

## Capítulo 1: Introdução

O desenvolvimento das atividades de exploração e produção - E&P - na Bacia de Campos tem levado a região a alcançar significativos volumes de produção, 1.203.000 barris de óleo por dia, cerca 80% do total nacional de 1.492.000. Naturalmente todo esse movimento ocorreu em função das primeiras descobertas de óleo, que suportadas por progressivos sucessos e pela grande dependência da importação. Essa dependência trazia preocupações estratégicas de caráter nacional e forte impacto na balança comercial, como por exemplo, déficits de 10 bilhões no início da década de 80, o que, na época, representou 4% do PIB.

Todo o processo de E&P foi cercado de muitas dificuldades por tratar-se de operações dentro do mar. As dificuldades se acentuavam na medida em que aumentava a profundidade dos reservatórios descobertos e o afastamento da costa. Os primeiros reservatórios foram localizados a cerca de 80 km do litoral e lâminas d'água um pouco acima de 100 metros. Os reservatórios descobertos mais recentemente estão situados em lâminas mais profundas, próximas de 2.000 metros, e distantes mais de 120 km da costa. As primeiras produções, localizadas em lâminas mais rasas, eram inicialmente escoadas por navios, até um prazo suficiente para construção da rede de dutos, permitindo assim que os navios se deslocassem para atendimento a outras unidades de produção.

Esse sucesso na exploração da Bacia de Campos tem levado a Petrobras a superar-se ano após ano, ampliando fortemente o número de projetos na região, caracterizando a alta prioridade que vem sendo aplicada em E&P. No período 2004 – 2010 os investimentos em E&P alcançarão um total de US\$ 32.1 bilhões, incluindo áreas internacionais, ficando os investimentos locais com cerca de US\$ 26.2 bilhões. Como decorrência desse programa de investimentos o volume diário de produção alcançará, em 2010, o patamar dos 2.000.000 de barris, passando pela obtenção da auto-suficiência em 2006.

A Petrobras já vem cuidando de projetos que garantam o escoamento de óleo daquela região, como por exemplo, o projeto PDET – Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo – iniciado em 2005. Isso reforça a tese que o próximo desafio será o escoamento da Bacia de Campos através de uma logística

competitiva de forma a atender os interesses de consumo, localizados principalmente nas regiões sudeste e sul.

O objetivo desse trabalho de dissertação é criar uma metodologia que possa calcular o custo de escoamento do óleo produzido na Bacia de Campos, via navio aliviador e dutos submarinos, considerando a complexidade desta malha e fatores de custo muitas vezes desprezados, seja por se apresentarem de forma intangível ou pelo pouco peso que, às vezes, aparentemente, se apresentam frente a outros custos, e deste modo, contribuir para otimização dessa operação.

A proposta de abordar os custos do escoamento significa ter visibilidade sobre as parcelas dos custos das operações dos navios aliviadores que fazem o trajeto entre a Bacia de Campos e os Terminais de Angra dos Reis, São Sebastião e outros menos concorridos, e da operação da rede de dutos que chegam ao litoral, primeiramente em Barra do Furado e daí ao Terminal de Cabiúnas – TECAB. Uma olhada no apêndice B - **Fluxo de Escoamento Bacia de Campos** - facilita a percepção do que representa o conjunto de operações dentro da Bacia de Campos. Naturalmente não há informações da Petrobras, relativas às alternativas estratégicas de escoamento do óleo, mas independente de qual seja, ter a formatação dos custos desses modais de escoamentos serve como parâmetro de suporte no processo de análise e tomada de decisão das futuras operações. Pela sua dimensão ou pela forma como está organizada, a Petrobras, dividida em empresas (subsidiárias) por setores de macro-atividades, aloca os custos da operação de escoamento a outras divisões, unidades ou a outras empresas do grupo e nesse processo os valores estão fechados e traduzem várias atividades dentro de um único número.

Inicialmente o trabalho apresenta um histórico do desenvolvimento da Bacia de Campos de forma a criar um ambiente de entendimento dos acontecimentos, situar o leitor a respeito das condições desse desenvolvimento, bem como passar um ligeiro aprendizado sobre a operação logística de escoamento.

Na segunda parte é abordada a técnica do sistema de Custo Baseado na Atividade, que é o instrumento usado no desenvolvimento desta dissertação. Ao desenvolver uma metodologia que use o custo baseado na atividade consegue-se expor as atividades efetivamente envolvidas no escoamento com seus respectivos ônus e assim ter a maioria dos custos visíveis e atrelados ao fato gerador. A

técnica de custeio através da atividade não é só uma forma de apuração dos custos com maior precisão, mas é também uma ferramenta que indica quais modificações e melhorias devem ser feitas nos processos em busca de produtividade e redução dos custos. Isso será mostrado tanto no escoamento via navio aliviador como através de dutos, porque um valor será vinculado a cada etapa do processo, sendo possível verificar como esse valor flutua na medida em que a atividade se altera, exercendo o papel de um indicador de desempenho do processo de trabalho.

No capítulo 3 são abordados os custos dos dois modais de transporte. No início são tratados os processos operacionais dos modais e uma abordagem mais detalhada dos agentes que participam desses processos, de forma a identificar os recursos e atividades que estão presentes nos processos. No momento da identificação, os custos dos recursos são discutidos de modo que a participação de cada componente seja justificada, tanto conceitualmente como em termos da parcela de participação. Isso permitiu a montagem de equações cobrindo cada etapa das atividades relacionadas com a operação de escoamento, tanto através do transporte por navios como pela rede de oleodutos submarinos.

No capítulo 4 são calculados os custos de escoamento com base nas equações criadas no capítulo anterior. Primeiramente são apresentados, através de tabelas, os dados coletados junto a Petrobras, por pesquisas e ou entrevistas, alinhados com os recursos identificados. De posse dos dados e das equações relacionadas a esses dados são então apurados as parcelas dos custos e assim os valores totais dos custos de escoamento. Observa-se que a simulação de cálculo realizada reflete determinada parte da malha de dutos e que o transporte por navio também se refere a um trecho específico. Na parte final do capítulo 4 os valores apurados são analisados, e são feitas considerações sobre a contribuição dos recursos dentro dos valores totais.

No último capítulo são feitas as conclusões do estudo, com referências as duas formas de transporte e como devem ser encaradas suas diferenças. Por fim é mostrada a contribuição dessa dissertação e como tirar daí um maior proveito, na medida em que houver um maior aprofundamento sobre o tema em questão. A expectativa é que, a criação de uma metodologia de apuração que vincule custos a fatos geradores possibilite a elaboração de planos de melhorias contínuas num tema que se anuncia tão crítico como escoamento de óleo.

## 1.1 - Histórico

A exploração de petróleo em reservatórios situados em áreas *offshore* se iniciou em 1968, na Bacia de Sergipe, Campo de Guaricema, em lâmina de água de até 50 metros, na costa do Estado de Sergipe, mas foi na Bacia de Campos<sup>1</sup> que ocorreu o forte crescimento da atividade de exploração e produção em função das descobertas de grandes volumes de reservas, transformando a região oceânica do Estado do Rio de Janeiro na grande alternativa nacional, com forte contribuição na definição da matriz energética nacional e fundamental no estabelecimento de estratégias de desenvolvimento. As dificuldades iniciais de exploração e as que se apresentam diariamente ao longo de novas descobertas, têm sido os grandes desafios da Petrobras, razão de maior motivação e que tem servido, sobretudo, como bandeira da política de busca da auto-suficiência.

Esta dissertação aborda os custos das operações de escoamento dentro da Bacia de Campos. Entende-se que, inicialmente, é importante historiar parte do desenvolvimento da Bacia de Campos, como uma forma de criar o ambiente de aprendizado e familiarização, onde se desdobrarão as atividades de exploração e produção, as operações secundárias, os agentes e os meios de produção, os quais serão relatados neste trabalho. É importante conhecer essa evolução e as mudanças dos processos de produção e escoamento do óleo, promovidos ao longo do tempo. Isso certamente facilita a estruturação do trabalho bem como a compreensão das propostas da dissertação, ao evidenciar o permanente estado de mudança e respectivas necessidades de novas soluções para enfrentar diferentes demandas.

Os trechos colocados neste histórico foram retirados do site [www.clickmacae.com.br](http://www.clickmacae.com.br), no artigo A Atividade Offshore no Brasil, tendo como fonte a Petrobras e do próprio site da Petrobras: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br). Esses sites narram a história do desenvolvimento da Bacia de Campos e servem para evidenciar a questão de custo de escoamento, tema desse trabalho.

“Até 1977 as atividades de produção *offshore* no Brasil limitaram-se às áreas do Nordeste brasileiro em lâminas de água de até 50 metros. Em 1974 houve a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos, entretanto, a atividade começou em agosto de 1977, na segunda

---

<sup>1</sup> Trecho de mar situado entre os paralelos 20° 15' 24.5" S e 20° 45' 34.5" S, e entre os meridianos 038° 30' 22.0 W e 041° 57' 41.8 W, abrangendo um raio de 240 km a partir do Cabo de São Tomé.

descoberta, com o campo de Enchova, em profundidade de 120 metros. Nessa época foi introduzido um novo conceito, em termos de exploração, denominado Sistema Antecipado de Produção (*EPS – Early Production System*)”.

Esse parágrafo fala de uma profundidade que atualmente é insignificante e já sinaliza um modelo estratégico da Petrobras, sempre preocupada em antecipar a produção desde que o projeto justifique os investimentos necessários, ao recorrer a um sistema que antecipe a produção.



Figura 1 - Foto de uma CALM Buoy  
Fonte: SBM – Single Buoy Mooring

“Na fase 1 do projeto de Enchova a plataforma de perfuração semi-submersível Sedco-135D foi equipada com uma planta de processamento simples. O óleo e o gás eram separados e o gás queimado. O óleo processado era então transferido através de uma mangueira flutuante para um navio tanque ancorado nas proximidades, ligado a um sistema de ancoragem de quatro pontos. Na segunda fase foi usada uma unidade de perfuração semi-submersível, Penrod-72, também parcialmente convertida em plataforma flutuante de produção. O óleo processado dos dois poços era transportado através de uma linha de escoamento e riser flexíveis até uma monobóia ancorada por um sistema de pernas em catenária, *CALM – Catenary Anchor Leg Mooring*. Uma segunda linha de escoamento e riser flexíveis era conectada entre a Penrod-72 e a Sedco-135D, o que proporcionava uma capacidade de produção contínua.”

E a ilustração do relato continua, agora já abordando as primeiras iniciativas de escoamento, ainda bem rudimentares, mas já associadas com a necessidade de se ter um regime de produção contínuo.

“Uma evolução natural deste sistema foi a conversão destas plataformas semi-submersíveis (*SS – Semi-submersible*) de perfuração em unidades flutuantes de produção, o que tem sido mundialmente seguido, depois desta primeira experiência de sucesso”.

A nota acima serve para registrar como as plataformas semi-submersíveis começaram a ser usadas como unidades de produção, observando que este tipo de unidade de produção não permite estoque de óleo.

“Logo em seguida outros campos foram descobertos; o campo de Garoupa, descoberto também em lâmina de água de 120 metros, que somente entrou em produção em 1979, juntamente com o de Namorado, este em lâmina de 160 metros. Embora as plataformas do tipo fixas estivessem sendo utilizadas no Nordeste, na costa de Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará devido ao aumento da atividade e as características dos campos, essa não foi a decisão aplicada a Bacia de Campos, mesmo tratando-se de campos com potencial superior aos campos marítimos do Nordeste, a utilização do sistema de produção com plataformas e tubulações rígidas, não era economicamente viável por serem isolados e muito distantes do litoral, cerca de 80 km. Optou-se então pelo conceito de sistema flutuante de produção utilizando navio. A concepção envolvia tecnologia pioneira e foi um marco na atividade offshore mundial. O sistema compreendia 8 poços de produção com completação seca, utilizando câmaras atmosféricas, *manifold*<sup>2</sup> atmosférico, navio para processamento da produção atracado a uma torre articulada e navio para carregamento de óleo atracado a outra torre articulada. Todo o sistema era interligado por tubulações flexíveis”.

Nesse trecho o relato destaca uma outra configuração de *offloading*, quando coloca dois navios dentro de um projeto, um servindo como planta de produção e o outro para armazenagem do óleo e todo o sistema interligado por tubulações flexíveis, mostrando a busca de soluções frente às demandas que apareciam.

“Paralelamente, um programa de implantação de um sistema definitivo de produção foi desenvolvido. O programa compreendeu o projeto, fabricação, transporte, instalação e montagem de 7 plataformas fixas de aço, de grande porte, e o projeto, fabricação e lançamento de aproximadamente de 500 km de dutos rígidos no mar e 500 km em terra, para escoamento de óleo e gás. As plataformas do Sistema Definitivo da Bacia de Campos, implantado em 1983, foram instaladas em lâminas de água, variando entre 110 e 175 metros e concebidas segundo dois tipos principais:

Plataformas Centrais. Tipo fixa, de aço, cravadas por estacas, com 8 pernas, para perfuração e produção de poços, equipadas com plantas completas de processo da produção, sistema de tratamento e compressão de gás, sistemas de segurança e utilidades e acomodação de pessoal. A capacidade de produção dessas plataformas varia de 15.000 a 32.000 m<sup>3</sup>/dia de óleo (95.000 a 200.000 bpd).

Plataformas Satélites. Semelhantes às plataformas centrais, porém a planta de processo da produção compreendendo apenas um estágio de separação primária de fluidos produzidos. A capacidade varia de 8.000 a 10.000 m<sup>3</sup>/dia de óleo (50.000 a 63.000 bpd – *barrels per day* ou barris por dia)”.

<sup>2</sup> Manifold é um equipamento de passagem do fluxo de óleo e de manobra da produção, onde o óleo oriundo de várias fontes é agrupado num mesmo coletor.

Nessa parte do histórico fica clara a opção definitiva por plataformas do tipo fixa, a relação que essa decisão tem com o desenvolvimento de uma malha de dutos na região, e com a profundidade d'água. A denominação plataformas tipo "fixa", também chamadas "Jaquetas", se justifica porque a unidade de exploração e produção (UEP) é fixada ao fundo do mar, posicionada junto ao(s) poço(s). A derivação "Jaqueta" é proveniente do termo em inglês *Jacket*, nome dado a plataformas desse tipo, pela forma como é montada, se encaixando (vestindo), nas estacas cravadas no solo marinho.

É oportuno ressaltar que 1m<sup>3</sup> equivale a 6,2898 barris e que tradicionalmente a produção de óleo sempre se refere a unidade de volume por dia<sup>3</sup>.

"A partir de 1984, a Bacia de Campos começou a mostrar seu completo potencial, com a descoberta de campos gigantes em águas profundas que, à época, variavam de 300 a mais de 1.000 metros de lâmina d'água. Enquanto a Petrobras analisava o desenvolvimento de tecnologia para produzir nesses campos, era realizado o desenvolvimento de uma área, chamada pela localização de Pólo Nordeste da Bacia de Campos, abrangendo os campos de Pargo, Carapeba e Vermelho. A partir de 1989, 7 plataformas fixas foram instaladas, todas utilizando bombas elétricas submersas. Fez parte dessas instalações o lançamento de 70 km de linhas de escoamento e 50 km de cabos elétricos de força submarinos, estes últimos para atender as bombas elétricas submersas".

Mais uma vez é interessante destacar a referência no texto anterior do trecho histórico às linhas de escoamento (dutos) como parte da infra-estrutura criada em torno desses conjuntos de instalações. São instalados mais 70 km após o lançamento de 500 km. Nesse momento vale a pena resgatar parte do que foi relatado lá no início, quando o escoamento era feito por navios tanques, que embora em operações provisórias, era uma solução de transporte. No entanto, agora, com a operação mais definida, considerando a lâmina d'água, a quantidade de poços e a proximidade entre eles, a opção foi por plataformas adequadas a essas condições e o duto como modal de transporte, que, uma vez instalada sua espinha dorsal, pudesse ser expandido e assim assegurar o escoamento do óleo.

---

<sup>3</sup> O barril é a unidade de medida de petróleo líquido, geralmente petróleo cru, igual a 159,2 litros. Um barril é igual a 5,6 pés cúbicos (ou 0,159 metros cúbicos). Barril equivalente de petróleo- BEP é a unidade de uso comum nas medições de consumo de energia equivalente a 6,6 x 10<sup>9</sup> J, 1,45 x 10<sup>9</sup> cal, 1,68 x 10<sup>3</sup> kWh ou 0,14 TEP.

Em profundidades como essas, é possível fazer a completação seca, ou seja, a cabeça do poço é trazida para superfície e fica apoiada na plataforma fixa que, por sua vez, se apóia no fundo do mar.

“Em 1984, o campo de Albacora foi descoberto, seguido por: Marimbá (1985), Marlim (1985), Marlim Sul (1987), Marlim Leste (1987), Barracuda (1989), Caratinga (1989) e Roncador (1996). Esses campos estão situados em lâminas d’água superiores a 300 metros (profundidades que apresentam sérias restrições no processo de instalação) e demandaram o desenvolvimento de tecnologia pioneira para serem postos em produção. O campo de Marimbá, numa profundidade que varia entre 350 e 650 metros, foi instalado em 1986. O sistema consiste de uma plataforma semi-submersível (P-15) situada em lâmina d’água de 243 metros que recebe e processa a produção de 11 poços com completação submarina, ou molhada.

O campo de Albacora ocupa uma área de 115 km<sup>2</sup> em lâmina d’água de 230 a 1.000 metros; suas reservas totalizam 600 milhões de barris. Seu desenvolvimento foi dividido em três fases. Cada fase foi usada para fornecer informações, testar novos conceitos, e permitir fluxo de caixa inicial para financiar as fases seguintes:

- O início da produção aconteceu em outubro de 1987, com o poço 1-RJS-297. Este e mais cinco poços integraram a denominada Fase 1 de exploração do campo. Os poços produziam por manifold (MSP-1) para o navio FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Pres. Prudente de Moraes. Os transbordos de óleo foram conduzidos através da monobóia SBS para um navio tanque ligado a uma segunda monobóia.
- Posteriormente, em 1989, com a instalação de mais um manifold de produção, foi possível interligar mais seis poços, dando início a Fase 1A que foi concluída em 1993, com a substituição do P.P. Moraes pela plataforma P-24<sup>4</sup> e a interligação de mais dois poços produtores.
- A Fase 2A compreendeu o desenvolvimento complementar da área norte do reservatório para a plataforma de produção P-25. O início da produção ocorreu em setembro de 1996 com 3 poços. Até o final de 1997 entraram em produção mais 25 poços. A Fase 2 B compreendeu o início da operação do FPSO P-31 que previu a interligação de 35 poços e mais 28 poços com a P-25. O pico de produção do Campo de Albacora ocorreu em dezembro de 1998 com a produção média de 199.800 boe/d (barris de óleo equivalente por dia).

Após o remanejamento dos poços produtores para a P-31, a P-24 encerrou a produção em 31/12/2000, ficando o campo produzindo apenas pela plataforma P-25 e FPSO P-31, ambas ilustradas na Figura 2. A entrada em produção do poço 9-AB-65, em maio de 2002, para a P-25, e do poço 9-AB-66-RJS, em junho de 2003, para a P-31, indica o início de uma nova fase de desenvolvimento do Campo de Albacora. A produção de óleo da P-25 é escoada por duto para a P-31, se juntando ao volume produzido na P-

<sup>4</sup>As plataformas Petrobras são representadas desta forma, ou seja, pela letra P maiúscula, abreviatura de Petrobras e pelo número indicando a seqüência do projeto. Em alguns casos os números são algarismos romanos

31 e transferido para navios aliviadores. O gás é bombeado para o continente através de gasoduto que passa pela Plataforma de Garoupa (PGP-1)“.



Figura 2 - Plataformas Petrobras: P-25 (SS - Semi-submersível) e P-31 (FPSO)  
Fonte: Petrobras

Mais recentemente, dois projetos foram desenvolvidos no Campo de Albacora. O primeiro elevando a produção de óleo em 31.100 bpd, em agosto de 2004 e o segundo acrescentando mais 5.640 bpd em 2005. No projeto Albacora, na verdade, três projetos distintos e desenvolvidos em momentos diferentes, em águas mais profundas, já se apresentavam alguns dos diversos recursos no processo de escoamento, com utilização de monobóias para ancoragem e suporte às linhas de escoamento, transferências via dutos do óleo produzido entre plataformas, armazenagem em FPSOs e escoamento através dos navios tanques com apoio das monobóias. Os navios tanques, também são chamados aliviadores, pois funcionam como alívio para o limite da capacidade dos tanques de carga dos FPSOs.



Marlim saltou de 586.315 bpd em 2002 para uma produção média anual de 482.580 bpd em 2004.”

No projeto de Marlim várias formas de escoamento são usadas. Nas três unidades FPSO o escoamento é através de navio aliviador. É também usada alternativa de escoamento pela malha de dutos. Conforme mostra a Figura 3, as plataformas semi-submersíveis P-18, P-19 e P-20 escoam a produção de óleo através de dutos para duas monobóias, e têm mais dois FSOs (P-32 e P-47) como alternativas, e a outra plataforma semi-submersível, a P-26 transfere sua produção para o FPSO P-33.

As plataformas do tipo FPSO: P-33, P-35 e P-37 transferem o óleo produzido para navios aliviadores, sendo que a P-33 transfere também o óleo recebido da P-26. Num campo dessa dimensão fica fácil perceber que os fluxos de escoamento estão de acordo com as oportunidades que se apresentam, seja ela de proximidade, capacidade ou de tempo de instalação, principalmente esta última, no sentido de possibilitar retornos mais rápidos e girar os recursos investidos, decisões alinhadas com a estratégia da auto-suficiência para suporte de crescimento com equilíbrio da balança de pagamentos. Conforme se pode apurar junto a Petrobras, no período 1990/1999, o índice de sucesso médio para poços exploratórios foi de 35%, ou seja, para cada 100 poços perfurados, 35 mostraram a presença de óleo e/ou gás natural. Mundialmente, este índice é da ordem de 20%. Este tipo de resposta numa atividade como extração de petróleo afasta muitas análises que impliquem em situações de retorno mais demorado, num setor de atividade de longa maturação. No momento da implantação desse projeto, a decisão do custo de escoamento certamente não foi tomada em consideração por haver outros fatores determinantes na decisão. Ocorre que um projeto desse gênero tem uma vida aproximada de 25 anos, o que possibilita alterações do fluxo perante uma análise de custo de escoamento.

“No bloco de Marlim Sul foi instalado, em 1997, um sistema de produção antecipada composto pela unidade FPSO-II, em lâmina d’água de 1.420 metros. A concepção atual de desenvolvimento do campo abrange quatro etapas de produção, denominadas Módulos 1, 2, 3 e 4. O módulo 1 consiste de uma unidade semi-submersível (P-40), ancorada em lâmina d’água de 1.080 metros e uma produção de 150.000 bpd de óleo e 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. O óleo produzido e tratado na P-40 é transferido para um navio do tipo FSO denominado PETROBRAS-38 (P-38), ancorado em profundidade d’água de 1.009 metros. O óleo armazenado na

P-38 é transferido, periodicamente, para navios aliviadores, para transporte até os terminais localizados no continente.

O Módulo 2 de Marlim Sul encontra-se em fase de estudos. Este módulo compreende a instalação de uma unidade de produção designada de PETROBRAS-51 (P-51), em profundidade d'água de 1.250 metros. O escoamento do óleo será realizado por oleoduto até uma plataforma fixa, em águas rasas, a Plataforma de Rebombeio Autônoma 1 (PRA-1).

Os Módulos 3 e 4 encontram-se em fase de estudos de reservatório e de análise preliminar de viabilidade”.

O bloco de Marlim Sul tem duas unidades de produção semi-submersíveis, uma levando a produção para uma plataforma de estocagem e outro projeto com escoamento já definido, através de oleoduto, enviando o óleo para PRA-1. O Projeto PRA-1 consiste de uma plataforma fixa que tem como objetivo a coleta do óleo das plataformas dos Campos de Marlim Sul, Roncador e Marlim Leste, situadas entre 40 km e 60km de distância, para posterior coleta por navios aliviadores junto ao FSO que estará ancorado próximo, parte integrante do projeto. O Projeto PRA-1, em conformidade ao Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo da Bacia de Campos – PDET, já cria alternativas de escoamento que comportam operações simultâneas de *offloading*, tanto através de navio aliviador bem como pela malha de dutos, oferecendo a perspectiva de permanecer operando com o custo mais favorável mais adiante.

“O campo de Marlim Leste foi descoberto em janeiro de 1987 através do poço RJS-359, em lâmina d'água de 1.251m e distando aproximadamente 120 Km do litoral. Para o desenvolvimento do campo é prevista a instalação de um navio de produção (*FPU – Floating Production Unit*) P-53. Este sistema tem seu início de produção previsto para 2007. Após separação e pré-tratamento, o óleo produzido será escoado via oleodutos e plataforma de rebombeio (PRA-1) para a terra. O gás será exportado para P-26, no Campo de Marlim.”

Nota-se que os próximos projetos a entrar em operação estarão contando com o apoio de PRA-1, sendo que a unidade destacada para o projeto de Marlim Leste não disporá de armazenamento. Será uma plataforma somente de produção, com transferência do óleo diretamente para PRA-1.

“Os Campos de Barracuda e Caratinga estão localizados a sudoeste de Marlim, em lâmina d'água variando de 600 a 1.300 metros. O desenvolvimento consistiu de 3 fases: Sistema de Produção Antecipada, Sistema Definitivo de Barracuda e Sistema Definitivo de Caratinga. O Sistema de Produção Antecipada começou a produzir em 1997 através do FPSO P-34 em lâmina d'água de 785 metros. O Sistema Definitivo se

iniciou com a instalação do FPSO-P-43 com capacidade para processar 150.000 bpd de líquido, ancorado pelo Sistema SMS (*Spread Mooring System*), em lâmina d'água (LDA) de 800 metros. O óleo é estocado na unidade para posterior alívio em tandem<sup>5</sup>. Já o sistema definitivo de Caratinga está composto de uma FPSO (P-48), onde será feita a estocagem do óleo para posterior alívio em tandem, ancorado a 1.040 metros de LDA instalado em início de 2005. O sistema está capacitado a atender uma produção de 150.000 bpd e 1,4 milhão m<sup>3</sup>/dia de gás”.

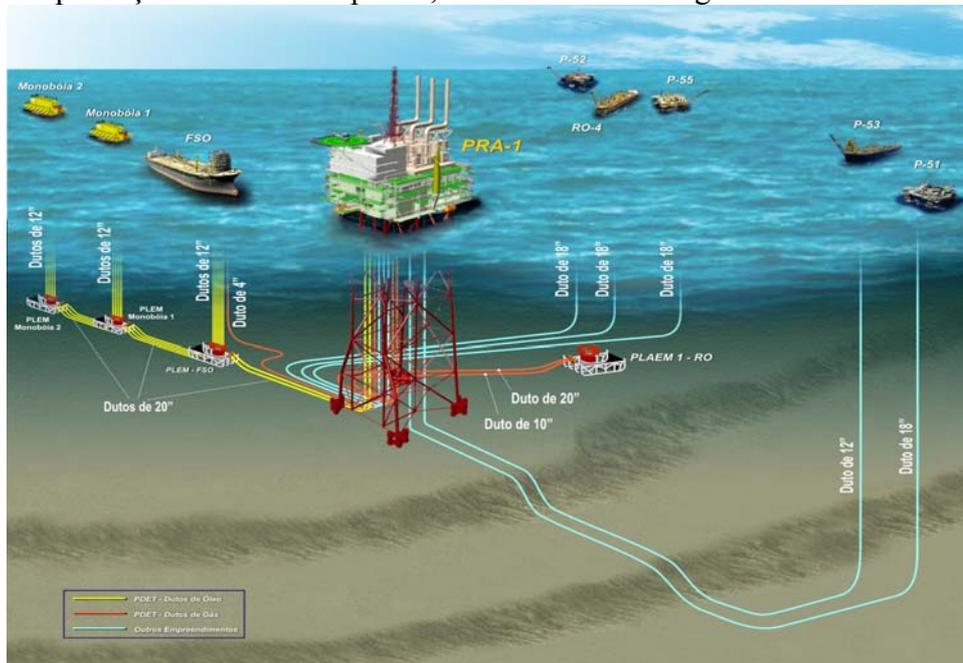


Figura 4 - Ilustração do Projeto de PRA-1  
Fonte: Petrobras

O projeto Barracuda-Caratinga, inicialmente, estava previsto exportar o gás através da plataforma fixa PNA-1 (Namorado 1) e o óleo através de PNA-2 (Namorado 2). Isso foi alterado ao longo do desenvolvimento do projeto e atualmente o óleo é escoado por navio aliviador, mostrando mais uma vez alterações em função de um conjunto de circunstâncias que caracterizam a longa maturidade de projetos na área de petróleo.

“O Campo de Roncador, localizado na área norte da Bacia de Campos, a cerca de 125 km do Cabo de São Tomé, possui uma área de 111 km<sup>2</sup>, foi descoberto em outubro de 1996, com a perfuração do poço 1-RJS-436<sup>a</sup> e está sob uma lâmina d'água que varia de 1.500 a 1.900 metros. Devido à extensão de sua área e ao grande volume de hidrocarbonetos existente, o desenvolvimento da produção de Roncador foi planejado para ocorrer em 4 módulos. Em maio de 2000 entrou em operação o Sistema de Produção do Módulo 1 de Roncador, composto pela unidade de produção semi-submersível (SS) P-36 e pelo navio de estocagem (FSO) P-47. Após o acidente com a plataforma P-36, em 15 de março de 2001, que resultou no

<sup>5</sup> O navio aliviador está com a proa junto à popa do FPSO / FSO e alinhados segundo o eixo longitudinal.



sempre as expectativas se confirmam, provocando mudanças e adaptações na busca de uma solução final. Nesse campo em particular, o acidente com P-36 motivou muitas alterações no sistema de produção com reflexos naturais nos sistemas de escoamento.

Uma outra razão para diversidade de sistemas está na dificuldade do mercado fornecedor e construtor atender as demandas, caso fossem os mesmos os sistemas escolhidos.

No período de 1984 quando o Campo de Albacora foi descoberto, até 1989, ano do descobrimento de Barracuda - Caratinga o volume de óleo produzido na Bacia de Campos cresceu cerca de 42%, saiu de 251.651 bbl/d para 356.370 bbl/d. Considerando que a produção na região começou em 1977, com cerca de 2.792 bbl/d, trata-se de um crescimento de 12.664 % no período 1977 a 1989, o que exigiu um enorme esforço de infra-estrutura de logística para o escoamento desses volumes até o litoral e daí até as refinarias.

Após 1996 outros campos foram descobertos, como o Campo de Espadarte e os campos já mencionados, que por força, ora da alteração do volume previsto do reservatório, ora por uma mudança da estratégia de exploração, foram divididos de outras formas, dando origem a projetos complementares de exploração e produção. Percebe-se que os campos já citados dão uma dimensão do desenvolvimento da região e das instalações e recursos associados a esse desempenho

Produção Nacional de Óleo, Condensado e LGN - período 1977 / 2004 (em bbl/d)									
Ano	Óleo + Condensado+ LGN ( <i>Liquid Gas Natural</i> )						Bacia de Campos		
	Terra		Mar		LGN	Total	Qtde	% do Total	Crescimento Acumulado
	Qtde	%	Qtde	%	Qtde	Qtde			
1977	120.011	75,2	39.553	24,8	0,0	159.564	2.792	1,7	
1980	106.331	58,7	74.695	41,3	0,0	181.026	28.575	15,8	923,5%
1985	154.363	28,3	391.619	71,7	10.795	556.777	337.171	60,6	1080,0%
1990	188.657	29,9	442.599	70,1	22.372	653.628	405.568	62,0	20,3%
1995	180.759	26,1	512.265	73,9	23.137	716.161	474.501	66,3	17,0%
2000	211.500	17,1	1.022.723	82,9	36.270	1.270.493	992.148	78,1	109,1%
2001	214.333	16,5	1.080.812	83,5	40.648	1.335.794	1.052.524	78,8	6,1%
2002	218.889	15,0	1.235.912	85,0	45.253	1.500.054	1.217.500	81,2	15,7%
2003	220.683	14,9	1.262.767	85,1	56.671	1.540.121	1.252.373	81,3	2,9%
2004	220.417	15,4	1.210.422	84,6	61.791	1.492.630	1.203.758	80,6	-3,9%

Tabela 1 - Quadro Resumo de Produção Média de Óleo e Produtos afins.

Fonte: Petrobras

O quadro na Tabela 1 resume alguns números de produção, do qual cabe breves comentários:

- Observa-se grandes percentuais de crescimentos iniciais, de 1977 a 1985, em função das dificuldades de localização e, por conseguinte, produção em outras regiões.
- Em 1980 a produção nacional era de aproximadamente 181 mil barris diários e a participação da Bacia de Campos era de 15,8 %. Em 1985 esse volume triplicou, ficando próximo de 560 mil barris diários, alterando a participação da região fluminense para cerca de 60% do volume nacional.
- Na década de 90 os números de produção da Bacia de Campos não se alteraram no mesmo ritmo, mas em 2000 se aproximaram de 1 milhão de barris por dia, com uma participação perto de 80% da produção nacional.
- No período 2000-2004 a participação permaneceu no patamar de 80%.

Num outro quadro, Tabela 2, extraída de um artigo publicado em 1999, verifica-se uma perspectiva da prevalência do modal “navio aliviador” sobre o modal “dutoviário.” O quadro na época mostrava a tendência de que a maioria do volume produzido na região em 2002, cerca de 85%, estaria sendo escoado através dos *shuttle tankers* e o restante através da malha de dutos até o Terminal de Cabiúnas, situado no litoral de Macaé, de onde é bombeado para as Refinarias através dos dutos terrestres.

Importância dos Terminais Oceânicos (Monobóias+ FPSOs) na Bacia de Campos								
Sistemas de Offloading	jun/98		jun/99		jun/00		jun/02	
	Produção		Produção		Produção Esperada			
	(bbl/d)	%	(bbl/d)	%	(bbl/d)	%	(bbl/d)	%
<b>Dutos</b>	236.152	34	249.102	31	208.048	24	146.718	15
<b>Terminais Oceânicos</b>	462.730	66	559.231	69	659.443	76	831.404	85
<b>Total da Produção</b>	698.882		808.333		867.491		978.122	

Tabela 2 - Quadro extraído do artigo "The Operational Experience of Petrobras in Offloading Operations

with FPSOs Units" - Carlos F. Mastrangelo e Salomão Assayag

Observa-se que, de um lado, tem-se a produção crescente e de outro tem-se a opção de navios aliviadores assumindo a maioria das operações de escoamento. Esse fenômeno já havia sido observado nas instalações dos projetos mencionados anteriormente, embora alguma participação fosse encaminhada à

malha de dutos. Os dados da Tabela 3 ratificam essa direção. Entende-se que isso está alinhado com as circunstâncias de desenvolvimento dos projetos: rápido incremento da produção em busca de auto-suficiência com rápido retorno do investimento em função de uma balança de pagamentos desequilibrada e de uma perigosa dependência energética, sobretudo porque a Transpetro - Subsidiária da Petrobras - já possuía uma significativa frota de embarcações capazes de uma grande contribuição dentro dessa estratégia de transporte até os terminais marítimos.

<b>Escoamento pelo Terminal de Cabiúnas</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
Total da Produção da B. de Campos (m <sup>3</sup> )	72.989.935	69.676.722
Total por Dutos	13.742.290	13.424.669
Percentual por Dutos	18,83%	19,27%

Tabela 3 – Parcela de óleo escoado por Cabiúnas  
Fonte: Petrobras

Observa-se ainda que, dada às características de incertezas decorrentes das variações nas avaliações das reservas do campo e um processo natural de afastamento da costa com a descoberta de outras reservas em outros blocos, incluindo-se aí os novos campos nas águas do E. Santo, o sistema de escoamento através de navio aliviador apresenta uma melhor resposta, pela flexibilidade, e porque uma malha de dutos demanda tempo para ser instalada. Esses projetos adicionais, juntamente com a maturidade dos projetos já instalados, pode conduzir a uma estratégia de ligar as UEPSs - Unidades Estacionárias de Produção – (Plataformas) à malha de dutos e deixar o escoamento dos novos projetos a cargo dos navios aliviadores, o que valorizaria a discussão dos custos de escoamento, escopo dessa dissertação.