

Tradução Livre

**RELATÓRIO**  
**em**  
**31 DE DEZEMBRO DE 2010**  
**acerca dos**  
**RECURSOS PROSPECTIVOS NÃO CONVENCIONAIS**  
**atribuíveis a**  
**CERTOS PROSPECTOS**  
**pertencentes à**  
**OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**  
**em vários**  
**BLOCOS LICENCIADOS**  
**BACIA DO PARNAÍBA**  
**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>Origem dos Parâmetros de Input .....</i>	<i>8</i>
<i>Volumétrico, Avaliação de risco quantitativo e Aplicação da <math>P_g</math>.....</i>	<i>8</i>
<b>RESUMO e CONCLUSÕES .....</b>	<b>11</b>
<b>GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS .....</b>	<b>12</b>

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

**PREFÁCIO**

Escopo da Investigação

Este estudo apresenta estimativas, com data base em 31 de dezembro de 2010, dos recursos prospectivos não convencionais de petróleo de prospectos localizados em vários blocos licenciados na Bacia do Parnaíba no Brasil. Este estudo está sendo elaborado em nome de OGX Petróleo e Gás Participações S.A (OGX). A OGX declara que possui atualmente participação de 46,6669 por cento nesses prospectos. OGX também declara que atualmente detém 66,667 por cento de participação na OGX Maranhão Petróleo e Gás Ltda, a qual possui 70 por cento de participação nesses prospectos sob os termos dos contratos de concessão de exploração e produção concedidos.

A OGX declarou que na conclusão do prazo primário de qualquer fase de exploração e/ou produção atual de seus contratos de concessão, pretende garantir uma prorrogação da licença ou uma licença adicional para qualquer acumulação ou prospecto descoberto. Além disso, 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 recursos prospectivos 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, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Essas definições de recursos prospectivos são detalhadamente discutidas na seção Definição de Recursos Prospectivos deste estudo.

Os recursos prospectivos neste estudo são expressos como recursos prospectivos totais. Os recursos prospectivos totais são definidos como o petróleo total estimado que seja potencialmente recuperável após 31 de dezembro de 2010.

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.

Existe a possibilidade de que os prospectos não resultem em descobertas e desenvolvimentos bem sucedidos. Nesse caso não haveria receitas futuras. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos estimados nesse estudo será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados.

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 das 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 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 P90\* 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 P50\* 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 P10\* 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.

*Incetezas 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\* (Pg).

*Probabilidade de Sucesso Geológico* – Pg é definida como a probabilidade de se descobrir reservatórios que produzem petróleo a uma vazão mensurável. Pg é estimada

através da quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores geológicos individuais: trapa (confinamento), geração, reservatório e migração. O produto destas quatro probabilidades ou fatores de risco é computado como Pg.

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

A aplicação da Pg para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados pela Pg não iguala recursos prospectivos a reservas ou recursos contingentes. Os volumes de recursos prospectivos ajustados pela Pg não podem ser diretamente comparados ou agregados a reservas e/ou recursos contingentes. Estimativas da Pg 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 Pg. 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 Pg.

*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 Pg são úteis na medição dos limites de confiabilidade destas previsões. Uma alta Pg, 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 Pg não mude durante a perfuração de alguns prospectos). Em contraste, uma Pg 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, Pg 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 Pg 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 Pg for baixa, o volume de petróleo recuperável realmente encontrado poderá ser consideravelmente menor do que indicaria a estimativa média ajustada pela Pg. Segue-se que a probabilidade de que todos os prospectos sejam mal-sucedidos é menor quando existe um grande inventário de prospectos.

*Etapas 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 Pg igual ou menor que 0.05 para refletir a incerteza técnica inerente.

Play – Um projeto associado com um trend de prospectos prospectivos 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 recursos semelhantes, etapa de desenvolvimento e qualidade e quantidade de dados básicos.

A análise probabilística dos recursos prospectivos reportadas neste estudo considerou a incerteza na quantidade do petróleo que pode ser descoberto e a  $P_g$ . Os parâmetros de *input* de estimativas baixa, melhor e alta foram elaborados incluindo área produtiva, espessura, porosidade, saturação de gás, capacidade de armazenamento de gás absorvido e eficiência de recuperação. Para isso, foram utilizados dados disponíveis, analogias, métodos de estimativa padrão e experiência. Distribuições de probabilidade foram ajustadas a esses *inputs* e usadas em uma simulação de Monte Carlo para gerar as estimativas baixa, melhor, alta e média para os recursos prospectivos totais de gás para cada prospecto. A estimativa média ajustada pela  $P_g$  considera a probabilidade de que os prospectos identificados conterão petróleo que possuirão vazão mensurável.

### Origem dos Parâmetros de *Input*

Esse estudo estimou recursos prospectivos para o folhelho devoniano na Bacia do Parnaíba no Brasil. Esse *play* está localizado a profundidades de 2.000 a 2.500 metros abaixo de nível do mar e se estende por uma área de 12.065 quilômetros quadrados. Essa área está dividida em quatro blocos individuais.

Os dados primários disponibilizados para esse estudo incluíam perfis selecionados de linhas sísmicas regionais, mapas e informações de um único poço exploratório que continham perfis e dados de mud log. Diversos indícios de gás foram registrados do intervalo de interesse dos poços exploratórios.

Devido a pouca disponibilidade de dados de poços, o intervalo da espessura do *net pay* ficou muito amplo, variando de uma estimativa baixa de 53 pés para uma estimativa alta de 541 pés no folhelho. Estimativas de intervalos dos parâmetros petrofísicos foram baseadas em dados limitados de dois poços exploratórios (1-OGX-16-MA e 1-OGX-22-MA) e experiência de outros *plays* norte-americanos não convencionais. Intervalos de eficiência de recuperação foram baseados nos dados do folhelho norte-americano.

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

Após a estimativa dos parâmetros de *input* de baixa, melhor e alta foram elaborados para área, espessura, propriedades petrofísicas e eficiência de recuperação para cada tipo de *play*, esses dados foram ajustados para vários tipos de distribuição para modelagem estatística e definir os parâmetros de *input*  $P_{90}$ ,  $P_{50}$  e  $P_{10}$  para a simulação de Monte Carlo. Os tipos de distribuição incluem lognormal truncada, normal truncada e distribuições triangulares. Amostragem latina hipercúbica foi usada para melhor representar as caldas dessas distribuições.

As distribuições dos parâmetros de *input* foram amostrados milhares de vezes em uma simulação de Monte Carlo. A cada iteração, os números amostrados foram imputados na equação abaixo para gerar estimativas de recursos prospectivos totais de gás (GPGR). Esse processo resultou em uma distribuição de GPGRs para os quais as estimativas baixa, melhor e alta de recursos prospectivos totais de gás foram tabulados.



Em folhelhos, o gás está contido em espaços porosos livres e também está sorvido à matéria orgânica.

#### Gás de Folhelho:

$$\text{GPGR} = A * h[43560 * E_{gi} * \Phi_m * S_g + 1359,7 * G_s * \rho] * R_f$$

Onde:

GPGR = Recursos prospectivos totais de gás, em pés cúbicos (ft<sup>3</sup>)

A = Área (acres)

h = Espessura líquida de folhelhos (pés)

$\Phi_m$  = Matriz porosidade (decimal)

$S_g$  = Saturação de gás na matriz porosidade (decimal)

$E_{gi}$  = Fator inicial de expansão do gás, em pés cúbicos por pé cúbico de reservatório (cf/rcf)

$G_s$  = Capacidade de armazenamento de gás sorvido, em pés cúbicos por tonelada métrica (cf/mt)

$\rho$  = Densidade do folhelho, (gramas por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>))

$R_f$  = Eficiência de recuperação (decimal)

Uma análise  $P_g$  foi aplicada à média do GPGR para estimar os volumes que podem resultar da perfuração desses prospectos. A estimativa  $P_g$  de 0,182 para o folhelho devoniano foi também determinada pelo produto das probabilidades de quatro fatores de risco geológico: trapa, geração, reservatório e migração. Reservatório é o fator de risco geológico crítico que reflete as incertezas com relação à porosidade, permeabilidade, maturidade térmica, suscetibilidade de fratura hidráulica (fragilidade), e outros fatores relacionados à produtividade.

As estimativas de recursos prospectivos totais de gás e estimativas de  $P_g$ , em 31 de dezembro de 2010, para o *play* de gás de folhelho aqui avaliado são mostradas na seção Resumo e Conclusões desse estudo. Cada estimativa média ajustada pela  $P_g$  apresentada na tabela é o produto da  $P_g$  pela estimativa média de recursos de gás. As estimativas médias ajustadas pela  $P_g$  são agregadas estatisticamente e aritmeticamente somadas, o que resulta nos mesmos números.

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. As estimativas de volumes de recursos prospectivos ajustadas 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  $P_g$ . Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos aqui avaliados.

Gás não-associado é o gás em condições iniciais de reservatório, sem a presença de petróleo no reservatório. Capa de gás equivale ao gás em condições iniciais de reservatório e em comunicação com uma zona de petróleo subjacente. O gás em solução é o gás dissolvido em petróleo em condições iniciais de reservatório. Em acumulações conhecidas, o gás em solução e capa de são às vezes produzidos conjuntamente e classificados, como um todo, como gás associado. No entanto, não há certeza se os recursos prospectivos serão produtores de gás, petróleo ou de água. Devido a essa incerteza, os volumes de recursos prospectivos são identificados nesse estudo como gás.

Os volumes prospectivos de gás aqui incluídos não devem ser confundidos com potenciais quantidades comercializáveis de gás, que levaria em conta reduções como descrito acima e somente seria aplicável se os planos de desenvolvimento do operador considerassem a comercialização do gás. Dada a incerteza relacionada aos possíveis mercados de gás, nenhum volume comercializável de gás potencial comercializável foi estimado neste estudo.

A aplicação de qualquer fator de risco aos volumes de recursos prospectivos não os iguala a reservas. As estimativas de volume de recursos prospectivos ajustados pela  $P_g$  não podem ser diretamente comparadas ou somadas a recursos contingentes ou reservas.

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

**RESUMO e CONCLUSÕES**

Recursos prospectivos não convencionais foram estimados para quatro prospectos em vários blocos exploratórios na Bacia do Parnaíba no Brasil. Os recursos prospectivos apresentados abaixo são baseados no método de agregação estatística. As estimativas dos recursos prospectivos totais de gás, em 31 de dezembro de 2010, são resumidas como se segue, expressas em unidades inglesas de milhões de pés cúbicos ( $10^6 \text{ft}^3$ ). Os volumes de gás estão expressos em condições padrão a 60 graus Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ) e 14,7 libras por polegada quadrada (psia).

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Recursos prospectivos totais de gás, $10^6 \text{ft}^3$	10.265.987	21.988.850	44.779.235	25.503.009

**Notas:**

1.  $P_g$  não foi aplicada aos volumes nesta tabela.
2. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos prospectivos nesta tabela.
3. Estimativas baixa, melhor e alta nesta tabela são  $P_{90}$ ,  $P_{50}$  e  $P_{10}$ , respectivamente.
4. Os recursos prospectivos apresentados acima são baseados no método de soma estatística.
5. Aplicação de qualquer fator de risco geológico ou econômico não iguala recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
6. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos aqui avaliados.

As estimativas médias de recursos prospectivos totais e líquidos de gás ajustadas pela  $P_g$ , caso esses prospectos resultem em descobertas e desenvolvimentos bem sucedidos, em 31 de dezembro de 2010, estão resumidas a seguir, expressas em unidades inglesas de milhões de pés cúbicos ( $10^6 \text{ft}^3$ ):

	Estimativa Média
Recursos prospectivos totais de gás ajustados pela $P_g$ , $10^6 \text{ft}^3$	4.647.923
Recursos prospectivos líquidos de gás ajustados pela $P_g$ , $10^6 \text{ft}^3$	2.169.042

**Observações:**

1. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos prospectivos nesta tabela.
2. Os recursos prospectivos apresentados acima são baseados no método de soma estatística.
3. Aplicação de qualquer fator de risco geológico ou econômico não iguala recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
4. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos prospectivos aqui avaliados.

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. A quantidade de recursos prospectivos agregada pelo método da soma aritmética para os prospectos avaliados neste estudo estão apresentados nas tabelas de recursos prospectivos 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 freqüência 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 media 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 prospectivos, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação, a fim de definir prospectos ou leads específicos.

*Valor Presente Potencial 10 por cento* – Valor Presente Potencial a 10 por cento (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:	$PPW_{10}$	=	valor Presente Potencial a 10 por cento
	$P_e$	=	probabilidade de sucesso econômico
	$EV_t$	=	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