

Tradução Livre

**RELATÓRIO**  
**em**  
**31 DE DEZEMBRO DE 2010**  
**acerca dos**  
**RECURSOS PROSPECTIVOS**  
**atribuíveis a**  
**CERTOS PROSPECTOS e *LEADS***  
**pertencentes à**  
**OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**  
**em vários**  
**BLOCOS LICENCIADOS**  
**BRASIL**

**ÍNDICE**

	<b><u>Página</u></b>
<b>PREFÁCIO.....</b>	<b>3</b>
<i>Escopo da Investigação .....</i>	<i>3</i>
<i>Autoridade .....</i>	<i>4</i>
<i>Fonte de informações .....</i>	<i>4</i>
<b>DEFINIÇÃO de RECURSOS PROSPECTIVOS .....</b>	<b>5</b>
<b>ESTIMATIVA de RECURSOS PROSPECTIVOS .....</b>	<b>8</b>
<i>Avaliação de risco quantitativo e Aplicação da <math>P_g</math> .....</i>	<i>8</i>
<b>RESUMO e CONCLUSÕES .....</b>	<b>10</b>
<b>GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS .....</b>	<b>12</b>

**RELATÓRIO**  
**em**  
**31 DE DEZEMBRO DE 2010**  
**acerca dos**  
**RECURSOS PROSPECTIVOS**  
**atribuíveis a**  
**CERTOS PROSPECTOS e LEADS**  
**pertencentes à**  
**OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**  
**em vários**  
**BLOCOS LICENCIADOS**  
**BRASIL**

**PREFÁCIO**

Escopo da Investigação

Este estudo apresenta estimativas, com data base em 31 de dezembro de 2010, dos recursos prospectivos de petróleo de diversos prospectos e *leads* localizados em diversos blocos licenciados do Brasil. Este estudo está sendo elaborado em nome de OGX Petróleo e Gás Participações S.A (OGX). A OGX atualmente possui diferentes participações nesses prospectos e *leads* de acordo com os respectivos contratos de Exploração e Produção.

A OGX declarou que na conclusão do prazo primário de qualquer fase de exploração e/ou produção atual pretende garantir uma prorrogação da licença ou licença adicional para qualquer acumulação ou prospecto descoberto. A OGX pretende dar continuidade ao desenvolvimento e operação de qualquer prospecto descoberto, sempre que comercialmente viável. Baseado nessas declarações, DeGolyer and MacNaughton incluiu como quantidades potenciais de petróleo certas quantidades que, se descobertas, podem vir a ser produzidas após o vencimento da licença primária atual.

As estimativas de recursos prospectivos apresentadas neste estudo foram elaboradas de acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) aprovado em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, pelo Conselho Mundial de Petróleo, pela Associação Americana de Geólogos de Petróleo e pela Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Essas definições de recursos prospectivos são detalhadamente discutidas na seção Definição de Recursos Prospectivos deste relatório.

Os recursos prospectivos neste estudo são expressos como recursos prospectivos totais e líquidos. Recursos prospectivos são definidos como o petróleo total estimado que seja potencialmente recuperável após 31 de dezembro de 2010. Recursos prospectivos líquidos são definidos como o produto entre os recursos prospectivos totais e as participações da OGX. Os prospectos e *leads* estão localizados em vários blocos licenciados no Brasil.

Os recursos prospectivos aqui estimados são aquelas quantidades de petróleo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda a serem descobertas. Devido à incerteza de comercialidade e a falta de perfuração exploratória suficiente, os recursos prospectivos aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos prospectivos estimados neste estudo não são fornecidos como um meio de comparação com recursos contingentes ou reservas. Neste relatório, 45 potenciais acumulações são classificadas

como prospectos e *leads* para refletir o atual estágio de avaliação técnica, sendo 10 prospectos de óleo em área de exploração Campos, 11 prospectos de óleo em área de delimitação em Campos, 18 prospectos de gás em Parnaíba e 6 *leads* de óleo em Parnaíba em 31 de dezembro de 2010. Prospectos em áreas de delimitação são definidos como tais devido às suas proximidades a acumulações recentemente descobertas pela OGX (recursos contingentes).

Existe a possibilidade de que os prospectos e *leads* não resultem em descobertas e desenvolvimentos bem sucedidos. Nesse caso não haveria receitas futuras. De acordo com o pedido da OGX, não foi realizada análise econômica. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos estimados aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados.

As estimativas de recursos prospectivos devem ser consideradas somente como estimativas que podem modificar-se à medida que informações adicionais são disponibilizadas. Não apenas tais estimativas de recursos prospectivos são baseadas naquelas informações atualmente disponíveis, mas tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à aplicação de fatores de julgamento na interpretação de tais informações.

Estimativas de quantidades de recursos prospectivos não devem ser confundidas com aquelas quantidades associadas a recursos contingentes ou reservas devido aos riscos adicionais envolvidos. As quantidades que poderiam ser de fato recuperadas, caso sejam descobertas e desenvolvidas, podem ser significativamente diferentes das estimativas aqui apresentadas.

#### Autoridade

Este estudo foi autorizado por Paulo Ricardo dos Santos, Gerente Executivo de Exploração da OGX.

#### Fonte de informações

Na elaboração deste estudo, confiamos, sem verificação independente, em informações fornecidas por ou em nome da OGX com relação aos interesses proprietários a serem avaliados, dados de sub-superfície na medida em que sejam pertinentes aos objetivos alvo, prospectos, *leads*, e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos conforme declarados. Este estudo foi baseado em dados disponíveis em 31 de dezembro de 2010.

## **DEFINIÇÃO de RECURSOS PROSPECTIVOS**

Os recursos petrolíferos incluídos neste estudo são classificados como recursos prospectivos e foram preparados de acordo com o PRMS, aprovado em Março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação do Petróleo. Devido à falta de comercialidade ou de perfuração suficiente, os recursos prospectivos aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos petrolíferos são classificados a seguir:

*Recursos prospectivos* – Aquelas quantidades de petróleo que são estimadas, em uma certa data, a serem potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas através de futuros projetos de desenvolvimento.

A estimativa de quantidade de recursos para um prospecto está sujeita a incertezas técnicas e comerciais e, geralmente, deve ser expressa como intervalo de valores. O intervalo de incerteza reflete um intervalo razoável de estimativa de volumes potencialmente recuperáveis. Em todos os casos, o intervalo de incerteza depende da quantidade e qualidade dos dados técnicos e comerciais que estejam disponíveis e pode mudar à medida que mais dados tornam-se disponíveis.

*Estimativas Baixa, Melhor, Alta e Média* – Estimativas de recursos petrolíferos neste estudo são expressas mediante a utilização dos termos estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta e estimativa média para refletir os intervalos de variação da incerteza.

Uma explicação detalhada dos termos probabilísticos usados aqui e identificados com um asterisco (\*) está incluída no Glossário de Termos Probabilísticos no apêndice deste estudo. Para estimativas probabilísticas de recursos petrolíferos, a estimativa baixa apresentada aqui é o volume  $P_{90}^*$  derivado da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 90% de que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, o volume realmente recuperado seja igual ou superior à estimativa baixa. A estimativa melhor (mediana) é o volume  $P_{50}^*$  derivado da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 50% que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, o volume realmente recuperado seja igual ou superior à estimativa melhor (mediana). A estimativa alta é o volume  $P_{10}^*$  derivado da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 10% de que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, o volume realmente recuperado seja igual ou superior à alta estimativa. O valor esperado\* (EV), um resultado da análise probabilística, é a estimativa média.

*Incertezas Relativas a Recursos Prospectivos* – O volume de petróleo descoberto através de perfuração exploratória depende do número de prospectos exitosos, assim como do volume que cada prospecto exitoso contém. Previsões confiáveis destes volumes dependem, portanto, de previsões precisas do número de descobertas que são prováveis de serem feitas no caso do portfólio de prospectos completo ser perfurado. A precisão desta previsão depende do tamanho do portfólio e de uma avaliação precisa da probabilidade de sucesso geológico\* ( $P_g$ ).

*Probabilidade de Sucesso Geológico* –  $P_g$  é definida como a probabilidade de se descobrir reservatórios que produzem petróleo a uma vazão mensurável.  $P_g$  é estimada através da quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores

geológicos individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto destas quatro probabilidades ou fatores de risco é computado como  $P_g$ .

Neste estudo, estimativas de recursos prospectivos são apresentadas antes e depois do ajuste pela  $P_g$ . As estimativas de recursos prospectivos totais baseiam-se na soma probabilística dos volumes para o inventário total de prospectos.

A aplicação da  $P_g$  para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados pela  $P_g$  não iguala recursos prospectivos a reservas ou recursos contingentes. Os volumes de recursos prospectivos ajustados pela  $P_g$  não podem ser diretamente comparados ou agregados a reservas e/ou recursos contingentes. Estimativas da  $P_g$  são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade dos dados atualmente disponíveis. A futura aquisição de dados, tais como perfuração adicional ou aquisição sísmica, pode ter um efeito significativo na estimativa da  $P_g$ . Estes dados adicionais não estão limitados à área de estudo, mas também incluem dados de arcabouços geológicos similares ou avanços tecnológicos que poderiam afetar a estimativa da  $P_g$ .

*Previsibilidade versus Tamanho do Portfólio* – A precisão das previsões do número de descobertas que são prováveis de serem feitas é restringida pelo número de prospectos no portfólio de exploração. O tamanho do portfólio juntamente com a  $P_g$  são úteis na medição dos limites de confiabilidade destas previsões. Uma alta  $P_g$ , que indica uma grande chance de descoberta mensurável de petróleo, pode não exigir um portfólio grande para garantir que pelo menos uma descoberta será feita (supondo que a  $P_g$  não mude durante a perfuração de alguns prospectos). Em contraste, uma  $P_g$  baixa, que indica pouca chance de descoberta mensurável de petróleo, pode exigir um grande número de prospectos para assegurar um alto nível de confiança para se fazer mesmo uma única descoberta. A relação entre o tamanho de portfólio,  $P_g$  e probabilidade de um programa de perfuração totalmente mal-sucedido que resulte em uma série de poços não encontrando volumes mensuráveis de hidrocarbonetos é aqui mencionada como a relação da previsibilidade versus tamanho do portfólio\* (PPS). É crucial estar ciente da PPS, já que um programa de perfuração mal-sucedido, que resulte em uma série de poços que não encontrem volumes mensuráveis de hidrocarbonetos, pode afetar adversamente qualquer esforço exploratório, resultando em um valor presente negativo.

Para um grande portfólio de prospectos, a estimativa média do volume de recursos prospectivos ajustada pela  $P_g$  deverá ser uma estimativa razoável do volume de petróleo recuperável encontrado se todos os prospectos forem perfurados. Quando o número de prospectos no portfólio for pequeno e a  $P_g$  for baixa, o volume de petróleo recuperável realmente encontrado poderá ser consideravelmente menor do que indicaria a estimativa média ajustada pela  $P_g$ . Segue-se que a probabilidade de que todos os prospectos sejam mal-sucedidos é menor quando existe um grande inventário de prospectos.

*Etapa de Avaliação Técnica do Prospecto* – Um prospecto, muitas vezes, pode ser subcategorizado baseado na sua etapa corrente da avaliação técnica. As diferentes etapas da avaliação técnica relacionam-se à quantidade de dados geológicos, geofísicos, de engenharia e petrofísicos, bem como à qualidade dos dados disponíveis.

*Prospecto* – Um prospecto é uma potencial acumulação que é suficientemente bem definida para ser um alvo viável para perfuração. Para um prospecto, existem dados e análises suficientes para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar intervalos razoáveis de risco geológico, e parâmetros de engenharia e de petrofísica e estimar os recursos prospectivos.

*Lead* – Um lead é menos bem definido e requer dados adicionais e/ou avaliação para ser classificado como um prospecto. Um exemplo seria um fechamento mal definido, mapeado utilizando dados sísmicos regionais esparsos numa bacia que contenha geração e reservatórios favoráveis. Um *lead* pode ou não ser elevado ao status de prospecto, dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional. Um *lead* deve ter uma  $P_g$  igual ou menor que 0.05 para refletir a incerteza técnica inerente.

*Play* – Um projeto associado com um *trend* de prospectos potenciais em perspectiva, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir *leads* ou prospectos específicos.

## **ESTIMATIVA de RECURSOS PROSPECTIVOS**

As estimativas de recursos prospectivos foram elaboradas através de métodos geológicos e de engenharia padrão, geralmente aceitos pela indústria de petróleo. O método ou a combinação de métodos usados na análise dos reservatórios foram enriquecidos com a experiência em reservatórios semelhantes, etapa de desenvolvimento e qualidade e quantidade de dados básicos.

A análise probabilística dos recursos prospectivos neste estudo considerou a incerteza na quantidade do petróleo que pode ser descoberto e a  $P_g$ . A análise de incerteza considera a variedade de possibilidades de qualquer parâmetro volumétrico existente. As estimativas baixa, melhor, alta, e média de recursos prospectivos foram elaboradas para considerar esta incerteza. A análise de  $P_g$  considera a probabilidade que o prospecto identificado contenha petróleo que produza a uma vazão mensurável.

Métodos probabilísticos padrão foram utilizados na análise de incerteza. Distribuições de probabilidade foram estimadas através de indicativos de porosidade, saturação de petróleo, espessura líquida de hidrocarbonetos, fator de correção geométrica\*, eficiência de recuperação, propriedades de fluido e área produtiva para cada prospecto. Estes indicativos foram preparados baseados em dados conhecidos, analogia, e outros métodos de estimativa padrão, incluindo experiência. As medidas estatísticas que descrevem as distribuições de probabilidade desses indicativos foram identificadas e submetidas a uma simulação de Monte Carlo para produzir estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta e a estimativa média de recursos prospectivos para cada prospecto.

Gás não associado é o gás em condições iniciais de reservatório, sem a presença de petróleo no reservatório. Capa de gás é o gás em condições iniciais de reservatório e em comunicação com uma zona de petróleo subjacente. Gás em solução é gás dissolvido em petróleo em condições iniciais de reservatório. Em acumulações conhecidas, gás em solução e capa de gás são às vezes produzidos conjuntamente e classificados como um todo como gás associado. Entretanto não há certeza se reservatórios em perspectiva serão produtores de gás, de petróleo ou de água. Devido a essa incerteza, volumes de recursos prospectivos são identificados neste relatório como petróleo e gás.

Os volumes potenciais de gás contidos neste relatório não devem ser confundidos com potenciais quantidades comercializáveis de gás potencial, que levaria em conta reduções como descrito acima e somente seria apropriada se o plano de desenvolvimento do operador considerasse a comercialização do gás. Dada a incerteza relacionada aos possíveis mercados de gás, nenhum volume comercializável de gás potencial foi estimado neste relatório.

### Avaliação de risco quantitativo e Aplicação da $P_g$

Indicativos mínimo, modal, e máximo da área produtiva foram estimados através de mapas, dados sísmicos disponíveis e/ou analogia. Indicativos baixo, médio, e alto dos parâmetros petrofísicos (porosidade, saturação de petróleo e espessura líquida de hidrocarbonetos), dos parâmetros de engenharia (eficiência de recuperação e propriedades do fluido) também foram obtidos baseados em dados disponíveis de poços, dados regionais, dados de campos análogos e experiência global. As distribuições de probabilidade individuais de volume líquido de rocha e de parâmetros petrofísicos e de engenharia foram obtidas a partir desses indicativos.

As distribuições das variáveis foram obtidas de (1) interpretações baseadas em cenários, (2) dados geológicos, geofísicos, petrofísicos, e de engenharia disponíveis, (3) conhecimento local,



regional, e global, e (4) campos e estudos de casos da literatura. Os parâmetros usados para modelar os volumes recuperáveis foram área produtiva, espessura líquida de hidrocarbonetos, fator de correção geométrica, porosidade, saturação de petróleo, fator volume de formação e eficiência de recuperação. Indicativos mínimo, médio, e máximo foram usados para modelar estatisticamente e definir os parâmetros de entrada  $P_{90}$ ,  $P_{50}$ , e  $P_{10}$ . A área produtiva e a espessura líquida de hidrocarbonetos foram modeladas usando distribuições lognormais truncadas. Distribuições normais e triangulares truncadas foram usadas para modelar o fator de correção geométrica, o fator volume de formação e a eficiência de recuperação. A porosidade e a saturação de petróleo foram modeladas usando distribuições normais truncadas. A amostragem hipercúbica latina foi utilizada para melhor representar os limites das distribuições.

Cada parâmetro volumétrico individual foi investigado usando uma abordagem probabilística com a atenção à variabilidade. Dados determinísticos foram usados para ancorar e definir as várias distribuições. Os parâmetros de volume líquido de rocha tiveram o maior intervalo de variabilidade, e, por isso, tiveram o maior impacto na incerteza da simulação. A variabilidade de parâmetro volumétrico foi baseada nas incertezas estruturais e estratigráficas devido ao ambiente deposicional e à qualidade dos dados sísmicos. Dados de campos análogos foram estatisticamente incorporados para obtenção de limites de incerteza e restrições no volume líquido poroso. A incerteza associada à conversão de profundidade, interpretação sísmica, mapeamento de espessura bruta de areia e premissas de espessura líquida de hidrocarbonetos também foram obtidas através de estudos de reservatórios análogos, múltiplos cenários de interpretação e análises de sensibilidade.

Uma análise de  $P_g$  foi aplicada para estimar os volumes que podem resultar de fato da perfuração destes prospectos. Na análise da  $P_g$ , as estimativas da  $P_g$  foram obtidas para cada prospecto através do produto das probabilidades de quatro fatores de sucesso geológico: trapa, reservatório, migração e geração.

As estimativas de recursos prospectivos totais e líquidos de óleo e de gás e as estimativas de  $P_g$  aqui avaliadas, com data base em 31 de dezembro de 2010, estão apresentadas na seção Resumo e Conclusões deste relatório. A estimativa média dos recursos prospectivos ajustada pela  $P_g$  foi então obtida pelo produto probabilístico de  $P_g$  e das distribuições de recursos para o prospecto. Esses resultados foram então somados estocasticamente (dependência nula) para obter a estimativa média de recursos prospectivos ajustada pela  $P_g$ .

A aplicação do fator  $P_g$  para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados pela  $P_g$  não iguala recursos prospectivos a reservas ou recursos contingentes. As estimativas de volumes de recursos prospectivos ajustadas pela  $P_g$  não podem ser diretamente comparadas com ou agregadas a reservas ou recursos contingentes. As estimativas da  $P_g$  são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. A futura aquisição de dados, como perfuração adicional ou aquisição sísmica pode ter um efeito significativo na estimativa  $P_g$ . Esses dados adicionais não estão limitados à área do estudo, mas também incluem dados de arcabouços geológicos semelhantes ou de avanços tecnológicos que possam afetar a estimativa de  $P_g$ .

Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos estimados aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados aqui.

**RESUMO e CONCLUSÕES**

Recursos prospectivos em 10 prospectos de óleo em área exploratória em Campos, 11 prospectos de óleo em área de delimitação em Campos, 18 prospectos de gás em Parnaíba e 6 *leads* de óleo em Parnaíba foram identificados em diversos blocos licenciados no Brasil. Os recursos prospectivos apresentados abaixo são baseados no método da soma aritmética. As estimativas dos recursos prospectivos totais e líquidos de óleo e de gás, em 31 de dezembro de 2010, são resumidas como se seguem, expressas em unidades inglesas de milhares de barris ( $10^3$ bbl) e milhões de pés cúbicos ( $10^6$ ft<sup>3</sup>):

	<b>Estimativa Baixa</b>	<b>Melhor Estimativa</b>	<b>Estimativa Alta</b>	<b>Estimativa Média</b>
<b>Recursos prospectivos totais</b>				
Área de delimitação total em Campos				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	275.094	762.448	1.960.347	969.116
Área de exploração total em Campos				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	872.809	2.495.698	6.402.755	3.211.970
Área de exploração total em Parnaíba				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	707.622	1.634.803	3.583.883	1.946.215
Área de exploração total em Parnaíba				
Recursos prospectivos de gás, $10^6$ ft <sup>3</sup>	9.840.272	25.391.793	57.826.737	30.623.995
<b>Recursos prospectivos líquidos</b>				
Área de delimitação líquida em Campos				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	180.439	501.733	1.300.368	642.355
Área de exploração líquida em Campos				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	712.383	1.973.289	4.946.806	2.506.549
Área de exploração líquida em Parnaíba				
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bb	330.240	762.946	1.672.562	908.279
Área de exploração líquida em Parnaíba				
Recursos prospectivos de gás, $10^6$ ft <sup>3</sup>	4.592.356	11.850.096	26.987.160	14.291.912

**Notas:**

1. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos prospectivos nesta tabela
2. Estimativas baixa, melhor e alta nesta tabela são P90, P50 e P10, respectivamente.
3. Pg não foi aplicada aos volumes nesta tabela.
4. Os recursos prospectivos apresentados acima são baseados no método de soma aritmética.
5. Soma aritmética de estimativas probabilísticas produzem resultados inválidos com exceção da estimativa média. Soma aritmética de estimativas probabilísticas estão presentes na tabela acima de acordo com as orientações do PRMS.
6. Somatórios podem variar daqueles mostrados aqui devido a arredondamentos.
7. Prospectos em áreas de delimitação são definidos como tais devido às suas proximidades a acumulações recentemente descobertas pela OGX (recursos contingentes)
8. Aplicação de qualquer fator de risco geológico ou econômico não iguala recursos prospectivos a recursos contingentes ou a reservas.
9. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos estimados aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos prospectivos avaliados aqui.

A estimativa média total e líquida de recursos prospectivos de óleo e gás ajustada pela  $P_g$ , caso esses prospectos resultem em descobertas e desenvolvimentos bem sucedidos, em 31 de dezembro de 2010, estão resumidos a seguir, expressos em unidades inglesas de milhares de barris ( $10^3$  bbl) e milhões de pés cúbicos de gás ( $10^6$  ft<sup>3</sup>):

	<b>Estimativa Média</b>
<b>Recursos prospectivos totais ajustados pela <math>P_g</math></b>	
Área de delimitação total em Campos ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	735.928
Área de exploração total em Campos ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	1.813.366
Área de exploração total em Parnaíba ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	96.394
Área de exploração total em Parnaíba ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de gás, $10^6$ ft <sup>3</sup>	6.329.901
<b>Recursos prospectivos líquidos ajustados pela <math>P_g</math></b>	
Área de delimitação líquida em Campos ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	481.148
Área de exploração líquida em Campos ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	1.408.126
Área de exploração líquida em Parnaíba ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de óleo, $10^3$ bbl	44.986
Área de exploração líquida de Parnaíba ajustada pela $P_g$	
Recursos prospectivos de gás, $10^6$ ft <sup>3</sup>	2.954.101

**Notas:**

1. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos prospectivos nesta tabela
2. Os recursos prospectivos apresentados acima são baseados no método de soma aritmética.
3. Soma aritmética de estimativas probabilísticas produzem resultados inválidos com exceção da estimativa média. Soma aritmética de estimativas probabilísticas estão presentes na tabela acima de acordo com as orientações do PRMS.
4. Somatórios podem variar daqueles mostrados aqui devido a arredondamentos.
5. Prospectos em áreas de delimitação são definidos como tais devido às suas proximidades a acumulações recentemente descobertas pela OGX (recursos contingentes)
6. Aplicação de qualquer fator de risco geológico ou econômico não iguala recursos prospectivos a recursos contingentes ou a reservas.
7. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos previstos aqui.

Segundo orientações do PRMS, o método da soma aritmética deve ser usado para agregar a quantidade de recursos acima do nível de campo, propriedade ou projeto. As quantidades de recursos prospectivos agregadas pelo método da soma estatística para os prospectos e *leads* avaliados neste estudo estão apresentadas nas tabelas de recursos anexadas ao estudo.

GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS

*1C* – Denota o cenário de estimativa baixa dos recursos contingentes.

*2C* – Denota o cenário de melhor estimativa dos recursos contingentes.

*3C* – Denota o cenário de estimativa alta dos recursos contingentes.

*Acumulação* – O termo acumulação é usado para identificar um corpo individual de petróleo móvel. Uma acumulação conhecida (assim classificada pelo fato de conter reservas ou recursos contingentes) só pode assim ser determinada após a sua comprovação através de um poço. O poço deve ter, necessariamente, comprovado a existência de petróleo móvel pelo fluxo até a superfície ou, no mínimo, alguma amostra de petróleo deve ter sido recuperada durante a perfuração. Entretanto, perfis e/ou dados de testemunho do poço podem definir uma acumulação, posto que haja uma boa analogia a uma acumulação próxima conhecida e geologicamente comparável.

*Soma Aritmética* – O processo de somar um conjunto de números que representam estimativa de volumes de recursos no reservatório, prospecto ou a nível de portfólio. A agregação estatística leva a resultados diferentes.

*Melhor (Mediana) Estimativa* – A melhor (mediana) estimativa é a quantidade  $P_{50}$ . O  $P_{50}$  significa que há uma chance de 50% que uma quantidade estimada, tais como, volumes de recurso prospectivos ou um valor associado, será alcançada ou excedida.

*Recursos Contingentes* – Aqueles volumes de petróleo que são estimados, em uma certa data, a serem potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas através de futuros projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Baseado em premissas acerca de condições futuras e seu impacto na viabilidade econômica, os projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes podem ser divididos entre essas três classificações de status econômico:

*Recursos Contingentes Marginais* – Aqueles volumes associados a projetos tecnicamente viáveis que são atualmente econômicos ou considerados como econômicos condicionados a uma projeção razoável de melhora nas condições comerciais, porém sem compromisso de desenvolvimento devido a uma ou mais contingências.

*Recursos Contingentes Sub-Marginais* – Aqueles volumes associados a descobertas para as quais as análises indicam que projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfeitas nas condições atuais ou mesmo condicionados a uma projeção razoável de melhora nas condições comerciais. Entretanto, estes projetos devem ser mantidos como descobertas pendentes de melhoras inesperadas nas condições comerciais.

*Recursos Contingentes Indeterminados* – Aonde as avaliações são incompletas ao ponto de ainda ser prematuro para definir claramente a chance de comercialidade, é aceitável notar que a condição econômica do projeto é indeterminada.

*Valor Esperado* – O valor esperado (EV) é a média ponderada pela probabilidade do parâmetro que está sendo estimado, onde valores probabilísticos da distribuição de probabilidade são

utilizados como fatores de peso. Valores do parâmetro (abscissa) e probabilidades (ordenada) são os pares Cartesianos (por exemplo, volumes recuperáveis totais e  $P_{90}$ ), os quais definem a distribuição de probabilidade. Estes parâmetros são ponderados pela probabilidade e somados para obter-se o valor esperado resultante. A equação para calcular o valor esperado está abaixo:

$$EV = \sum_{i=1}^n (P_i)(V_i)$$

Onde: P = probabilidade da distribuição de probabilidade (ordenada)

V = valor do parâmetro (abscissa)

i = um valor específico numa seqüência de valores ordenados

n = o número total de amostras

O valor esperado é a soma algébrica de todos os produtos obtidos pela multiplicação do valor do parâmetro e a sua associada probabilidade de ocorrência. O valor esperado é, algumas vezes, denominado de estimativa média ou de média estatística. Em uma análise probabilística, o valor esperado é o único valor que pode ser tratado aritmeticamente (por soma, subtração, multiplicação ou divisão). Todos os outros valores, tais como a mediana ( $P_{50}$ ), moda,  $P_{90}$  e  $P_{10}$ , requerem técnicas probabilísticas para agregação ou ajustes.

A probabilidade associada com a média estatística depende da variância da distribuição da qual a média é calculada. A estimativa média é a média estatística (a média ponderada pela probabilidade), a qual, tipicamente, tem uma probabilidade no intervalo entre o  $P_{45}$  e o  $P_{15}$ . Por isto, se uma descoberta bem sucedida ocorrer, a probabilidade da acumulação contendo um volume igual ao volume médio estatístico ou superior a este, se encontra, normalmente, entre 45 e 15 por cento.

O valor esperado é o valor preferencial a ser utilizado como a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos. Os valores  $P_{90}$  e  $P_{10}$  são normalmente utilizados para as estimativas baixa e alta, respectivamente, de recursos prospectivos. A agregação ou ajustes de escala de valores  $P_{90}$ ,  $P_{50}$ , e  $P_{10}$  devem ser realizados probabilisticamente, e não aritmeticamente.

*Fator de Correção Geométrico* – O fator de correção geométrico (GCF) é uma correção geométrica de ajuste que leva em consideração a relação entre o potencial contato do fluido e a geometria do reservatório e trapa. Os parâmetros de entrada utilizados para estimar o fator de correção geométrico incluem a forma da trapa, a razão comprimento-largura, a espessura do potencial reservatório e a altura do fechamento vertical da potencial trapa (altura da potencial coluna de hidrocarbonetos).

*Estimativa Alta* – A estimativa alta é a quantidade  $P_{10}$ .  $P_{10}$  significa que há uma chance de 10 por cento de que uma quantidade estimada, como, por exemplo, o volume de recursos prospectivos ou valor associado, será alcançada ou excedida.

*Lead* – Um lead é bem menos definido e requer dados, informações e análises adicionais para ser classificado como um prospecto. Um exemplo poderia ser um fechamento estrutural mal definido por dados sísmicos regionais esparsos em uma bacia com rochas geradoras e reservatórios favoráveis. Um lead pode ou não ser elevado ao nível de prospecto, dependendo dos resultados do trabalho técnico adicional. Um lead deve ter uma  $P_g$  igual ou inferior a 0,05 (5 por cento), para refletir a sua inerente incerteza técnica.

*Estimativa baixa* – A estimativa baixa é a quantidade  $P_{90}$ .  $P_{90}$  significa que há uma chance de 90 por cento de que uma quantidade estimada, como, por exemplo, o volume de recursos prospectivos ou valor associado, será alcançada ou excedida.

*Estimativa Média* – De acordo com os padrões da indústria do petróleo, a estimativa média é a média ponderada pela probabilidade, que, tipicamente, varia no intervalo entre  $P_{45}$  e o  $P_{15}$ , dependendo da variação dos volumes de recursos prospectivos ou volumes associados. Conseqüentemente, a probabilidade de um prospecto ou acumulação conter uma quantidade igual ou superior ao volume médio ponderado pela probabilidade é, normalmente, um valor entre 45 e 15 por cento.

*Mediana* – Mediana é a quantidade  $P_{50}$ , onde a probabilidade  $P_{50}$  significa que há uma chance de 50 por cento de que uma dada variável (como volumes de recursos prospectivos, porosidade, ou saturação de água) seja alcançada ou excedida. A mediana de um conjunto de dados é um número tal que metade das medições situam-se abaixo dele e metade situam-se acima do mesmo.

A mediana é um valor aceitável, e um dos preferenciais, para a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos.

*Fator de Chance de Migração* – Fator de Chance de Migração ( $P_{migração}$ ) é definido como a probabilidade de que uma trapa ou foi formada anteriormente ou coincidentemente com a migração de petróleo, e de que existem rotas de migração verticais e/ou laterais conectando as rochas geradoras à trapa.

*Moda* – A moda (MO) é o valor que ocorre com maior frequência no conjunto de dados e, por isto, tem a maior probabilidade de ocorrer. Entretanto, a moda pode não ser unicamente definida, como no caso de distribuições multimodais.

A moda é um valor aceitável, mas não preferencial, para ser utilizado como a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos.

*Direito de Participação Líquido* - O acordo de partição da produção (Production Sharing Agreement - PSA) ou contrato de repartição da produção (Production Share Contract – PSC) permite que companhia, proporcionalmente de acordo com a sua participação, seja reembolsada pelo capital e despesas operacionais despendidos assim como dívida os lucros gerados. Os reembolsos e as receitas de lucros são convertidos para um volume de barris equivalente através da divisão pela média de preço ponderada de óleo e gás. A razão entre o volume de barris equivalente e o volume total resulta no direito de participação líquido. Assim sendo, o direito de participação resultante pode variar com o preço do produto, os custos, o tempo de produção e outros fatores.

*Estimativa Média Ajustada Economicamente ( $P_e$ )* – A estimativa média ajustada economicamente ( $P_e$ ), ou “estimativa média ajustada para o risco econômico”, é a média ponderada pela probabilidade dos volumes potencialmente recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospectos forem perfurados, ou se uma família de prospectos similares forem perfurados. A estimativa média ajustada economicamente ( $P_e$ ) é um valor “misturado”. É a estimativa média das incertezas volumétricas e dos riscos geológicos ( $P_g$ ) e econômicos (chance). Esta medida estatística considera e quantifica as possibilidades de sucesso e insucesso econômico. Conseqüentemente, ela representa a média ou os volumes “econômicos” médios resultantes de perfuração e exploração economicamente viáveis. A melhor estimativa da média ajustada economicamente ( $P_e$ ) é calculada conforme segue:

Estimativa média da  $P_e$  - ajustada =  $P_e$  x estimativa média

*Estimativa Média Ajustada Geologicamente ( $P_g$ )* - A estimativa média ajustada geologicamente ( $P_g$ ) ou “estimativa média ajustada para o risco geológico” é a probabilidade média ponderada dos volumes potencialmente recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospectos for perfurado, ou se uma família de prospectos similares for perfurada. A estimativa média ajustada para o risco geológico ( $P_g$ ) é um valor “misturado”. É uma estimativa média tanto pela incerteza volumétrica, como pelo risco geológico (chance). Esta medida estatística considera e quantifica os resultados de sucesso e insucesso geológicos. Conseqüentemente, representa o resultado “geológico” médio de um programa de perfuração e exploração. A estimativa média ajustada geologicamente ( $P_g$ ) é calculada conforme segue:

Estimativa média da  $P_g$  - ajustada =  $P_g$  x estimativa média

*Nomenclatura  $P_n$*  – Este relatório usa a convenção de probabilidade denotada com um subscrito representando a maior distribuição de probabilidade cumulativa. Como tal, a notação  $P_n$  indica a probabilidade de que há n - por cento de chance de que uma quantidade de entrada ou saída específica será igualada ou excedida. Por exemplo,  $P_{90}$  significa que há uma chance de 90 por cento de que uma variável (tal como recursos prospectivos, porosidade ou saturação de água) seja igualada ou excedida.

*Play* – Um projeto associado com um trend de prospectos potenciais, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação, a fim de definir prospectos ou *leads* específicos.

*Valor Presente Potencial a 10 por cento* – Valor Presente Potencial (PPW) é definido como rendimento líquido potencial futuro, descontado a uma taxa de 10 por cento aplicada mensalmente sobre o período de realização esperado. A estimativa é probabilisticamente modelada, usando distribuições (exceto NRI, uma constante) na seguinte equação:

$$PPW_{10} = \left[ \left( P_e \times EV_t \times NRI \times \frac{PW}{BOE} \right) - (P_e \times CWCE \times NRI) \right] - (P_f \times DHC \times NRI)$$

onde:

- PPW<sub>10</sub> = valor Presente Potencial a 10 por cento
- $P_e$  = probabilidade de sucesso econômico
- EV<sub>t</sub> = estimativa média, volume recuperável bruto potencial, Truncado, ajustado (TEFS)
- NRI = juro do rendimento líquido
- PW/BOE = valor presente a 10 por cento por barril de óleo equivalente
- CWCE = custo estimado do poço completado
- $P_f$  = probabilidade de insucesso econômico
- DHC = custo estimado de poço seco

*Previsibilidade versus Tamanho do Portfólio* - O número de prospectos em um portfólio de prospectos influencia o grau de segurança da previsão dos resultados de perfuração. A relação entre previsibilidade versus tamanho do portfólio (PPS) também é conhecido na literatura da indústria do petróleo como “ruína do

apostador”. O relacionamento entre probabilidade e tamanho de portfólio é descrita pela equação binomial dada a seguir:

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x}$$

Onde:  $P_x^n$  = probabilidade de x sucessos em n tentativas

$C_x^n$  = o número de maneiras mutuamente exclusivas em que x sucessos podem ser arranjados em n tentativas

p = a probabilidade de sucesso para uma determinada tentativa  
( para a exploração de petróleo, isto é  $P_g$  )

x = o número de sucessos ( por exemplo, o número de descobertas)

n = o número de tentativas (p. ex., o número de poços a serem perfurados)

Obs: Para o caso de n sucessivos poços secos,  $C_x^n$  e p são iguais a 1, então a probabilidade de insucesso é a quantidade (1-p) elevada ao número de tentativas.

Probabilidade de Fracasso Econômico – A probabilidade de fracasso econômico ( $P_f$ ) é definida como a probabilidade de que uma dada descoberta não será viável economicamente. São considerados  $P_g$ ,  $P_{tefs}$ , TEFS, custo de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado), e outros fatores de negócio e econômicos.  $P_f$  é calculado como segue:

$$P_f = 1 - P_e$$

Probabilidade de Sucesso Econômico – A probabilidade de sucesso econômico ( $P_e$ ) é definida como a probabilidade de que uma dada descoberta será viável economicamente. São considerados  $P_g$ ,  $P_{tefs}$ , TEFS, custo de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado), e outros fatores de negócio e econômicos.  $P_e$  é calculado como segue:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Probabilidade de Sucesso Geológico - A probabilidade de sucesso geológico ( $P_g$ ) é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a taxas mensuráveis.  $P_g$  é estimada quantificando com uma probabilidade cada um dos fatores de chance geológicos individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto das probabilidades destes quatro fatores de chance é  $P_g$ .

*Probabilidade de TEFS* - A probabilidade do limite econômico para tamanho de campo ( $P_{tefs}$ ) é definida como a probabilidade de descobrir uma acumulação que seja grande o suficiente para ser economicamente viável.  $P_{tefs}$  é estimada usando a distribuição dos volumes recuperáveis dos recursos prospectivos em conjunção com a TEFS. A probabilidade associada com a TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de volumes potenciais recuperáveis brutos.

*Prospecto* - Um prospecto é uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um objetivo de perfuração viável. Para um prospecto, existem suficientes dados e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, determinar variações razoáveis de fatores de chance geológicos e parâmetros petrofísicos e de engenharia, e para determinar recursos prospectivos.



*Recursos Prospectivos* - Aqueles volumes de petróleo que são estimados, para que em uma determinada data, sejam potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento futuros.

*Fator de Chance de Reservatório* - O fator de chance de reservatório ( $P_{\text{reservatório}}$ ) é definido como a probabilidade associada com a presença de rochas reservatório porosas e permeáveis.

*Fator de Chance de Geração* - O fator de chance de geração ( $P_{\text{geração}}$ ) é definido como a probabilidade associada com a presença de uma rocha geradora rica suficiente, para gerar volumes suficientes, e de estar em posição espacial para alimentar as áreas prospectáveis.

*Desvio Padrão* - Desvio padrão (SD) é uma medida de amplitude de distribuição. É a raiz quadrada positiva da variância. A variância é a soma do quadrado da distância da média de todos os valores possíveis. Uma vez que as unidades de desvio padrão sejam as mesmas das do conjunto de amostras, é a medida mais prática da distribuição de uma população.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

onde:  $\sigma$  = desvio padrão  
 $\sigma^2$  = variância  
 $n$  = tamanho da amostra  
 $x_i$  = valor do conjunto de dados  
 $\mu$  = média do conjunto de amostras

*Agregação Estatística* – O processo de agregar probabilisticamente distribuições que representem estimativas de volumes de recursos a nível de reservatório, prospecto, ou carteira de projetos.

*Limite Econômico para Tamanho de Campo* – O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é a quantidade mínima de petróleo produzível necessária para recuperar todo o investimento utilizado para configurar a acumulação potencial como tendo um valor presente potencial igual a zero.

*Fator de Sucesso de Trapa* – O fator de sucesso de trapa ( $P_{\text{trapa}}$ ) é definido como a probabilidade associada à presença de configurações de fechamento estrutural e/ou trapa estratigráfica, acompanhadas de eficientes selos verticais e laterais e ausência de quaisquer eventos ou rompimentos, que afetem a integridade do selo após a migração.

*Estimativa Média Truncada* – A estimativa média truncada é o valor esperado resultante do cálculo do truncamento da distribuição de recursos pelo limite econômico de tamanho de campo. Esta distribuição truncada produz um novo conjunto de medidas estatísticas.

*Variância* – A variância ( $\sigma^2$ ) é a medida de quanto a distribuição é dispersa da média. A variância é o somatório do quadrado das distâncias da media aos possíveis valores de  $x$ . A variância possui unidades que são o quadrado de unidades de  $x$ . O uso destas unidades limita o intuitivo valor da variância.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

onde:  $\sigma^2$  = variância

- n = tamanho da amostra
- $x_i$  = valor no conjunto de dados
- $\mu$  = média do conjunto da amostra