

PRÉ-SAL: UMA VISÃO GERAL SOBRE OS DESAFIOS IMPOSTOS E SUAS POSSÍVEIS SOLUÇÕES

Carlos Irias de Souza Pimentel¹

Resumo

A diminuição natural da produtividade dos campos de petróleo existentes e o aumento constante da demanda mundial por hidrocarbonetos levam os países a uma busca incessante por novas fontes energéticas. Essa busca colocou o Brasil de frente com o maior desafio da história mundial do petróleo: Extrair óleo e gás localizado abaixo da camada de sal, o pré-sal. Este artigo procura fornecer uma visão geral sobre o pré-sal demonstrando os principais desafios a serem vencidos em sua exploração assim como as possíveis soluções em estudo na atualidade.

Palavras-chave: *Pré-sal. Petróleo. Hidrocarbonetos.*

Abstract

The natural decline in productivity of existing oil fields and the steady increase in global demand for hydrocarbons lead countries to an incessant search for new energy sources. This quest to put Brazil ahead with the biggest challenge of world oil story: Extracting oil and gas located below the salt layer, the pre-salt. This article seeks to provide an overview of the pre-salt showing the main challenges to be overcome in its exploration and possible solutions under consideration at present.

Keywords: *Pre-salt. Oil. Hydrocarbons.*

¹ Discente do MBA em negócios de Petróleo, Gás e Energia. Universidade Veiga de Almeida.
E-mail:carlospimentel.log@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

Na década de 70, em busca pela auto-suficiência petrolífera e pressionado pelos preços e a dependência do óleo estrangeiro, o Brasil inicia sua jornada de sucesso na exploração de petróleo em alto mar. Este início se deu na Bacia de Campos, um caminho até então desconhecido para os brasileiros na época.

Já na década de 80 houve três fatos de grande importância na história nacional do petróleo: a descoberta de petróleo em Mossoró, no Rio Grande do Norte, que em pouco tempo se tornaria a segunda maior área produtora de petróleo do Brasil; a descoberta dos campos gigantes de Marlim e Albacora em águas profundas na Bacia de Campos no Rio de Janeiro e as descobertas do Rio Urucu no Amazonas. Dando continuidade as grandes descobertas, na década de 90 foram identificados os campos gigantes de Roncador e Barracuda na Bacia de Campos no Rio de Janeiro. (THOMAS, 2004).

Com o passar dos anos e em águas cada vez mais profundas o Brasil se consolidou como um dos países líderes em tecnologia de exploração e produção de petróleo em águas profundas.

Em 2006 o país confirma a descoberta de óleo abaixo da camada de sal no campo de Lula e inicia novamente um caminho para o desconhecido, o pré-sal.

“A descoberta dos depósitos na camada do pré-sal [...] traz desafios semelhantes aos da bacia de Campos, agora numa escala muito maior em termos de profundidade e distância a serem vencidas”. (COPPE, 2009, p.04).

O Brasil vive, atualmente, um novo marco histórico no setor de óleo e gás, a exploração de petróleo abaixo da camada de sal. Com expertise em águas profundas, o país se depara agora com um desafio ainda maior do que o da Bacia de Campos na década de 70. Explorar petróleo a mais de 7000m entre lâmina d'água, formações rochosas nunca perfuradas, e a camada elástica de sal, a cerca de 340 km da costa. (PETROBRAS, 2013).

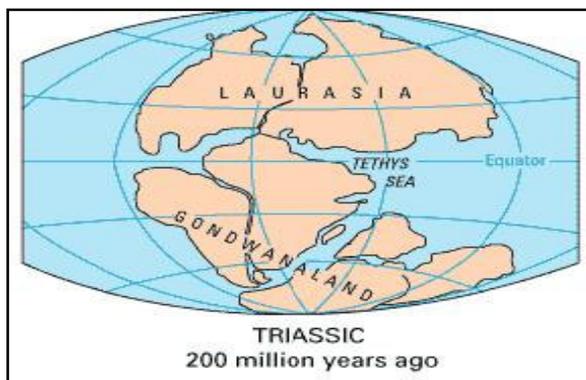
O exposto acima permite gerar a seguinte questão: Quais os possíveis principais problemas a serem encontrados na exploração e produção do petróleo do pré-sal brasileiro?

Este artigo tem como objetivo explicar o pré-sal, levantando os principais motivos que o tornam um novo desafio mundial, demonstrando alguns dos problemas a serem tratados e as novas técnicas e tecnologias em estudo para vencer estes desafios.

2. O PRÉ-SAL

A 300 milhões de anos existia um único continente na terra denominado Pangéia, que após 100 milhões de anos se dividiu em dois outros, a Laurásia e Gondwana.

Figura 1_Láurasia e Gondwana



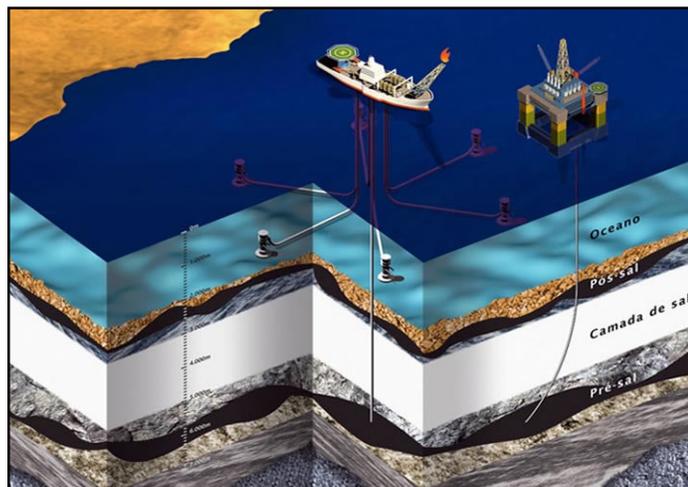
Fonte: Secretaria de Educação do Paraná, 2013

Por volta de 140 milhões de anos atrás, um processo lento de divisão entre as duas placas tectônicas que formavam o Gondwana deu origem aos continentes que conhecemos hoje como África e América do Sul. Neste processo de divisão do Gondwana foram se constituindo vários mares rasos, lagos, e áreas semi-pantanosas contendo água salgada e salobra. (OS DESAFIOS..., 2009).

Dadas as condições propícias começaram a se acumular algas e micro-organismos nestes espaços, que com o passar do tempo foram se depositando no leito marinho e integrando-se a outros sedimentos, formando rochas com características para geração de hidrocarbonetos.

No transcorrer de milhões de anos e devido a acontecimentos naturais distintos, houve diversas oscilações no nível dos oceanos, levando as águas mais rasas a entrarem em estado de evaporação ocasionando um acúmulo de imensas quantidades de sal nestes locais que mais tarde se tornariam os sedimentos salinos. Durante os períodos interglaciais houve o derretimento das calotas polares, gerando a inundação desses sedimentos salinos por água marinha e novas camadas de sedimentos. Dessa forma, as camadas foram divididas em pré-sal e pós-sal. (OS DESAFIOS..., 2009).

Figura 2_Camadas Pós-Sal e Pré-Sal



Fonte: Portal Naval. 2011

A descoberta de petróleo abaixo da camada de sal é recente e traz desafios desconhecidos para o Brasil.

Em campos, para chegar à rocha (uma mistura de areia e carbonato) onde o petróleo está armazenado, é preciso atravessar basicamente duas camadas: a de água, com profundidade de até 2 mil metros; e a dos sedimentos, onde são perfurados os poços, também com profundidade de aproximadamente 2 mil metros. No pré-sal, são três camadas a serem vencidas: a água, cuja profundidade pode chegar a 3 mil metros; a dos sedimentos, com cerca de 2 mil metros; e a de sal, com outros 2 mil metros. Já se sabe que o sal, nessas profundidades, se comporta como uma massa plástica e impermeável, que, mal aberto o poço, volta a fechá-lo. (COPPE, 2009, p.09).

A camada do pré-sal se estende por cerca de 800 quilômetros, com 200 quilômetros de largura que abrangem as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, indo do litoral de Santa Catarina até o do Espírito Santo. Os blocos exploratórios se encontram a aproximadamente 340 quilômetros da costa. (LIMA, 2008; PETROBRAS, 2013).

A descoberta de petróleo e gás na camada pré-sal é um marco na indústria mundial do setor e no desenvolvimento do nosso país. Os primeiros resultados apontam para volumes expressivos. Para se ter uma ideia, só a acumulação de Tupi, localizada na Bacia de Santos, tem volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente, o que corresponde a aproximadamente 50% das reservas atuais, 15 bilhões de boe. (PETROBRAS, 2013, p.01).

Segundo dados da Petrobras (2013), Tupi é apenas o primeiro dos blocos exploratórios da região. Com a descoberta, estima-se um aumento de quase 70% do que a Petrobras produz por dia hoje no Brasil. Ainda existem outras acumulações a serem exploradas como mostra a tabela 1.

Tabela 1_Áreas do pré-sal identificadas na bacia de Santos

ACUMULAÇÃO	VOLUME RECUPERÁVEL ESTIMADO	DISTÂNCIA DA COSTA	LÂMINA D'ÁGUA	PROFUNDIDADE DO RESERVATÓRIO	°API
TUPI	8 BILHÕES	300 KM	2200 M	5000 M	28
IARA	4 BILHÕES	230 KM	2230 M	5600 M	30
JÚPITER	-	290 KM	2187 M	3065 M	-
BEM-TE-VI	-	250 KM	2144 M	6002 M	-
CARAMBA	-	300 KM	2239 M	5007 M	-
AZULÃO	-	-	-	-	-
CARIOCA	-	270 KM	2165 M	5225 M	28
PARATI	-	230 KM	2038 M	6075 M	-
GUARÁ	-	310 KM	2141 M	5000 M	28

Fonte: Petrobras, 2013; ANP, 2011

3. O DESAFIO TECNOLÓGICO

Explorar a imensidão dos 800 quilômetros de extensão de hidrocarbonetos abaixo da camada de sedimentos salinos não será tarefa simples. Produzir o pré-sal brasileiro proporcionará uma quantidade de desafios nunca vistos no setor petrolífero nacional, com um nível de dificuldades, tão, ou mais elevado do que os impostos pela Bacia de Campos no início das explorações em alto mar.

Um dos maiores desafios será adquirir uma excelência tecnológica que garanta o sucesso das operações desde a caracterização dos reservatórios até a logística da produção do pré-sal.

Entre as áreas de conhecimento que serão desenvolvidas por conta do pré-sal, contam-se a mecânica das rochas, a produção em rochas carbonáticas, a mecânica do sal, a geofísica de alta resolução, novos materiais para revestimento de poços, a engenharia de estruturas offshore e materiais especiais para equipamentos e dutos submetidos a altas pressões e temperaturas e em ambientes quimicamente hostis. (COPPE, 2009, p.10).

Entre os desafios impostos ao explorador do pré-sal, haverá também a perfuração de aproximadamente mais de 2 mil metros de camada de sal iniciando após mais de 5 mil metros entre lâmina d'água e sedimentos.

O sal a esta profundidade tende a se tornar elástico como uma massa plástica, e pode exercer tensões ao ser perfurado, gerando o risco de voltar a preencher o espaço que ocupava antes da passagem da sonda de perfuração podendo travar a coluna ou até mesmo ocasionar a perda do poço. (OS DESAFIOS..., 2009).

Após a camada de sal, existe uma formação rochosa calcária carbonática, que constitui o reservatório de petróleo do pré-sal. Diferentemente das formações areníticas, as mais comuns entre as encontradas como reservatórios na camada pós-sal, não se tem um perfil de comportamento definido para as rochas calcárias carbonáticas, tornando essas formações imprevisíveis ao serem perfuradas.

Outro ponto importante é a porosidade das rochas², um dos fatores contribuintes e indispensável para que haja um reservatório de hidrocarbonetos.

Quando se fala de rochas calcárias carbonáticas ainda existe uma incógnita quanto a porosidade, não se tem parâmetros confiáveis que permitam gerar dados significativos sobre o

² Porosidade da rocha é o volume de espaços vazios entre os volumes de materiais sólidos na rocha (grãos, matriz, e cimento). (THOMAS, 2004, P.17).

volume de óleo existente nas formações, já os arenitos turbidíticos possibilitam resultados mais consistentes e de qualidade, reduzindo a possibilidade de perfuração de um poço seco, o que elevaria substancialmente os custos da operação. (PETROBRAS, 2013).

“Um único poço na região do pré-sal pode custar entre U\$120 e U\$160 milhões, cerca de dez vezes mais que uma perfuração na Bacia de Campos.” (COPPE, 2009, p.10).

Para a produção dos poços do pré-sal será necessário um controle freqüente das temperaturas e avaliações de pressão. Segundo estudos, o petróleo sai da rocha com uma temperatura aproximada de 150C° e pode formar precipitações ao entrar em contato com os *risers* que estarão a 2 ou até 3 mil metros de profundidade em águas com temperaturas muito baixas devido ausência de calor e luz. Os *risers*, também necessitarão de cuidados especiais, pois a quantidade de gases corrosivos em relação aos dos reservatórios comuns é bem mais elevada em níveis de dióxido de carbono - CO₂ e Sulfeto de Hidrogênio - H₂S. (OS DESAFIOS..., 2009).

4. O DESAFIO AMBIENTAL

As mudanças climáticas que ocorrem no planeta estão cada vez mais severas e perceptíveis a cada ano. O aumento do nível dos mares e a elevação da temperatura a marcas recordes são exemplos de como o mundo está mudando rapidamente. Essas constantes mudanças acarretam além de desastres naturais, danos a saúde do ser humano, mortandade de espécies de animais e deteriora, a longo prazo, as condições de vida na terra.

Um dos responsáveis apontado para estas alterações climáticas é o efeito estufa, causado principalmente pelas emissões de altos índices de CO₂ na atmosfera.

O CO₂ é considerado o principal gás do efeito estufa – GEE que tem como maior fonte geradora a queima de combustíveis fósseis, como o petróleo e o gás natural.

Diante deste cenário, o Brasil se coloca em evidência perante o mundo com a descoberta do pré-sal.

As fontes de emissões de gases do efeito estufa oriundas do petróleo do pré-sal são basicamente o CO₂ presente no reservatório com o óleo, as emissões, nas plataformas, de gás natural, caso não seja aproveitado comercialmente; as emissões resultantes do transporte e processamento do gás e do óleo bruto; e, principalmente, as emissões geradas pela queima do gás e seus derivados e dos derivados do petróleo. (COPPE, 2009, p.29).

Segundo informações do Ministério de Minas e Energia (2009) os teores de dióxido de carbono – CO₂ no pré-sal podem ser maiores que os da média obtida em outros campos de produção do Brasil. Alguns testes realizados no campo de Tupi apontaram uma concentração de CO₂ no gás associado variando entre 8% e 12% sendo a média dos campos nacionais entre 4% e 5%.

Segundo Lima (2009, p.17) “Estimativas apontam somente nas áreas de Tupi e Iara, a existência de 3,1 bilhões de toneladas de CO₂, o principal gás do efeito estufa”.

O grande desafio ambiental do pré-sal é obter um destino para essas concentrações elevadas de CO₂ no gás associado, minimizando o impacto ambiental das operações.

Ainda em relação aos desafios ambientais do pré-sal, temos a presença do sulfeto de hidrogênio – H₂S nos reservatórios. O sulfeto de hidrogênio é extremamente prejudicial à vida. É um gás tóxico, que pode levar uma pessoa a morte em minutos ou se inalado em baixas concentrações pode causar distúrbios na visão, no sistema nervoso e respiratório.

De acordo com Goodman & Gilman (1987), o sulfeto de hidrogênio possui um odor particular, mas apenas em concentrações abaixo das 150ppm. Com essa concentração ou

maior, o gás deixa de ser perceptível aos seres humanos, causando a sensação de que o odor não existe. Isso ocorre devido à destruição do sistema neuroepitélio olfativo, nervo responsável pelo olfato, causada pela inalação do gás.

Esse gás possui densidade maior que a do ar, o que dificulta sua dispersão se ocorrer um vazamento na plataforma. Essa dificuldade de dispersão unida a falta de odor, gera um risco de morte aos trabalhadores das plataformas de exploração do pré-sal.

5. SOLUÇÕES EM ESTUDO

A produção e exploração do pré-sal demandará recursos e soluções tecnológicas e ambientais inexistentes no mercado mundial.

O Brasil, representado principalmente pela Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, e como na década de 70 no início da exploração em alto mar deverá pesquisar e desenvolver suas próprias tecnologias.

Para isso conta com apoio e parceria de diversas instituições, universidades, e empresas nacionais e estrangeiras. Além de investimentos em pesquisa e desenvolvimento que chegaram a atingir cerca de US\$ 1,5 bilhão em 2011, aumentando os valores em mais de 45% se comparado com 2010. (PETROBRAS, 2011, p.03).

Os investimentos totais no pré-sal, incluindo a parcela dos parceiros da Petrobras, pode chegar aos US\$ 93 bilhões. (informação verbal).³

5.1. SOLUÇÕES TECNOLÓGICAS

Como foi citado anteriormente, um dos grandes problemas relacionado aos reservatórios do pré-sal é quanto ao tipo de formação. Os reservatórios são constituídos basicamente por rochas calcárias carbonáticas, com perfil desconhecido. Isso dificulta a caracterização do reservatório e impede uma definição de qualidade do potencial do reservatório a partir de dados sísmicos.

Uma das soluções apontadas pela Petrobras é a utilização de um sistema de melhoria de imagens sísmicas. A tecnologia foi desenvolvida pela própria empresa com o nome de *Reverse Time Migration* – RTM e seu objetivo é possibilitar a geração de imagens de qualidade em áreas de geologia complexa, como os reservatórios carbonáticos do pré-sal. (PETROBRAS, 2011).

A metodologia implementada na Petrobras utiliza a equação completa da onda, enquanto os métodos de processamento sísmicos tradicionais consideram apenas a propagação na direção vertical. A representação de caminhos mais complexos da onda sísmica propicia uma melhoria da qualidade da imagem fornecendo subsídios para a estimativa das propriedades físicas da rocha, na busca por reservatórios com melhores características de porosidade e permeabilidade. (PETROBRAS, 2011, p.22).

³ Notícia fornecida por Carlos Tadeu Fraga no Rio Oil & Gas 2012, no Rio de Janeiro, em setembro de 2012.

Essa tecnologia pode auxiliar em uma melhor caracterização das formações, evitando o insucesso de se perfurar um poço seco, diminuindo os custos das operações e possibilitando colocar o poço em produção mais rapidamente.

Outro desafio observado é em relação à temperatura que o óleo sai da rocha e entra em contato com as águas geladas do fundo do oceano. O óleo é extraído com temperaturas em torno dos 150°C, quando sofre um resfriamento brusco, pode ocasionar precipitações nas tubulações.

Pensando nisso, a Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia - COPPE-UFRJ desenvolveu e patenteou um tipo de duto de alta resistência a pressão, capaz de conservar a temperatura do óleo ao sair da rocha, podendo evitar as precipitações ao longo das linhas.

Denominado Duto-Sanduiche, a tubulação é constituída de um material polimérico, capaz de fazer um isolamento térmico, protegendo o óleo contra a perda brusca de temperatura. Além do material polimérico existem duas camadas de aço de alta resistência, sendo uma externa ao revestimento polimérico e outra interna, o que proporciona uma proteção contra as altas pressões. (COPPE, 2009).

Como medida de controle, a Petrobras vem efetuando testes com um sistema de medição distribuída de temperatura, o *Distributed Temperature Sensing* (DTS). Este sistema permite realizar o monitoramento contínuo da temperatura nos poços.

“A ferramenta DTS funciona por cabos de fibra ótica que operam com sensores distribuídos, monitorando a temperatura em reservatórios de óleo ao longo de toda a extensão do poço. Diferentemente dos sensores pontuais utilizados atualmente.” (PETROBRAS, 2011, p.25).

Com esse tipo de monitoramento pode-se identificar possíveis anomalias ao longo das linhas, e verificar se as temperaturas estão sendo mantidas, evitando as precipitações.

A perfuração do sal aparece como um dos grandes desafios do pré-sal, principalmente na escolha e controle do fluido de perfuração. As características das formações salinas conferem a ela o poder de se dissolver junto ao fluido de perfuração o que pode prejudicar as operações devido ao aumento excessivo do diâmetro do poço. Esse aumento do diâmetro coloca em risco a integridade do poço e prejudica a fase de cimentação.

Para garantir sucesso absoluto na escolha do fluido, a Petrobras conta com apoio de um software de simulação de solubilização salina, denominado 4SAL, que calcula o aumento do diâmetro do poço ocasionado pela dissolução da formação salina no fluido de perfuração. (PETROBRAS, 2011).

“O objetivo do software é selecionar o fluido de perfuração que minimize a solubilização do sal, evitando o alargamento excessivo do diâmetro do poço, além de garantir a qualidade da cimentação e a integridade do poço” (PETROBRAS, 2011, P.27).

Essa técnica já pode ser observada em dois poços do pré-sal brasileiro, o P3 piloto de Lula e o ADR-Iracema Alto. O software foi desenvolvido pela própria Petrobras em parceria com a empresa ESSS.

5.2. SOLUÇÕES AMBIENTAIS

A existência de uma grande quantidade de CO₂ associado ao gás do pré-sal é o principal problema ambiental a ser solucionado pelos exploradores.

O objetivo da Petrobras é utilizar tecnologias que permitam fazer a separação do dióxido de carbono nas instalações de produção em alto mar, separando-o do gás associado. Esse CO₂ será injetado novamente no poço como forma de aumentar a recuperação de óleo. (LIMA, 2009).

A Petrobras, por meio de seu centro de pesquisas e desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Melo - CENPES, já vem estudando mecanismos de captura e reinjeção de CO₂ associado as ocorrências petrolíferas do pré-sal, inclusive como forma de aumentar a produtividade dos poços, tendo para isso criado o programa intitulado PRO-CO₂. A indústria do petróleo dispõe de tecnologia para a separação do CO₂ e sua injeção em campos de petróleo pode contribuir para elevar a produção de óleo. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2009, p.12).

Outro desafio, e tão importante quanto o CO₂, é o H₂S presente nos reservatórios do pré-sal. Um gás tóxico e que pode ser letal ao ser humano.

A Petrobras, com apoio da Universidade Federal de São Carlos – UFSCar está pesquisando e desenvolvendo um nanossensor com tecnologia para detectar o sulfeto de hidrogênio, gás que pode se tornar inodoro ao ser humano se atingir certas concentrações. Este nanossensor será capaz de detectar 100 a 500 partes por bilhão caso ocorra um vazamento. Um avanço significativo em relação aos equipamentos encontrados hoje no mercado, que detectam uma faixa de 1 a 100 partes por milhão. (PETROBRAS, 2011).

6. CONCLUSÃO

Alguns dos desafios do pré-sal demonstrados neste artigo traduzem a grande dificuldade que será produzir esta riqueza nacional, por outro lado, representa para o Brasil uma grande oportunidade de crescimento tecnológico e econômico. Setores do país como os fornecedores de bens e serviços e principalmente o de pesquisa e desenvolvimento são os mais movimentados com esse novo desafio.

A grande demanda do pré-sal por soluções rápidas e eficazes que sejam capazes de tornar suas operações uma realidade exige do país assim como no início das explorações em alto-mar, o desenvolvimento de suas próprias tecnologias.

Como observamos ao longo do artigo, o Brasil encontra-se hoje com inúmeros projetos e pesquisas em desenvolvimento apresentando possíveis soluções para os desafios do pré-sal. Essa capacidade de desenvolver unida as grandes parcerias com universidades, centros de pesquisa e empresas, apontam o Brasil como um dos maiores pólos tecnológicos do setor de óleo e gás atualmente.

Esse reconhecimento mundial transmite confiança quando se trata dos desafios relativos a exploração do pré-sal. A todo tempo podemos observar novas tecnologias, equipamentos e pesquisas sendo desenvolvidas que nos levam a crer que a exploração do pré-sal é possível e viável. Em pouco tempo o Brasil estará figurando entre os maiores produtores de petróleo do mundo, podendo assumir a condição de exportador de petróleo.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. **Resumo dos Campos**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=62869&m=resumo%20dos%20campos&t1=&t2=resumo%20dos%20campos&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1363526436552>>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2013.

BRASIL.Ministério de Minas e Energia. **Pré-Sal: Perguntas e Respostas**. Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2013.

COORDENAÇÃO DE PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA. Universidade Federal Do Rio De Janeiro. **Corrida para o Mar: Os desafios Tecnológicos e Ambientais do Pré-Sal**. Rio de Janeiro, 2009.

GOODMAN, Louis Sanford; GILMAN, Alfred Goodman. **As Bases Farmacológicas da Terapêutica**. Rio de Janeiro: Guanabara, 1987.

LIMA, Paulo Cesar Ribeiro. **O Pré-Sal e o Aquecimento Global**. Brasília: Documentos produzidos consultoria legislativa câmara dos deputados, 2009. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/3383/presal_aquecimento_lima.pdf?sequence=1>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2013.

LIMA, Paulo Cesar Ribeiro. **Os Desafios, os Impactos e a Gestão da Exploração do Pré-Sal**. Brasília: Documentos produzidos consultoria legislativa câmara dos deputados, 2008. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/docs/desafios_presal_lima.pdf>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2013.

OS DESAFIOS do pré-sal. Brasília: Documentos produzidos consultoria legislativa câmara dos deputados, 2009. 77p. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/a-camara/altosestudios/pdf/Livro-pre-sal.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2013.

PARANÁ (Estado). Secretaria de Educação. **Deriva Continental**. il.color. Disponível em: <<http://www.ciencias.seed.pr.gov.br/modules/galeria/detalhe.php?foto=1780&evento=6>>. Acesso em: 3 de março de 2013.

PETROBRAS. **Desafios Tecnológicos.** Disponível em:
<<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal>>.
Acesso em: 20 de fevereiro de 2013.

PETROBRAS. **Tecnologia Petrobras 2011.** Disponível em:
<<http://www.petrobras.com.br/downloads/energy-and-technology/relatorio-tecnologia-petrobras-2011.pdf>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2013.

PORTAL NAVAL. **Pré-Sal.** il.color. Disponível em: <
<http://www.portalnaval.com.br/noticia/32097/pre-sal-tera-us-1-bilhao-do-eximbank-americano-->>. Acesso em: 3 de março de 2013.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.