

1 Introdução

1.1. História do Petróleo “Offshore” no Brasil

A exploração de petróleo em águas brasileiras teve seus primeiros passos dados em 1957 e 1958, representados por levantamentos sísmicos em águas rasas nas baías de Todos os Santos (Bahia) e de São José (Maranhão). Só no início da década de 60 é que as pesquisas foram estendidas para mar aberto, na plataforma submarina adjacente aos Estados do Espírito Santo, Sergipe, Alagoas, Maranhão e Rio de Janeiro (Bacia de Campos).

Embora já se registrasse produção de óleo e gás natural em águas rasas da Baía de Todos os Santos (Campo de Dom João), litoral da Bahia, o marco da descoberta de petróleo em mar aberto foi o poço 1-SES-1, que descobriu o campo de Guaricema, em 1969, ao largo da costa de Sergipe, em frente à foz do Rio Vaza-Barris, em águas de 60 metros de profundidade. No ano anterior, um havia sido perfurado no mar do Espírito Santo, indicando a presença de petróleo, mas os testes revelaram produção não comercial.

Em 1970, o desenvolvimento tecnológico da exploração e produção já permitia efetuar levantamentos da superfície até a cota de 200 metros, o que, na época, era considerado águas profundas pela indústria do petróleo.

No início da década de 70, com o preço do barril de petróleo cotado entre US\$ 2.50 e US\$ 3.00 no mercado internacional, tornava-se inviável economicamente a exploração de petróleo na Plataforma Continental Brasileira, face ao elevado custo da infra-estrutura necessária ao desenvolvimento da produção em mar aberto. Mesmo assim, as autoridades do setor, na ocasião, decidiram por desenvolver o primeiro campo submarino no mar de Sergipe com o objetivo primordial de treinar seus recursos humanos na nova fronteira exploratória que se abria.

Em 1973, eclodia a primeira das crises do petróleo, elevando seu valor a patamares inimagináveis pela indústria e que chegaram a superar em dez vezes os

valores do final da década de 60, viabilizando a produção de petróleo em mar aberto.

Foram perfurados apenas sete poços antes da descoberta de petróleo na Bacia de Campos. O poço pioneiro 1-RJS-9-A, situado em lâmina d'água de 100 metros, deu origem ao campo de Garoupa, que inaugurou a produção de óleo e gás da maior bacia petrolífera do País.

O segundo campo, Namorado, foi descoberto em dezembro de 1975, seguindo-se o campo de Enchova, em junho de 1976, este último de grande importância histórica porque nele foi instalado o primeiro sistema flutuante de produção do País.

Como as primeiras descobertas ocorreram em águas hoje consideradas rasas, em torno de 100 metros, as primeiras plataformas construídas eram do tipo fixas, que consistem em jaquetas, assentadas no fundo do oceano.

A produção comercial de petróleo na Bacia de Campos começou em agosto de 1977, através do poço 1-EN-1-RJS, com vazão de 10 mil barris/dia, no campo de Enchova, onde foi instalado um Sistema de Produção Antecipada (SPA) sobre uma plataforma flutuante.

Em meados da década de 80, com o direcionamento das atividades exploratórias para as regiões de águas profundas da Bacia de Campos, foram descobertos os campos gigantes, como Marlim, Albacora e Barracuda.

Hoje, a Bacia de Campos é a maior província produtora de petróleo do país e uma das maiores províncias produtoras de petróleo em águas profundas do mundo. Recentes perfurações na Bacia de Campos, confirmaram a existência de acumulações de óleo em águas ultra-profundas, exigindo a reavaliação dos sistemas de produção atualmente utilizados, a fim de atender as novas exigências impostas pelas condições ambientais e características dos hidrocarbonetos encontrados.

1.2. Produção Brasileira de Petróleo

Contrariando os resultados de um relatório divulgado em 1961, pelo geólogo norte-americano Walter Link [1], contratado pela Petrobras, que concluiu a inexistência de grandes acumulações petrolíferas nas bacias sedimentares

brasileiras, ao final de 1968, a indústria brasileira produzia mais de 160 mil barris por dia.

Impulsionada a partir de 1970 pelas descobertas de campos gigantes em águas profundas e graças ao enorme avanço tecnológico atingido a partir de programas tecnológicos como o Procap 1000, 2000 e 3000, promovidos pela PETROBRAS, com o objetivo de desenvolver tecnologia para a produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, a empresa posicionou-se como líder mundial na tecnologia de produção de petróleo, atingindo o patamar de produção de mais de 1,5 milhões de barris de petróleo por dia (1.752 mil boed) ao final de 2002.

Segundo recentes projeções divulgadas pela Petrobras, considerando a manutenção do atual nível de crescimento da demanda por derivados de petróleo, em cerca de 2,8 % ao ano, e a efetivação do seu plano estratégico, o Brasil será capaz de atingir a sua auto-suficiência em 2006, quando estará produzindo cerca de dois milhões de barris de petróleo por dia.

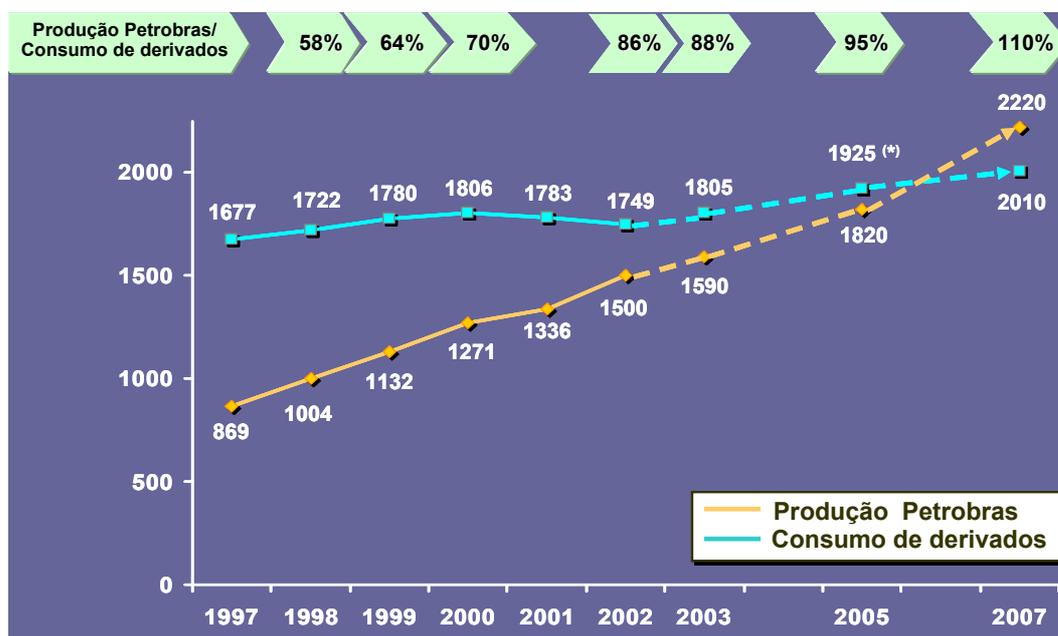


Figura 1- Produção de Óleo da Petrobras x Demanda Nacional; fonte: Petrobras

Ao final de 2003, as reservas provadas do Brasil indicavam 12,6 bilhões de boe (SPE), com uma vida produtiva de cerca de 18 anos.

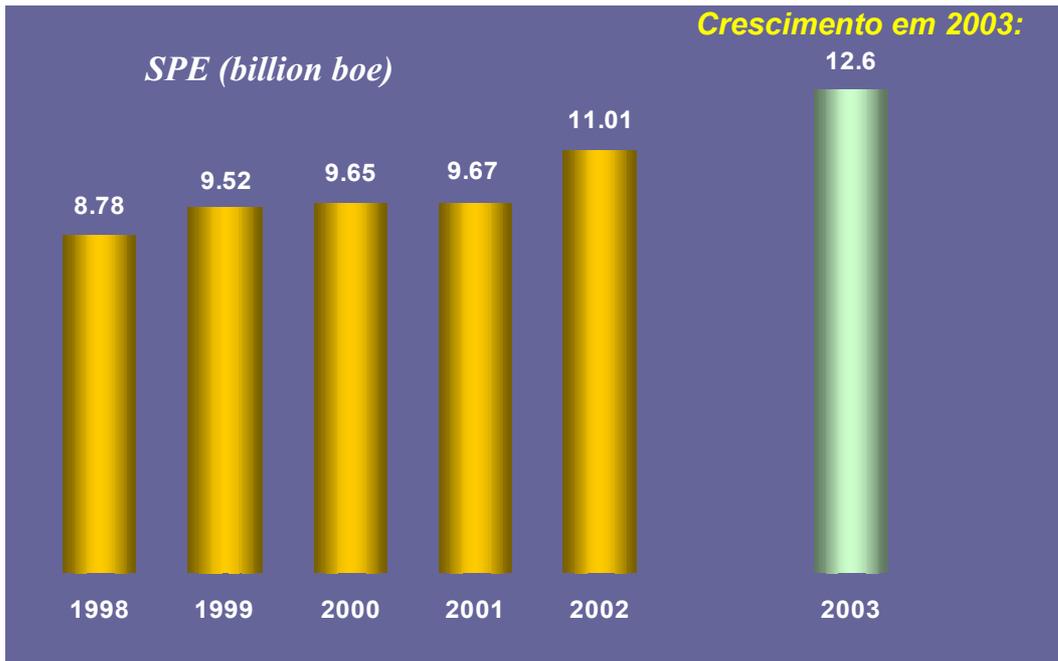


Figura 2- Perfil de crescimento das reservas provadas; fonte: Petrobras

Ao término do mesmo ano, o perfil da produção apontava que os campos localizados em lâminas de água entre 300 e 1.500 metros eram responsáveis por mais da metade da produção nacional de hidrocarbonetos, enquanto quase metade das reservas provadas localizava-se em lâminas d'água superiores a 400 metros.



Figura 3- Perfil de produção e reservas provadas; fonte: Petrobras

Com base nos números atuais, podemos afirmar que a produção de petróleo no Brasil, pelo menos na próxima década, será governada por uma forte atividade em águas profundas e ultra-profundas.

1.3. Objetivo e Escopo

Este trabalho tem por objetivo, promover a comparação entre o desempenho hidráulico e termodinâmico de poços produtores de petróleo utilizando o conceito de completação seca e completação submarina.

Neste processo identificou-se da configuração que promovia o melhor compromisso entre vazão e temperatura do óleo ao nível da plataforma de produção, utilizando poços com completação seca.

Na etapa seguinte, para a mesma distância horizontal entre a zona produtora e a unidade de produção, avaliou-se o desempenho de um sistema com completação submarina, identificando os valores de vazão e temperatura do óleo, ao nível da superfície, com a utilização de dutos flexíveis isolados para conduzir o óleo da cabeça do poço até a plataforma.

Ainda com a completação submarina, foi identificada a maior distância horizontal entre a zona produtora e a unidade de produção, de forma que a temperatura de chegada do óleo na superfície ficasse acima da temperatura de ocorrência de cristalização da parafina.

Para melhor refletir as condições de produção de petróleo em águas profundas no Brasil, foram adotados parâmetros de produção representativos do cenário encontrado na Bacia de Campos, RJ.

Para melhor avaliar o comportamento dos dois sistemas (completação seca e submarina) ao longo da vida produtiva do reservatório, as análises contemplaram dois momentos na vida produtiva. Estas fases foram caracterizadas variando-se o volume de água produzido, de forma a representar o início da produção do reservatório e o final.

O simulador de fluxo multifásico MARLIM, desenvolvido pela PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A, foi empregado como ferramenta numérica, auxiliar na determinação do perfil de temperatura e perda de carga ao longo do sistema de produção (poços e dutos).

No intuito de proporcionar o leitor uma melhor compreensão dos cenários estudados, foram incluídos capítulos abordando as principais características e componentes que definem os sistemas de completação seca e submarina, além de conceitos e funções que servem de base para o simulador de fluxo empregado.

1.4. Organização do Texto

Neste item, uma breve descrição do conteúdo de cada capítulo é feita de forma a facilitar a leitura do texto.

O capítulo 2 fornece uma visão geral dos componentes de um sistema de produção em águas profundas, descrevendo de forma resumida para o leitor não familiarizado com o assunto, as principais características dos dois sistemas de completação (seca e molhada), equipamentos e tipos de poços empregados.

O capítulo 3 foi gerado com o intuito de posicionar o leitor com relação à classificação dos reservatórios de petróleo e os principais fatores que caracterizam o estado dos hidrocarbonetos encontrados, proporcionando uma melhor compreensão do cenário desenvolvido.

O capítulo 4 busca promover uma rápida abordagem sobre a relação entre a curva das pressões requeridas pelo sistema de produção para a existência de fluxo e a curva das pressões disponíveis a partir da pressão ao nível da zona produtora. O entendimento da relação existente entre estas duas curvas, possibilita ao leitor uma rápida compreensão dos problemas identificados durante o processo de simulação e análise dos resultados.

O capítulo 5 reúne os fundamentos do escoamento multifásico, apresentando os fatores que podem interferir nas condições do escoamento, tais como: as propriedades dos fluidos e variáveis operacionais. São apresentadas as correlações utilizadas para na determinação das propriedades de um fluido, tipo “black oil”, amplamente aplicado para óleos normais e pesado. Este capítulo dedica especial atenção aos fenômenos de transferência de calor por condução e convecção, responsáveis por grande parte da variação de temperatura na produção de petróleo em águas profundas. Este capítulo resume os principais fundamentos que norteiam as rotinas de processamento do simulador de fluxo utilizado.

O capítulo 6 fornece uma sucinta apresentação do programa MARLIM (Multiphase Flow and Artificial Lift Modelling), multifásico, empregado como ferramenta de análise, abreviando o trabalho que de outra forma teria que ser resolvido com auxílios de ábacos e diagramas apropriados, porém com um dispêndio inquestionavelmente maior de tempo e esforço.

O capítulo 7 apresenta as principais características do sistema analisado e a metodologia utilizada para a avaliação dos fenômenos de transferência de calor e perda de carga durante a vida produtiva dos poços em questão.

O capítulo 8 exhibe os dados numéricos dos cenários estudados, efetuando uma comparação entre os resultados apresentados pelos dois tipos de completação analisados.

O capítulo 9 fornece uma síntese das principais considerações abordadas no presente trabalho, onde algumas conclusões são expostas. Também são apresentadas, neste capítulo, algumas sugestões para pesquisas ou trabalhos futuros.

Por fim, nos Apêndices, o leitor poderá obter algumas informações adicionais, conforme abaixo:

Apêndice A – Apresenta alguns tipos de unidades flutuantes, comentando suas principais características e identificando o sistema de completação mais adequado ao tipo de unidade.

Apêndice B – Tem por objetivo dar ao leitor uma visão sobre os fundamentos básicos da perfuração direcional com principal ênfase nos fatores que podem determinar os limites de sua aplicação.

Apêndice C – Apresenta um glossário, visando um rápido esclarecimento quanto aos significados de alguns termos e siglas, específicos do seguimento ao qual o presente trabalho se refere.