

Tradução Livre

RELATÓRIO
em
30 DE SETEMBRO DE 2009
acerca dos
RECURSOS CONTINGENTES
atribuíveis a
CERTOS ATIVOS
pertencentes à
OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
na
BACIA DO PARNAÍBA
da
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Tradução Livre

ÍNDICE

	<u>Página</u>
PREFÁCIO.....	2
Escopo da Investigação.....	2
Autoridade.....	3
Fonte das informações	3
DEFINIÇÃO DE RECURSOS CONTINGENTES.....	4
ESTIMATIVA de RECURSOS CONTINGENTES	6
Recursos da Bacia do Parnaíba	7
Área R-PN-68-CP.....	8
SUMÁRIO e CONCLUSÕES.....	9
QUALIFICAÇÕES PROFISSIONAIS.....	10
GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS.....	11

Tradução Livre

RELATÓRIO
em
30 DE SETEMBRO DE 2009
acerca dos
RECURSOS CONTINGENTES
atribuíveis a
CERTOS ATIVOS
pertencentes à
OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
na
BACIA DO PARNAÍBA
da
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

PREFÁCIO

Escopo da Investigação

Este estudo apresenta estimativas, com data base em 30 de Setembro de 2009, da extensão dos recursos contingentes de gás natural de certos ativos pertencentes à OGX Petróleo e Gás Participações S.A (OGX). A OGX detém 99,9 por cento do capital social da OGX Petróleo e Gás Ltda. (em conjunto com OGX Petróleo e Gás Participações S.A., doravante denominada “OGX”). Os recursos contingentes estimados neste estudo estão localizados na Bacia do Parnaíba, na região nordeste do Brasil. A OGX possui atualmente 70 por cento de participação na licença do bloco PN-T-68 nos termos de licenças de exploração e produção.

Os recursos contingentes aqui estimados são aqueles volumes de gás potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas, mas ainda não consideradas comercialmente recuperáveis por falta de aprovação interna pela OGX para um compromisso de produzir, por falta de mercado para tais volumes de petróleo ou por falta de delimitação apropriada para estabelecer o tamanho da acumulação para fins comerciais.

As estimativas de recursos contingentes apresentadas neste relatório 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.

Tradução Livre

Essas definições de recursos contingentes são detalhadamente discutidas na seção Definição de Recursos Contingentes deste relatório.

Os recursos contingentes neste estudo são expressos como recursos contingentes totais. Recursos contingentes totais são definidos como a quantidade total de petróleo que é potencialmente recuperável a partir de acumulações conhecidas após 30 de Setembro de 2009.

Devido à incerteza de comercialidade, os recursos contingentes aqui estimados não podem ser classificados como reservas. Os recursos contingentes estimados neste estudo são comparáveis a outros recursos contingentes e não fornecem um meio de comparação direta com reservas. Os recursos contingentes estimados neste relatório têm um status econômico de “Indeterminado”.

Volumes de recursos contingentes não devem ser confundidos com aqueles volumes associados a reservas devido aos riscos adicionais envolvidos. Os volumes que podem ser recuperados, caso sejam desenvolvidos, podem diferir significativamente das estimativas aqui apresentadas. Não há qualquer certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.

As estimativas de recursos contingentes de gás devem ser consideradas somente como estimativas que podem modificar-se à medida em que históricos de produção e informações adicionais são disponibilizadas. Não apenas tais estimativas de recursos contingentes 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.

Autoridade

Este estudo foi autorizado por Marcelo Torres, Diretor Financeiro, OGX.

Fonte das informações

Na elaboração deste relatório, 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 pertinentes aos objetivos e prospectos alvo e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos conforme declarados. Este relatório foi baseado em dados disponíveis em 30 de Setembro de 2009.

DEFINIÇÃO DE RECURSOS CONTINGENTES

Os recursos petrolíferos incluídos neste estudo são classificados como recursos contingentes e foram preparados de acordo com o 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 do Petróleo. Devido à falta de comercialidade ou de suficiente perfuração de desenvolvimento, os recursos contingentes aqui estimados não podem ser classificados como reservas. Os recursos petrolíferos são classificados a seguir:

Recursos Contingentes – Aqueles volumes de petróleo que são estimados, em uma certa data, como 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 definir que a condição econômica do projeto é indeterminada.

Tradução Livre

A estimação do volume de recursos para uma acumulação é sujeita a incertezas técnicas e comerciais e, em geral, deve ser expressa como intervalos de valores. O intervalo de incertezas reflete um intervalo razoável da estimativa de volumes potencialmente recuperáveis. Em todo caso, o intervalo de incertezas é dependente da quantidade e qualidade dos dados técnicos e comerciais que estão disponíveis e podem mudar enquanto mais dados são disponibilizados.

Estimativas 1C (baixa), 2C (melhor), e 3C (alta) – As estimativas de recursos petrolíferos neste estudo são expressas usando os termos 1C (estimativa baixa), 2C (melhor estimativa) e 3C (estimativa alta) para refletir o intervalo de incerteza.

ESTIMATIVA de RECURSOS CONTINGENTES

As estimativas de recursos contingentes foram elaboradas através de métodos geológicos e de engenharia padrões geralmente aceitos pela indústria de petróleo. O método ou a combinação de métodos usados na análise de cada reservatório foi enriquecido com a experiência em reservatórios semelhantes, estágio de desenvolvimento, qualidade e quantidade de dados básicos e histórico de produção.

O método volumétrico foi utilizado para estimar o gás original *in place* (GOIP). Mapas estruturais foram preparados para delinear cada reservatório e mapas de isópacas foram construídos para estimar o volume do reservatório. Perfis elétricos, perfis radioativos, análises de testemunhos e outros dados disponíveis foram usados para preparar esses mapas assim como para estimar valores representativos de porosidade e saturação de água.

Estimativas de recuperação máxima foram obtidas após a aplicação dos fatores de recuperação ao GOIP. Estes fatores de recuperação foram baseados em considerações do tipo de energia inerente aos reservatórios, em análises do petróleo, na posição estrutural e em históricos de produção.

Em alguns casos, quando os métodos previamente mencionados não puderam ser utilizados, os recursos contingentes foram estimados por analogia com poços ou reservatórios similares, para os quais havia maior disponibilidade de dados.

Os volumes de gás aqui estimados são expressos como gás produzido. Gás produzido é definido como o gás remanescente a ser produzido após 30 de setembro de 2009, após a separação de campo, mas antes do processamento e uso como combustível e queima. Todos os volumes de gás são expressos a uma temperatura base de 60 graus Fahrenheit (°F) e uma pressão base de 14,696 libras por polegada quadrada absoluta (psia).

Dados disponíveis de poços perfurados nos prospectos avaliados até 30 de setembro de 2009 foram aqui incluídos.

Todos os volumes de gás estimados nestas áreas foram classificados como recursos contingentes, primeiramente devido à incerteza na viabilidade econômica. A condição econômica de recursos contingentes é “indeterminada” por falta de informação específica relacionada ao compromisso com o desenvolvimento, seus custos, acordos de venda de gás, existência de infra-estrutura de produção ou tempo.

Tradução Livre

Uma área de recursos na Bacia do Parnaíba foi avaliada neste estudo. Os volumes de recursos foram estimados usando métodos volumétricos. Mapas geológicos estruturais, desenhados no topo ou perto dos intervalos de reservatórios prospectivos, fornecidos pela OGX, foram revisados neste estudo. Estes mapas estruturais foram elaborados usando mapas de profundidade sísmica. Mapas de isópacas de espessura líquida dos reservatórios foram desenhados usando mapas geológicos estruturais e resultados de análises petrofísicas de poços associados à área de recursos.

A área de recursos avaliada para este estudo está localizada dentro do sistema petrolífero primário da Bacia do Parnaíba. Toda a área de recursos está em estruturas geológicas associadas a poços perfurados. Campos análogos diretos foram utilizados como modelos para a avaliação dos recursos. Apesar da não existência de campos comerciais na Bacia do Parnaíba, o cenário geológico verificado nos perfis de poço e nos dados sísmicos é razoavelmente similar a campos em outras áreas. Segue uma discussão da avaliação da área de recursos.

Recursos da Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba é uma extensa bacia sedimentar cratônica, paleozóica, localizada no Nordeste Brasileiro. A bacia se estende por aproximadamente 670.000 km² pelos estados do Maranhão, Piauí, Tocantins e Pará. A Bacia do Parnaíba é classificada como uma bacia de nova fronteira, principalmente, devido à pequena quantidade de dados geológicos e geofísicos existentes.

Ainda não existe produção comercial de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, porém, inúmeras anomalias geoquímicas, seeps de gás, e indícios de óleo e gás já foram identificados em superfície e em poços exploratórios. Os indícios e seeps de óleo e gás estão relacionados a três intervalos geradores nos folhelhos negros marinhos de idade devoniana da Formação Pimenteiras. Excelentes reservatórios ocorrem na Formação Pedra de Fogo (Permiano) e na Formação Cabeças (Devoniano). As trapas são estruturais, consistindo em anticlinais falhados. Rotas de migração na Bacia do Parnaíba são interpretadas como originadas nas rochas geradoras do devoniano até os reservatórios sobrejacentes da Formação Cabeças (Pensilvaniano) por meio de carrier beds e falhas reversas.

A área de recursos na Bacia do Parnaíba avaliada para este estudo está localizada em estruturas geológicas associadas a poços exploratórios perfurados anteriormente. Apesar da não existência de campos comerciais na Bacia do Parnaíba, o cenário geológico verificado nos perfis de poço e nos dados sísmicos é razoavelmente similar a campos em outras áreas. Segue uma discussão da área de recursos.

Área R-PN-68-CP

Esta área de recursos localizada no bloco PN-T-68 é uma estrutura conhecida como área de Capinzal. É uma trapa estrutural com fechamento por mergulho e foi descoberta em 1987 com a perfuração do poço 2-CP-1-MA (Capinzal). O poço penetrou arenitos da Formação Pedra de Fogo (Permiano) e da Formação Cabeças (Pensilvaniano). Análises dos perfis de poços mostraram o desenvolvimento de boas características de reservatórios em dois (2) arenitos permianos e nos arenitos da Formação Cabeças, porém, não foram testados. O poço penetrou ainda as formações devonianas Pimenteiras e Itaim, mais profundas.

Na Área R-PN-68-CP foram estimados volumetricamente recursos contingentes dos reservatórios Permiano 1, Permiano 3 e Cabeças. Para cada intervalo de reservatórios, mapas de isópacas de espessura líquida foram elaborados a partir dos mapas estruturais e das análises petrofísicas do poço 2-CP-1-MA. A OGX providenciou mapas sísmicos estruturais em tempo para os reservatórios do Permiano e Cabeças, e um mapa geológico estrutural em profundidade foi desenhado para cada reservatório utilizando-se dados de poço e dados sísmicos do poço 2-CP-1-MA.

SUMÁRIO e CONCLUSÕES

A OGX detém participação em várias concessões de exploração na Bacia do Parnaíba, na região nordeste do Brasil. Os volumes de recursos contingentes totais da área R-PN-68-CP, em 30 de setembro de 2009 estão sumarizados conforme abaixo, valores expressos em milhões de pés cúbicos (10^6ft^3):

	Recursos Contingentes Totais		
	1C	2C	3C
Gas, 10^6ft^3	0	0	1,699,113

Notas:

1. A aplicação de fatores de risco a recursos contingentes não equivalem volumes de recursos contingentes a reservas.
2. Não há certeza de que qualquer porção dos recursos avaliados serão comercialmente viáveis para produzir.

Os volumes de gas foram calculados para uma temperatura base de 60 °F e numa pressão base de 14,696 psia.

Por diversas razões, incluindo incertezas relativas aos reservatórios, falta de planos para desenvolvimento dos volumes de hidrocarbonetos na área e a incerteza quanto à viabilidade econômica destes desenvolvimentos, os recursos contingentes aqui estimados não podem ser considerados reservas. Se os compromissos e a aprovação requeridos estiverem prontos para explorar os reservatórios de gás e o desenvolvimento for econômico, parte destes recursos contingentes poderá ser reclassificada como reservas. Os recursos contingentes estimados neste relatório têm o status econômico de “Indeterminados”.

QUALIFICAÇÕES PROFISSIONAIS

DeGolyer e MacNaughton é uma corporação de Delaware com escritórios em 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, EUA. A firma vem fornecendo serviços de consultoria de petróleo em todo o mundo há mais de 70 anos. Os profissionais da firma, engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas estão engajados na avaliação independente de propriedades de óleo e de gás, avaliação de prospectos de hidrocarboneto e outros minerais, avaliações de bacia, estudos de campo abrangentes, estudos patrimoniais, estudos de suprimento e econômicos relacionados à indústria de energia. Exceto pela provisão de serviços profissionais cobrados, a DeGolyer e MacNaughton não tem qualquer acordo comercial com qualquer outra pessoa ou companhia envolvida nos interesses que são o assunto deste estudo.

A avaliação foi supervisionada pelo Sr. R.M. Shuck. O sr. Shuck é um Vice-presidente Sênior na DeGolyer e MacNaughton, um Gerente de Divisão na companhia, um Engenheiro Profissional Registrado no estado do Texas, e um membro da Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Ele tem 32 anos de experiência na indústria de óleo e de gás.

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

Tradução Livre

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

Tradução Livre

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.

Tradução Livre

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 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 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 divida 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

Tradução Livre

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 – 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_{10} = valor Presente Potencial a 10 por cento
- P_e = probabilidade de sucesso econômico
- EV_t = estimativa média, volume recuperável bruto potencial,

Tradução Livre

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 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:

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

Tradução Livre

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 ($P_{reservatório}$) 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 ($P_{geração}$) 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: σ = desvio padrão

Tradução Livre

σ^2	=	variância
n	=	tamanho da amostra
x_i	=	valor do conjunto de dados
μ	=	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_{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 (σ^2) é a medida de quanto a distribuição é dispersa da média. A variância é o somatório do quadrado das distâncias da média 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:	σ^2	=	variância
	n	=	tamanho da amostra
	x_i	=	valor no conjunto de dados
	μ	=	média do conjunto da amostra