

**Jeldes Major Vera Cruz**

**PETRÓLEO E GÁS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Trabalho de Conclusão de Curso

(Bacharelado em Geologia)

UFRJ

Rio de Janeiro

Fevereiro 2011



UFRJ

**Jeldes Major Vera Cruz**

## **PETRÓLEO E GÁS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador:

José Mário Coelho

Rio de Janeiro

Fevereiro 2011

Jeldes Major Vera Cruz

## **PETRÓLEO E GÁS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador:

José Mário Coelho

Aprovada em:

Por:

---

Orientador: Prof. Dr José Mário Coelho (UFRJ)

---

Prof (UFRJ)

---

Prof.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente a Universidade Federal do Rio de Janeiro pela oportunidade e pelo excelente aprendizado em geologia.

Aos meus professores, particularmente o meu orientador José Mário Coelho, pela amizade, apoio, orientação e compreensão dispensados nesse trabalho de conclusão de curso.

Aos meus colegas e amigos da faculdade, pela amizade compreensão e pelos momentos legais vividos nesses bons anos da faculdade.

A minha família, em especial a minha mãe pelo suporte, pelo carinho e amor palavras de incentivos que me deram força para acreditar e ter garra fazendo com que eu chegasse até onde cheguei.

A minha namorada Eurikesse, pelo carinho, por estar sempre do meu lado lutando acreditando juntamente comigo.

Aos amigos santomenses, Joimilte, Allessandro, Hedilberto, Regina, Irina, Iure, Diodotce dentre outros, pelo companheirismo.

Aos meus padrinhos, José Manuel, Tamara e Deonel, pela consideração e por terem aceitado fazer parte da minha vida não só como amigo, mas também pelo fato que estarão ligados a mim por resto da vida.

## RESUMO

VERA CRUZ, Jeldes Major. **Petróleo e Gás em São Tomé e Príncipe**. 2011. X f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A República Democrática de São Tomé e Príncipe é formada por duas ilhas de origem vulcânica localizadas no Golfo da Guiné, costa ocidental do continente africano. Distam cerca de 300 km da costa ocidental de África. Sua população está estimada em 160.000 mil habitantes. A população urbana corresponde a 60%, crescendo numa taxa de 2,8% ao ano. A esperança de vida é de 65 anos, a mortalidade infantil é de 63 para cada mil, 17% da população está desempregada e somente 52% tem acesso à água potável. Atualmente, a economia Santomense está baseada, essencialmente, no setor primário que é dominado pela agricultura, que é frágil e desequilibrada, com mais de 90% das receitas de exportação provenientes da monocultura do cacau. O nível da pobreza, estimado em 2005, evidenciou que em torno de 50% da população vive abaixo do limiar da miséria. O país está entrando numa nova era petrolífera que deverá melhorar a qualidade de vida da população. Por não dispor de tecnologia nem recursos para exploração e produção do mesmo, o país é forçado a fazer parcerias com algumas empresas estrangeiras como a Chevron, ERHC, Mobil (hoje ExxonMobil), dentre outras. O objetivo dessa pesquisa é fazer uma avaliação das perspectivas do setor petrolífero e gás em São Tomé e Príncipe, procurando compreender a estrutura de mercado, a sua organização, bem como a forma sob a qual a indústria Santomense pretende se inserir no mercado internacional do petróleo no futuro.

Palavras-chave: Políticas; Petróleo; Gás; São Tomé e Príncipe.

## ABSTRACT

VERA CRUZ, Jeldes Major **Petróleo e Gás em São Tomé e Príncipe** 2011. X f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The Democratic Republic of Sao Tome and Principe consists of two volcanic islands located in the Gulf of Guinea, west coast of Africa, about 300 km from the continent. Its population is estimated at 160 thousands inhabitants. The urban population is 60% of the total, growing at a rate of 2.8% per year. Life expectancy reaches 65 years old, infant mortality rate is 63 deaths per thousand births, 17% of the population is unemployed and only 52% have access to drinking water. Currently, São-tomense economy is based mainly on the primary sector which is dominated by a fragile and unbalanced agriculture, with more than 90% of its export earnings based on cocoa monoculture. The level of poverty, estimated in 2005, showed that about 50% of the population lives below the poverty threshold line. The country is entering a new oil era which should improve people's life quality. For not having the technology nor financial resources for oil exploration and production, the country is forced to partnerships with some foreign companies such as Chevron, ERHC, Mobil (now ExxonMobil), among others. The objective of this research is to evaluate the outlooks of oil and gas production in Sao Tome and Principe, seeking to understand the market structure, its organization and the form in which the future São-tomense oil and gas industry intends to enter the international oil market.

Keywords: Public Policies, Oil, Gas, Sao Tome and Principe.

## Lista de Figuras

Figura1: Localização do arquipélago de São Tomé e Príncipe.....	3
Figura2: Contribuição dos três setores econômicos para o PIB.....	7
Figura 3: Relevo montanhoso da ilha de São Tomé.....	9
Figura 4: Cadeia de valor de Indústria de Petróleo, 2007.....	10
Figura 5: Evolução das reservas provadas de petróleo - 1999-2008.....	12
Figura 6: Distribuição Geográfica das Reservas Mundiais do Petróleo – 2009.....	13
Figura 7: Mapa ilustrando a zona de desenvolvimento exclusivo e a zona conjunta com a Nigéria.....	19
Figura 8: Mapa geológico e estrutural integrado à imagem batimétrica sombreada de sudeste (132° de azimuth e 53° de elevação) do Delta do Níger.....	21
Figura 9: Carta estratigráfica da sequência terciária do Delta do Niger.....	23
Figura 10: Exemplos dos tipos de prospectos encontrados no domínio extensional do Delta do Niger.....	26
Figura 11: Idades de atividade magmática no alinhamento vulcânico do Camarões.....	27

## Sumário

<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>1</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>VI</b>
<b>1-INTRODUÇÃO.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1. Objetivo.....</b>	<b>4</b>
<b>1.2. Metodologia.....</b>	<b>5</b>
<b>2- REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE .....</b>	<b>6</b>
<b>2.1- Características socioeconômicas .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2- Aspectos históricos e culturais .....</b>	<b>7</b>
<b>2.3 Características ambientais.....</b>	<b>8</b>
<b>3. PANORAMA DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO.....</b>	<b>10</b>
<b>3.1. Aspectos técnicos.....</b>	<b>10</b>
<b>3.2. Reservas mundiais de petróleo .....</b>	<b>12</b>
<b>4- BREVE HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....</b>	<b>15</b>
<b>4.1. Órgãos de Gestão do Setor de Petróleo.....</b>	<b>17</b>
<b>5- GEOLOGIA REGIONAL DO GOLFO DE GUINÉ.....</b>	<b>19</b>
<b>5.1 Evolução tectono-estratigráfica do Delta do Níger.....</b>	<b>21</b>
<b>5.2 Sistemas petrolíferos do Delta do Níger.....</b>	<b>24</b>
<b>6. GEOLOGIA DO PETRÓLEO EM SÃO TOMÉ E PRINCIPE NA REGIÃO OFF-SHORE.....</b>	<b>27</b>
<b>6.1. Dados exploratório regional.....</b>	<b>29</b>
<b>7. PERPECTIVAS FUTURAS DA INDUSTRIA DE PETROLEO EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE.....</b>	<b>32</b>
<b>7.1. Incorporação de bens e serviços nacionais.....</b>	<b>33</b>
<b>7.2. Eficiência e eficácia da Administração Pública.....</b>	<b>34</b>
<b>7.3. Reenquadramento legislativo e regulamentar geral e específico ao setor petrolífero .....</b>	<b>35</b>
<b>8. CONCLUSÃO.....</b>	<b>37</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>39</b>



## 1. INTRODUÇÃO

O arquipélago de São Tomé e Príncipe está situado no golfo da Guiné, na costa oeste da África, e é formado por duas ilhas principais e vários ilhéus, situado praticamente sobre a linha do equador, a cerca de 300 km das costas de Gabão e da Nigéria. É o segundo menor país do continente africano, sendo o seu território montanhoso, repleto de florestas tropicais e de vários vulcões inativos, possuindo 160.000 habitantes. Cerca de 25% destes vivem na capital do país, a cidade de São Tomé.

Esta ex-colônia de Portugal importa a maior parte dos alimentos que consome e depende da ajuda externa vinda da antiga metrópole. A base da economia é o cacau, que é responsável por quase a totalidade das exportações. Duas atividades, que em teoria seriam bem sucedidas localmente, a pesca e o turismo, são pouco explorados. A Figura 1 mostra a localização do arquipélago de São Tomé e Príncipe.



Figura1: Localização do arquipélago de São Tomé e Príncipe

Fonte: (ANP-STP), APPEX Conference London, First Licensing Round, 2010.

O Petróleo transformou a vida das pessoas e a economia de muitas nações. A sua descoberta criou riqueza, modernidade e gerou comunidades industriais prósperas e novas oportunidades de emprego, motivando o crescimento e o desenvolvimento das ditas nações.

A exploração e o aproveitamento dos recursos naturais de um dado país é uma decisão soberana, condicionada, no entanto, por fatores de ordem técnica e riscos associados à exploração. São Tomé e Príncipe reúne hoje todas as condições para que se transforme no paradigma da exploração petrolífera no continente africano, apesar das vulnerabilidades da sua economia e das fraquezas da sua administração. (ANP-STP, 2006).

Segundo a Agência Nacional de Petróleo de São Tomé e Príncipe a associação dos mais importantes parceiros de desenvolvimento do país no processo de exploração do petróleo designadamente, Banco Mundial e o PNUD, e as reformas preconizadas e em curso nos mais diversos setores da administração e da economia santomense, constituem a partida, a garantia fundamental de um aproveitamento racional dos recursos naturais e dos seus rendimentos.

Para além dessas reformas, a adoção de uma política setorial para o petróleo e gás, é condição *sine qua non* para um efetivo aproveitamento dos recursos existentes e a distribuição justa dos respectivos rendimentos. Uma política que corresponda à estratégia de desenvolvimento a curto, médio e mesmo longo prazo, alicerçada na prática internacional da indústria e na experiência de muitos anos dos vários países produtores. (ANP-STP, op.cit.).

### **1.1- Objetivos**

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a política econômica estrutural do petróleo e gás natural em São Tomé e Príncipe no mercado nacional e internacional e estratégica, que o Governo promoveu para a participação das empresas nacionais nas atividades inerentes a indústria do petróleo, que contenha os elementos de carácter legal, econômico e institucional que conduzirão essa participação, assim como as recomendações julgadas apropriadas. Tem ainda como objetivo descrever as principais áreas de exploração, em conjunto com a Nigéria e também área de exploração exclusiva e as perspectivas do país no que diz respeito ao crescimento socioeconômico com a chegada dessa nova era petrolífera.

## **1.2- Metodologia**

O presente trabalho foi baseado em pesquisa bibliográfica de diversos trabalhos obtidos junto a Agência Nacional de Petróleo de São Tomé e Príncipe (ANP-STP), dentre outros trabalhos internacionais. Realizou-se também pesquisa de trabalhos sobre a região de Golfo da Guiné, envolvendo também o Delta do Níger. Foi efetuada uma pesquisa na internet sobre as perspectivas e a forma como o país deve lidar com a exploração do petróleo.

Este trabalho fornece uma visão preliminar sobre o setor petrolífero em São Tomé e Príncipe, a situação que o país se encontra bem como dificuldades que o mesmo tem de fazer crescer a sua economia, tendo em conta que a base dela é ainda bastante limitada.

## **2-REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

### **2.1- Características socioeconômicas**

Segundo dados do Instituto Nacional de Estatística de São Tomé e Príncipe, a população está estimada em 160.000 habitantes, sendo 50% abaixo dos 18 anos. A população urbana corresponde a 60%, crescendo numa taxa de 2,8% ao ano. A esperança de vida é de 65 anos, a mortalidade infantil é de 63 para cada mil, 17% da população está desempregada e somente 52% tem acesso à água potável.

Em 2005, a alfabetização era de 75% (homens: 83% e mulheres: 65%). O idioma oficial é o português, embora também se fale o forro, crioulo, lunguyié e angolar. A religião católica é dominante, embora outras também exerçam seu papel no país, como a evangélica, adventista, muçulmana e maná. O nível da pobreza, estimado em 2005, evidenciou que em torno de 50% da população vive abaixo do limiar da miséria (Instituto Nacional de Estatística de São Tomé e Príncipe, 2010).

A economia de São Tomé e Príncipe é baseada essencialmente no setor primário que é dominado pela agricultura. É uma agricultura frágil e desequilibrada, com mais de 90% das receitas de exportação provenientes da monocultura do cacau.

No setor secundário, a atividade limita-se principalmente à indústria agro-alimentar, representada pelas empresas públicas ou mistas de primeira transformação (cervejaria, tratamento de peixe, produção de óleo de palma, blocos/tijolos, tipografia). Destacam-se ainda pequenas e empresas privadas e de artesanato (padaria, produção de madeira serrada e de mobiliário, sabão, artesanato decorativo).

Segundo os dados do Instituto Nacional de Estatística, o setor terciário que compreende os transportes, o turismo e outros serviços sob todas as formas, contribui em média com cerca de 57% para a formação do PIB. Vale salientar que o país apresenta um potencial turístico considerável, ainda muito pouco explorado.

Recentemente, o Governo adotou algumas medidas nesse sentido, oferecendo novas facilidades de investimento no setor. A percentagem desses três setores no PIB nacional está indicada na Figura 2.

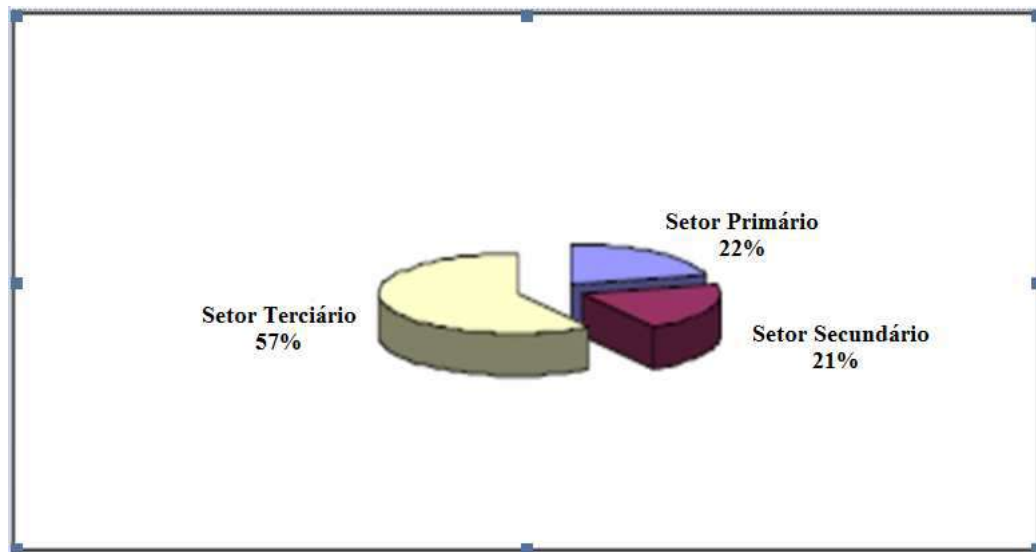


Figura2: Contribuição dos três setores econômicos para o PIB

*Fonte:* Relatório Nacional de Avaliação da Estratégia de Implementação das Maurícias, 2009.

Em 2010, constatou-se uma ligeira retomada do crescimento econômico, após uma desaceleração acentuada de -6% em 2008 para -4% em 2009. O abrandamento resultou de uma quebra do investimento direto estrangeiro (IDE), refletindo em parte os efeitos da crise financeira e econômica mundial. Ainda que o (IDE) tenha decrescido ainda mais em 2010, um aumento dos projetos de investimento público financiados externamente contribuiu para impulsionar a atividade econômica.

A taxa de inflação anual vem decrescendo de um máximo de 37%, registrado em Julho de 2008, para 13% em Setembro de 2010. A ancoragem da moeda nacional ao Euro a partir de Janeiro de 2010 tem corrido com tranquilidade e deverá contribuir para reduzir ainda mais a inflação (FMI, 2010).

## 2.2- Aspectos históricos e culturais

A descoberta do País pelos portugueses foi feita entre 1470/1471. A história escrita tem 529 anos e a do nacionalismo, 52 anos. A história genuína e atual tem pouco mais de 200 anos, enquanto que a da independência tem 35 anos. Há indícios do povoamento das ilhas por africanos e crianças judias entre 1485-1493, além de ataques de estrangeiros, principalmente holandeses (1512-1517), que ocuparam as ilhas por um período de quase 100 anos. Em 1706 ocorreu a invasão da ilha de Príncipe pelos franceses.

A história do país também foi marcada por massacres, revoluções e greves que culminaram na independência do país em 1975. O sistema legal do país é a Constituição Democrática de 1990, revista em 2003.

A comunicação social é feita por jornais, rádio e televisão, contando-se ainda com serviços de tipografias e editoras, bibliotecas, museus, cinemas e teatros, embora de forma tímida e desatualizada.

O país mantém relações de cooperação bilateral com vários outros países, incluindo Angola, Cabo Verde, Guiné-Bissau, Moçambique, Portugal, França, Gabão, Espanha, Alemanha, Suécia, Bélgica, Itália, China, Taiwan, Japão, Coreia do Sul, Coreia do Norte, Israel, Estados Unidos, Cuba, África do Sul, Costa do Marfim, Marrocos, Canadá, Nigéria, Singapura, entre outros, mas somente com oito países a cooperação foi mais ativa.

As relações diplomáticas com o Brasil teve início com a visita do Presidente Luís Inácio Lula da Silva, em 2003, o que permitiu a abertura da embaixada brasileira, além da análise de projetos nos domínios da cultura, educação, justiça, esportes, saúde e petróleo (OLIVEIRA, 2009).

### **2.3- Características ambientais**

Na contramão da precária situação vivida pela população do país, a natureza em São Tomé e Príncipe ainda permanece praticamente intacta, apesar de certas explorações irregulares. A vegetação existente no território das ilhas continua com mais de 70% de suas matas intocadas. O patrimônio natural de São Tomé e Príncipe inclui toda uma vegetação rica em diversidade, bem como uma fauna que nela se abriga e que dela depende. Constitui também uma fonte de plantas de valor alimentar, ornamental e medicinal.

O reconhecimento da importância destes fatores levou à criação, já no final do século passado, de duas áreas protegidas de floresta nas duas ilhas. Apareceram, assim, o Parque Natural d'Obó, em São Tomé, e o Parque Natural do Príncipe, na ilha do Príncipe. A vegetação do Príncipe é muito parecida à de São Tomé, com um número maior de espécies típicas de floresta secundária. O clima é bastante marcado por um período seco, conhecido como "gravana", que vai de junho a agosto, e de duas estações chuvosas (de janeiro a maio e de setembro a dezembro). Ainda no campo climático, apesar da pequena extensão, a ilha de São Tomé tem um clima que se caracteriza pelo seu contraste: os valores das precipitações,

Sudoeste/Nordeste, oscilam entre mais de 6.000 mm e menos de 1.000 mm por ano, variando entre muito úmido e árido. A Figura 3 mostra o relevo de São Tomé. (OLIVEIRA, 2009)



Figura 3: Relevo montanhoso da ilha de São Tomé

*Fonte:* Avaliação da Disponibilidade Energética da República de São Tomé e Príncipe Estudo da Viabilidade de Instalação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2009.

A ilha de São Tomé e a ilha do Príncipe são ambas de origem vulcânica, e possuem maciços montanhosos de aspecto imponente que, junto à grandeza do seu revestimento vegetal e a abundância de cursos de água, dá às ilhas o singular encanto que tanto atrai os seus visitantes. A principal linha de elevações de S. Tomé está orientada no sentido aproximado de N-S, em curva alongada com alguma saliência, e é onde está localizado o Pico de São Tomé, com 2.024 m de altitude. Existem ainda os picos de Cão Grande, Cão Pequeno, Maria Fernandes e na ilha do Príncipe, os picos do Príncipe e do Papagaio (OLIVEIRA, 2009).

### 3- PANORAMA DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

#### 3.1-Aspectos Técnicos

A indústria do petróleo é dividida em diferentes etapas técnicas, através das quais é possível realizar desde a identificação do petróleo bruto no subsolo, sua retirada até colocar à disposição para uso público numerosos produtos derivados de hidrocarbonetos.

A sequência lógica das etapas que compõem a indústria mundial do petróleo (Figura 4). Nela podem ser identificadas cinco principais atividades: exploração, produção, transporte, refino e distribuição.

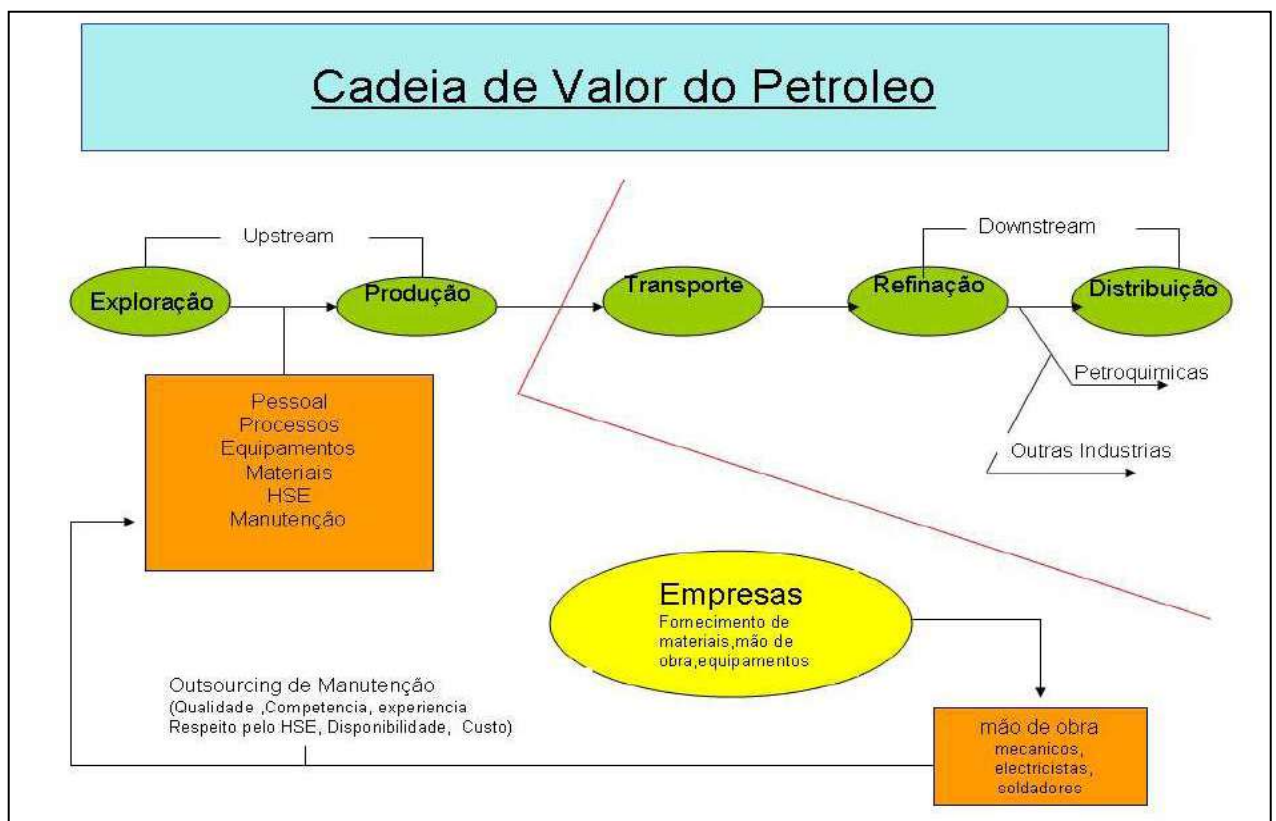


Figura 4: Cadeia de valor da indústria de petróleo

*Fonte:* Consultoria para a promoção da participação de empresas de São Tomé e Príncipe nas atividades relacionadas com a indústria petrolífera, 2007.

Importante referir que o conceito de cadeia de valor presente neste trabalho contempla uma desagregação das atividades do setor em atividades primárias, e de suporte numa perspectiva alargada, incluindo o conjunto de atividades adjacentes que gravitam em “redor



do setor petrolífero” e onde também se poderão abrir excelentes oportunidades para o setor empresarial São-Tomense. Importante também referir que a cadeia de valor do petróleo deve igualmente integrar, em termos temporais, valor antes da exploração do petróleo, bem como após o petróleo, (PATRCG – MPF 2007).

O conjunto de atividades que visam à pesquisa e comprovação da existência de jazidas de hidrocarbonetos na crosta terrestre com a utilização precisa de estudos geológicos e geofísicos constituem o que se denomina de exploração. Nessa primeira etapa, a geologia do petróleo se ocupa principalmente de reconstituir a arquitetura da bacia sedimentar, verificar a composição e a estrutura das camadas rochosas, analisando as litológicas, as estruturas e todas outras condições que induzam à existência de um reservatório de petróleo.

A geofísica, usada em terra e no mar, permite através do relevo de propagação das ondas emitidas na superfície (sísmica) conhecerem as camadas profundas do subsolo e a variação do campo gravitacional e magnético da terra. A partir da análise dos resultados da geologia e geofísica ver-se-á a viabilidade técnica da existência de potencialidades de hidrocarbonetos que justificarão a realização da perfuração.

Após a comprovação da existência de uma jazida comercial pela fase de exploração segue-se outra importante, que consiste de estudos pormenorizados das condições de jazida, a sua delimitação, a perfuração de vários poços de desenvolvimento, a colocação de equipamentos como, por exemplo, as plataformas de produção no caso *offshore* e a preparação de todas as condições que garantam o início da exploração (produção) do petróleo. Essa fase é chamada de desenvolvimento, sendo, portanto a parte inicial da produção. Essas etapas, exploração, desenvolvimento e produção, são operações extremamente complexas, de elevados custos e demandam uma tecnologia em constante progresso. Depois da etapa de produção segue-se a de transporte. O transporte de óleo é feito por oleodutos, estradas de ferro, e por navios (petroleiros). O transporte do óleo bruto é feito até à refinaria, onde há operações e procedimentos industriais que transformam o petróleo bruto em um grande número de derivados, classificados genericamente como produtos leves, destilados médios e produtos pesados. Um dos fatores que levaram o petróleo a se tornar um produto de consumo mundial.

A última etapa é a distribuição que abrange as operações de estocagem, de transporte de acondicionamento, de comercialização e de entrega ao consumidor dos múltiplos produtos do refino.

### 3.2- Reservas mundiais de petróleo

As reservas provadas mundiais de petróleo atingiram a marca de 1,3 trilhões de barris no ano de 2009, um crescimento de 0,2% em relação a 2007, (ANP, 2009). A Figura 5 mostra a evolução das reservas provadas de petróleo no mundo.

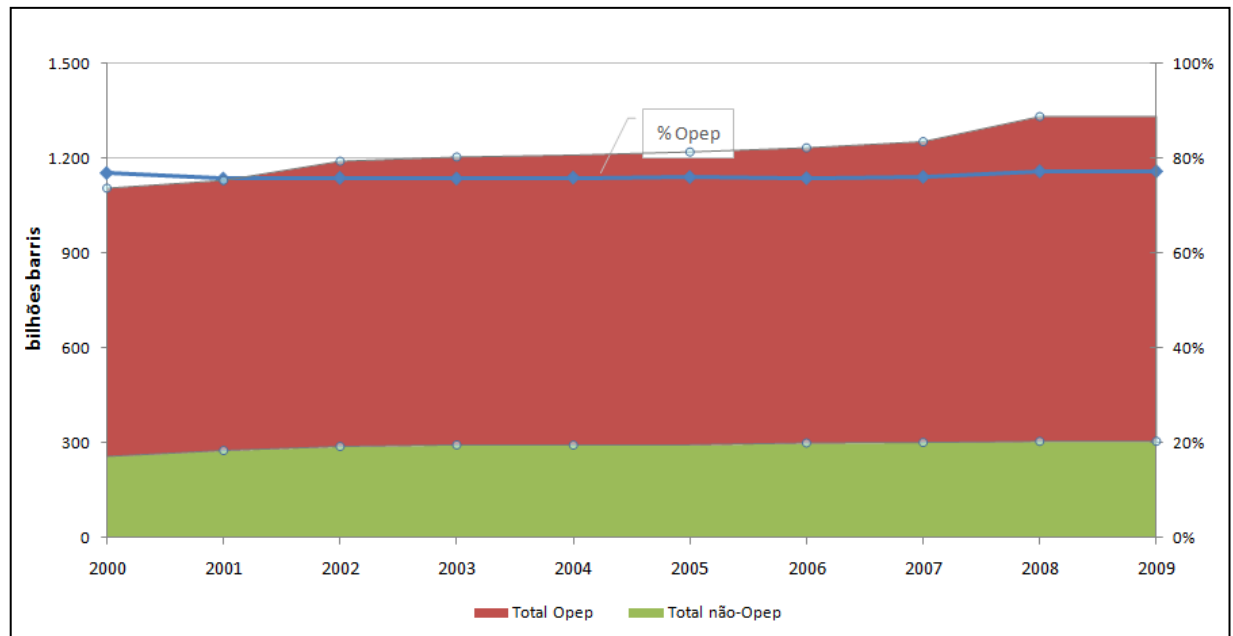


Figura 5: Evolução das reservas provadas de petróleo - 2000-2009

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2010.

Estudos relacionados à avaliação das reservas petrolíferas são cercados de incertezas, não apenas do ponto de vista do conhecimento tecnológico-geológico, mas também devido à existência de vastas regiões no globo ainda inexploradas, com potencial para descoberta de grandes reservas, na China, África, na América Latina, na ex-URSS e principalmente em áreas *offshore* em águas profundas e ultra-profundas nessas regiões.

Do ponto de vista geográfico, as reservas mundiais estão concentradas em cerca de 600 bacias sedimentares, distribuídas de forma irregular ao longo do planeta. A natureza desigual na repartição das reservas do petróleo privilegia a toda sorte, a região do Oriente Médio, região que concentra a maior parte das reservas de petróleo do mundo (60%), com volume equivalente a 754.1 bilhões de barris tiveram uma queda em relação a 2007 (BP, 2009).

A Figura 6 apresenta as estimativas recentes da distribuição geográfica mundial das reservas de petróleo bruto, avaliadas, segundo as condições tecnológicas e econômicas disponíveis em 2009.

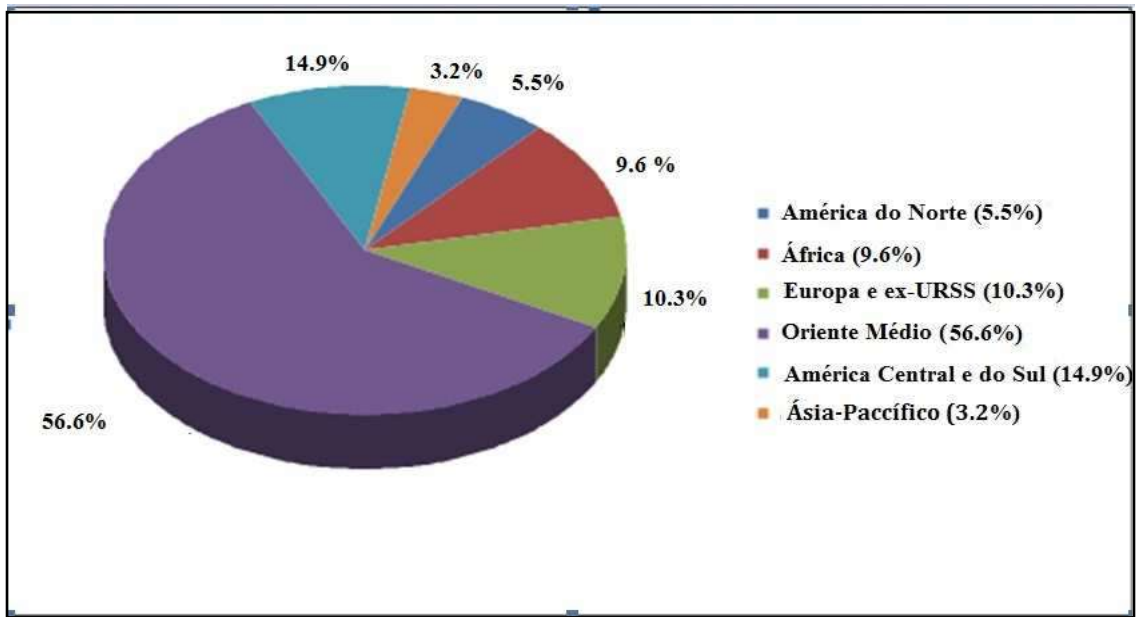


Figura 6: Distribuição Geográfica das Reservas Mundiais do Petróleo - 2009.

‘Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2009.

As estimativas indicam a importância no cenário petrolífero internacional, da região do Oriente Médio e, em especial alguns dos seus países como a Arábia Saudita que possui 19.8% das reservas mundiais, o Kuwait detentor de 7.6% das reservas mundiais, o Irã e o Iraque que possuem em seus subsolos 10.3% e 8.6% respectivamente.

O restante das reservas mundiais está distribuído em diferentes continentes e regiões com destaque para Américas Central e do Sul que hoje possuímos mais de 15% do volume das reservas mundiais. Muitos países dessa região vêm se destacando com o incremento da sua produção e das reservas. No Brasil, as suas reservas vêm aumentando consideravelmente a cada ano. As reservas atuais do Brasil estão avaliadas em torno de 12.9 bilhões de barris de petróleo, tiveram um incremento de 1,4% em relação a 2007.

Acredita-se que o pré-sal poderia conter no mínimo 100 bilhões de barris o que colocaria o Brasil em 6º lugar entre as maiores reservas de petróleo do mundo. Afirma Lessa (2010), que: “*Há quem diga que o pré-sal, tranquilamente, ampliará as reservas brasileiras entre 40 a 70 bilhões de barris de óleo de ótima qualidade. Alguém mais exagerado fala de 100 bilhões ou mais, o que converteria o Brasil em terceira maior reserva petrolífera do mundo*” (LESSA, 2010).

As reservas da Europa e ex-URSS em 2009, foram 136.9 bilhões de barris, apresentaram a maior queda relativa (1,7%), em decorrência da redução das reservas da Dinamarca, Itália, Noruega e Rússia (BP, 2009).

As reservas da América do Norte foram as que apresentaram a maior queda relativa, em decorrência da redução de 5,2% das reservas do México. É importante ressaltar que as reservas mexicanas caíram continuamente ao longo dos últimos 10 anos. Em 2008, as reservas foram 70,9 bilhões de barris teve uma queda pequena em relação ao ano anterior 71,3 bilhões de barris.

As reservas provadas da Ásia-Pacífico, que corresponderam a 3.2% das reservas provadas mundiais de petróleo, tiveram um incremento de 0,2%, em função do crescimento das reservas do Vietnã e da Índia. Em 2009, as reservas foram aproximadamente 42,2 bilhões de barris, em comparação 2008, que foi de 41,7 bilhões de barris.

O continente africano, de uma forma geral, tem um gradual aumento das reservas, principalmente a partir da crise de 1973, quando houve um incremento nas atividades exploratórias nos países que não são membros da OPEP. No que se referem aos países maiores produtores da África, a Nigéria, Argélia, Líbia e Angola, são membros da OPEP. Em 2009, as reservas desses países não variaram muito, permanecem maiores detentores de reservas de todo o continente africano, cabendo à Líbia 3.5%, Nigéria 2.9% e Argélia 0.9% (BP, 2009).

#### **4- BREVE HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE**

Em 1856, foram observados os primeiros vestígios superficiais da existência do petróleo (Uba Budo e Morro Peixe). Um almirante americano escreveu ao Governador da Colónia Adriano Maria Passalaqua solicitando autorização para pesquisar e avaliar o potencial de hidrocarbonetos nas ilhas. Em 1928, o Governador Sebastião José Barbosa decretou a proibição de toda actividade de pesquisa petrolífera nas ilhas (Prazeres, 2005).

Passados 44 anos, em 1972, finalmente o Governo Colonial concedeu autorização especial à companhia Texas Pacific para executar dois furos de pesquisa (Uba Budo e Pinheira), 1974/5 o contrato previamente negociado em 1969 com a empresa anglo-americana BALL&COLLINS pelo Governador Silva Sebastião acabou por abortar-se devido ao quadro político vigente na altura que culminou com a independência do território em 12 de Julho de 1975, (PRAZERES, 2005).

Em 1982, após independência, as autoridades nacionais retomaram o processo com a BALL&COLLINS, tendo recebido nesse período, propostas de outras empresas, entre elas AMOCO, BRASPETRO e PEMIERE CONSOLIDATE. Para o efeito o Governo solicitou assistência de alguns países amigos no âmbito de cooperação bilateral nomeadamente Angola, Brasil, Noruega e Portugal, essas diligências não produziram resultados significativos, (PRAZERES, op. cit.).

Em 1989, foi assinado um acordo de concessão com a empresa Island Oil Corporation. Nesse período foram realizadas algumas atividades de perfuração em terra (Morro Peixe e Ubabudo) sem suporte de qualquer informação sísmica (Prazeres, op. cit.).

A ERHC, empresa americana, conjuntamente com a PFC, empresa sul-africana submeteram uma proposta de exploração petrolífera ao Governo; Em 27 Maio 1997, é assinado um Memorando de Entendimento que marca o início da Era do Petróleo em STP (PRAZERES, op. cit.).

Em 1998, o Governo representado pela STPETRO assina em Outubro com a Mobil (hoje ExxonMobil) um Acordo de Assistência Técnica. Eis que, em 1999, acontece a primeira aquisição dos primeiros dados sísmicos 2D na zona económica exclusiva pela Mobil, através da empresa sísmica Schumberger.

Em Dezembro de 1999, foi feita a negociações com a Nigéria para delimitação de fronteiras marítimas, Em Agosto de 2000, alcança-se o entendimento político com a Nigéria para exploração conjunta da zona de sobreposição marítima entre os dois países.

Em 12 de Fevereiro 2001, o Governo assina com empresa norueguesa PGS acordo para aquisição de mais dados sísmicos 2D na Zona Económica Exclusiva e 21 de Fevereiro 2001 é assinado o Tratado que estabelece a Zona de Desenvolvimento Conjunto e a Autoridade Conjunta (PRAZERES, 2005).

Companhias petrolíferas independentes começaram buscando em São Tomé, licenças de exploração nos anos noventa. Logo, os governantes aprovaram várias transações para exploração de petróleo que provou controverso para ser condições altamente desfavoráveis para São Tomé. Em particular, São Tomé assinou contratos com o Holding Medicinal Ambiental (ERHC) em 1997, com Mobil em 1998, e com a empresa norueguesa PGS em 2001.

Os esforços de São Tomé para pôr a base para desenvolvimento eventual de recursos perto da praia eram inicialmente complicados por uma disputa com a Nigéria pelo limite marítimo em cima dos dois países. Em fevereiro de 2001, foi chegado a um acordo debaixo das quais ambos os países vão juntamente desenvolver recursos de óleo disputado naquela região, esta se tornou então zona conjunta Nigéria - São Tomé e Príncipe, zona esta que é administrado por autoridade de Desenvolvimento em comum (JDA) que, em troca, relatórios para um Conselho Ministerial em comum (JMC). Debaixo deste arranjo, São Tomé receberá 40 por cento de qualquer renda de óleo ganhados da zona do desenvolvimento conjunto (ZDC) e Nigéria 60 por cento, (PRAZERES, 2005).

Como é notável, vários ciclos de autorização aconteceram para exploração de blocos de óleo na zona conjunta. O acordo 2001, que estabelece o ZDC, foi completado em junho de 2004, por um acordo adicional, assinado por Presidentes Obasanjo de Menezes, especificamente endereçando transparência e assuntos de governança. Houve dois ciclos de licenciamento organizados pelo JDA, em nome da Nigéria e São Tomé. O propósito das licitações competitivas e abertas premiando licenças de óleo era obter máximo de valor pelas nações, premiando cada bloco para companhia de melhor tecnicamente e financeiramente qualificação ou consórcio. (An Uncertain Future, 2010).

O primeiro ciclo de licenciamento começou em abril de 2003 e cobrindo nove de total dos 25 blocos do ZDC. Em outubro de 2003, 20 companhias ofereceram 33 ofertas para oito

dos nove blocos. Poucas grandes companhias de óleo internacionais participaram no leilão. Um segundo ciclo de licenciamento abriu em dezembro de 2004 para patrimônio líquido em JDZ. Vinte e duas companhias participaram, enquanto submetendo um total de 26 propostas. Uma investigação feita por um advogado de São Tomé concluiu em dezembro 2004 que o processo de prêmio era manipulado *“sujeito a deficiências processuais sérias, inclusive o prêmio de interesses eram destinadas para muitas empresas inaptas ou empresas com qualificações inferiores, tecnicamente e financeiramente”*.

Em janeiro de 2006, a Chevron começou a perfurar a partir de dados exploratório no ZDC os blocos que obteve, em 2003. Em maio de 2006 que a companhia anunciou tinha descoberto óleo, mas subsequentemente declarou que as quantidades não eram comercialmente exploráveis. Este anúncio reduziu a velocidade e entusiasmo de indústria de ir mais adiante, mas a prospecção continuou (An Uncertain Future, 2010).

Em 2010, Jorge Santos, diretor executivo do JDA, anunciou que, após perfurar os blocos 2 e 3, teria achado petróleo e gás, embora os resultados da perfuração não tenham sido divulgados. Jorge Santos declarou que está sendo preparado novo ciclo de licenciamento para leiloar em 2011, os Blocos de ZDC 7, 8, 9, e 10, depois que pesquisas sísmicas sejam completadas. (ANP-STP, 2010).

#### **4.1- Órgãos de Gestão do Setor de Petróleo**

Previamente ao estabelecimento dos órgãos de gestão e controle como se configura atualmente no ordenamento jurídico do País, o Governo utilizou várias formas de gestão e seguimento do dossier petróleo através de estruturas com atribuições pouco definidas.

Em 1997 foi criado o STPETRO, extinta em 1999, nesse mesmo ano foi criada a Comissão Nacional de Petróleo, que foi posteriormente extinta em 2002, surgindo assim Conselho Nacional do Petróleo e respectivo Gabinete Técnico.

Em 2004, tendo a luz da experiência dos últimos anos e por imperativo da indústria petrolífera, o Governo com assistência internacional especializada criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP-STP), órgão de gestão e execução da política do Estado no domínio de hidrocarbonetos. ANP-STP foi criado pelo decreto-lei nº5/2004 de 30 Junho 2004.

A Agência Nacional do Petróleo, que goza de personalidade jurídica própria, autonomia patrimonial, administrativa e financeira, é o órgão regulador da indústria petrolífera e tem por

missão a execução das orientações das instâncias superiores do Estado para os hidrocarbonetos e tem como atribuições assistir o Governo na definição das políticas para o setor petrolífero, negociar e celebrar mediante autorização do Governo e em nome e representação do Estado contratos de pesquisa e exploração de hidrocarbonetos, emitir pareceres sobre os estudos de o impacto ambiental estimular a pesquisa e adopção de novas tecnologias, organizar e consolidar as informações de reservas nacionais de petróleo e gás natural, organizar e manter as informações e dados técnicos relativos às actividades da indústria petrolífera, promover estudos visando à delimitação de blocos na zona económica exclusiva, realizar licitações públicas para concessão de blocos na zona económica exclusiva e fiscalizar os contratos de pesquisa e exploração, bem como todas as actividades integrantes da indústria petrolífera e aplicar sanções previstas nas leis, regulamentos ou contractos.



## 5- GEOLOGIA REGIONAL DO GOLFO DE GUINÉ

O Golfo de Guiné é uma das províncias de hidrocarboneto mais prolíficas do mundo. Intensos esforços de exploração durante os últimos 35 anos ao redor do Delta de Níger em particular conduziu a uma sucessão de descobertas significantes, no Bonga, Agbami/Ekoli na Nigéria e no Akpo, Zafiro e Alba em Guiné Equatorial.

O Delta de Níger é da idade (Paleogeno Recente), e trata-se de um delta dominado por onda situado no Golfo de Guiné e que se estende até a JDZ do norte. Depois do *rift* do atlântico no Mesozóico, a sedimentação começou com o acumulo depósitos no Albiano. Sedimentos esses que preencheram a calha de Benue, antes de Eoceno recente os sedimentos começaram a progradar pelo declive continental existente no mar profundo. Progradação marinha teve a sua continuidade no Eoceno estendeu em toda margem continental para sua posição atual. O prisma sedimentar total, é de uma área de cerca 140.000 km<sup>2</sup>, tem uma espessura estratigráfica máxima de aproximadamente 12 km. A Zona de Desenvolvimento em comum está entre Latitudes 1 e 3 nortes e longitudes 4 e 8 leste do Golfo de Guiné. Cobre uma área de 34.548 km<sup>2</sup> com lâmina d água que variam de aproximadamente 1500m na parte do norte do JDZ para mais de 4000m a seu setor sudoeste (Figura7).

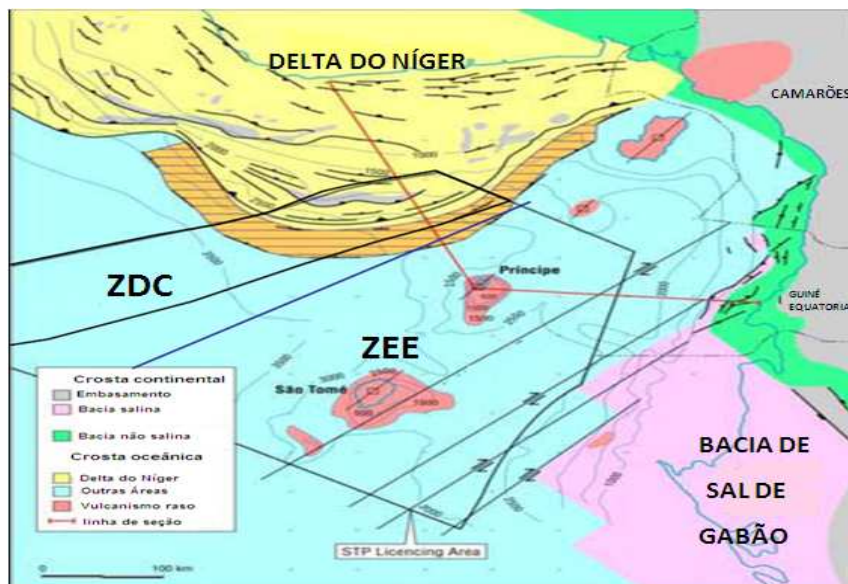


Figura 7: Mapa ilustrando a zona de desenvolvimento exclusivo e a zona conjunta com a Nigéria.

Fonte: (ANP-STP), APPEX Conference London, First Licensing Round, 2009. Modificado.

No estágio inicial de abertura do Atlântico Sul, junções tríplices foram desenvolvidas ao longo do *rift* e, no decorrer da evolução tectônica, um dos braços das junções era abortado, enquanto que os outros dois braços continuavam a se desenvolver. O braço abortado deu origem aos denominados aulacógenos (Bacia do Recôncavo e o Estreito (*trough*) de Benue-Abakaliki).

Na região do Estreito de Benue-Abakaliki, as zonas de fratura oceânicas do Cretáceo possuem extensões no continente africano, estando conseqüentemente articuladas com o arcabouço estrutural da área emersa. Estas zonas de fratura marcam os limites falhados do rift. O controle das zonas de fratura oceânicas é nítido quando se observa a imagem batimétrica e altimétrica da região do Golfo da Guiné.

O estágio rift no Estreito de Benue-Abakaliki persistiu até meados do Cretáceo, sendo interrompido devido a uma inversão da bacia durante o Santoniano.

Neste contexto de ruptura continental, foi desenvolvida a província petrolífera do Delta do Niger. Inicialmente, o *rift* foi preenchido por depósitos do Cretáceo. No final do Eoceno, o delta começou a ser construído sobre a margem continental. A sedimentação deltaica teve início durante o Oligoceno, enquanto que a atual forma começou a se estabelecer durante o Mioceno. Após o processo de *rift*, o tectonismo gravitacional se tornou o principal agente deformacional, com os folhelhos móveis introduzindo deformação interna devido à carga deltaica sobreposta.

As progradações propiciaram a formação de uma espessa sucessão de sedimentos marinhos e marinhos marginais que continuam a ser depositados até os dias de hoje. O pacote sedimentar moderno possui espessura de até 12 km e cobre uma área de aproximadamente 140.000 km<sup>2</sup>, compreendendo dois lobos principais. O primeiro foi construído na direção leste e o segundo na direção sul. As áreas fontes dos sedimentos seriam as rochas cristalinas das terras altas do complexo do embasamento da Guiné, sedimentos do Cretáceo e do Terciário oriundos destes complexos e materiais derivados das zonas vulcânicas de Camarões.

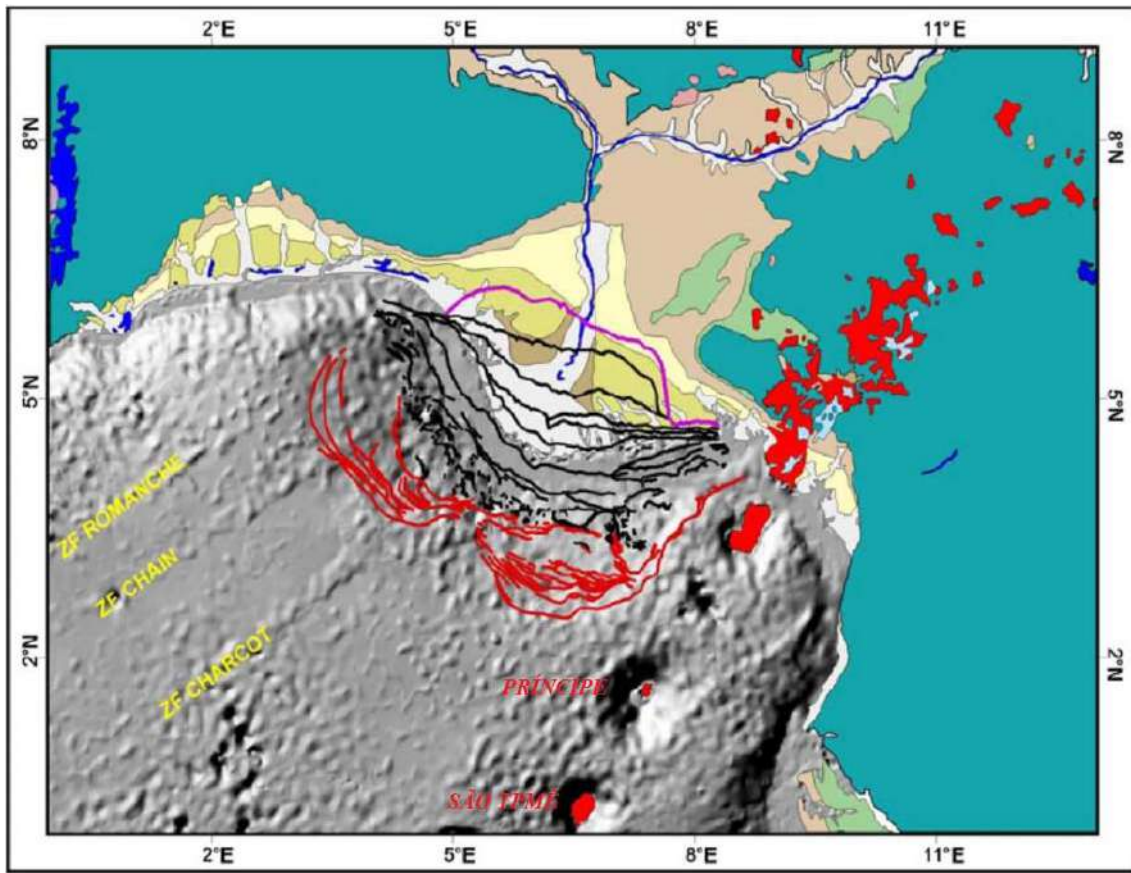


Figura8: Mapa geológico e estrutural integrado à imagem batimétrica sombreada de sudeste (132° de azimute e 53° de elevação) do Delta do Níger.

Fonte: (Roriz, 2006).

A província petrolífera do Delta do Níger no limite *offshore* da província é definido pela linha vulcânica de Camarões, a leste. O limite oeste é definido pela zona de fratura oceânica de Romanche, que separa o Delta do Níger da Bacia de Dahomey. O limite sul da província é definido pela isópaca de 2000 metros e pela isóbata de 4000 metros na região sul e sudeste onde a espessura sedimentar é maior que 2000 metros (RORIZ, 2006).

### 5.1 Evolução tectono-estratigráfica do Delta do Níger

O pacote sedimentar depositado no Estreito de Benue-Abakaliki pode ser dividido em quatro unidades geológicas principais, quais sejam: depósitos do Cretáceo, Formação Akata, Formação Agbada e Formação Benin. As três últimas fazem parte da seção terciária do Delta do Níger.

Os depósitos do Cretáceo depositados onde, hoje, é o Delta do Niger, só podem ser extrapolados a partir das seções expostas na Bacia de Anambra, localizada a nordeste. Do Campaniano ao Paleoceno, a linha de costa na Bacia de Anambra era côncava. A interação entre esta paleolinha de costa e as correntes oceânicas atuantes na região resultou, durante as transgressões marinhas, em uma sedimentação deltaica dominada pela ação de marés. Em períodos de regressões marinhas, a sedimentação deltaica passava a ser dominada pela ação de rios, (RORIZ, 2006).

Na porção distal da bacia ocorria uma sedimentação marinha com a deposição de folhelhos negros ricos em carbono orgânico, relacionados a um evento anóxico global durante o Neo-Cretáceo.

Os folhelhos marinhos da Formação Akata (Paleoceno ao Recente) estão presentes na base da sequência terciária. Na porção superior desta formação, também ocorrem depósitos turbidíticos (típicos de depósitos de leques de mar profundo). Segundo alguns autores, a Formação Akata foi depositada durante os períodos de mar baixo, quando a matéria orgânica terrestre e argilas foram transportadas para águas profundas, onde o ambiente era de baixa energia e deficiente em oxigênio. A espessura desta formação pode atingir 7000 metros. Sua presença pode ser observada por todo o delta, onde se encontra sob condições de alta pressão, tornando-se móvel. O excesso de pressão, o grau de compactação e o soterramento são os fatores que controlam a mobilidade do folhelho, e não o tipo de argila. Vários mecanismos foram sugeridos para explicar a geração de pressão anômala de fluidos nos poros das rochas durante o soterramento. Os dois principais são: (A) Desidratação durante a transição entre esmectita e ilita; (B) A geração de hidrocarbonetos, em particular a transição de óleo para gás. Este último, provavelmente, é o processo mais importante para a geração do excesso de pressão. (RORIZ, 2006).

A Formação Agbada é recoberta por depósitos aluviais e de planície costeira da Formação Benin (final do Eoceno Superior ao Recente). Esta formação pode atingir até 2000 metros de espessura. A carga deltaica depositada acima dos folhelhos móveis da Formação Akata introduziu deformações internas nestas duas unidades (Agbada e Benin). Alguns autores individualizaram uma série de províncias tectônicas ao longo do Delta do Niger, a saber: província de falhas de crescimento sintéticas, província de falhas de crescimento antitéticas, província de diápiros, província de empurrões de diápiros e província de empurrões e dobramentos, (RORIZ, 2006).

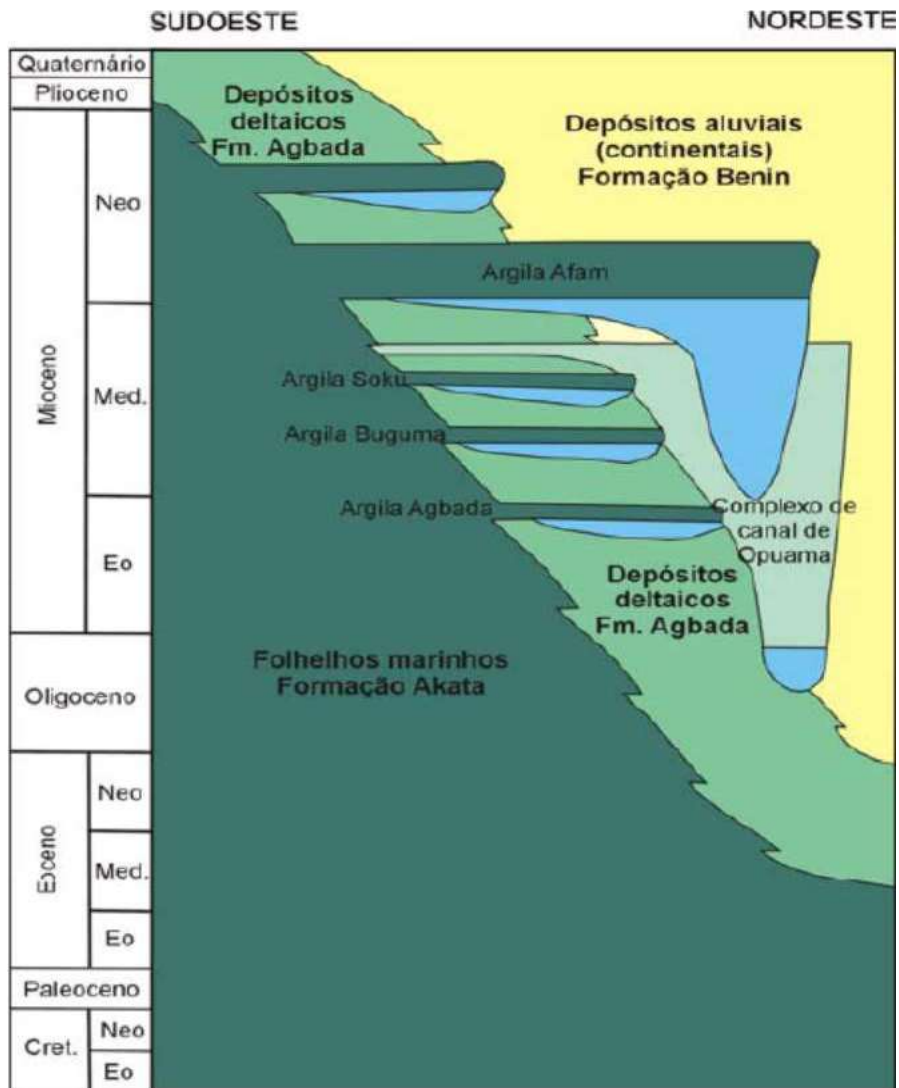


Figura 9: Carta estratigráfica da sequência terciária do Delta do Níger.

Fonte: (Roriz, 2006).

## 5.2- Sistemas petrolíferos do Delta do Níger

Foram definidos três sistemas petrolíferos no Delta do Níger, a saber: Eo-Cretáceo, eo-Cretáceo – Eo-Paleoceno e Terciário. No primeiro deles Eo-Cretáceo, a rocha geradora de origem lacustre foi identificada no poço Ise-2, perfurado na Bacia de Dahomey. Uma exsudação de óleo biodegradado, presente em arenitos betuminosos localizados próximo ao flanco norte do embasamento da Bacia de Dahomey, possui a mesma assinatura geoquímica que o óleo identificado neste poço.

Apesar de este sistema ter sido definido primeiramente na Bacia de Dahomey, o mesmo pode estar presente na seqüência sedimentar depositada dentro do rift de Benue-Abakaliki.

No segundo (Neo-Cretáceo – Eo-Paleoceno, a rocha geradora de origem marinha foi identificada no poço Epiya-1, perfurado na porção *offshore* do Delta Níger, esta rocha geradora (Neo-Cretáceo) também foi identificada ao longo de afloramentos na margem leste do Delta. Embora este sistema petrolífero seja muito importante para a geração de óleo em várias bacias do oeste africano, nenhuma grande acumulação de hidrocarbonetos foi identificada na região proximal do Delta do Níger. Porém, vários autores, acreditam que, na região de águas mais profundas, este sistema petrolífero pode ser a maior fonte para a geração de hidrocarbonetos líquidos (RORIZ, 2006).

Por último, e mais importante, temos o sistema petrolífero Terciário do Delta do Níger, conhecido também como sistema petrolífero Akata-Agbada. A geradora deste sistema (Eoceno Médio - Plioceno) é de origem deltaica e foi identificada no poço Aroh-2. Tal sistema petrolífero seria responsável por quase toda carga de hidrocarboneto gerado no delta. A rocha geradora deste sistema tem potencial para gerar óleos leves e normais, bem como menores quantidades de gás (RORIZ, op.cit).

Os reservatórios de hidrocarbonetos na porção extensional do complexo deltaico são principalmente arenitos e areias inconsolidadas dentro da Formação Agbada. Em média, estes reservatórios possuem 15 metros de espessura, sendo que apenas 10% deles ultrapassam 45 metros. Os reservatórios mais importantes são barras em pontais de canais distributários e barras de barreiras costeiras (coastal barrier bars) cortadas por canais preenchidos por areias. A variação lateral nas espessuras destes reservatórios é fortemente controlada pelas falhas de crescimento, visto que os reservatórios espessam na direção do bloco baixo.

Já na região das águas profundas, as maiores acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em lobos turbidíticos arenosos dentro dos folhelhos marinhos. Segundo os autores, os depósitos turbidíticos foram depositados durante os períodos de mar baixo.

No Delta do Níger, as rochas selantes são intercalações de folhelho dentro da Formação Agbada, representadas por: clastos de folhelhos ao longo de planos de falha; falhamentos colocando as unidades selantes contra os reservatórios arenosos; selos verticais. Na figura abaixo é possível observar estruturas com múltiplas falhas de crescimento, estruturas com falhas antitéticas e estruturas com cristas colapsadas (RORIZ, 2006).

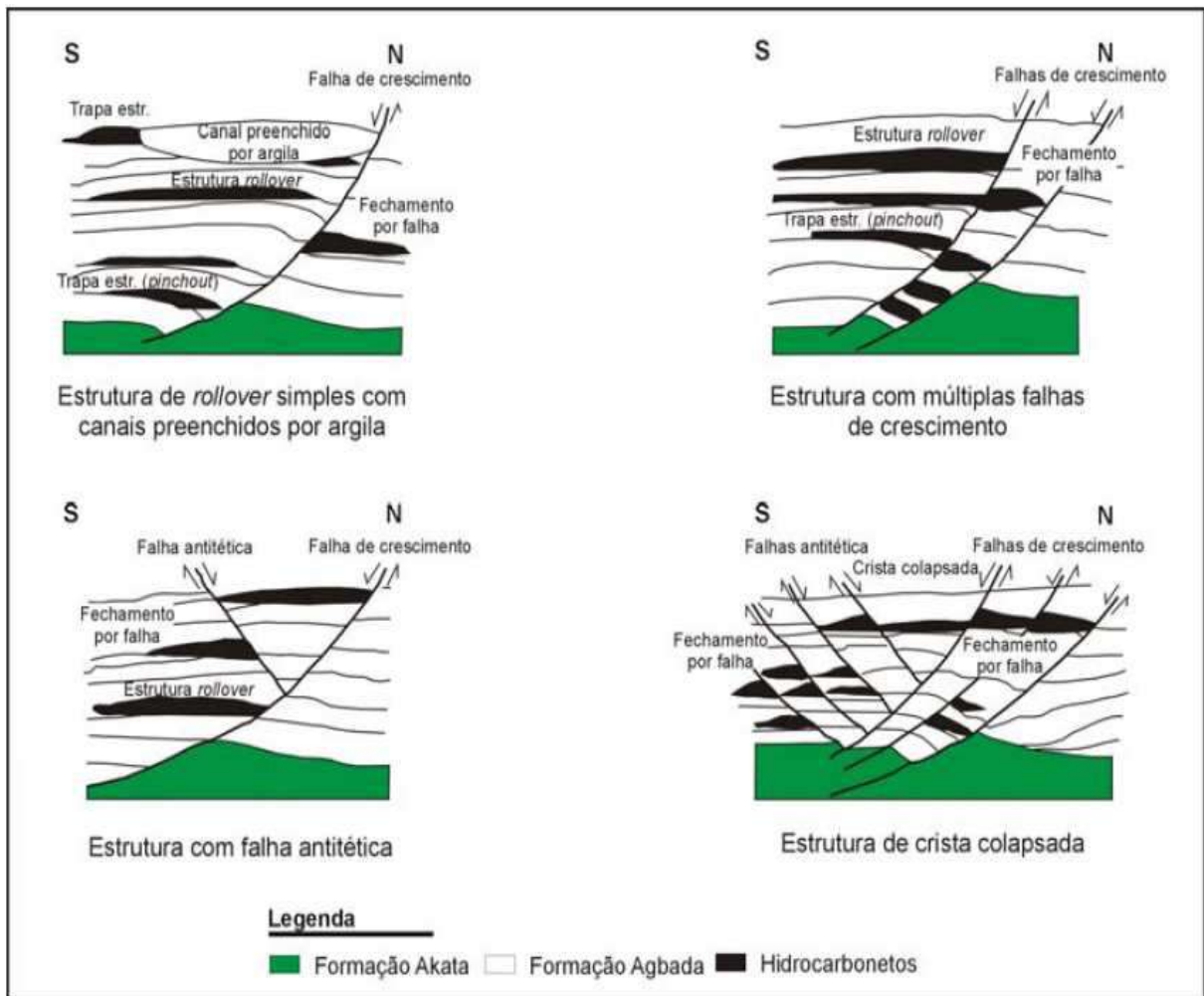


Figura 10: Exemplos dos tipos de prospectos encontrados no domínio extensional do Delta do Niger.

Fonte: (Roriz, 2006).





Em termos de ordenamento jurídico de áreas econômicas de S. Tomé e Príncipe, podem considerar-se três províncias: Zona de Desenvolvimento Conjunto (JDZ); Zona Econômica Exclusiva (ZEE); *Onshore* nas ilhas de São Tomé e Príncipe (STP).

Em termos de áreas e concessões, a ZEE corresponde essencialmente ao sistema petrolífero cretáceo, enquanto a JDZ se insere na parte terminal do Delta do Níger e respectivo sistema petrolífero terciário.

A formação oceânica começou no Aptiano, e a espessura de sedimentos do Cretáceo e do Terciário foi depositada sobre o fundo oceânico em desenvolvimento. O fim do contacto entre os continentes em migração verificou-se no final do Santoniano. O vulcanismo, iniciado no fim do Turoniano, associado à expansão da crosta oceânica continuou ativo até o fim do Terciário, formando arquipélagos vulcânicos e bancos submersos. Do Oligocénico ao Miocénico houve formação da porção insular do alinhamento vulcânico dos Camarões. (Os diversos centros vulcânicos refletem atividade magmática em região intraplaca, desde há 31 Ma (ilha do Príncipe) até um período recente, a 1 Ma na ilha do Bioko, Teisserenc et. al. 1990), (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

A história estratigráfica do preenchimento desta bacia pode ser dividida em secções “pré-rift” (Proterozóico Superior-Jurássico Superior); secção “sin-rift” (Jurássico Superior-Cretácico Inferior); secção “pós-rift” (Cretácico Superior-Holocénico).

A secção “pré-rift” incorporou diversas fases de falhas e dobramentos, constituindo bacias intracratônicas nas quais foram depositados sedimentos continentais clásticos de idades Carbonífera a Jurássica Superior (Teisserenc and Villemin, 1990).

A secção “sin-rift” está associada à geração de uma série de sub-bacias do tipo horst-graben assimétricas, de direção paralela à linha de costa atual, nas quais se depositaram espessas sequências de sedimentos fluviais e lacustres. A deposição na secção “pós-rift” fez-se em dois regimes distintos: unidades transgressivas consistindo de rochas clásticas e carbonatadas de plataforma, seguidas de unidades progradacionais ao longo da margem continental e unidades de águas profundas. O Terciário é dominado por sedimentação marinha progradacional incluindo o desenvolvimento do Delta do Níger.

A plataforma carbonatada consiste de extensas unidades cíclicas bati-decrescentes de calcários oolíticos e calcarenitos, sobre as quais se depositaram argilitos e margas de origem marinha, ricos em matéria orgânica (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

A evolução geral da geologia de São Tomé e Príncipe, incluindo as suas áreas no *offshore*, encontram-se registrada no preenchimento sedimentar da Bacia do Golfo da Guiné e intimamente associada à abertura do Atlântico Sul, desde o final do Jurássico até final do Cretáceo, com magmatismo intra-placa oceânica originando as ilhas do arquipélago já no Terciário.

Nesta região merece ainda destaque a presença do Delta terciário do Níger, com os seus sucessivos prismas deposicionais. A região *off-shore* de São Tomé e Príncipe apresenta características de evolução geológica similares a outras áreas adjacentes com sistemas petrolíferos bem reconhecidos e mesmo já em exploração (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

### **6.1 Dados exploratórios regionais**

A situação existente no *offshore* de São Tomé e Príncipe pode ser comparada à das ilhas vizinhas do alinhamento vulcânico dos Camarões, englobando duas diferentes províncias: a Província da Delta do Níger (PDN) e a Província Costeira do Centro-Oeste Africano, as quais se encontram separadas pelo eixo vulcânico dos Camarões.

O Terciário do Delta do Níger encontra-se dividido em três formações: Akata, Agbada e Benin tendo como rochas geradoras: Argilitos xistosos da Formação Akata, Argilitos xistosos da base da Formação Agbada e as rochas reservatório são de idades compreendidas entre o Eoceno e o Plioceno. Arenitos, predominantemente da Formação Agbada, (espessuras 15 metros até 45 metros).

Existem várias armadilhas e selos e a maior parte delas é de origem estrutural, apesar de as de origem estratigráfica também serem comuns.

Existem sinais encorajadores provenientes de informações sísmicas indicando que as armadilhas podem ter sido desenvolvidas sob corpos discretos de areia, armadilhas estratigráficas ou estruturas anticlinais associadas a características básicas.

A densidade dos dados sísmicos é, contudo insuficiente para localizar as dimensões laterais destas possíveis armadilhas. Mais sísmicas 2D serão necessárias em algumas áreas, enquanto sísmicas 3D poderão ser exigidas para mais tarde delinear prospectos interessantes. O número das possíveis armadilhas petrolíferas identificadas através de dados sísmicos conhecidos da ZEE não parece ser minimamente comparável com a parte nordeste da ZDC. Nem tão pouco as armadilhas são tão convincentes como as do nordeste da ZDC. As

incertezas relacionadas com o carácter e a geometria das possíveis armadilhas fazem a ZEE ser mais arriscada do que os sedimentos a volta das águas profundas no *offshore* do Gabão e da Nigéria. (SP EM RDSTP, 2008).

Os argilitos xistosos da Formação Agbada aparecem intercalados entre si. Unidades argilíticas com as quais as rochas reservatórios estão justapostas devido a falhas.

O sistema petrolífero da Província costeira do Centro-Oeste Africano corresponde ao preenchimento mesozoico das bacias constituintes da mesma. (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

A extensão da rocha geradora do período de Cretácico, situado na zona leste da ZEE, é considerada muito promissora. A espessura total dos sedimentos sugere a existência de potencial rocha geradora madura.

A presença de argilitos xistosos e arenitos no Terciário poderão constituir um sistema petrolífero, caso se verifique a maturidade das primeiras.

Como rochas geradoras tem-se os argilitos xistosos e os calcários ricos em matéria orgânica de origem lacustre, da secção *sin-rift* (entre o Neocomiano e o Aptiano Inferior) e da secção *pós-rift* (entre o Albiano e o Senoniano), (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

As amostras de perfuração e estudos sísmicos apontam para a presença de espessas sequências de sedimentos contendo substâncias ricas a moderadamente ricas em rochas geradoras de petróleo (SP EM RDSTP, 2008).

Rochas reservatório tem-se da secção *sin-rift* os arenitos de origem fluvial e lacustre, secção *pós-rift* tem-se arenitos e rochas carbonatada (calcários oolíticos).

A intensa estruturação associada à abertura do Atlântico, a par do diapirismo associado à movimentação terciária do sal aptiano, promoveu a geração de abundantes armadilhas estruturais (blocos de falha, rollovers e/ou estruturas anticlinais), assim como de armadilhas estratigráficas (truncaturas e/ou unidades compactas de arenitos relacionadas com falhas de crescimento, com argilitos xistosos como selos (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

Há evidência direta de sequência de rochas arenosas nos poços perfurados à volta das águas profundas do Gabão e da Nigéria. Embora os sedimentos arenosos tenham sido encontrados, é ainda incerto se estas se prolongam até ZEE. Se for assim, são ainda incertos quão longe os mesmos poderão estender e em que forma, dimensões, e características.

Existem também provas de existência de sedimentos arenosos nos poços *On-Shore*, perfurados em STP. As características desses sedimentos bem como as suas qualidades como rochas reservatórias não estão compreendidas nesta fase e requerem mais investigações.

A evidência sísmica indica variações diversas no carácter de sedimentos na sequência sedimentar da ZEE. Isto indica que areias podem ocorrer a vários níveis nos sedimentos. Também a dimensão e a qualidade do depósito dessas areias não podem ser averiguadas apenas com evidências sísmicas. Será necessário a perfuração para testar estas indicações (SP EM RDSTP, 2008).

O principal hidrocarboneto que aguenta reservatórios no Golfo de Guiné acontece dentro de sucessões de pós-*rift*. Sedimentação de pós-*rift* no Golfo de Guiné é dominada por dois sistemas de rio principais, o Ogouée e o Níger. O Delta de Ogouee representa fonte de sedimento provável para o ZEE desde o Cretáceo Superior, com o Delta de Níger que provê uma fonte de sedimento extra à região (entretanto até que ponto ainda é uma questão de algum debate), (RAMOS e EZEQUIEL, 2008).

## 7- PERSPECTIVAS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS EM SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE

A Zona Económica Exclusiva de São Tomé e Príncipe é uma província petrolífera de alto custo, águas profundas (mais de 2.400m) pelas perspectivas identificadas pelo British Geological Survey (BGS). Os custos operacionais e de capital combinados são de \$20 por barril produzido no caso de um campo de 100 mmbbl, e não são nunca inferiores a \$11/bbl produzido, mesmo para os campos credíveis de maior dimensão. (AUPEC, 2007).

Adicionalmente, o BGS avaliou uma hipótese, relativamente pequena de encontrar petróleo, tendo uma média de 8.4% nas 18 perspectivas identificadas. Aos custos de exploração e avaliação assumidos, isto adiciona um custo de descoberta aproximado de \$14/bbl para um campo de 100 mmbbl.

Apesar destes custos e probabilidade de sucesso, as reservas potenciais são suficientemente grandes para gerar resultados económicos atrativos. Foram avaliados cinco casos de reservas recuperáveis (100, 250, 500, 1300 e 4800 mmbbls), cada um destes correspondendo a uma faixa de probabilidade de 20% da distribuição da reserva possível segundo uma base logarítmica.

As reservas recuperáveis P50 das 18 perspectivas identificadas confirmam a presença da esperada distribuição logarítmica normal. A um preço de petróleo de \$35/bbl e ao longo de toda a faixa de custos de desenvolvimento avaliada (\$3 a \$9) todos os cinco campos geraram taxas internas de rendimento, em termos reais, antes de impostos, acima dos 15% ao ano, e apenas um caso estava abaixo desse valor, (100 mmbbls a \$9/bbl). Os três campos menores têm taxas internas de rentabilidade, antes de impostos, particularmente altas nos seus custos de desenvolvimento mais prováveis (PATRCG – MPF, 2007)

Os valores actuais líquidos, antes de impostos, para o desenvolvimento, descontados a 10%, em termos reais, até meados de 2013, e a \$35/bbl (preços dos meados de 2007) e o custo de desenvolvimento mais provável para cada campo, foram em termos de dólares, por barril de reservas recuperáveis, aproximadamente 7.5, 10.5, 11.5, 7 e 5.5 para os campos de 100, 250, 500, 1300 e 4800 mmbbl respectivamente (AUPEC, 2007).

Campos	100	250	500	1300	4800
Custo USD/bbl	7.5	10.5	11.5	7	5.5

A ZEE de STP é uma região fronteira para a exploração de petróleo, no que diz respeito à profundidade da água, ao espaçamento, geralmente grande, que se observa nas linhas sísmicas existentes, e a outras fontes de incertezas (AUPEC, 2007).

A falta de transparência no processo orçamentário de países dependentes de petróleo tem profundas implicações. Por exemplo, baixos níveis de transparência podem levar a uma gestão pobre da abundância de recursos no médio e longo prazo. Esta é uma séria preocupação em países como São Tomé e Príncipe.

O Governo de São Tomé e Príncipe assinou contratos confidenciais com empresas petrolíferas que lhes concedem direitos preferenciais não competitivos relativos a blocos situados na zona económica exclusiva (ZEE). Existe uma desconfiança significativa por parte do público e falta de informação de fácil acesso pelo público sobre a situação actual destes contratos, e não foram divulgados publicamente quaisquer esforços no sentido de renegociá-los.

A exploração de petróleo em São Tomé e Príncipe produzirá um impacto profundo na sociedade são-tomense, trazendo consigo expectativas ilimitadas – oportunidades de emprego, novos mercados, melhorias dramáticas nas infraestruturas e serviços – criando perspectivas muito promissoras para a Economia, não somente ao nível do sector das indústrias petrolíferas, como também dos outros sectores estruturantes do sistema económico e, por reflexo, os seus efeitos serão induzidos por todos os sectores da vida económica, social e política do país (PATRCG – MPF, 2007).

### **7.1- Incorporação de bens e serviços nacionais**

A incorporação de bens e serviços e produtos nacionais deverá constituir uma prioridade no fornecimento de bens à actividade petrolífera e seus serviços de apoio, e ser garantida também em termos do “local content” a definir. Esta política permitirá um alargamento da cadeia de valor da actividade petrolífera ao estendê-la tanto quanto possível às sucessivas cadeias de fornecimento a montante, dinamizando de uma forma consideravelmente mais vasta a economia do país ao envolver os vários sectores de actividade referidos, como por exemplo, a agricultura e pescas e as indústrias transformadora, nomeadamente agro-industrial, e extrativa.

Os mecanismos de apoio de nível legal, fiscal e financeiro definidos para as empresas que prestem serviços e fornecimentos directos às operadoras devem, conseqüentemente, estender-se e enquadrar também as empresas fornecedoras de produtos e serviços a estes fornecedores directos. (PATRCG – MPF, 2007).

O objetivo último desta lógica é o de ter empresas são-tomenses, incorporando produtos, matérias-primas e recursos produtivos são-tomenses, a fornecerem as operadoras. Para tal, avaliadas e definidas as actividades passíveis de integrar o “*local content*”, será necessário estipular critérios, padrões e *standards* qualitativos que cumpram escrupulosamente as necessidades das operadoras, e lançar concursos públicos de fornecimento. O grau de incorporação de bens e serviços são-tomenses deverá constituir, conseqüentemente, um critério de avaliação de peso no processo de seleção destas.

Apesar das fragilidades diagnosticadas nos sectores agrícola e industrial, o país terá decerto condições para produzir com os padrões exigíveis de qualidade e quantidade diversos bens de consumo, ultrapassados que sejam os condicionalismos ao nível das infraestruturas, dos equipamentos produtivos e know-how, e da situação financeira precária de muitas empresas. O sector agro-pecuário e das pescas, e, a jusante, da indústria agro-alimentar, são, à priori, os que melhor se perfilam nesse sentido, atendendo às características produtivas nacionais. (PATRCG – MPF, 2007).

## **7.2- Eficiência e eficácia da Administração Pública**

Um ambiente de estabilidade política e institucional é fator determinante e condição fundamental de sucesso para a participação das empresas são-tomenses na cadeia de valor do petróleo, seja pela capacidade negocial que confere ao Governo na negociação do “*local content*” junto das Operadoras, seja por via da capacidade de implementação continuada de políticas e medidas que é potenciado.

A prática da Boa Governança reflectir-se-á na capacidade da sociedade em capitalizar os benefícios da actividade petrolífera, constituindo um importante fator crítico de sucesso. A transparência de processos e a modernização da Administração Pública serão, pois fatores chave para o reforço da competitividade das empresas. (PATRCG – MPF, 2007).

Nesse sentido, a Reforma do Estado é tarefa abrangente cujo contributo compete a todos os órgãos de soberania assim como à sociedade civil através dos seus órgãos representativos, com vista a garantir: A estabilidade política e o reforço da autoridade do Estado;

A reestruturação do aparelho do Estado, a reorganização e modernização da Administração Pública e o melhoramento da gestão da Coisa Pública, da qualidade dos serviços públicos, e da facilidade do acesso a esses serviços; A adequação da divisão político-administrativa; A adaptação das estruturas e dos órgãos de poder local; A descentralização dos serviços na perspectiva da sua aproximação aos cidadãos; O equacionamento correcto das questões emergentes do processo de reforma fundiária; A diversificação da economia;

A promoção do uso de novas tecnologias, e de uma cultura de disseminação de informação e de participação; O reforço da função de regulação e controle. (PATRCG – MPF, 2007).

Sendo certo que o sistema socio-político, económico e cultural de São Tomé e Príncipe assenta em bases democráticas, é necessário:

- Consolidar o processo democrático através do envolvimento e participação dos diferentes actores da Sociedade;
- Promover o diálogo e a concertação com todos os parceiros; Conferir maior transparência às ações governativas;
- Promover a prestação e divulgação de contas;
- Criar um clima saudável e propício ao desenvolvimento do sector empresarial;
- Acelerar a reforma fiscal;
- Melhorar a coordenação e gestão da ajuda externa através de apresentação regular de relatórios;
- Proceder a uma reforma profunda do sistema judiciário. (PATRCG – MPF, 2007).

### **7.3- Reenquadramento legislativo e regulamentar geral e específico ao sector petrolífero**

Os constrangimentos e debilidades, de vária ordem, que caracterizam as empresas são-tomenses, conjugados com a elevada exigência técnica e tecnológica da indústria petrolífera, apontam inevitavelmente à priori para um domínio das grandes empresas petrolíferas, sendo conseqüentemente crucial agir legislativamente por forma a proteger os interesses são-tomenses. As expectativas geradas pela extração do crude contribuem para a atracção de



novos operadores estrangeiros, não apenas da indústria petrolífera, mas de diversificadas áreas da actividade económica, interessados no potencial do mercado são-tomense, operadores esses que, pelos seus recursos e experiência, concorrem em condições vantajosas face às empresas locais. Numa perspectiva de promoção das empresas e mão-de-obra nacionais, que acautele de uma forma efectiva os seus interesses, afigura-se necessária à criação de um quadro de sustentabilidade legal do exercício dos direitos constitucionalmente tutelados, com os mecanismos de protecção adequados. (PATRCG – MPF, 2007).

Cabendo ao Estado garantir a todos o direito ao trabalho, aqui entendido no seu sentido lato, ou seja, incluindo o direito ao exercício de qualquer actividade económica remunerada, e assegurar a igualdade de oportunidades, faz sentido que medidas sejam adoptadas com este objetivo em mente, uma vez que a desigualdade de recursos, financeiros, técnicos e humanos se traduz numa séria dificuldade de intervenção, ou mesmo exclusão por incapacidade.

O Pacto Internacional sobre direitos económicos, sociais e culturais, no seu nº 3 do artigo 2.º, consigna a possibilidade dos Estados em vias de desenvolvimento, como é o caso de São Tomé e Príncipe, poderem determinar em que medida estes Estados garantirão os direitos económicos a não nacionais. (PATRCG – MPF, 2007).

Esta norma, aparentemente discriminatória, visa essencialmente proteger as pessoas físicas ou colectivas nacionais, reservando-lhes oportunidades de participação em determinadas actividades económicas. A aplicação desta normativa através da inclusão, na Lei quadro da indústria petrolífera, na Lei quadro das receitas petrolíferas, no Decreto-Lei sobre o regime franco e respectivo Código, no Decreto-Lei sobre as sociedades anónimas *offshore* e no Decreto-Lei sobre as actividades bancárias *offshore*, de normas que viabilizem as empresas nacionais condições para a prestação de serviços de apoio logístico às operações das empresas petrolíferas, revela-se, portanto, crucial.

As conseqüentes e pertinentes alterações legislativas conduzirão ao estabelecimento de normas regulamentadoras que potenciarão a participação das empresas nacionais, desde que salvaguardados os requisitos, nomeadamente de preços, qualidade e prazos. (PATRCG – MPF, 2007).

## 8. CONCLUSÕES

A República Democrática de São Tomé e Príncipe é a proprietária de todas as jazidas de hidrocarbonetos líquidos e gasosos existentes no subsolo do espaço terrestre e sob o território marítimo formado pelo mar territorial.

Em São Tomé e Príncipe, a aprovação dos contratos petrolíferos (Contrato de partilha de produção ou Contrato de concessão) é definida pela Agência Nacional de Petróleo (ANP-STP).

A ZEE de STP é uma região fronteira para a exploração de petróleo, no que diz respeito à profundidade da água, ao espaçamento, geralmente grande, que se observa nas linhas sísmicas existentes, e a outras fontes de incertezas.

Receitas de petróleo são voláteis e finitas, o que argumenta a favor de maior transparência para assegurar que esta dívida da fortuna seja aplicada em propósitos de desenvolvimento. Uma vez que a extração de petróleo pode levar ao esgotamento da fonte de recursos, os governos em países dependentes de recursos precisam estar preparados para substituir as receitas de produção e exportação de recursos naturais por outras fontes de renda.

Considerando o diagnóstico do sector empresarial são-tomense e a análise dos fatores estratégicos determinantes para a integração das empresas são-tomenses na cadeia de valor do petróleo, como forma de reverter em benefício do país, sua economia e população, apontam-se os objetivos estratégicos como, a participação efetiva do “Local Content” na cadeia de valor do petróleo.

Uma taxa de 20% em ano cruzeiro de exploração é considerada uma taxa de significativo sucessivo; desenvolvimento de outros clusters com ligações indiretas à cadeia de valor do petróleo; garantir a sustentabilidade do sector empresarial para além do horizonte temporal do sector petrolífero.

Com esta estratégia pretende-se promover o desenvolvimento da economia são-tomense, com a melhoria das condições de vida das populações e defesa do meio ambiente. Para a concretização destes objetivos estratégicos, são propostas linhas de ação Estratégica (LAE). No âmbito de cada LAE são apresentadas as respectivas ações estratégicas, que no seu conjunto formam o Plano de Ação Estratégico (PAE).

Segundo ANP-STP (Agência Nacional do Petróleo S.Tomé e Príncipe) deve iniciar e encorajar investigações sobre a geologia das ilhas para se ajuizar sobre o possível impacto na

criação, migração, retenção e degeneração dos hidrocarbonetos. As autoridades de STP devem estar abertas para propostas sérias das companhias de petróleo competentes e com reputação para a perfuração de poços na terra. O objetivo primário do ponto de vista de São Tomé e Príncipe deve-se estimular o interesse das companhias petrolíferas de modo a levar a cabo as operações petrolíferas *offshore* na zona económica exclusiva (ZEE). As autoridades devem insistir para que nenhuma perfuração seja feita sem a necessária avaliação dos impactos no ambiente e na vida social. As autoridades de STP devem restringir a perfuração a um poço de cada vez.

Uma vez que termos aceitáveis podem ser conseguidos, STP deve licitar o maior número possível de blocos até 2012. Nas próximas rondas, uma tentativa deve ser feita no sentido de adjudicar todos os restantes blocos da primeira e segunda rodada.

Será uma vantagem atrair diferentes companhias de petróleo para operar na ZDC. A variedade de abordagens é a chave para melhorar as oportunidades de descobertas e reduzir os custos.

Tanto quanto possível, a STP deve esforçar-se para distribuir vários blocos em qualquer dos leilões, de modo a testar diferentes tipos de prospectos e aumentar assim as possibilidades do sucesso. Tal abordagem oferecerá também a informação máxima que é necessária para o planeamento de futuros leilões.

Deve-se dar prioridade à distribuição de blocos ao longo da linha de fronteira com a Nigéria por um lado e, a ZEE por outro. Este tipo de concessão de licenças irá facilitar a unitização de quaisquer descobertas capazes de sobrepor estas duas linhas de fronteira. Isto irá também fornecer informações valiosas para a futura exploração da ZEE.

## 9- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP-STP). Política Setorial para petróleo e gás em São Tomé e Príncipe, 06/2006. Boletim nº 1.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP-STP). APPEX Conference London, First Licensing Round, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP-STP). SERVIÇOS DE CONSULTORIA PARA A PROMOÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE EMPRESAS DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE NAS ACTIVIDADES RELACIONADAS COM A INDÚSTRIA PETROLÍFERA, Abril de 2007, Sumário executivo.

AN UNCERTAIN Future Oil Contracts and Stalled Reform in São Tomé e Príncipe, August 2010. [allafrica.com/.../00020213:02845266d087defd198770e663bd0c55.pdf](http://allafrica.com/.../00020213:02845266d087defd198770e663bd0c55.pdf)

AUPEC, 2007. Determinação dos Termos Fiscais para Contratos Petrolíferos nas Offshore de São Tomé e Príncipe. AGOSTO 2007.

ESTRATÉGIA DO SECTOR PETROLÍFERO  
ESTRATÉGIA DO SECTOR PETROLÍFERO  
NA RDSTP

<http://www.anp-stp.gov.st/pt/wp-content/uploads/2009/11/Estrategia-do-Sector-Petrolifero-em-STP.pdf>. Acessado em 13/12/2010

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (FMI); Comunicado de Imprensa por ocasião da Conclusão da Missão do FMI à República Democrática de São Tomé e Príncipe.

<http://www.imf.org/external/lang/portuguese/np/sec/pr/2010/pr10429p.pdf>. Acessado em 13/12/2010

GOVERNO DE STP, PATRCG - MPF; SERVIÇOS DE CONSULTORIA PARA A PROMOÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE EMPRESAS DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE NAS ACTIVIDADES RELACIONADAS COM A INDÚSTRIA PETROLÍFERA, Abril de 2007.

HEUTY A. & CARLITZ R. DEPENDÊNCIA DE RECURSOS E TRANSPARÊNCIA ORÇAMENTÁRIA.

<http://www.internationalbudget.org/files/ResourceDependenceBriefPortuguese.pdf>. Acessado em 23/11/2010

LESSA, C. F. T. M. R. **Sonhar, mas pôr as barbas de molho.** Valor Econômico, 12/01/2011. <http://www.valoronline.com.br/impreso/petrobras/2062/367181/sonhar-mas-por-as-barbas-de-molho>. Acessado em 08/02/2011.

MURDOCK J. Governação de Recursos Naturais em São Tomé e Príncipe: Um Estudo de Caso sobre a Supervisão e Transparência das Receitas Petrolíferas. <http://www.international-alert.org/pdf/Saotomeportuguese.pdf>. Novembro 2009. Acessado em 23/11/2010.

Oil reserves.

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023769&contentId=7044915>.

Acessado em 16/01/2011

RAMOS. E, e FERREIRA. E. GEOLOGIA SEDIMENTAR E POTENCIAL PETROLÍFERO DO OFF-SHORE DE SÃO TOMÉ E PRÍNCIPE, 2008.

RORIZ, C.E; DETECÇÃO DE EXSUDAÇÕES DE ÓLEO UTILIZANDO IMAGENS DO SATÉLITE RADARSAT-1 NA PORÇÃO OFFSHORE DO DELTA DO NIGER, 2006. Geology discussion as presented in STP, April 2007.

RELATÓRIO NACIONAL DE AVALIAÇÃO DA ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DAS MAURÍCIAS, Novembro de 2009, Sumário executivo.

S. DE OLIVEIRA M. M; Avaliação da Disponibilidade Energética da República de São Tomé e Príncipe Estudo da Viabilidade de Instalação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2009. <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-13052010-085753/?&lang=br>  
Acessado em 28/10/2010.