

Tradução Livre

**RELATÓRIO**  
**em**  
**31 DE MARÇO DE 2011**  
**acerca das**  
**QUANTIDADES POTENCIAIS DE PETRÓLEO**  
**atribuíveis a**  
**VÁRIAS ÁREAS**  
**pertencentes à**  
**OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**  
**na**  
**BACIA DE CESAR-RANCHERÍA**  
**COLÔMBIA**

**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>ESTIMATIVA de QUANTIDADES POTENCIAIS DE PETRÓLEO .....</b>	<b>5</b>
<i>Avaliação de risco quantitativo e Aplicação da <math>P_g</math> .....</i>	<i>5</i>
<b>RESUMO e CONCLUSÕES .....</b>	<b>6</b>
<b>GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS .....</b>	<b>7</b>

**RELATÓRIO**  
**em**  
**31 DE MARÇO DE 2011**  
**acerca das**  
**QUANTIDADES POTENCIAIS DE PETRÓLEO**  
**atribuíveis a**  
**VÁRIAS ÁREAS**  
**pertencentes à**  
**OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**  
**na**  
**BACIA DE CESAR-RANCHERÍA**  
**COLÔMBIA**

**PREFÁCIO**

Escopo da Investigação

Este estudo apresenta estimativas, com data base em 31 de março de 2011, das quantidades potenciais de petróleo localizadas em três blocos exploratórios (CR-2, CR-3 e CR-4) na Bacia de Cesar-Ranchería na Colômbia. As quantidades potenciais de petróleo estimadas aqui nesse estudo são aquelas quantidades potencialmente recuperáveis de acumulações ainda a serem descobertas, tendo sido estimadas através de análise estocástica e para as quais ainda não existem projetos exploratórios ou de desenvolvimento futuro identificado ou já contemplado. Essas quantidades não estão associadas a prospectos, *leads* mapeados ou modelos exploratórios já estabelecidos. Este estudo está sendo elaborado em nome de OGX Petróleo e Gás Participações S.A (OGX). A OGX declara que possui atualmente participação de 100 por cento nesses blocos exploratórios 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 quantidades potenciais de petróleo certas quantidades que, se descobertas, podem vir a ser produzidas após o vencimento da licença primária atual.

As quantidades potenciais de petróleo neste estudo são expressas como quantidades potenciais de petróleo líquidas. As quantidades potenciais de petróleo totais são definidas como o petróleo total estimado que seja potencialmente recuperável após 31 de março de 2011. As quantidades potenciais de petróleo líquidas são definidas como a multiplicação das quantidades potenciais de petróleo totais pela participação da OGX. As quantidades potenciais de petróleo estão localizadas em vários blocos exploratórios na Bacia de Cesar-Ranchería na Colômbia.

As quantidades potenciais de petróleo aqui estimadas são aquelas quantidades de petróleo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda a serem descobertas, tendo sido estimadas através de análise estocástica e para as quais ainda não existem projetos exploratórios ou de desenvolvimento futuro identificado ou já contemplado. Essas quantidades não estão associadas a prospectos, *leads* mapeados ou modelos exploratórios já estabelecidos. Devido à incerteza de comercialidade, falta de perfuração exploratória suficiente e falta de prospectos

identificados, leads ou projetos exploratórios e de desenvolvimento futuro, as quantidades potenciais de petróleo aqui estimadas não podem ser classificadas como recursos potenciais, recursos contingentes ou reservas. As quantidades potenciais de petróleo estimadas neste estudo não são fornecidas como um meio de comparação com recursos potenciais, recursos contingentes ou reservas. As quantidades potenciais de petróleo estimadas são apresentadas na seção Resumo e Conclusões desse estudo.

As estimativas de quantidades potenciais de petróleo devem ser consideradas somente como estimativas que podem modificar-se à medida que informações adicionais são disponibilizadas. Não apenas tais estimativas de quantidades potenciais de petróleo 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 potenciais de petróleo não devem ser confundidas com aquelas quantidades associadas a recursos potenciais, 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 Ernani Porsche, Gerente Executivo da área Internacional 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 às quantidades potenciais de petróleo e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos conforme declarados. Este estudo foi baseado em dados disponíveis em 31 de março de 2011.

## **ESTIMATIVA de QUANTIDADES POTENCIAIS DE PETRÓLEO**

As estimativas de quantidades potenciais de petróleo 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 das áreas licenciadas foram enriquecidos com a experiência em bacias similares, etapa de desenvolvimento, e qualidade e quantidade de dados básicos.

A análise probabilística das quantidades potenciais de petróleo neste estudo considerou a incerteza na quantidade do petróleo que pode ser descoberto e a  $P_e$ . A análise de incertezas expressa o intervalo de variação de qualquer parâmetro volumétrico. Estimativas baixa, melhor, alta e média de quantidades potenciais de petróleo foram elaboradas para expressar essa incerteza. A  $P_e$  expressa a probabilidade de que as quantidades potenciais de petróleo identificadas sejam econômicas.

Métodos probabilísticos padrão foram utilizados na análise de incertezas. Esses indicativos foram preparados com base em dados conhecidos, analogias e outros métodos padrão de estimativa, incluindo experiência. Medidas estatísticas descrevendo as distribuições de probabilidade desses indicativos foram identificadas e usadas em uma simulação de Monte Carlo para gerar as estimativas baixa, melhor, alta e média para quantidades potenciais de petróleo para os três blocos exploratórios (CR-2, CR-3 e CR-4)

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

Indicativos mínima, modal e máxima de vários parâmetros volumétricos foram interpretados de mapas, dados sísmicos disponíveis e/ou analogias. Indicativos baixa, média e alta para esses parâmetros também foram elaborados baseados em dados disponíveis de poços, dados regionais, dados de campos análogos e experiência global.

As distribuições das variáveis foram derivadas 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 caso na literatura. Indicativos mínima, média e máxima foram utilizados para modelar estatisticamente e definir os parâmetros  $P_{90}$ ,  $P_{50}$  e  $P_{10}$ . Amostragem latina hipercúbica foi usada para melhor representar as caldas dessas distribuições.

Cada parâmetro volumétrico individual foi analisado utilizando uma abordagem probabilística voltada para variabilidade. Dados determinísticos foram usados para ancorar e definir as várias distribuições. Os parâmetros de volume de rocha tiveram o maior intervalo de variação e por isso, apresentaram o maior impacto de incerteza na simulação. Dados de campos análogos foram estatisticamente incorporados para derivar os limites e restrições de incerteza na estimativa.

Estimativas de quantidades potenciais de petróleo, datadas de 31 de março de 2011, avaliadas aqui são apresentadas na seção Resumo e Conclusões desse estudo.

**RESUMO e CONCLUSÕES**

Quantidades potenciais de petróleo foram estimadas para três blocos exploratórios (CR-2, CR-3 e CR-4) na Bacia de Cesar-Ranchería na Colômbia. As quantidades potenciais de petróleo apresentadas abaixo são baseadas em um método de modelagem estatístico-estocástico de bacias. Estimadas de quantidades potenciais de petróleo, em 31 de março de 2011, são resumidas como se segue, expressas em unidades inglesas de milhares de barris ( $10^3$  bbl):

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Quantidades potenciais de petróleo líquidas, $10^3$ bbl	223.526	680.841	2.074.145	993.356

**Notas:**

1. As quantidades potenciais de petróleo estimadas aqui são aquelas quantidades potencialmente recuperáveis de acumulações ainda a serem descobertas, tendo sido estimadas através de análise estocástica e para as quais não existem projetos de exploração e desenvolvimento futuro atualmente identificados ou já contemplados. Essas quantidades não estão associadas a prospectos, *leads* mapeados ou modelo exploratório estabelecido.
2. Eficiência de recuperação aplica-se às quantidades potenciais de petróleo nesta tabela.
3. Estimativas baixa, melhor e alta nesta tabela são P90, P50 e P10, respectivamente.
4. Pe foi aplicada às quantidades potenciais de petróleo nesta tabela.
5. As quantidades potenciais de petróleo apresentados acima são baseados no método de soma estatística.
6. Somas podem variar devido a arredondamentos.
7. Aplicação de qualquer fator de risco geológico ou econômico não iguala quantidades potenciais de petróleo a recursos potenciais, recursos contingentes ou reservas.
8. Não há qualquer certeza de que qualquer parte das quantidades potenciais de petróleo aqui estimadas será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção das quantidades potenciais de petróleo aqui avaliadas.

**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 potenciais 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 potenciais. Os valores  $P_{90}$  e  $P_{10}$  são normalmente utilizados para as estimativas baixa e alta, respectivamente, de recursos potenciais. 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 potenciais 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 potenciais 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 potenciais 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 potenciais, 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 potenciais.

*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 potenciais.

*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 potenciais, 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 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<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 potenciais 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 potenciais.

*Recursos Potenciais* - 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