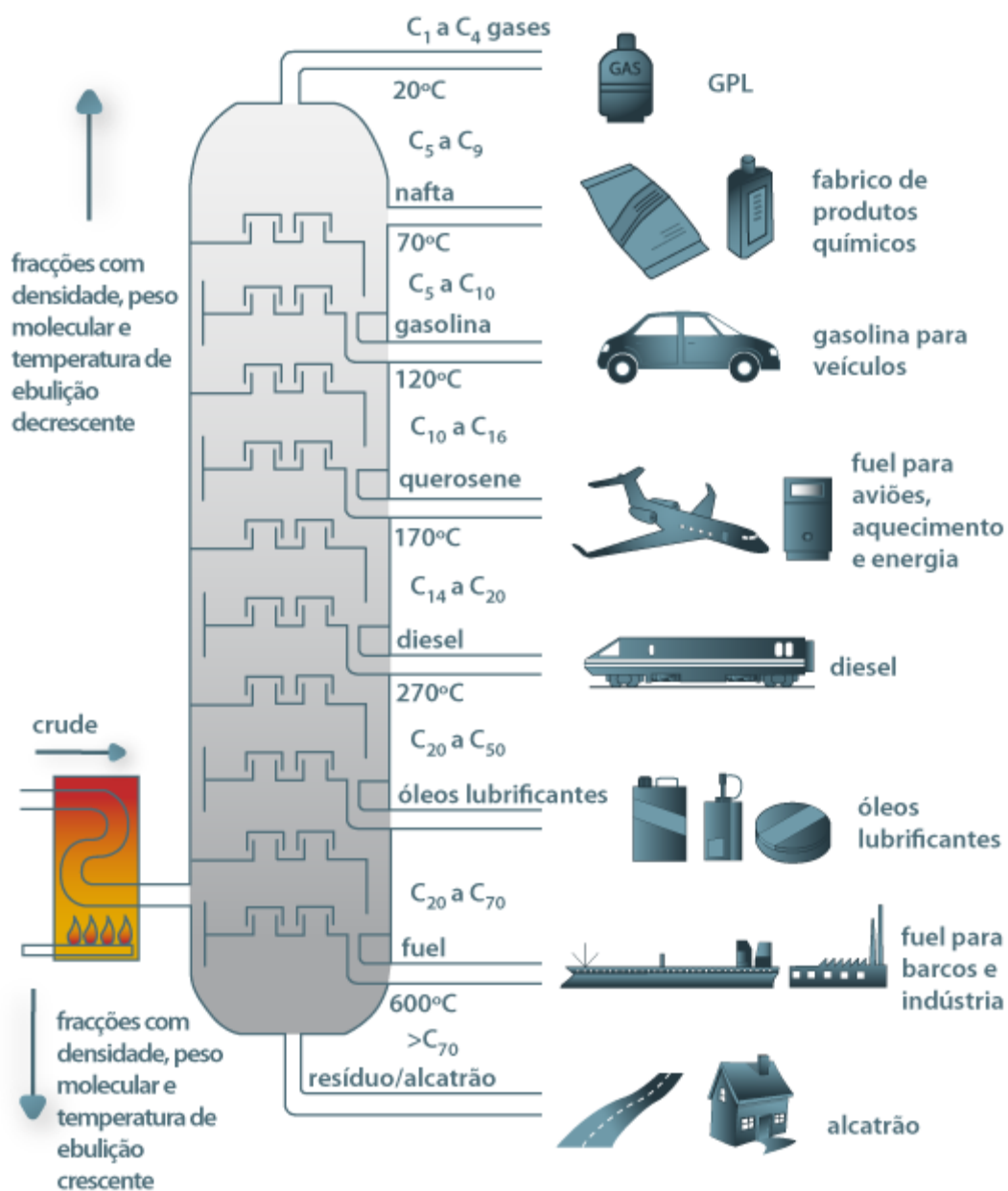
Figura 5 – Localização das refinarias da Petrobrás



Fonte: CLICKMACAE

Durante o processo de refino há que se respeitar faixas de percentuais de cada derivado resultante do processo. Não se poderia decidir em obter mais ou menos de um determinado derivado, em desrespeito a essas faixas. Esse percentual pode variar, respeitando-se a faixa de tolerância, em função do tipo de petróleo que está sendo processado. Uma carga de petróleo de grau API mais elevado, pode resultar em maior quantidade de frações mais leves, assim como uma carga de petróleo de grau API menor, tende a resultar em maior quantidade de frações mais pesadas.

Figura 6 – Esquema da destilação fraccionada de petróleo



- Fase 6.

Distribuição – Essa atividade é exercida pela Petrobras Distribuidora, subsidiária da Petrobras e consiste na retirada dos derivados das refinarias e entrega dos mesmos aos pontos de revenda ou consumo, o que requer uma eficiente logística de transportes.



- Fase 7.

Revenda – É a fase final da cadeia do petróleo. Atualmente existem mais de 7.200 postos de serviço, com a bandeira “BR” (BR, 2005), distribuídos em todo o território nacional.

Toda essa cadeia do petróleo, desde a pesquisa, para detecção da existência do petróleo, até sua disponibilização para o consumo, em forma de derivados, ou a entrega para a petroquímica dos derivados destinados a esse fim, requer uma logística intensiva e bem planejada, envolvendo transportes, em suas diversas modalidades, embarcações de apoio, serviços especializados e alta tecnologia. O presente trabalho não detalhará toda essa cadeia, restringindo-se à apresentação da logística dedicada ao apoio das atividades de E&P (Exploração e Produção), com foco nas regiões sul e sudeste, área de atuação da US-TA (Unidade de Serviços de Transporte e Armazenamento, da área de serviços do segmento E&P da Petrobras), que atua fortemente nas bacias de Campos, Espírito Santo e Santos.

## CAPITULO 3

### A LOGISTICA DO E&P (EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO)

#### 3.1 - ÁREA DE ATUAÇÃO E CUSTOS ENVOLVIDOS

No capítulo anterior foi demonstrado toda a cadeia logística do petróleo na Petrobras, porém iremos explorar com mais detalhes a abordagem da logística de apoio às operações *offshore* de Exploração e Produção realizada pela Unidade de Serviços de Transporte e armazenamento (US-TA).

Essa logística compreende todo o suprimento das plataformas e estruturas de apoio localizadas na região sul e sudeste do Brasil, do litoral do Espírito Santo, atingindo o extremo sul da Bahia, até o litoral do Rio Grande do Sul, abrangendo as bacias sedimentares do Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas. Essas bacias podem ser facilmente localizadas na figura 1.

Uma plataforma, seja de perfuração ou de produção, para que se mantenha operando, demanda uma série de insumos, desde água e alimentos para sobrevivência da equipe a bordo, passando pelos mais diversos tipos de materiais e equipamentos, até produtos químicos necessários cuja falta pode determinar a parada de seu processo produtivo, gerando grandes perdas. A parada de uma plataforma de perfuração pode gerar uma perda direta de sua taxa diária de cerca de US\$ 500 mil/dia<sup>6</sup>, além dos custos de todos os contratos de prestação de serviços ligados àquela plataforma, tais como serviço de perfuração direcional<sup>7</sup> ou perfilagem<sup>8</sup> de poços, que também são serviços de custo muito elevado. A parada de uma plataforma de produção, que tenha uma produção diária de 100 mil barris de petróleo, pode gerar uma perda diária de US\$ 10 milhões, considerando-se o valor do barril de petróleo a US\$ 100,00. Devido aos grandes valores, normalmente envolvidos na atividade de exploração e produção de petróleo, torna-se necessário um apoio logístico

---

<sup>6</sup> Custo médio diário de uma plataforma semi-submersível com posicionamento dinâmico obtido da Gerência de Sondas Contratadas, da Unidade de Serviços de Sondas Semi-Submersíveis. Esse valor refere-se aos atuais contratos, mantidos pela Petrobras. Com o atual aquecimento do mercado, devido aos elevados preços do petróleo, já se esperam preços em torno dos US\$ 700 mil/dia, para contratos futuros.

<sup>7</sup> Os poços de petróleo normalmente não são perfurados totalmente na vertical, sendo direcionados ao seu objetivo através de técnica específica.

<sup>8</sup> A perfilagem revela o perfil da formação ao redor do poço. Através da interpretação do mapa de perfilagem pode-se detectar a existência de formações produtoras de petróleo.

eficiente e que transmita segurança àqueles que dele dependam, daí a necessidade de se manterem serviços com elevados níveis de confiabilidade, o que pode até justificar alguma redundância na disponibilidade de equipamentos, devido ao elevado custo da falta. Diante dessa necessidade de se manterem os níveis de atendimento, a Petrobras mantém uma estrutura especialmente voltada para o atendimento logístico dessas plataformas, tanto no que diz respeito ao atendimento de materiais como também na movimentação de pessoal. Essa atividade logística fica a cargo da Unidade de Serviços de Transporte e Armazenamento (US-TA), cuja estrutura encontra-se detalhada adiante.

### **3.2 O CRESCIMENTO DA DEMANDA**

Nos últimos vinte anos verificou-se grande crescimento na atividade de exploração e produção *offshore* nas regiões sul e sudeste do Brasil. As tabelas 2 e 3 mostram como o crescimento das atividades de E&P se reflete no crescimento das reservas e na produção de petróleo no período de 2002 a 2011.

Cerca de US\$ 2.520,4 milhões foram em gastos com afretamentos em 2011 (fonte: ANTAQ)

Cerca de 430 embarcações de Apoio marítimo operam em território brasileiro, das quais aproximadamente 47% são de bandeira nacional. Quanto às navegações de apoio marítimo, apoio portuário e cabotagem cabem observar que, devem ser exercidas por empresas brasileiras de navegação (EBN), ou seja, com sede no Brasil, podendo, no entanto, ser de capital nacional ou estrangeiro. Deve-se utilizar embarcação de bandeira brasileira, conforme determinado pela Lei do Transporte Aquaviário. Tal medida tem como finalidade preservar o mercado nacional de navegação. Porém, as embarcações estrangeiras poderão participar de tais navegações quando afretadas por EBN e desde que comprovado que não há embarcação do tipo e porte pretendidos para a atividade. (LEMOS, 2009)

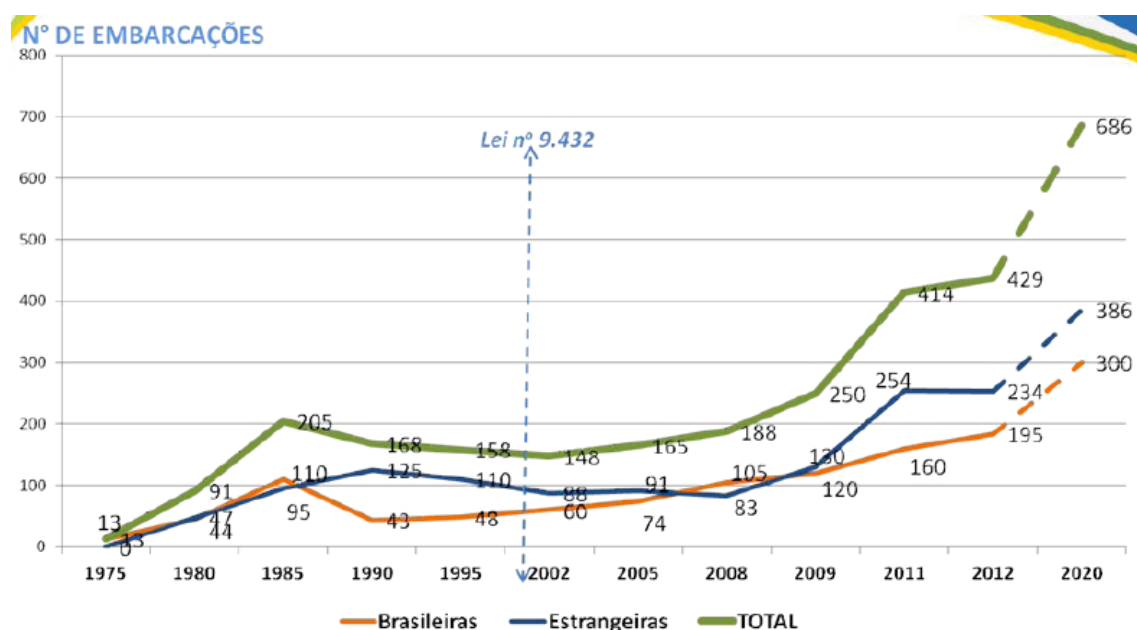
A demanda por serviços em ambos os segmentos certamente aumentará nos próximos anos, dadas as necessidades de transporte de

passageiros e cargas para as atividades de E&P da região do pré-sal. Segundo O globo On Line (2008), todos correm contra o tempo para enfrentar a falta de portos, navios e plataformas capazes de atender a esse novo mercado. Portos de Rio, São Paulo e Espírito Santo iniciam planejamento para tentar oferecer terminais que possam servir de base às operações das empresas.

Os sucessivos avanços tecnológicos obtidos pela Petrobras para a exploração de petróleo em águas profundas tornaram necessária a expansão e modernização da frota de apoio às plataformas e embarcações voltadas à exploração de hidrocarbonetos. No final dos anos 90, foi lançado pela Petrobras o Programa de Renovação da Frota de Apoio Marítimo (PROREFAM), com o objetivo de reduzir a dependência dos afretamentos de embarcações estrangeiras e construir embarcações no Brasil com índice de nacionalização de 75%. O programa prevê a construção de 146 embarcações entre 2008 e 2014, sendo 64 do tipo AHTS, 64 PSV e 18 ORSV. (ANTAQ, 2011)

Atualmente a US-TA atende cerca de 100 pontos *offshore*, movimentando mensalmente 230.000 toneladas de carga e 45.500 passageiros. Para isso são utilizadas 118 embarcações, que operam em 4 portos (Vila Velha – ES, Macaé – RJ, Rio de Janeiro – RJ e Itajaí – SC) e 42 helicópteros, operando em 7 aeroportos (São Mateus – ES, Vitória – ES, Farol de São Tomé – RJ, Macaé – RJ, Jacarepaguá – RJ, Itanhaém – SP e Itajaí – SC). (US-TA, 2003)

Figura 7 – Evolução do numero de embarcações de Apoio Marítimo



Fonte: ABEAM 2012

### 3.3 APOIO MARITIMO

#### 3.3.1 CONCEITO / INTRODUÇÃO

Apoio marítimo: Consiste nos serviços que envolvem ativos de infraestrutura fixa (portos, terminais, armazéns) e móveis (embarcações e seus tipos) que conectam o continente à plataforma *offshore* através de modal marítimo, uma vez que as plataformas de prospecção e produção de petróleo consomem um grande volume de suprimentos e materiais, que têm que ser transportados por mar;

Ao Conviver com dois mundos de alto risco - o mar e o petróleo – essa indústria, mais do que nenhuma outra, necessita de uma logística muito peculiar, para reduzir a um mínimo aceitável o grau de periculosidade e assegurar retorno econômico compensador.

A expressão “apoio logístico” tem sabor militar. É um conceito da estratégia, segundo o qual os suprimentos, em tempo de guerra, devem chegar à frente de batalha, na hora certa, com margem razoável de segurança e a custos os mais baixos possíveis.

Entendem os militares que pequena queda na eficiência e qualidade deste apoio pode significar a exata diferença entre a vitória e a derrota. Por isso os pioneiros na exploração no Golfo do México criaram a expressão “offshore logistics”, para designar o suporte às atividades onde o mar é o campo de batalha na guerra pelo “ouro negro”.

O apoio logístico as unidades de perfuração ou produção, verdadeiras cidades, algumas flutuantes e móveis, instaladas em pleno oceano, pode fazer-se por via aérea ou marítima. Pelo ar, com emprego de helicópteros, que transportam pessoal e pequenas cargas, em caráter de urgência. Pelo mar concentra-se a maior parte dos trabalhos específicos de apoio as operações das unidades marítimas, transportando materiais indispensáveis ao trabalho e à vida no mar.

As embarcações de apoio marítimo executam as tarefas de transporte entre as bases terrestres e as plataformas. Sua presença é necessário desde os estudos preliminares de geologia até a remoção e fechamento de poços.

O conceito padrão da “embarcação de apoio marítimo”, criada especialmente para transportar cargas destinadas às instalações da indústria de petróleo no mar, tem características básicas voltadas para otimizar sua operacionalidade. Em síntese, essas embarcações dispõem de tanques para graneis líquidos como óleo combustível, água industrial, água potável, fluidos de perfuração, e outros; silos ou tanques para graneis sólidos (cimento, baritina e etc); convés adequado para o transporte de carga em geral, como tubos de perfuração, equipamentos, containers com materiais diversos, e são dotados com tomadas de 440V para transporte de containers refrigerado. Exige-se dela suficiente capacidade de manobrabilidade, que sejam dotadas de sistema DP (posição dinâmica) de modo a permanecer nas proximidades das plataformas

para que os guindastes das unidades embarquem e desembarquem os materiais com relativa segurança, mesmo sob condições ambientais adversas.

Evoluindo desse conceito de embarcação de suprimento, novas características foram desenvolvidas de modo a atender as necessidades específicas tais como: combate a incêndio, estimulação de poços, apoio as atividades de mergulho, apoio as operações com ROV, reboque de plataformas e manuseio de ancoras.

Foto 6 - Rebocador “Ebb Tide”, primeira embarcação de suprimento construída no mundo



### **3.3.2 CRONOLOGIA DO APOIO MARITIMO**

Em 1968, quando falamos de apoio marítimo no Brasil podemos dizer que tudo começou no dia 20 de junho de 1968, quando a história da emancipação econômica ganhou novas tintas: vislumbrou-se a possibilidade de que a partir de Sergipe, a plataforma continental poderia ajudar o país a tornar autossuficiente em petróleo. Feitos os estudos e feito os levantamentos sísmicos, os geólogos da Petrobrás estabeleceram a primeira locação a ser perfurada, o poço 1-SES-I batizado como “Guaricema”.

A plataforma auto-elevável “Vinegaroon”, de bandeira norte-americana e contratada pela estatal, iniciou os trabalhos com o apoio de quatro embarcações: duas lanchas para transporte de pessoal, a “Vênus” e a “Mercury” e os suprimentos “Jupiter” e “Gemini” para o transporte de material, pertencentes a empresa também norte-americana, Astromarine. A Astromarine, pioneira da atividade de apoio marítimo no país, em seguida, montou sua base em Salvador com a finalidade de dar suporte operacional e administrativo às suas embarcações.

Simultaneamente, com o início da atividade, nasceu a demanda de serviços de apoio marítimo nas águas brasileiras. O País partia no esforço em busca da ampliação de suas reservas petrolíferas e, conseqüentemente, abria-se o mercado para o apoio marítimo no Brasil.

No dia 19 de novembro de 1968 foi lançada ao Mar a primeira plataforma exploratória feita no país, a “Petrobrás I”, uma auto-elevável construída no estaleiro Mauá, no Rio de Janeiro. Essa plataforma móvel estava destinada a ter participação importante no incremento da produção marítima de petróleo.

Todas as embarcações que operavam no apoio marítimo, na primeira fase da prospecção marítima nacional, iniciada em 1968, pertenciam a armadores estrangeiros. Empresas internacionais se fixaram no território brasileiro usando o sufixo “do Brasil” e depois em “join venture” com operadoras nacionais. Essas empresas estrangeiras desempenharam importante papel na formação de pessoal, e na transferência de tecnologia.

Em 1970, a Petrobrás marcava o início da década de 70 com uma política agressiva de exploração de petróleo na plataforma continental. Esse fato implicava no aumento do número de embarcações de apoio marítimo. Ao longo de toda a década, a Petrobras incrementou seus investimentos nas perfurações marítimas, procurando atingir a meta de 500 mil barris por dia.

Pela disputa do novo mercado, empresas de navegação se instalavam no país, a exemplo da precursora Astromarine. Em outubro de 1970, uma subsidiária da armadora Sea Horse dos Estados Unidos, a Arthur



Levy do Brasil estruturou-se na Bahia. Dois anos depois, já contava com 50% de capital nacional e, representando a Sea Horse, gerenciava mais de vinte embarcações afretadas à Petrobrás.

Em 1972, foi estruturada a primeira empresa brasileira de apoio marítimo, a H. Dantas (hoje Cia Brasileira de Offshore – CBO), que inicialmente era uma divisão da empresa de navegação de cabotagem do mesmo nome, tendo permanecido inativa durante alguns anos.

Na virada dos anos de 1972 para 1973, consolidados os resultados promissores das prospecções marítimas, a Petrobrás importou um navio sonda “Petrobrás II” e as 13 primeiras embarcações de apoio marítimo que operariam com bandeira brasileira.

Ao iniciar o recebimento das embarcações, a Petrobrás abriu concorrência convidando empresas nacionais interessadas em operá-las. A partir da carta convite emitida pela estatal entraram nesse mercado as empresas operadoras nacionais, registrando uma nova fase dentro da história, do apoio marítimo no Brasil.

O ano de 1974 transformou em realidade a esperança do Brasil em petróleo. Foi um marco na evolução tecnológica da exploração e produção de hidrocarbonetos, a partir da operação do navio-sonda “Petrobrás II”, no poço pioneiro de Garoupa, o I RJAS-9<sup>a</sup>, do qual jorrou petróleo, em águas profundas, pela primeira vez no país. Garoupa deu origem ao que conhecemos como “província petrolífera de Campos”, com poços situados a mais de 100 quilômetros da costa, onde se perfura em laminais d’água que variam entre 200 e 1100 metros.

O primeiro poço perfurado na Bacia de Campos ocorreu em terra, durante o ano de 1958, junto ao farol de São Tomé (por isso a região petrolífera se tornou conhecida como Bacia de Campos). Esse poço foi estratigráfico, ou seja, realizado para se conhecer, com precisão, as camadas geológicas do solo. A seção geológica do poço perfurado em terra, indicou que as camadas mais antigas, repousando sobre o embasamento cristalino, não tinham características que favorecessem à geração de petróleo.

No entanto, esta mesma seção estratigráfica indicava a possibilidade, posteriormente confirmada, de significativo espessamento da seção sedimentar em direção costa fora, onde evoluiria para condições mais favoráveis à geração e à acumulação de petróleo e gás. Assim, cresciam as expectativas de ocorrência de petróleo, pois os geólogos sabiam das possibilidades, devido ao aumento das espessuras sedimentares em direção ao mar. Essa crença veio viabilizar a exploração em alto mar na Bacia de Campos e concluir pelo sucesso da descoberta de Garoupa.

Em 1975, paralelamente ao sucesso das novas descobertas, a Petrobras dava mais um passo na consolidação da frota nacional de apoio marítimo. Adquiria mais 15 embarcações entre rebocadores e lanchas para transporte de pessoal. Encomendava também, em estaleiros nacionais, 13 embarcações de suprimento, distribuídas entre os estaleiros Estanave, Mac Laren e Inconav.

Conforme observado na figura 8, hoje o Brasil possui 429 embarcações voltadas para o apoio marítimo, das quais 187 são embarcações PSV's (Platform Supply Vessel) que são embarcações supridoras de apoio as plataformas.

Figura 8 – Perfil da frota de Apoio Marítimo

<b>Classe</b>	<b>Brasileira</b>	<b>Estrangeira</b>	<b>Total</b>
PSV	89	98	<b>187</b>
AHTS	17	84	<b>101</b>
LH / SV	51	4	<b>55</b>
Crew / FSV	17	10	<b>27</b>
OSRV	12	9	<b>21</b>
DSV / RSV	4	13	<b>17</b>
PLSV	2	10	<b>12</b>
MPSV	1	4	<b>5</b>
WSV	2	2	<b>4</b>
<b>Total</b>	<b>195</b>	<b>234</b>	<b>429</b>

*Fonte: ABEAM  
(Julho/2012)*

## **CAPITULO 4**

### **UNIDADE DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE E ARMANEZAMENTO (US-TA)**

#### **4.1 - ESTRUTURA DA US-TA**

Esse crescimento constante da atividade de E&P, com previsão de continuidade, visto que com o pré sal, a tendência é o aumento significativo no mero de unidades marítimas, isso tem exigido da US-TA a dedicação de elevada quantidade de homens-hora no planejamento de um apoio logístico adequado que atenda a essa crescente demanda.

Para manter-se em operação as plataformas precisam de diversos insumos, abaixo relacionados:

1. Suprimento de água;
2. Suprimento de óleo diesel;
3. Suprimento de rancho;
4. Suprimento de tubos de perfuração e produção;
5. Suprimento de fluidos de perfuração e completação;
6. Suprimento de granéis sólidos (Baritina, Bentonita e Cimento);
7. Suprimento de materiais diversos no convés através de: skids, caixas de madeira, caçambas, containers e etc.

Foto 7– Embarcação de apoio em operação com a plataforma PPM-1



Para que possa prestar esse atendimento, a US-TA conta com 7 gerências setoriais e uma coordenação, assim denominados:

- ✓ Gerência de Armazenamento (ARM)
- ✓ Gerência de Operações Portuárias (OPRT)
- ✓ Gerência de Programação e Contato com o Cliente (PCC)
- ✓ Gerência de Transporte de Cargas (TC)
- ✓ Gerência de Transporte de Pessoas (TRNSP)
- ✓ Gerência de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS)
- ✓ Gerência de Segurança de Vão (SEV)
- ✓ Coordenação de Otimização de Operações Logísticas (COOPEL)

Figura 9 – Mapa de atuação da US-TA



Fonte: PETROBRAS

## 4.2 – POLITICA DE CAPACIDADE

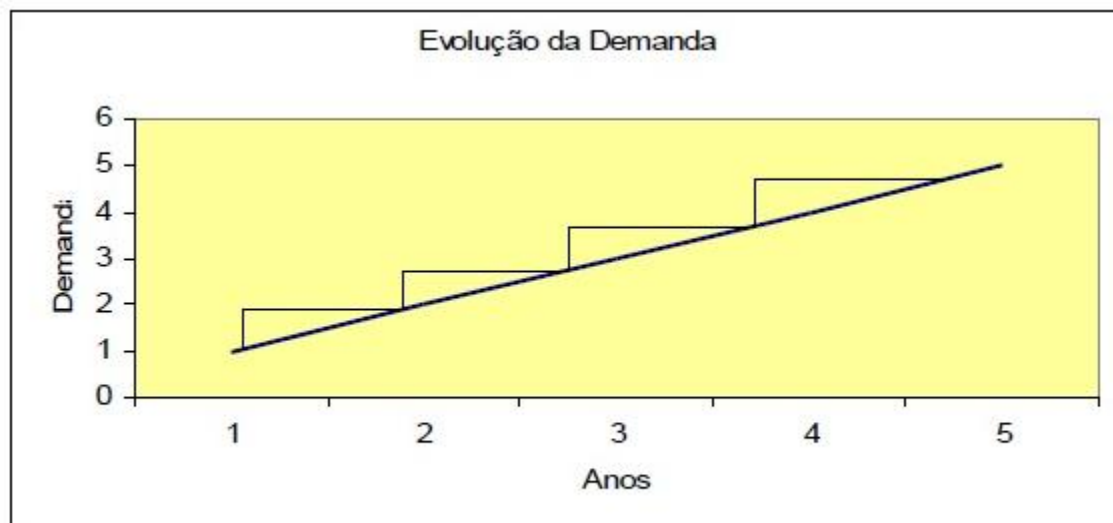
Como política de adequação da capacidade à demanda, segundo, três tipos de política poderiam ser utilizadas, para se definir o momento de se realizar o incremento de capacidade para atendimento à variação de demanda. A escolha de uma dessas políticas, determinará a estratégia adotada pela empresa para o atendimento à demanda, conseqüentemente definindo o nível de serviço oferecido aos seus clientes.

Os itens “a”, “b” e “c” a seguir sugerem demandas crescentes, ao longo do tempo, com diferentes formas de adequação da capacidade, de acordo com a visão de Hayes e Wheelwright (1984).

### a) Capacidade menor que a demanda

Nessa política, opera-se sempre com a capacidade abaixo da demanda, buscando-se, nos momentos de adequação da capacidade, alcançar no máximo o valor de demanda daquele momento, sem se levar em consideração folgas para crescimentos futuros (Ver Gráfico 1). Não se tem o risco de se operar com capacidade ociosa, entretanto, o não atendimento à demanda existente é iminente, acarretando em baixo nível de serviço.

Gráfico 1 – Capacidade de atendimento menor que a demanda

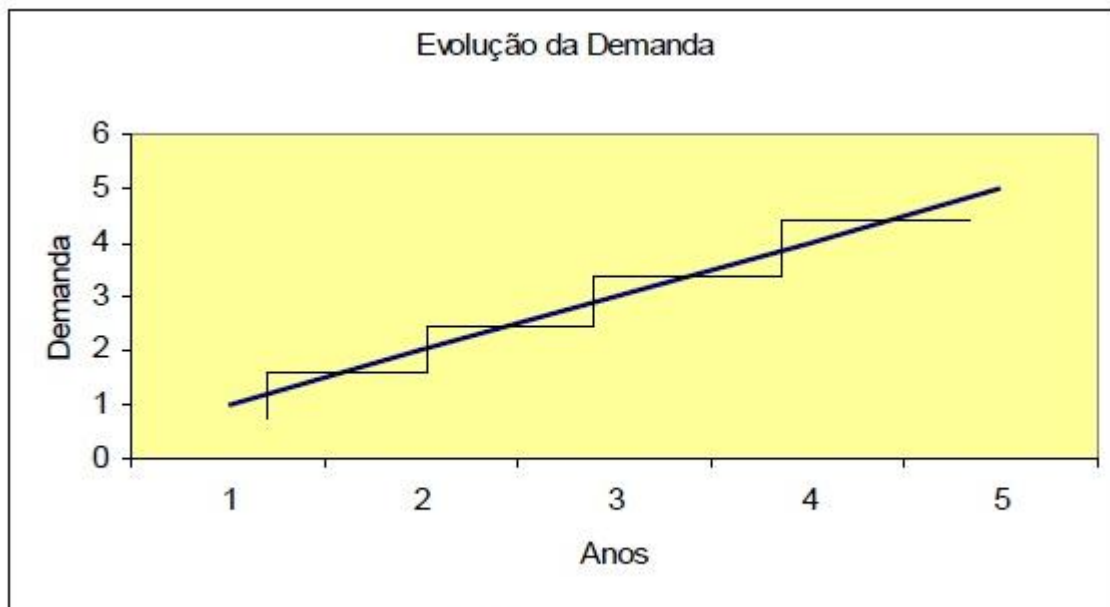


Fonte: Haynes e Wheelwright, 1984

### b) Capacidade próximo da demanda

Nessa política, sempre que se ajusta a capacidade à demanda existente, incorpora-se uma pequena folga, prevendo futuros crescimentos. Isso determina um razoável equilíbrio entre a demanda e a capacidade, melhorando o nível de serviço (Gráfico 2).

Gráfico 2 – Capacidade próximo da demanda



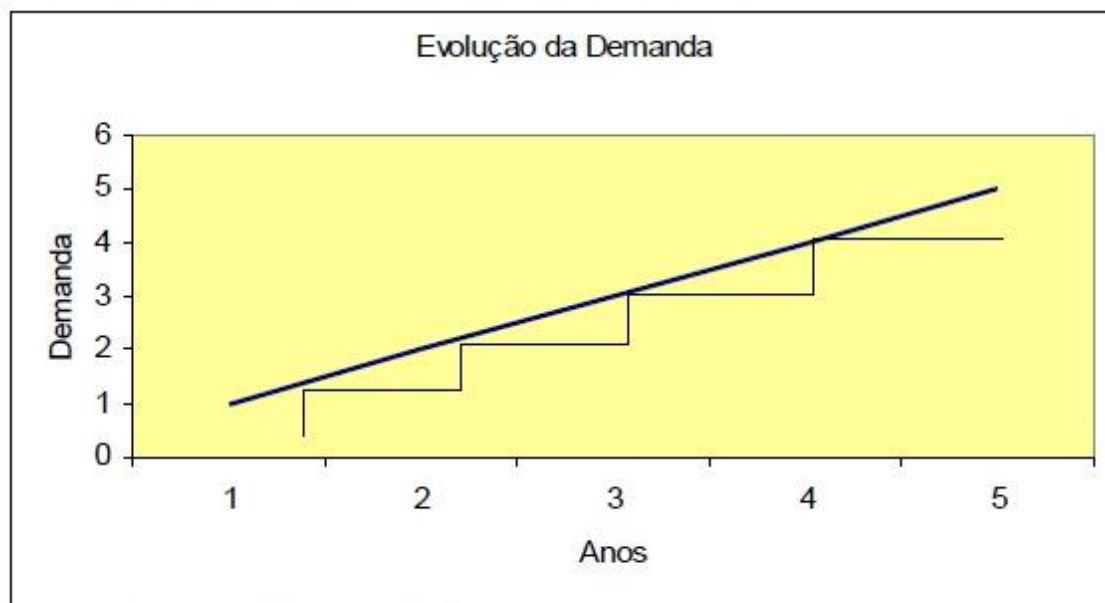
Fonte: Haynes e Wheelwright, 1984

### c) Capacidade acima da demanda

Nessa política, a capacidade está sempre sendo ajustada acima da demanda. Isso determina a existência constante de uma capacidade ociosa, entretanto com elevado nível de serviço (Gráfico 3).



Gráfico 3 – Capacidade acima da demanda



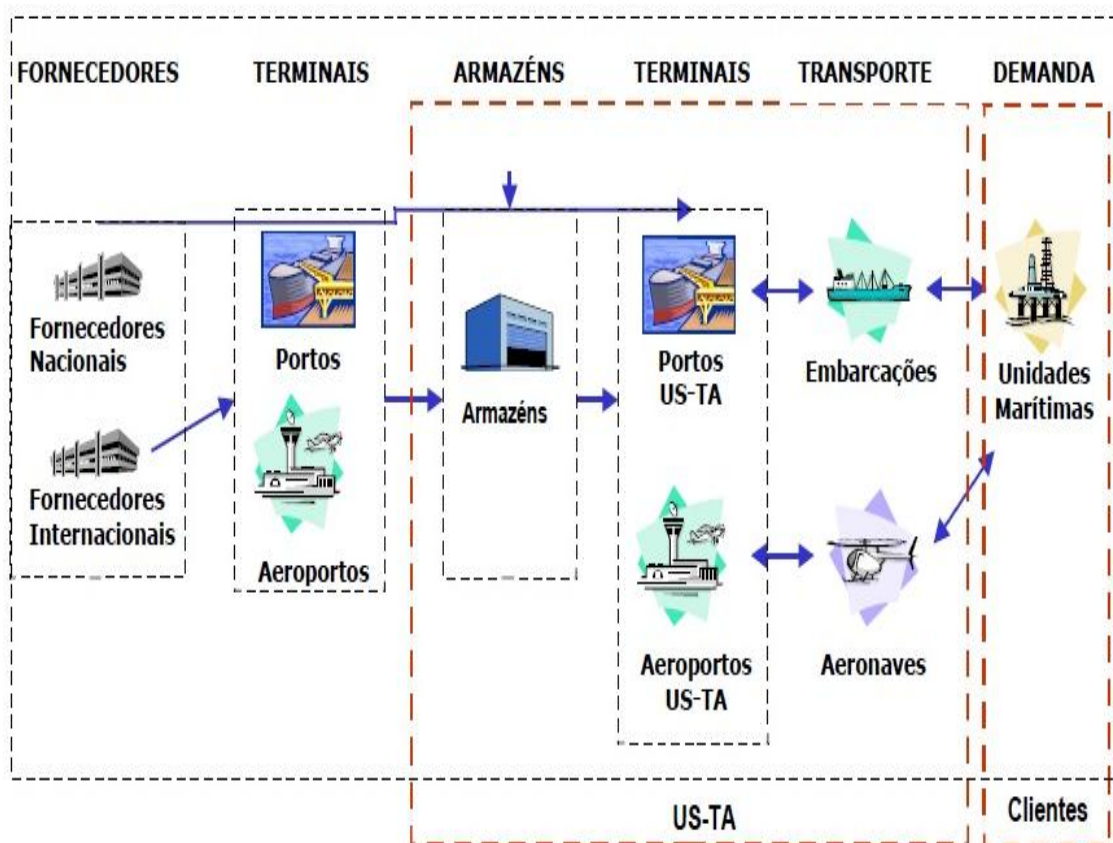
Fonte: Haynes e Wheelwright, 1984

Em virtude dos altos custos envolvidos nas atividades de E&P offshore, o custo da falta pode vir a gerar grandes prejuízos. Isso faz com que a US-TA busque trabalhar entre a “Capacidade próxima à demanda” e a “Capacidade acima da demanda”.

#### 4.3 - A ESTRUTURA LOGISTICA DO E&P

A figura 10, mostrada abaixo, representa, de forma simplificada, a cadeia logística do E&P, na área de atuação da US-TA, descrevendo-se a seguir a participação das diversas gerências que formam a estrutura envolvida na operacionalização dessa cadeia.

Figura 10 – Cadeia de Suprimentos - E&amp;P – US-TA



Fonte: US-TA, 2003

### 4.3.1 ARMANEZAMENTO

A Gerência de Armazenamento, da US-TA, está instalada em um terreno, com 171.304 m<sup>2</sup>, chamado de “Parque de Tubos”, situado a 13 km da sede da Petrobras, em Macaé. Possui 10 armazéns cobertos, totalizando uma área de 21.600 m<sup>2</sup> e 180.000 m<sup>2</sup> de área aberta, onde são armazenadas cargas diversas, que podem ser mantidas ao tempo, principalmente tubos, utilizados nos poços de petróleo, daí o nome de Parque de Tubos. (US-TA, 2006)

Foto 8 – Parque de tubos



Opera com pouco mais de 300 pessoas, sendo 100 dessas pessoas pertencentes aos quadros da Petrobras, e o restante composto de mão de obra terceirizada.

A Gerência de Armazenamento da US-TA tem como principais atividades (ARM, 2005):

- Recebimento e conferência de materiais que dão entrada no estoque;
- Estocagem e preservação dos materiais estocados;
- Expedição dos materiais solicitados através de documento de solicitação de materiais ao estoque;
- Coleta, emblagem, e unitização dos materiais solicitados;

- Envio dos materiais para os portos ou aeroportos para serem embarcados para as plataformas;
- Atendimento a solicitações de materiais, provenientes de outras unidades da Petrobras;
- Guarda de todo o material em regime de admissão temporária (REPETRO); e
- Alienação de materiais obsoletos ou inservíveis.

Mantém, em seus armazéns cerca de 43.000 itens, o que representa aproximadamente 45% de todo o estoque da Petrobras, em valor e trata em média 4.000 documentos de entrada e saída de materiais, movimentando mais de 8.300 itens de material por mês. (ARM, 2005)

### **4.3.2 TRANSPORTE DE CARGAS**

A Gerência de Transporte de Cargas é responsável por todo o transporte de cargas, que na US-TA é basicamente realizado através dos modais terrestre e marítimo. Uma quantidade muito pequena de cargas, devido a sua característica de fragilidade é transportada pelo modal aéreo, através de helicópteros.

O transporte terrestre compreende principalmente a movimentação das cargas, através do modal rodoviário, entre o Parque de Tubos e o porto de Imbetiba, onde as cargas são embarcadas para os seus destinos. As cargas também podem ser transportadas para outros portos, como será visto na seção seguinte.

O modal rodoviário também é utilizado para transportar as cargas que, ao invés de serem embarcadas provenientes dos estoques da Petrobras, são recolhidas diretamente dos canteiros de empresas que prestam os mais diversos tipos de serviços à Petrobras.

Além disso, esse modal é utilizado para o transporte de cargas entre a base da Petrobras, em Macaé, e as diversas bases localizadas em outras cidades do país.

Toda a frota utilizada no modal rodoviário é contratada, parte dela oriunda do contrato de apoio logístico<sup>9</sup> e parte oriunda de contratos exclusivos de transporte, inclusive algumas contratações *spot*, quando necessário.

É utilizado também o modal ferroviário, exclusivamente para o transporte de óleo diesel, através de contrato com a Ferrovia Centro Atlântico.

O transporte é feito entre a Refinaria Duque de Caxias e o Porto de Imbetiba, em trens compostos de vagões tanque de 60 m<sup>3</sup>, que chegam ao pátio interno do porto de Imbetiba para descarregamento. Mensalmente são transportados, por esse modal, entre 15 e 20 mil m<sup>3</sup> de óleo diesel. Esse diesel é utilizado, parte para abastecer as plataformas e parte para o consumo da frota<sup>10</sup>. (PCC, 2005a)

Apesar de seu envolvimento com os modais rodoviário e ferroviário, o foco maior da gerência de Transporte de Cargas é o modal marítimo. Nesse modal, o transporte das cargas é realizado através de uma frota de cerca de 105 rebocadores dos mais diversos tamanhos, capacidades e finalidades, conforme descrito abaixo:

## TIPOS DE EMBARCAÇÕES SUPRIDORAS

- PSV –Platform Supply Vessel –Embarcação de suprimento às plataformas

Esta classe de navio é utilizada para atender as necessidades de suprimento das plataformas, navios-sonda e embarcações maiores, operando dentro da Bacia Petrolífera. Estas embarcações movimentam óleo combustível, água potável, produtos químicos, água industrial, tubulações e ferramentas especiais, granéis, rancho etc.

---

<sup>9</sup> A US-TA tem contrato com uma empresa que, sob supervisão da Petrobras, executa a unitização, o transporte terrestre e o embarque no porto de todas as cargas destinadas às plataformas.

<sup>10</sup> A US-TA mantém um navio tanque, em um ponto central da Bacia de Campos, que repassa óleo diesel para os rebocadores, para consumo próprio e para o abastecimento das plataformas.

Foto 9 – Embarcação PSV em operação





- CB–Crewboat – Movimentação de tripulantes para as plataformas

Embarcação utilizada para trocas de turmas nas plataformas - embarcações de alta velocidade.

Foto 10 – Embarcação Crewboat em operação de transferência de tripulantes com a plataforma



- UT – Utility – Supridor para entrega de cargas de emergência e manuseio de espigas em operações de offload entre navios aliviadores e FPSO's.

Foto 11 – Embarcação UT



- OSRV - OilSpillResponseVessel - Combate a derramamento de óleo.

Foto 12 – Embarcação OSRV em operação de recolhimento de óleo.





- Combate a Incêndio (FireFighting)

Embarcações de apoio em geral possuem bombas e canhões de incêndio com capacidade de aplicar jatos à vazão de até 9.000 m<sup>3</sup> de água por hora, para atender em caso de emergência, as solicitações de socorro e incêndios em plataformas e/ou embarcações.

Foto 13 – Embarcação de Combate a incendio



### 4.3.3 OPERAÇÕES PORTUÁRIAS

A Gerência de Operações Portuárias é responsável pelas operações em quatro diferentes portos: Porto de Imbetiba, em Macaé (RJ); Porto da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha), em Vila Velha (ES); Porto da Multiportos, no Rio de Janeiro (RJ) e Porto da Femepe (empresa de pescada), em Itajaí (SC).

Apesar de estarem sendo aqui denominados de portos, no jargão atual são normalmente conhecidos como bases de apoio *offshore*, por

apresentarem características diferentes das que se conhecem de um porto convencional.

Foto 14 – Portos e terminais utilizados no Sul-Sudeste



Os maiores rebocadores que operam no Brasil têm pouco mais de 80 metros de comprimento, o que requer berços de atracação menores que os necessários para atracação de navios cargueiros convencionais.

A profundidade necessária também é um pouco menor. Esse rebocadores operam com calados que, no máximo, variam entre 7 e 8 metros.

Os portos convencionais normalmente se especializam em um determinado tipo de carga. As bases de apoio *offshore*, embora também sejam especializadas nesse tipo de apoio movimentam os mais variados tipos de cargas, devido às variadas necessidades das plataformas apoiadas.

Em um navio cargueiro convencional, as cargas podem viajar em porões, pois devido aos recursos existentes nos portos, podem ser facilmente embarcadas e desembarcadas. No caso das embarcações de apoio *offshore*, as cargas têm que, obrigatoriamente, ser transportadas no convés, para que possam ser retiradas na plataforma através de içamento por guindaste, sendo

esse o único recurso existente para a movimentação de cargas. Além disso, essa operação é feita em alto mar, em condições totalmente adversas, se compararmos com as águas calmas de um porto.

As únicas cargas que não viajam no convés são as cargas a granel, tais como água, óleo diesel, cimento, baritina, bentonita, ácido, etc. Nesses casos os rebocadores possuem tanques e silos apropriados para o adequado acondicionamento dessas cargas.

Foto 15 – Cargas diversas no convés do PSV atracado no Porto de Imbitiba



#### 4.3.4 PORTO DE IMBETIBA

O porto de Imbetiba, situado na ponta de Imbetiba, em Macaé, RJ, possui 3 píeres, com dois berços de atracação de 90 metros cada um, com profundidade de 8 metros.

Atende cerca de 100 unidades *offshore*, entre plataformas, barcos especiais, monobóias, etc, realizando uma média de 420 atracções por mês.

(US-TA, 2005)

Tem uma movimentação de 230.000 toneladas de cargas por mês, entre cargas de convés e granéis sólidos (cimento, bentonita, baritina, etc) e líquidos (água, óleo diesel, fluidos de perfuração e produção, etc). Como cargas de convés, são embarcadas também algumas cargas especiais tais como: produtos químicos (álcool, querosene de aviação, lubrificantes, etc), explosivos e fontes radioativas. Esses granéis líquidos que são embarcados no convés, são acondicionados no interior de refis. (PCC, 2005a) O porto de Imbetiba, situado na ponta de Imbetiba, em Macaé, RJ, possui 3 píeres, com dois berços de atracação de 90 metros cada um, com profundidade de 8 metros.

Atende cerca de 100 unidades *offshore*, entre plataformas, barcos especiais, monobóias, etc, realizando uma média de 420 atracções por mês. (US-TA, 2005)

Tem uma movimentação de 230.000 toneladas de cargas por mês, entre cargas de convés e granéis sólidos (cimento, bentonita, baritina, etc) e líquidos (água, óleo diesel, fluidos de perfuração e produção, etc). Como cargas de convés, são embarcadas também algumas cargas especiais tais como: produtos químicos (álcool, querosene de aviação, lubrificantes, etc), explosivos e fontes radioativas. Esses granéis líquidos que são embarcados no convés, são acondicionados no interior de refis. (PCC, 2005a)

A Foto 15, na próxima pagina, mostra uma vista panorâmica do Terminal Alfandegado de Imbetiba.



Foto 15 - Terminal Alfandegado de Imbetiba



- 1 – Píer
- 2 – Área de pré-embarque – 5.000 m<sup>2</sup>
- 3 – Planta de granéis sólidos – 336 m<sup>3</sup>
- 4 – Planta de cimento – 560 m<sup>3</sup>
- 5 – Estação de fluidos
- 6 – Tanques de óleo diesel – 4.620 m<sup>3</sup>
- 7 – Tanques de água – 6.000 m<sup>3</sup>

O terminal de Imbetiba é o único dos terminais gerenciados pela US-TA que é próprio da Petrobras, os outros operam sob regime de contrato. A Tabela 9 mostra o número de atracações e o volume de carga movimentada nos portos gerenciados pela US-TA. Nessa tabela pode-se verificar a grande diferença numérica que existe entre o terminal de Imbetiba e as outras bases. Como a Petrobras mantém ostensivos programas de segurança, uma das

atividades da Gerência de Operações Portuárias é garantir que só embarquem cargas em total acordo com as normas de segurança.

Nesse sentido, todas as cargas ao serem entregues no porto, passam por processo de inspeção visual, onde são detectados problemas em eslingas, manilhas, sapatilhos, e a própria integridade do contêiner.

Além disso, a documentação de cargas especiais, tais como produtos químicos, cargas radioativas e explosivos é rigorosamente auditada para verificação de conformidade com a legislação.

Todas as atividades críticas – aquelas que oferecem maior risco – possuem procedimento escrito, de conhecimento de todos os envolvidos com a atividade, no qual todos são treinados e periodicamente reciclados.

#### **4.3.5 TERMINAL DE PEIÚ (TPP)**

Terminal privado operado pela Peiú / Vitória Offshore Logistics (VOL), localizado no berço 206 do Cais de Paul.

O TPP presta todo tipo de apoio às operações das empresas petrolíferas, do agenciamento de embarcações ao desembarço aduaneiro, passando pelo suprimento às plataformas e sondas de produtos, materiais e ferramentas – desde fluídos de perfuração, tubos, peças, combustível e contêineres para embarque de produtos químicos, até água potável e alimentos para as tripulações. (PEIU, acesso em 06 jun. 2010) Esse terminal é uma base de apoio para atividades petrolíferas, mas atende também aos mais diversificados segmentos. Quanto a sua estrutura e capacidade dispõe-se de Armazém alfandegário com 3.200m<sup>2</sup> de área com controle automatizado; Calado de 9,75m a 10,58m (maré alta) e permite navios de até 242 metros; Possui elevada capacidade de tancagem de fluidos de perfuração (18.000 barris); Capacidade de armazenagem de 3.200m<sup>3</sup> de óleo diesel marítimo; Capacidade de bombeio simultâneo em três pontos do píer, de 80m<sup>3</sup>/h de água, 100m<sup>3</sup>/h de óleo e fluidos. Sistema certificado ANP e fornecimento de mão de obra especializada para as plataformas, dentre outras. (PEIU, acesso em 06 jun. 2010)

Nessa mesma margem ainda estão instalados também o Terminal de Granéis Líquidos de São Torquato e o Terminal Companhia Portuária de Vila Velha.

### **Terminal Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV)**

Primeiro terminal portuário privativo do Brasil, inaugurado em 2000 pelo Grupo Coimex para atender exclusivamente à indústria do petróleo, oferecendo serviços de apoio aos *supply-boats*. Os navios utilizam os serviços de abastecimento de água potável e óleo diesel oferecidos pela CPVV, que vai além e disponibiliza também apoio logístico para transporte terrestre entre a base e outras localidades, armazenagem em áreas alfandegadas e instalação para inspeção de tubos. A empresa é certificada pela NBR ISO 9001:2000 desde 2002 para Operações Portuárias e Base de Apoio para Atividade de Pesquisa, Exploração e Produção de Petróleo e Gás. (GRUPO COIMEX, 2008) Os principais clientes são Petrobras; BR - Distribuidora; Repsol/YPF; Unocal; Shell Brasil E&P; Esso S/A; Devon; Kerr MCGEE; Anadarko/Hess. Segundo o Grupo Coimex (2008), a área do terminal é de 55.000m<sup>2</sup>, com calado de 9,10m (maré baixa) e 04 berços de atracação. A área de armazém é de 2.000m<sup>2</sup>, possui área coberta para material de perfuração, galpão de inspeção, estruturas para inspeções de tubos, tomadas de óleo diesel, cimento, água, lama, barita, bentonita. Tanque de água potável de 1.700m<sup>3</sup> e vazão de abastecimento de 100m<sup>3</sup>/h. Tanques de óleo diesel: dois de 240m<sup>3</sup> e uma de 1.000m<sup>3</sup>.

O Porto de Ubu está localizado no município de Anchieta, sul do Estado, a 60 km de Vitória, é um terminal privativo inaugurado, em 1977, para escoar a produção de pelotas de minério de ferro da SAMARCO (administradora). Possui somente acesso rodoviário, através das rodovias federais BR-101 e BR-262, e das estaduais ES-146 e ES-060. Dispõe-se de 01 píer com 02 berços de atracação. Tem capacidade de carregamento de

até 9.000 toneladas/hora e de receber navios de até 150 mil TPB4. (ANDRADE, 2006)

O terminal da Ponta de Ubu, em parceria com a Brasil Supply, possui e opera, atualmente, uma das maiores plantas de fabricação de fluidos de perfuração e completção do Brasil. Operam soluções integradas no suprimento de fluidos de perfuração e completção para operações onshore e offshore, incluindo: aquisição de produtos químicos, formulação, armazenagem, abastecimento de embarcações e aplicação. (BRASIL SUPPLY)



## CAPITULO 5

### PROCESSO ATUAL DO TRANSPORTE DE CARGAS

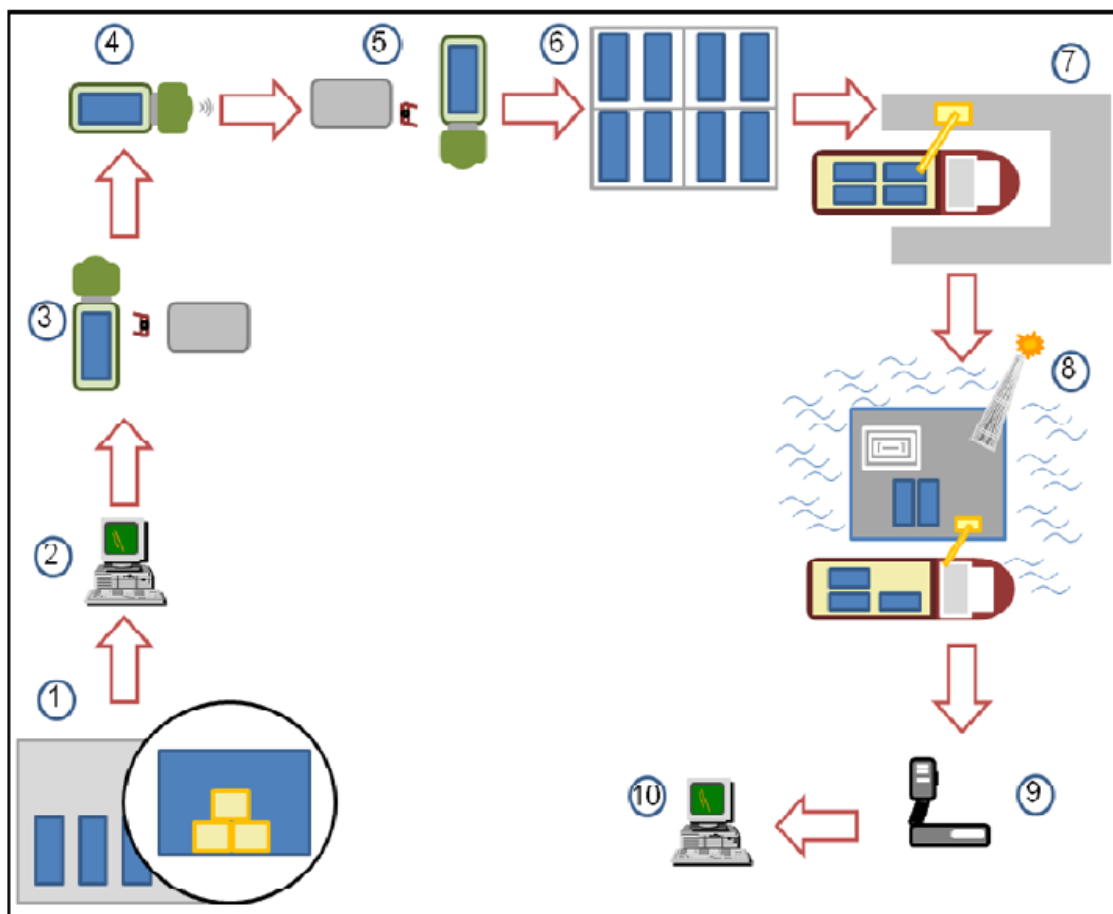
O processo de transporte de cargas tem início com uma solicitação eletrônica do cliente, no caso, a Unidade Marítima de Exploração e Produção de Petróleo e Gás no sistema ERP (Enterprise Resource Planning – Planejamento de Recurso do Empreendimento). Esta solicitação é denominada requisição de Transporte (RT), onde é determinada a origem, o destino, datas mais cedo e mais tarde para entrega, e características da carga que deverá ser transportada.

No momento em que a RT é finalizada pelo cliente, ela aparece na tela do responsável da área de armazenagem que inicia o processo de transporte da carga que é apresentado na Figura 11 [Esquema do sistema Atual], e segue os seguintes processos:

1. As cargas são coletadas nos diversos armazéns localizados no Centro de Distribuição (CD) denominado Parque de Tubos. Após a coleta, são agrupadas em caixas e organizadas em containers quando destinadas para a mesma Unidade Marítima.
2. Em paralelo ao processo físico, ocorre o eletrônico, e cada etapa é representada por um lançamento no sistema. Quando as cargas são unitizadas ficam atreladas no sistema ao número do *container* e no momento em que estão disponíveis para o transporte aparecem para o programador do transporte marítimo como liberada para programação.
3. Para chegar ao terminal a carga passa por duas portarias, a primeira na saída do CD, onde funcionários da segurança patrimonial conferem a documentação de saída, o número do *container* e por amostragem conferem a carga no interior do mesmo.
4. As cargas seguem para o local de embarque, o Terminal Alfandegado de Imbetiba, localizado a uma distância de 13Km do CD. Durante este trajeto apenas a carreta pode ser rastreada.

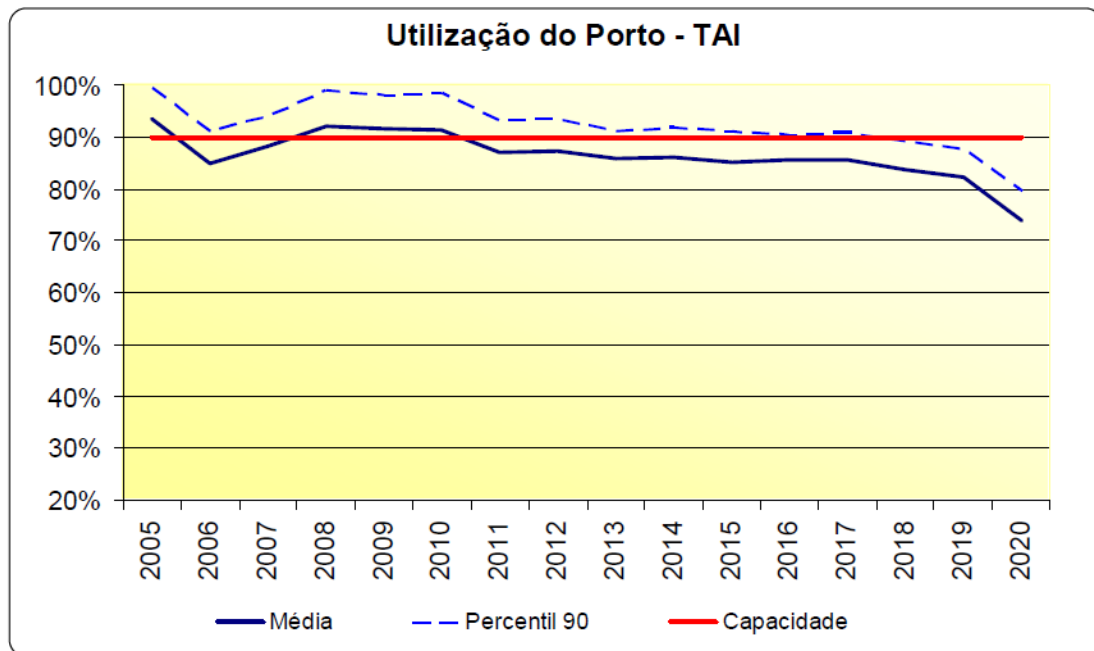
5. A segunda portaria, localizada na entrada do Terminal de Imbetiba segue o mesmo ritual de conferencia da portaria do CD, descrita no item 3.
6. A carga então é levada até a área portuária do terminal, onde é posicionada em áreas delimitadas dependendo do destino.
7. Como já estava liberada para a programação do apoio marítimo mesmo antes de sair do CD, a carga já esta programada com definição de qual embarcação fará o transporte e o horário do embarque. Ao atracar no porto, a embarcação recebe a programação com as Unidades e suas respectivas cargas, com base nessas informações, o Imediato prepara o plano de carga. Através desse plano fica definida a posição de cada carga, levando em consideração a estabilidade da embarcação e as características operacionais das Unidades Maritimas. O transporte marítimo inicia seu trabalho quando todas as cargas previstas estão no convés.
8. A o se aproximar de cada Unidade Maritima de destino, o oficial de serviço da embarcação antecipa através de comunicação por radio as cargas que deverão desembarcar e fica ciente de qualquer carga de retorno (backload) que será embarcada. A embarcação finaliza a aproximação e transfere o manifesto de cargas (documento onde constam as informações de cargas que serão transferidas). Após o termino da operação, a Unidade Maritima devolve uma cópia do manifesto de cargas assinado por quem conferiu o recebimento.
9. Com base no manifesto de cargas a embarcação entra em contato via rádio SSB ou telefone com a equipe do Apoio Marítimo e passa as informações das cargas entregues de acordo com o manifesto de cargas assinado pelo responsável da Unidade Maritima.
10. A equipe do Apoio Maritimo

Figura 11 – Esquema do sistema atual



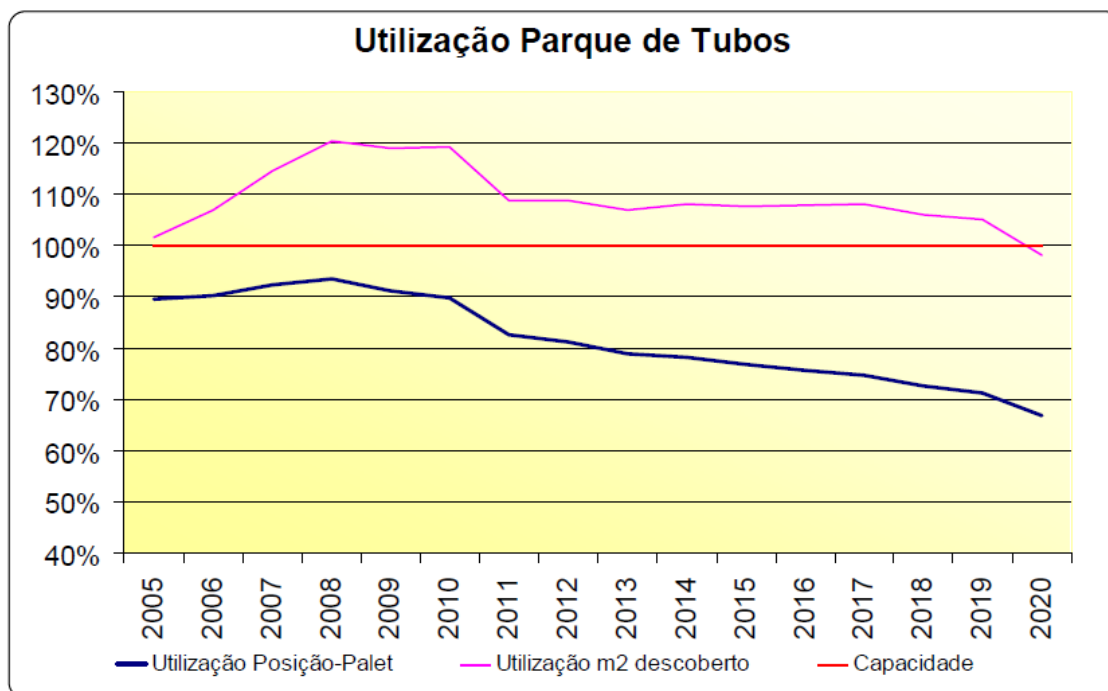
Com relação a capacidade operacional do porto de Imbetiba, em estudo realizado pela US-TA em 2006, mostrava que o porto operava próximo de 100% da sua capacidade, como pode ser observado na figura 12, na próxima página, levando em consideração que esse estudo foi feito a cerca de 6 anos atrás, a multiplicação de plataformas e por consequência de embarcações de apoio marítimo durante esse período, e a capacidade operacional do porto que continua com seus 3 piers de atracação, chegamos a conclusão que se faz necessário investimento em infra-estrutura portuária voltada para o apoio as atividades de E&P.

Figura 12 – Nível de utilização do porto de macaé



Analisando a figura 13, podemos observar que o nível de utilização do Parque de tubos, no mesmo estudo em 2006, era próximo de 100%, sabendo-se que ainda hoje a US-TA concentra somente no PT o armazenamento de todo o material destinado para envios as Unidades Marítimas, podemos concluir que necessita-se também investimentos em áreas de armazenamento e centros de distribuição para que possam ser utilizados paralelamente ao Parque de tubos.

Figura 13 – Utilização do Parque de Tubos



Visando melhorar a logística offshore no apoio as atividades de prospecção de petróleo, a Petrobrás está com projeto de criação de Hubs marítimos, que são uma espécie de ilhas artificiais, a idéia é transformar uma plataforma ou navio em um ponto intermediário no mar. No plano em estudo, o transporte de cargas seria da seguinte forma, as embarcações supridoras de maior porte (PSV) e velocidade média de 10 nós, transportariam as cargas até os Hubs marítimos, nos Hubs as cargas são carregadas em embarcações supridoras de alta velocidade, com velocidades em torno de 30 nós, que transportariam até as Unidades Marítimas na área do pré sal, conforme observado na figura 14, na próxima página.

Figura 14 – Transporte de cargas do pré-sal



Para a logística de pessoal, no plano em estudo, os funcionários chegarão de lanchas ultra-rápidas (crew boat), farão o transbordo para o hub marítimo, e, de lá, pegarão um helicóptero de médio porte que acomoda 12 passageiros até a plataforma do pré-sal. As lanchas terão velocidade de 30 nós e as viagens não poderão durar mais de 5 horas, a depender do bem estar e conforto oferecido ao passageiro, conforme podemos observar na figura 15.

Para o deslocamento de pessoas, a Petrobras vai transportar o dobro de contingente para as plataformas até 2017. Atualmente, os helicópteros levam e trazem 70 mil passageiros por mês, o que dá uma oferta de cerca de 850 mil passageiros por ano. A previsão é chegar a 1,6 milhão de passageiros, o que colocaria a operação da Petrobras entre os 20 aeroportos com maior volume de passageiros do País.

Figura 15 – Logística do transporte de pessoas do pré-sal

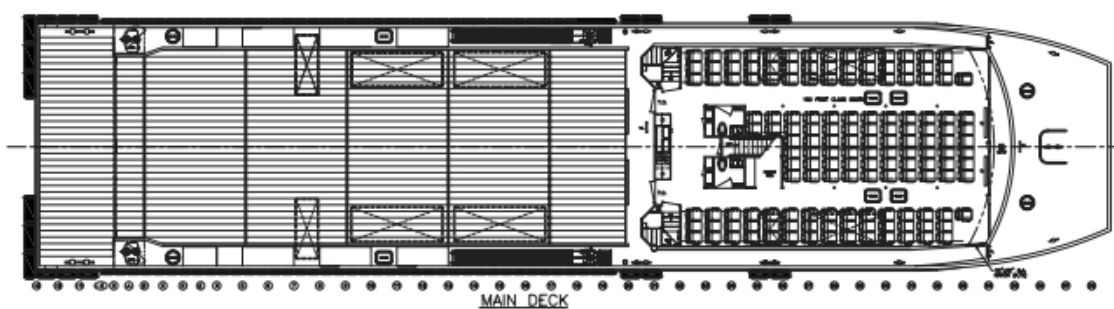


As lanchas poderão ter 400 a 500 passageiros bem acomodados.

Foto 16 – Foto do Seacor Cheetah



Figura 16 – Estrutura interna do Seacor Cheetah



A Petrobras ainda define o melhor formato da operação prevista para começar em 2014.