

1 Introdução

A partir da década de 80 a produção de óleo fora da plataforma continental superou a marca de 25% do volume total de óleo produzido no mundo constituindo assim uma nova fronteira na busca de fontes de energia não renováveis. No entanto, as operações *off shore* ainda estavam concentradas em lâmina de água (LDA) inferior a 100 m. As operações em LDA acima de 1000 m eram raras e não constituíam interesse maior na indústria de petróleo (Eissler, 1983). Na figura 1 é apresentado o mapa elaborado por Eissler (1983) para as áreas de exploração de óleo fora da plataforma continental no início da década de 80.

Atualmente, a maior parte das reservas de petróleo e gás descobertas concentram-se em águas profundas e ultraprofundas e estão localizadas no Golfo do México (GoM), Brasil, Oeste da África e Austrália (Sears, 2001). O limite para exploração de campos petrolíferos superou a marca de 2000 m de profundidade da LDA e hoje, o grande desafio, é o desenvolvimento de tecnologia para a exploração de óleo em LDA superior a 3000 m (Sears, 2001).

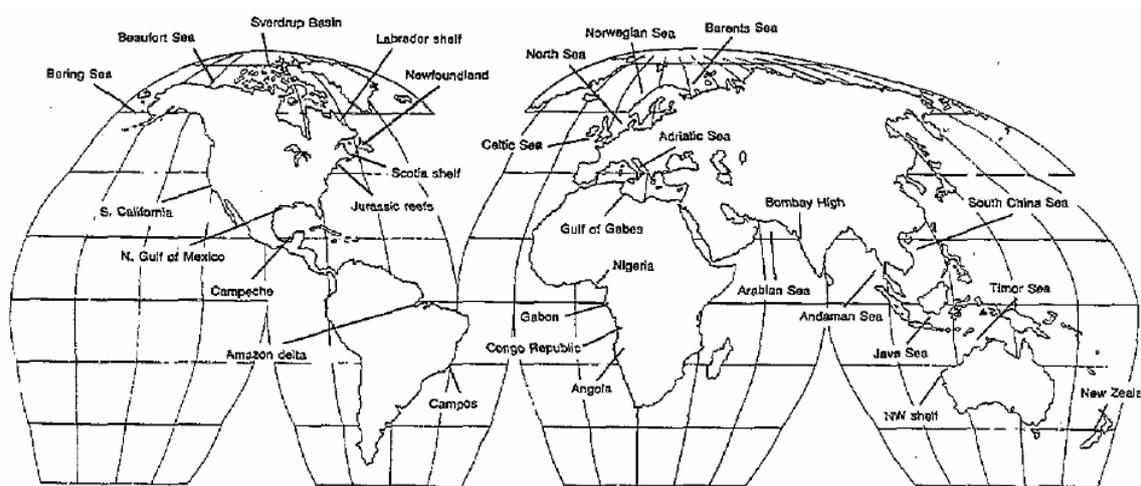


Figura 1 – Áreas petrolíferas off shore apresentada por Eissler, 1983.

No Brasil a produção média mensal de óleo superou a marca de 1,750 milhões de barris de óleo equivalente no ano de 2006, dos quais mais de 70% é

produzido em campos localizados em LDA superior aos 300 metros de profundidade (Relatório Anual da Petrobrás, 2006).

A Bacia de Campos é responsável por mais de 80% da produção nacional de petróleo com cerca de 100 mil km² de área explorada com limites delimitados entre a cidade de Arraial do Cabo no norte fluminense e a cidade de Vitória no Espírito Santo.

A figura 2 apresenta a distribuição da produção média diária em função da LDA em 2005 e a figura 3 apresenta um mapa desta Bacia Petrolífera brasileira com cotas isobatimétricas demonstrando a grande quantidade de campos petrolíferos localizados em águas profundas e ultraprofundas.

A viabilidade econômica para exploração de campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas requer o desenvolvimento de uma malha de drenagem com poços produtores e injetores de alta vazão.

No entanto, é preciso considerar alguns desafios tecnológicos que devem ser vencidos para viabilizar a execução de projetos de perfuração e completação de poços neste cenário, entre os quais podemos citar: pouca espessura do reservatório, arenitos não consolidados, reservatórios de óleos pesados, dificuldades para garantia de escoamento do óleo até a plataforma produtora e margem operacional estreita para o fluido de perfuração em função dos baixos gradientes de fratura (Sears, 2001).

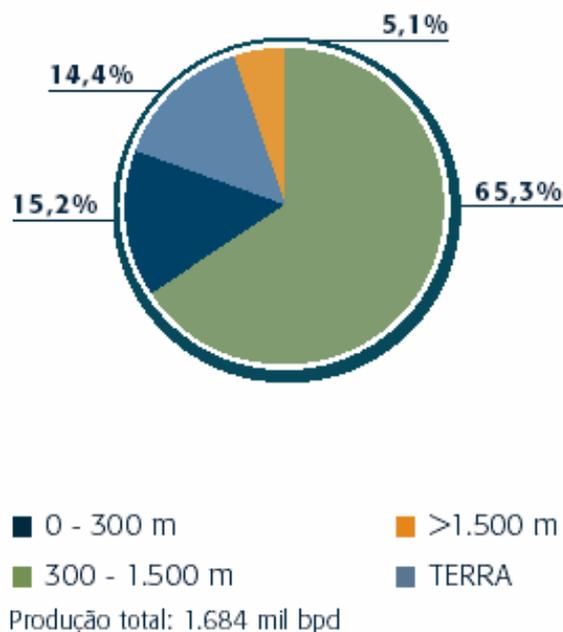


Figura 2 - Produção de óleo e LGN (Relatório Anual da Petrobrás, 2005).

No que diz respeito à construção de poços, estes desafios estão associados à execução de poços horizontais de grande extensão e na implementação de técnicas de completação (equipamentos submarinos e de sub-superfície) que viabilizem a produção dos poços em altas vazões, permitam o melhor gerenciamento do reservatório e otimizem os custos de *workover* (manutenção dos poços).

No que diz respeito à completação de poços de alta vazão em reservatórios de arenitos friáveis, é fundamental considerar a instalação de sistemas para contenção de sólidos que previnam os danos aos equipamentos de superfície, subsuperfície e à própria formação tais como: a deposição e acúmulo de areia no poço, em separadores e nas tubulações de superfície; a erosão de equipamentos por abrasão; os danos à permeabilidade do reservatório; o colapso do revestimento de produção ou a perda de isolamento entre intervalos permo-porosos.

Dentre os diversos sistemas para exclusão de sólidos que têm sido utilizados pela indústria de petróleo, as mais utilizadas em poços horizontais são: o *open hole gravel packing*, a instalação de telas *stand alone*, expansíveis ou *slotted liners* e o *frac packing*.

O conjunto de telas normalmente utilizado em projetos de sistema de contenção de areia é constituído por um tubo base de aço (perfurado ou rasgado) que confere a integridade estrutural ao conjunto telado e camadas de telas com diferentes malhas, sem função estrutural, que permitem a contenção de sólidos da formação por um processo de filtração.

Neste trabalho serão estudados poços de alta vazão com um projeto de construção específico. O projeto estudado será de poços produtores (ou injetores) horizontais onde a última fase é perfurada dentro do reservatório alvo sendo, posteriormente, completado à poço aberto com um sistema de exclusão mecânica de sólidos e coluna de produção (ou injeção) compatíveis com o fluido produzido (ou injetado).

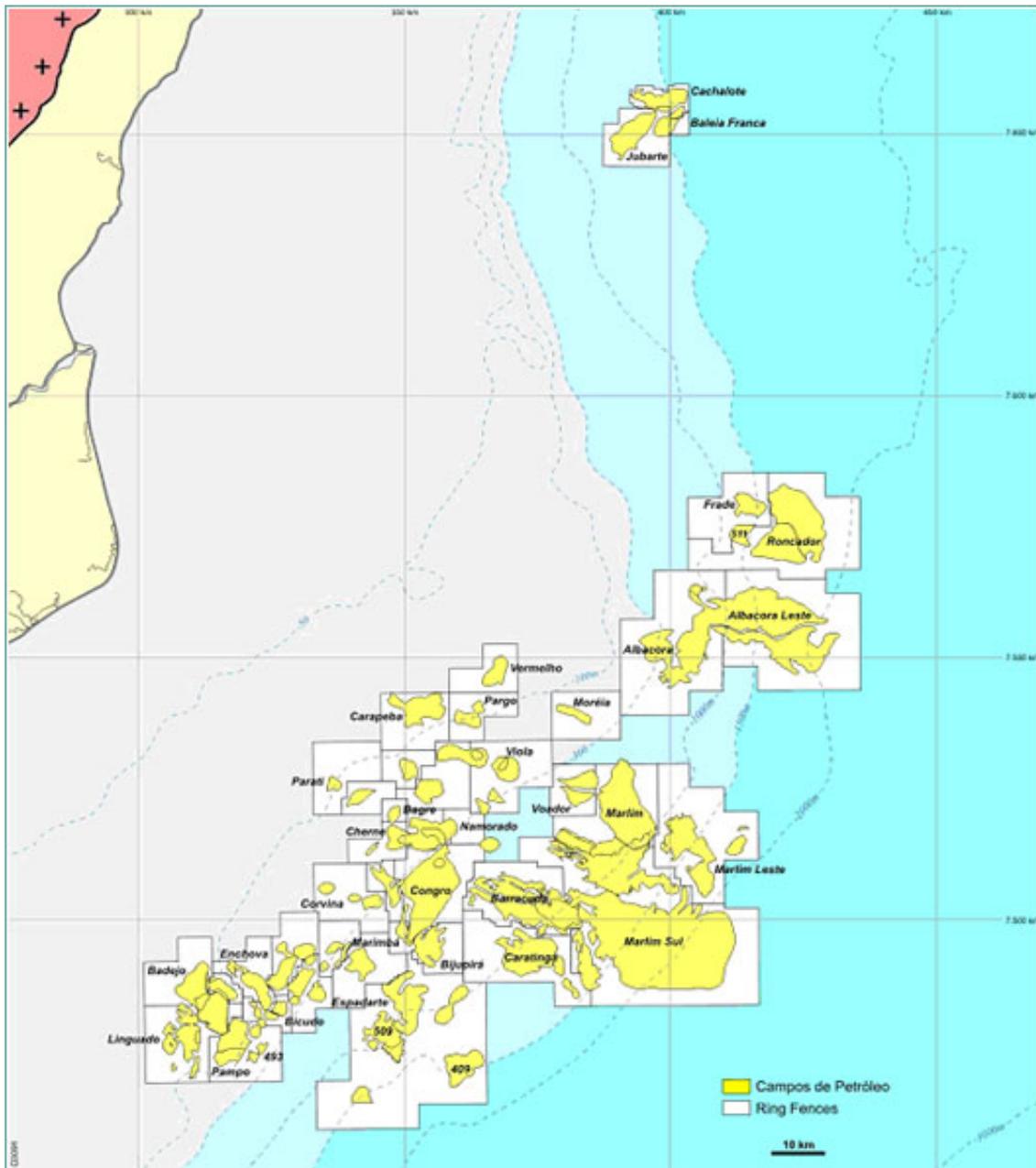


Figura 3– Mapa da Bacia de Campos (RJ) e Espírito Santo.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é implementar um modelo mecânico que permita avaliar a integridade estrutural do sistema de exclusão de sólidos normalmente utilizados pela indústria na completção de poços abertos horizontais: o *open hole gravel packing horizontal*.

As soluções para os modelos implementados serão obtidas numericamente através do método de elementos finitos (MEF) utilizando um *software* comercial de CAE (*Computer Aided Engineering*) para geometrias bi e tridimensionais.

1.2 Relevância do Trabalho

A produção de partículas sólidas durante a exploração de campos de petróleo é normalmente denominada “produção de areia” por ser um fenômeno mais comum em arenitos pouco consolidados.

No entanto pode ocorrer em diferentes tipos de rochas como carvão e rochas calcárias. A denominação e a utilização da expressão “produção de sólidos” foi preconizada por Dussault e Santarelli (1989) por sua utilização mais abrangente em diversos casos relacionados, ou não, a indústria de petróleo.

Neste trabalho serão utilizados os dois termos, referindo-se ao cenário da completação de poços em arenitos pouco consolidados, formação bastante comum na Bacia de Campos e demais zonas petrolíferas brasileiras.

Em geral, o projeto e o dimensionamento de sistemas de exclusão de sólidos por contenção mecânica consiste, principalmente, em avaliar a distribuição granulométrica da formação de interesse e, maximizando a produção de óleo, dimensionar o conjunto mecânico que proporcione a filtração com exclusão de sólidos mais eficiente (Mabrel, 1999 e Tiffin, 1998).

O dimensionamento explícito do sistema de contenção de sólidos quanto aos carregamentos impostos pela formação, em função da redistribuição das tensões na parede do poço e pelos diferenciais de pressão devido à variação da pressão de fluxo e estática do reservatório, não é uma prática comum na indústria de petróleo nem foram encontrados na literatura trabalhos sobre este tópico específico das disciplinas de projeto de poços de petróleo.

No entanto, uma avaliação criteriosa das solicitações impostas ao tubo base poderia ser introduzida como critério de projeto de sistemas de contenção de areia, permitindo otimizar a vazão de produção dos poços em função do número de furos (ou rasgos) do tubo base, que confere resistência mecânica ao conjunto telado e, ainda assim, controlar o risco de ruptura prematura do sistema.

O risco de rompimento do conjunto de telas em um poço horizontal é um evento economicamente catastrófico que acarreta o fechamento do poço pela

dificuldade de intervir para reparo da falha mecânica. Na maior parte dos casos, o trecho horizontal é abandonado e re-construído acarretando em perdas financeiras significativas para a companhia operadora não só pela perda de grande parte do poço devido a falha mecânica da tela, mas também pela interrupção da produção de um poço perfurado, completado e, possivelmente, já interligado ao sistema de produção à plataforma produtora.

O comprometimento da integridade estrutural do conjunto telado pode ocorrer quando os esforços mecânicos ou as pressões de trabalho (submetidas durante a instalação do sistema de contenção de areia ou durante a própria vida útil produtiva do poço) superam a resistência mecânica do tubo base ou acarretam na ruptura de algum elemento do sistema (conexões ou acessórios).

Em alguns casos específicos a produção em alta vazão gera velocidades de entrada de fluido no poço muito elevadas levando à erosão nas malhas da tela. A produção de areia pode ocorrer também por falha de projeto: inadequação do dimensionamento da malha de contenção (má avaliação da granulometria do reservatório) ou falha ao prever a possibilidade de produção de areia (levando a instalação de um sistema inadequado à contenção mecânica de sólidos)

A motivação deste trabalho é implementar um modelo computacional que permita prever o comportamento mecânico do conjunto tela-formação avaliando a possibilidade de ruptura ou colapso prematuro do sistema de contenção mecânico de sólidos, convencionalmente, utilizados em poços abertos horizontais.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação foi dividida em 7 capítulos. O primeiro capítulo é a introdução e aborda os seguintes assuntos: o objetivo principal do trabalho, a relevância e o cenário no qual este trabalho está inserido.

Os cinco (5) capítulos seguintes referem-se ao desenvolvimento do trabalho e o último contém as conclusões, limitações e oportunidades de trabalhos futuros relacionados ao tema.

No capítulo 2, é feita uma breve descrição das etapas de construção de poços *off shore* com enfoque especial nos métodos de completação utilizados no projeto de poço estudado.

No capítulo 3 é realizada uma descrição dos principais modelos constitutivos utilizados para representar os meios granulométricos (formação e gravel), e a influência de seus parâmetros na determinação da relação tensão-deformação. Além disso, é apresentado um breve estudo de sensibilidade da malha de elementos utilizados em modelos 3D e 2D.

Durante a elaboração do trabalho foi considerada a hipótese da construção instantânea do poço, ou seja, a perfuração, a completação e a entrada em produção ocorrem simultaneamente.

Os efeitos relacionados à acomodação da formação após a perfuração do poço em função de um novo estado de tensão não foram considerados na formulação apresentada no capítulo 3.

No capítulo 4 são apresentadas algumas metodologias para análise do colapso de tubulações submetidas ao carregamento hidrostático. Apesar do colapso de tubulações submetidas a este tipo de carregamento ser um fenômeno largamente conhecido na indústria de petróleo, nossa preocupação nesta etapa do projeto é a calibração dos modelos simulados no *software* de CAE e a avaliação do seu comportamento quanto às pressões de colapso, estabilidade elástica e limite elástico. Para isso, será estabelecido um modelo 3D considerando somente o carregamento atuante na fronteira externa do tubo base e comparado com algumas metodologias típicas de avaliação de colapso de tubos utilizado na indústria de petróleo.

O capítulo 5 faz uma descrição dos modelos de ruptura de *Mohr Coulomb* estabelecendo o modelo constitutivo utilizado para representar a formação e o pacote de gravel neste trabalho, permitindo determinar o campo de tensões atuante na interface gravel-tubo. Neste capítulo, também são apresentados os modelos de interface utilizados para descrever o acoplamento gravel-tubo e gravel-formação, o modelo numérico e o algoritmo de convergência utilizado pelo ABAQUS™.

Os resultados de algumas situações de interesse na indústria de petróleo são analisados e apresentados no capítulo 6.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões e as sugestões para continuidade de estudos relacionados a integridade estrutural de sistemas de contenção mecânica utilizados para poços horizontais.