

**Digital copy**

**AVALIAÇÃO PELA QGEP DE RECURSOS DE  
HIDROCARBONETOS E POTENCIAL ECONÔMICO,  
NA REGIÃO OFFSHORE DO BRASIL  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009**

**Elaborado para  
Queiroz Galvão Exploração e Produção**

**28 de outubro de 2010**



**Gaffney, Cline & Associates Inc.**  
*Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962*

Four Oaks Place  
1300 Post Oak Boulevard, Suite 1000  
Houston, Texas 77056

Telephone: (713) 850-9955  
Facsimile: (713) 850-9966  
Email: gcah@gaffney-cline.com

CG/RW/C1887.00/LT1942

28 de outubro de 2010

Sr. Lincoln R. Guardado  
Diretor de Exploração  
**Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.**  
Av. Presidente Antonio Carlos 51 / 5º andar  
20029-010 Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Prezado Sr. Guardado:

**Avaliação pela QGEP de Recursos de Hidrocarbonetos  
e Potencial Econômico, na Região Offshore do Brasil  
Em 31 de dezembro de 2009**

Conforme solicitado, Gaffney, Cline & Associates (GCA) elaborou uma avaliação dos interesses em hidrocarbonetos da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP) em oito blocos de licenciamento de petróleo, na região offshore do Brasil. Esses interesses incluem descobertas de petróleo e gás e prospectos para exploração. O trabalho de avaliação realizado pela GCA inclui:

- Relatórios sobre Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos;
- Avaliações de risco geológico em relação a cada prospecto de exploração;
- Uma auditoria das avaliações da QGEP sobre o limiar de comercialidade e a probabilidade de conseguir comercializar as descobertas futuras;
- Fluxos de caixa relacionados a um caso de sucesso para cada prospecto de exploração e descoberta;
- Valores Presentes Líquidos para um cenário favorável para cada descoberta;
- Valores Presentes Líquidos para um suposto caso de sucesso e para um caso ajustado para determinados riscos em cada prospecto de exploração; e
- Valores Presentes Líquidos para um caso alternativo que supõe que em Jequitinhonha 1 e 2, e Santos 4 seja descoberto petróleo em vez de gás, com a característica adicional de que Santos 4 é desenvolvido através do desenvolvimento integrado de Santos 2 e Santos 4.

Os interesses de participação da QGEP, juntamente com as descobertas e prospectos identificados são:

### Lista de Prospectos e Interesses da QGEP em Licenciamento de Hidrocarbonetos

Bloco	Bacia	Interesse da QGOG	Campo/Prospecto	Fluido
<b>Descobertas</b>				
BCAM-40	Camamú	45%	Camarão Norte	Gás-Petr.
BM-CAL-5		22,50%	Copaíba	Petr.
		27,50%	Jequitibá	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1	Gás
<b>Prospectos de Exploração</b>				
BM-CAL-12	Camamú	20%	CAM-1	Petr.
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-1	Gás
		100%	JEQ-2	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR1	Gás
			Santos 1 UCR2	Gás
			Santos 1 UCR3	Gás
			Santos 1 UCR4	Gás
			Santos 2	Petr.
			Santos 3	Petr.
BM-S-75/76/77		20%	Santos 4	Gás
			Santos 5	Petr.
			Santos 6	Petr.
			Santos 7	Gás
			Santos 8	Petr.
			Santos 9	Petr.

### Recursos Contingentes

Com base em informações técnicas e outras disponibilizadas a GCA, e a sua avaliação e auditoria independentes de tais informações, a GCA estimou Recursos Contingentes de Petróleo e Condensado (expressos em milhares de metros cúbicos, Mm<sup>3</sup>) e de Gás Natural (expressos em bilhões de metros cúbicos, Bcm), líquidos para a QGEP a partir de quatro descobertas, nos níveis de confiança 1C, 2C e 3C (veja as definições no Anexo II).

**Recursos Contingentes Líquidos – Interesses da QGEP****Em 31 de dezembro de 2009**

Descoberta	1C		2C		3C	
	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás
	Mm <sup>3</sup>	Bcm	Mm <sup>3</sup>	Bcm	Mm <sup>3</sup>	Bcm
Camarão Norte	---	0,4	226	0,3	333	0,4
Copaiba	652	0,1	1.353	0,2	2.546	0,3
Jequitibá	28	0,6	65	1,3	130	2,6
Santos 1	2	0,1	6	0,2	12	0,4

Observação: O volume da categoria de recursos 2C inclui o volume 1C (eles não se somam). Da mesma forma, o volume 3C inclui o volume 2C.

**Recursos Prospectivos**

Com base em informações técnicas e outras disponibilizadas a GCA, e a sua avaliação e auditoria independentes dessas informações a GCA elaborou estimativas Baixa, Base e Alta dos Recursos Prospectivos de Óleo/Condensado e Gás Natural líquidos para a QGEP, para cada um dos prospectos identificados.

**Recursos Prospectivos – Interesses da QGEP****Em 31 de dezembro de 2009**

Prospecto	GCOS %	Estimativa Baixa		Melhor Estimativa		Estimativa Média		Estimativa Alta	
		Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás
		Mm <sup>3</sup>	Bcm	Mm <sup>3</sup>	Bcm	Mm <sup>3</sup>	Bcm	Mm <sup>3</sup>	Bcm
Camamú 1	31%	4,150	0.4	9,659	1.0	11,231	1.1	20,496	2.0
Jequitinhonha 1	29%	490	12.3	1,208	30.2	1,351	33.8	2,432	60.8
Jequitinhonha 2	24%	387	7.7	965	19.3	1,091	21.8	1,968	39.4
Santos 1 UCR1	30%	9	0.3	40	1.4	55	1.9	124	4.3
Santos 1 UCR2	30%	3	0.1	9	0.3	12	0.4	26	0.9
Santos1 UCR3	30%	6	0.2	25	0.9	33	1.2	72	2.5
Santos 1 UCR4	30%	2	0.1	7	0.2	9	0.3	17	0.6
Santos 2	39%	3,834	0.7	13,478	2.5	17,963	3.3	37,946	6.9
Santos 3	19%	1,737	0.3	5,088	0.9	6,303	1.2	12,434	2.3
Santos 4	40%	894	13.4	2,501	37.5	2,935	44.0	5,533	83.0
Santos 5	18%	2,036	0.3	9,919	1.5	14,469	2.2	32,993	4.9
Santos 6	18%	895	0.1	1,923	0.3	2,230	0.3	3,972	0.6
Santos 7	11%	121	2.4	277	5.5	329	6.6	608	12.2
Santos 8	23%	1,227	0.1	3,142	0.3	3,712	0.4	7,002	0.7
Santos 9	20%	548	0	1,353	0.2	1,597	0.2	3,024	0.4

Observação: O volume da categoria de recursos da Melhor Estimativa inclui o volume da Menor Estimativa (eles não se somam). Da mesma forma, o volume da Estimativa Mais Alta inclui o volume da Melhor Estimativa.

Além da elaboração das estimativas dos Recursos Prospectivos, a QGEP também solicitou que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso observada (GCOS - *Geological Chance of Success*) para cada prospecto.

A atribuição de uma GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor de petróleo e gás, como uma das etapas para avaliar se um prospecto deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para essa estimativa, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa GCOS é o produto das probabilidades individuais estimadas que contribuí para o sucesso geológico:

- Presença de trapa e selo.
- Presença de reservatório de qualidade aceitável.
- Disponibilidade de geração de hidrocarbonetos e de um caminho de migração.
- Sincronismo adequado em relação à formação da trapa e do selo e à geração e migração dos hidrocarbonetos.

A presença de muitos outros campos de petróleo e gás perto dos blocos exploratórios da QGEP, e de poços nos quais os reservatórios objetivos podem ser identificados, sugere que os riscos associados à geração e à migração de hidrocarbonetos e à presença de reservatórios são relativamente pequenos. No entanto, devido à complexa configuração estrutural e estratigráfica de muitos objetivos identificados, e também ao papel do sal (a presença ou ausência do sal) como um componente importante para a eficácia dos trajetos de migração, o risco nos prospectos individuais identificados é considerado um pouco maior.

Deve ser entendido que a GCOS é a probabilidade estimada de fazer uma descoberta. Mesmo que um prospecto seja perfurado e que uma descoberta seja feita, não há certeza da comprovação de que serão comercializáveis nem de que haverá desenvolvimento. Os volumes de recursos associados a cada prospecto não estão ajustado para esse risco, que é estimado separadamente.

A GCA considera possível que os prospectos Jequitinhonha 1 e 2, e Santos 4 possam ser propensos a descobertas de óleo. Essa possibilidade não foi incorporada ao relatório de recursos, que presume que qualquer descoberta resultante seja gás. No entanto a avaliação volumétrica e econômica da potencial descoberta de óleo nos prospectos citados está considerada neste relatório.

### **Padrões para a Estimativa de Recursos**

As estimativas de recursos tanto para os Recursos Contingentes quanto para os Recursos Prospectivos, apresentadas no presente documento, foram elaboradas pela GCA em conformidade com as definições dos recursos contidas no *Petroleum Resources Management System* (PRMS – Sistema de gestão de Recursos de Petróleo) aprovado por Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e Society of Petroleum Evaluation Engineers, em março de 2007 e incluída no Anexo III.

Esta avaliação foi realizada no contexto do entendimento da GCA quanto aos direitos de propriedade do petróleo da QGEP, conforme apresentado pela Diretoria da QGEP. A GCA

---

não está em posição de certificar título de propriedade, relações de interesse financeiro nem ônus/gravames dos mesmos para nenhuma parte das propriedades e interesses avaliados.

Há muitas incertezas inerentes à estimativa de recursos e à projeção da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa futuros. O volume de uma acumulação de petróleo ou gás não pode ser medido diretamente. Os recursos de petróleo e gás são estimados através de uma série de medições indiretas e inferências, e qualquer estimativa de recursos é função da qualidade dos dados disponíveis, interpretações geológicas e de engenharia, e de pareceres. Apesar de serem elaboradas por pessoas com experiência nesse trabalho, as estimativas dos recursos de petróleo e gás podem diferir entre as partes, algumas vezes de forma significativa.

Os resultados da perfuração, teste e produção, posteriores a elaboração das estimativas, podem justificar revisões, sendo que algumas ou todas podem ser significativas. Da mesma forma, as estimativas dos recursos são, muitas vezes, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados, se houver, pode ser diferente do previsto na estimativa.

Uma descrição detalhada da estimativa de volume para cada descoberta e prospecto, para os quais recursos foram estimados é apresentada no Anexo I.

### **Avaliação Econômica**

Além da estimativa dos volumes dos recursos e da GCOS, a QGEP também solicitou que a GCA elaborasse uma avaliação econômica de determinados Recursos Contingentes e casos de Recursos Prospectivos.

Uma avaliação econômica não é uma determinação de valor. Em geral, a avaliação das propriedades do petróleo envolve o exame de abordagens múltiplas que, de forma ideal, geram resultados similares, apesar de na prática isso não ser tão frequente. Raras vezes há uma transação com terceiros que envolva uma propriedade objeto suficientemente similar em essência e tempo, de modo a permitir uma aferição direta do valor de mercado. Ocasionalmente há compensações de transações em proximidade e tempo, ou em um deles, ou em transações que não são de terceiros, que podem auxiliar como indicadores de valor. Na ausência desses indicadores diretos, uma abordagem comumente usada é a estimativa do potencial de geração do fluxo de caixa futuro de uma propriedade, adaptando-o para o risco e para o valor do dinheiro no tempo, e estimando o valor através da racionalização dos resultados com as outras abordagens, à medida que estiverem disponíveis.

Os resultados dos leilões ou arrendamentos de direitos de petróleo, incluindo aqueles que foram leiloados no Brasil, mostram uma variação considerável nas ofertas feitas por diversas empresas ou consórcios para o mesmo arrendamento, havendo a probabilidade da proposta mais alta ser várias vezes o valor da menor. Essas variações podem ser decorrentes de diversos fatores, incluindo a percepção de riscos, o volume de hidrocarbonetos que poderá ser eventualmente produzido se a exploração e exploração tiverem sucesso, o custo de exploração e desenvolvimento, o preço futuro de petróleo e gás, o impacto tributário e da regulamentação governamental, e da concorrência por capital de outras partes do mundo. A principal observação é: freqüentemente empresas distintas têm percepções muito diferentes do valor do mesmo ativo.

---

***Deve ser observado que os casos econômicos aqui avaliados representam apenas uma visão parcial de muitos casos e cenários econômicos que poderiam ser considerados em um exercício completo de avaliação, e que os Valores Presentes Líquidos aqui apresentados, de forma isolada ou combinada, não devem ser vistos como a representação de uma determinação de valor de mercado dos interesses da QGEP em petróleo.***

### **Abordagem da Avaliação Econômica**

A QGEP elaborou um cenário de desenvolvimento para cada e descoberta e prospecto existente, assumindo que seja subseqüentemente provado que o último seja uma descoberta. A GCA auditou esses cenários de desenvolvimento junto com as estimativas associadas de gastos com ativos fixos e despesa operacional, sendo parecer da CGA que as estimativas da QGEP são suficientes para a produção dos volumes que estão sendo considerados.

A auditoria realizada pela GCA do investimento incluiu o custo dos poços de exploração, poços de desenvolvimento, sistema de produção flutuante (FPSO), plantas, sistema de coleta, tubulações e os demais componentes dos projetos de desenvolvimento. Segundo o parecer da GCA, a QGEP pode ser conservadora em algumas das suas estimativas de investimento (tendo estimado custos mais elevados do que possam ser necessários) em comparação com o custo que é atualmente estimado para desenvolvimentos similares no Brasil e em outros locais. A auditoria das despesas operacionais incluiu o custo de navios de abastecimento, serviços de helicóptero, FPSO, plantas, sistemas de compressão, operações de recomissionamento/recondicionamento, custo de mobilização, custo de abandono de poço e outros componentes da operação de um campo. Em geral, as despesas operacionais estimadas parecem estar em linha com as médias do setor.

A abordagem usada pela QGEP é aquela geralmente empregada na avaliação econômica de recursos, mas deve ser observado que cada caso de desenvolvimento e custo de capital associado e despesa operacional é hipotético, porque no momento não existe nenhum projeto firme de desenvolvimento, para nenhuma das descobertas e, no caso dos prospectos, talvez nenhuma descoberta seja feita ou desenvolvida. Mesmo que haja descobertas e que os desenvolvimentos continuem, não há certeza de que a abordagem de desenvolvimento esteja em linha com o que foi presumido pela QGEP, nem que o prazo ou outros fatores não influenciem o custo, nem que não sejam diferentes do que foi presumido. A avaliação econômica está fundamentada nos volumes dos recursos estimados pela GCA, e nos perfis de produção, cenários de desenvolvimento e ritmo fornecidos pela QGEP.

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse uma avaliação econômica usando uma faixa de preços de petróleo e gás (identificada como Baixo, Base e Alto) e taxas de desconto de 8%, 10% e 12%:

Ano	Petróleo (US\$/bbl)			Gás (US\$/MMBtu)		
	Baixo	Base	Alto	Baixo	Base	Alto
2010	70.00	80.00	90.00	5.00	6.00	7.00
2011	71.75	82.00	92.25	5.13	6.15	7.18
2012	73.54	85.00	94.56	5.25	6.30	7.35
2013	75.38	87.00	96.92	5.38	6.46	7.54
2014	77.27	88.00	99.34	5.52	6.62	7.73
2015+	+ 2.5% per annum					

É presumido que o condensado seja comercializado com um prêmio de 10% em relação ao preço do petróleo. Foi assumido que todos os custos sofrerão inflação de 2,5% ao ano a partir de 2011, e as estimativas de royalties, Participação Especial, PIS/COFINS e imposto de renda de pessoa jurídica a pagar foram calculados com o uso do modelo econômico da GCA e aplicados a cada caso, conforme adequado.

### ***Avaliação Econômica dos Recursos Contingentes***

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse análises de fluxo de caixa, presumindo o desenvolvimento de três das quatro descobertas (Camarão Norte, Copaíba e Jequitibá). Na apresentação desse tipo de análise é comum apresentar apenas o caso intermediário (geralmente a melhor estimativa ou média; neste caso, os Recursos Contingentes 2C), ou apresentar todos os dados mais baixos, a melhor estimativa e os cenários favoráveis (Recursos Contingentes 1C, 2C e 3C) para que possa ser observada a gama de resultados em potencial esperados. Neste caso, a QGEP preparou apenas um cenário de desenvolvimento para 3C ou estimativa de recursos favoráveis para cada descoberta. Portanto, é importante reconhecer que as avaliações econômicas apresentadas no presente documento também representam Valores Presentes Líquidos favoráveis, e que não foi avaliado nenhum caso mais baixo nem de melhor estimativa.

O fluxo de caixa da totalidade do desenvolvimento do campo (100% de interesse) é apresentado no Anexo II, com os Valores Presentes Líquidos (VPLs) líquidos para a QGEP dos casos resultantes tabulados a seguir.

A quarta descoberta, Santos 1, não é considerada suficientemente grande nem mesmo no caso 3C para que seja desenvolvida isoladamente, e a sua avaliação foi incorporada à avaliação dos Recursos Prospectivos.



**Valor Presente Líquido (US\$MM) do Caso de Recurso Contingente 3C Líquido para os Interesses da QGEP**

**Em 31 de dezembro de 2009**

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camarão Norte	83	68	57	99	82	68	117	97	80
Copaiba	247	196	155	300	239	191	355	285	229
Jequitibá	0	0	0	18	3	0	49	27	11
Santos 1	Avaliação de Recursos Prospectivos								

**Avaliação Econômica dos Recursos Prospectivos**

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse análises do desenvolvimento de descobertas, que se presume venham a decorrer do sucesso da exploração dos diversos prospectos. Em cada caso, foi assumido que a descoberta tenha o tamanho médio resultante das estimativas dos Recursos Prospectivos preparadas pela GCA.

Foram solicitados dois conjuntos de VPLs, sendo que o primeiro presume o sucesso da exploração. O fluxo de caixa do sucesso do desenvolvimento da totalidade do campo (100% de interesse) é apresentado no Anexo II, com os Valores Presentes Líquidos (VPLs) líquidos para os interesses da QGEP, nas tabelas a seguir.

**Valor Presente Líquido (US\$MM) da Média do Caso de Recurso Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP**

**Em 31 de dezembro de 2009**

**Caso de Sucesso**

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camamú 1	923	696	521	1.132	865	660	1.352	1.043	805
Jequitinhonha 1	1.141	842	617	1.523	1.152	872	1.906	1.463	1.127
Jequitinhonha 2	1.002	779	609	1.256	985	778	1.512	1.192	948
Santos 1	87	61	43	129	95	70	172	129	97
Santos 2	1.365	1.006	731	1.706	1.283	958	2.065	1.575	1.197
Santos 3	549	419	318	687	533	412	833	654	512
Santos 4	1.010	645	386	1.398	944	621	1.787	1.246	857
Santos 5	893	603	392	1.134	793	544	1.387	992	703
Santos 6	140	97	64	188	137	97	239	178	131
Santos 7	54	25	5	122	78	47	190	132	89
Santos 8	344	266	205	420	329	257	501	394	311
Santos 9	78	50	28	113	78	51	149	107	75

O segundo conjunto de casos solicitado pela QGEP envolve a incorporação aos VPLs do ajuste do risco para levar em consideração a Probabilidade de Sucesso Comercial (CCOS - *Commercial Chance of Success*) presumida pela QGEP. Ela foi definida pela QGEP como produto da GCOS, a probabilidade avaliada de superar um Limite Comercial e, quando aplicável, um fator de dependência no qual o sucesso comercial de uma descoberta depende do sucesso de uma ou mais descobertas adicionais.

A QGEP estimou o Limite Comercial para cada prospecto, que é o menor tamanho de descoberta estimado como passível de ser desenvolvido comercialmente em uma área específica. A comercialidade foi definida como uma descoberta capaz de alcançar, no mínimo, a comercialidade a 10% da Taxa Interna de Retorno (o mesmo que ter um VPL igual a zero, descontado a 10%). Este VPL foi estimado com o uso de projetos de desenvolvimento extrapolados para este menor tamanho de descoberta. A GCA auditou a metodologia usada e as pressuposições incorporadas, e considera que os resultados obtidos pela QGEP são plausíveis.

A probabilidade do Limite Comercial foi calculada a partir da distribuição do tamanho provável das descobertas, decorrente da estimativa de Recursos Prospectivos para cada prospecto e da proporção dos resultados dos tamanhos que ultrapassam o Limite Comercial. No entanto, a GCA observa que essa abordagem não inclui o exame de outros fatores exógenos que também podem impactar a probabilidade de desenvolvimento de uma descoberta.

O desenvolvimento de alguns prospectos poderia depender de serem feitas uma ou mais descobertas em outros prospectos. Em geral, esse seria o caso quando um prospecto tem de usar as instalações em uso no desenvolvimento de outro prospecto. O desenvolvimento dos prospectos Santos 1, Santos 3, Santos 6, Santos 7, Santos 8 e Santos 9 depende do êxito no desenvolvimento de quaisquer destes prospectos: Santos 2, Santos 4 ou Santos 5. Se um desses três últimos prospectos tiver sucesso, será necessário construir um gasoduto ao qual as descobertas de quaisquer das seis descobertas menores estariam ligadas. A QGEP presumiu um fator de dependência de 70% para cada um dos seis prospectos (que é igual à probabilidade de sucesso geológico de ao menos um dentre Santos 2, 4 ou 5, presumindo que todos os três sejam perfurados, com base na GCOS estimada pela GCA).

---

Prospecto	GCOS	Probabilidade de Ultrapassar Limite Comercial	CCOS
-----------	------	---	------

Camamú 1	31%	99%	30.7%
Jequitinhonha 1	29%	94%	27.3%
Jequitinhonha 2	24%	96%	23.0%
Santos 1 *	30%	99%	20.8%
Santos 2	39%	93%	36.3%
Santos 3 *	19%	93%	12.4%
Santos 4	40%	92%	36.8%
Santos 5	18%	92%	16.6%
Santos 6 *	18%	96%	12.1%
Santos 7 *	11%	92%	7.1%
Santos 8 *	23%	95%	15.3%
Santos 9 *	20%	91%	12.7%

\*CCOS adicionalmente ajustado para um fator de dependência de 70%

Os VPLs ajustados ao risco foram calculados multiplicando os VPLs do Caso de Sucesso pela CCOS, com um posterior ajuste decrescente para refletir o fato de que o custo de ao menos um poço de exploração será incorrido em cada caso, qualquer que seja o resultado.

**Valor Presente Líquido (US\$MM) da Média do Caso de Recurso  
Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP  
Em 31 de dezembro de 2009  
Risco – Caso Ajustado**

Prospecto	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camamú 1	277	207	154	341	259	196	409	314	241
Jequitinhonha 1	272	191	131	376	276	200	481	361	270
Jequitinhonha 2	185	135	97	243	182	136	302	230	175
Santos 1	8	3	0	17	10	5	25	17	11
Santos 2	481	352	252	605	452	335	736	558	421
Santos 3	49	33	22	66	48	33	84	63	46
Santos 4	354	221	126	497	331	212	640	442	299
Santos 5	136	88	54	176	120	79	218	153	105
Santos 6	5	0	0	11	5	1	17	10	5
Santos 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santos 8	42	31	22	54	40	30	66	51	38
Santos 9	0	0	0	3	0	0	8	3	0

### Resumo da Avaliação Econômica

Por solicitação da QGEP, a GCA forneceu uma soma, através de simples adição matemática, dos VPLs para cada um dos preços de petróleo e gás e casos de taxa de desconto para Reservas Contingentes e os casos de Recursos Prospectivos positivos ajustados para o risco. Os riscos e atributos associados aos Recursos Contingentes e aos Recursos Prospectivos são muito diferentes, e a combinação dos VPLs dessas duas classificações de recursos não deve ser feita sem o entendimento adequado de tais matérias e outras considerações delineadas no presente documento.

**Soma do Caso de Recurso Contingente 3C (US\$MM)  
Presumindo o Desenvolvimento das Descobertas de  
Camarão Norte, Copaíba e Jequitibá  
Em 31 de dezembro de 2009**

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
Caso Preço Baixo	330	264	212
Caso Preço Base	417	324	260
Caso Preço Alto	521	409	321

Apesar do total fornecido acima ser a soma dos VPLs dos fluxos de caixa do volume de recursos 3C para três das quatro descobertas, não há certeza de que nenhuma das descobertas venha a ser desenvolvida nem, se alguma for desenvolvida, de que as três venham a ser desenvolvidas, nem que venham a ser desenvolvidas segundo o tamanho e a forma contemplada nos casos apresentados no presente documento.

**Soma dos Casos de Recurso Prospectivo  
Ajustado ao Risco (US\$MM)  
Presumindo a Perfuração de todos os Prospectos  
Em 31 de dezembro de 2009**

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
Caso Preço Baixo	1.809	1.261	857
Caso Preço Base	2.389	1.723	1.227
Caso Preço Alto	2.985	2.200	1.611

A soma dos VPLs ajustados ao risco dos prospectos individuais elimina os VPLs negativos ajustados ao risco (presumindo que em tal cenário um prospecto não seja perfurado),

e presume que todos os prospectos identificados com VPLs positivos depois de ajustados ao risco sejam perfurados. No entanto, não há certeza de que todos venham a ser perfurados, de que haja alguma descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e da forma contemplados nos casos apresentados no presente documento.

### **Caso Alternativo de Óleo**

Os Recursos Prospectivos atribuídos aos prospectos Jequitinhonha 1 e 2 e Santos 4 e a avaliação econômica resultante presumem que se houver uma descoberta, ela deve ser de gás com volumes pequenos de condensado associado. Porém, existe a probabilidade de que se for feita uma descoberta, ela seja de óleo com volumes pequenos de gás associado. A QGEP solicitou que a GCA avaliasse os volumes de recursos que seriam se aplicariam se cada um desses três prospectos resultasse em uma descoberta que seja predominantemente de óleo em vez de gás, e como isso impactaria a análise econômica. O petróleo e os volumes de gás associado e os valores presentes líquidos, presumindo uma descoberta de óleo são, consequentemente, uma alternativa aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados, não sendo acrescentados aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados.

#### **Recursos Prospectivos Líquidos Alternativos – Interesses da QGEP Em 31 de dezembro de 2009**

Prospecto	GCOS %	Média Estimativa	
		Petr/Cond Mm3	Gás Bcm
Jequitinhonha 1	29%	30.000	2,3
Jequitinhonha 2	24%	18.000	1,4
Santos 4	40%	21.720	5,7

#### **Valor Presente Líquido (US\$MM) da Média do Caso de Recurso Prospectivo Líquido Alternativo para os Interesses da QGEP Em 31 de dezembro de 2009 Caso de Sucesso (Descoberta de Óleo)**

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Jequitinhonha 1	3.139	2.607	2.174	3.754	3.127	2.617	4.402	3.675	3.084
Jequitinhonha 2	1.927	1.623	1.372	2.305	1.945	1.648	2.703	2.284	1.939
Santos 4	1.561	1.169	868	1.925	1.464	1.108	2.309	1.774	1.361

**Valor Presente Líquido (US\$MM) da Média do Caso de Recurso  
Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP  
Em 31 de dezembro de 2009  
Risco Alternativo – Caso Ajustado**

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Jequitinhonha 1	820	676	559	988	818	680	1.165	968	807
Jequitinhonha 2	398	329	272	484	403	336	576	481	403
Santos 4	557	413	303	691	522	391	832	636	484

Se forem incorporados à soma, os valores presentes líquidos resultantes, ajustados ao risco geralmente estão em torno de US\$ 700-900 milhões a mais se (conforme esperado) for descoberto gás nesses três prospectos.

**Soma dos Recursos Prospectivos  
Casos Alternativos Ajustados do Risco (US\$MM)  
Presumindo a Perfuração de todos os Prospectos  
Em 31 de dezembro de 2009**

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
<b>Caso Preço Baixo</b>	2.773	2.133	1.638
<b>Caso Preço Base</b>	3.436	2.677	2.086
<b>Caso Preço Alto</b>	4.136	3.253	2.562

Há potencial para o aumento desses valores presentes líquidos com risco em cerca de US\$ 100 milhões adicionais se houver integração do desenvolvimento entre Santos 2 e Santos 4. Conforme previamente observado, as mesmas precauções se aplicam a todos os valores presentes líquidos ajustados ao risco porque presumem que todos os prospectos identificados sejam perfurados, mesmo não havendo certeza de que isso venha a ocorrer nem de que haja alguma descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e da forma contemplados nos casos apresentados no presente documento.

---

Neste encargo a GCA atuou como auditora/avaliadora independente de Recursos. Os executivos e funcionários da empresa não têm interesses diretos nem indiretos nas

propriedades avaliadas. Os honorários da GCA não estavam, de nenhuma maneira, relacionados às estimativas relatadas de reservas ou recursos.

A GCA se reserva o direito de aprovar, previamente, o uso e o contexto de uso de quaisquer resultados, declarações ou opiniões expressadas neste relatório. Tal aprovação incluirá, mas não estará limitada a, declarações ou referências em documentos de natureza pública ou parcialmente pública, como contratos de empréstimo, prospectos, declarações sobre recursos, comunicados à imprensa, etc.

Este relatório foi preparado para a QGEP e não deve ser usado para fins que não sejam aqueles para os quais foi realizado.

Atenciosamente,

**GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, INC.**



César Guzzetti  
Gerente Regional do Cone Sul

Apênsados

Apêndice	I	Discussão Técnica
	II:	<i>Cashflows</i>
	III:	<i>Definições de Reservas e Recursos. Sistema de Gestão dos Recursos de Petroóleo</i>

# APÊNDICES



**APÊNDICE I:**  
**Discussão Técnica**

## DISCUSSÃO TÉCNICA

A QGEP está interessada em determinados blocos localizados nas bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos, no litoral sul do Atlântico brasileiro.

A **Bacia de Camamu** está localizada na porção sul da costa do Estado da Bahia, e se estende à planície costeira, cobrindo uma área de 16.500 km<sup>2</sup>. Ela está limitada ao norte pelas bacias de Jacuípe e do Recôncavo transversalmente às zonas de transferência de Itapoã e Barra, respectivamente. O Alto de Itacaré separa as bacias de Almada e Camamu. Alguns poços descobridores de petróleo e gás foram perfurados na Bacia de Camamu pela Petrobras e por terceiros, dos quais dois estão localizados na região *onshore* (Morro do Barro/gás e Jiribatuba/petróleo), e outros dois *offshore* (1-BAS-64/petróleo e 1-BAS-97/gás).

Na Bacia de Camamu, a QGEP tem interesses nos campos de Manati e Camarão Norte, e também em dois blocos de exploração: BM-CAL-5 e BM-CAL-12. No Bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços de descobrimento que estão sendo avaliados, no momento.

A **Bacia do Jequitinhonha** está situada na porção nordeste da margem leste brasileira, na costa meridional da Bahia, diante da foz do Rio Jequitinhonha. O Alto de Olivença define a fronteira norte com a Bacia de Camamu-Almada, e o banco vulcânico de Royal Charlotte marca a fronteira meridional com a Bacia de Cumuraxitiba. Ela ocupa uma área de 10.000 km<sup>2</sup>, dos quais 9.500 km<sup>2</sup> estão situados na região *offshore* (7.000 km<sup>2</sup> em uma lâmina d'água de 1.000 m e 2.500 km<sup>2</sup> entre 1.000 e 2.000 m). A perfuração de 33 poços de exploração na bacia, pela Petrobras e por terceiros, resultou uma descoberta na área do poço 1-BAS-37.

Na Bacia do Jequitinhonha, a QGEP possui interesses no Bloco BM-J-2, no qual foram identificados dois prospectos.

A **Bacia de Santos** é uma das maiores bacias sedimentares do Brasil. Está situada na porção sudeste da margem continental brasileira, na região *offshore* dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A fronteira meridional com a bacia de Pelotas é o Alto de Florianópolis, e a fronteira setentrional com a Bacia de Campos é o Alto de Cabo Frio. A bacia cobre uma área total de 352.260 km<sup>2</sup>, com isóbata de até 3.000 m, sendo a mais extensa das bacias costeiras brasileiras. As atividades de exploração na Bacia de Santos tiveram início na década de 1960. Houve poucas descobertas que incluem o campo de gás de Merluza e os campos de petróleo de Caravela e Coral, até que nos últimos anos houve uma sequência de descobertas importantes: esse ciclo de descobertas teve início com Lagosta, Mexilhão, Tambaú e Uruguá, e teve continuidade com as gigantescas descobertas de Tupi, Carioca, Caramba, Parati, Guará, Bem-te-vi, Júpiter e Lara, no pré-sal. Atualmente, a Bacia de Santos é considerada a mais importante da região offshore do Brasil.

A QGEP possui interesses em quatro blocos da Bacia de Santos: BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77. O poço 1-SCS-13 foi perfurado no Bloco BM-S-12, em 2008. O objetivo principal do poço eram os reservatórios de microlitos do pré-sal, e os objetivos secundários eram os reservatórios do Albiano e do Oligoceno. O poço foi abandonado devido aos *kicks* de gás e aos problemas mecânicos subsequentes durante a perfuração da parte superior dos arenitos do Albiano Superior. O objetivo principal do pré-sal nunca foi alcançado.

---

## **Geologia Regional do Petróleo**

A formação da bacia do Atlântico Sul teve início durante o Período Jurássico, quando começou a separação no Oceano Atlântico. Folhelhos e leques aluviais vermelhos preencheram a bacia rifte, formando a rocha geradora para este sistema petrolífero. Concomitantemente ao período *sag*, foi depositada uma sequência evaporítica durante o período geológico Aptiano. A distribuição dos depósitos do sal Aptiano na área do Atlântico Sul desempenhou um papel importante na retenção dos hidrocarbonetos oriundos das sucessões sin-rifte. O Oceano Atlântico se abriu, e teve início a fase da deriva com a sedimentação na plataforma continental de extensos pacotes de carbonatos marinhos com uma fauna restrita, provavelmente, controlada por salinidades elevadas e leques deltaicos clásticos. Mais além, no *offshore*, margas e folhelhos foram depositados no talude continental. O nível do mar continuou a subir e foi depositada uma sucessão de areias e folhelhos. No Cenomaniano, ocorreu um evento anóxico e houve a deposição de folhelhos negros com níveis elevados de matéria orgânica total. Esses folhelhos negros estão mais desenvolvidos na margem africana do que na margem brasileira. Durante essa sequência transgressiva marinha aberta foram depositados arenitos turbidíticos cenomanianos ao longo de grande parte da margem brasileira que, ao nível local, podem ser reservatórios de alta qualidade (comuns na Bacia de Campos). Do período Campaniano ao Santoniano, as condições oxidantes foram comuns. O início da progradação varia ao longo da margem, do período Turoniano, na Bacia de Santos, ao Eoceno, na Bacia de Sergipe-Alagoas, ao norte da Bacia de Camamu. Grandes leques turbidíticos foram depositados, do Albiano ao início do Mioceno, nas bacias meridionais, durante períodos com nível do mar baixo e em épocas de movimentos tectônicos.

### **Origem e Migração**

Em geral, as rochas geradoras estão presentes ao longo de grande parte da margem atlântica brasileira; elas começaram a gerar hidrocarbonetos no Cretáceo Superior-Terciário. Os folhelhos lacustres do pré-sal são considerados a fonte mais importante das bacias brasileiras do Atlântico Sul. Rochas geradoras adicionais são encontradas em folhelhos marinhos abertos do Cretáceo Médio-Superior.

O movimento do sal, ou halocinese, desempenhou um papel muito importante na determinação das direções da migração. Os espessos evaporitos aptianos criaram um selo perfeito para os hidrocarbonetos gerados no pré-sal, mas também podem ocasionar problemas na migração deles a partir das rochas geradoras do pré-sal para os reservatórios do pós-sal. Devido à halocinese, ocorreram janelas e afinamentos ao longo do selo regional de sal que permitiram a migração para os reservatórios pós-sal, diretamente ou através de fraturas e falhas, que são comuns em camadas finas de sal em virtude da dissolução e da retirada mecânica do sal. Falhas de crescimento também se desenvolveram acima do sal devido a movimentos gravitacionais, e o petróleo pode ter migrado para cima e para dentro dos reservatórios do pós-sal através dessas falhas.

Além de criar rotas de migração, o movimento do sal alterou as localizações dos depósitos, o que aprimorou a qualidade do reservatório dentro e ao redor das estruturas de crescimento do sal, incluindo a distribuição de turbiditos e, em outros locais, forneceu relevos estruturais que contribuíram para a captura de hidrocarbonetos.

### **Reservatórios**

Na margem brasileira, os hidrocarbonetos são encontrados em diversos reservatórios, do embasamento fraturado aos turbiditos do Mioceno, em uma sucessão de sedimentos

---

clásticos ricos em areia, carbonatos e folhelhos. Os espessos depósitos de folhelhos entre os clásticos e os carbonatos criam um bom selo superior para esses reservatórios.

Os reservatórios do pré-sal são formados por diversos depósitos, dependendo da fase do rifte e do ambiente deposicional. Os depocentros iniciais foram preenchidos por clásticos continentais grossos que ocasionalmente continham sedimentos vulcânicos intercalados. Movimentos adicionais criaram *horsts* e *grabens*, geralmente paralelos à costa. A erosão dos *horsts* forneceu sequências espessas de sedimentos fluvio-clásticos que foram depositados em *grabens* contíguos. Houve o desenvolvimento de rochas geradoras locais, assim como o desenvolvimento de reservatórios de importância regional secundária. Por outro lado, carbonatos foram depositados ao redor de folhelhos lacustres que podem fornecer reservatórios bons.

Depois da deposição dos evaporitos aptianos, a continuação do aprofundamento do Atlântico Sul resultou na deposição dos depósitos dos carbonatos albianos, seguidos por sequências de folhelhos e arenitos. Essa tendência continuou no Cretáceo Superior e no Terciário, enquanto o movimento do sal acarretou uma configuração estrutural complexa dos sedimentos. No Oligoceno, a regressão marinha levou ao desenvolvimento de canais erosivos que, subsequentemente, foram preenchidos por turbiditos e areias canalizadas marinhos ligados à última fase da deriva.

### **Estimativa dos Recursos Contingentes e Prospectivos**

A Petrobras perfurou três poços em dois dos blocos que a QGEP tem interesse: dois deles estão situados no Bloco BM-CAL-5, um em Copaíba e outro na acumulação de Jequitibá, na Bacia de Camamu. O terceiro poço foi perfurado no bloco BM-S-12, na Bacia de Santos. Esses três poços demonstraram a existência de hidrocarbonetos nas zonas perfuradas, determinando uma descoberta e a base para a avaliação do desenvolvimento. Como os operadores não estabeleceram planos específicos para o desenvolvimento dessas descobertas, os volumes recuperáveis estimados são classificados pela GCA como Recursos Contingentes.

A QGEP também identificou mais um prospecto na Bacia de Camamu, o Cam-01, no Bloco BM-CAL-12, e outras 9 oportunidades na Bacia de Santos.

### **Dados Disponíveis**

A QGEP forneceu à GCA dados e informações sobre todos os prospectos, incluindo:

- Várias seções sísmicas de dados sísmicos 3D com interpretação estrutural e estratigráfica da QGEP.
  - Mapas estruturais em profundidade dos horizontes importantes relacionados a cada *play*.
  - Mapas de isópacas para os vários *plays*.
  - Perfis compostos do poço e parâmetros petrofísicos derivados.
  - Estudos e análises sobre a maturação da matriz e o tempo geológico relevante para os *plays*.
  - Relatórios adicionais e análises auxiliares usados na estimativa de parâmetros adicionais tais como Fator de Volume da Formação, Fatores de Recuperação e Relações Petróleo – Gás, quando disponíveis.
-

## Análise Crítica dos Dados

A GCA revisou os dados fornecidos e as interpretações da QGEP e concluiu que, em geral, eram razoáveis. Na maioria dos casos, os dados sísmicos foram muito bons, o suficiente para respaldar as interpretações dadas. Os mapas estruturais e de isópacas recebidos, correlacionam os topos dos poços onde estes estão disponíveis. Na maioria das áreas, a qualidade dos dados sísmicos oferece grande confiabilidade no mapeamento. Porém, ainda há incertezas quando a exatidão das interpretações estruturais uma vez que não há dados disponíveis de poços para calibrar com exatidão os dados sísmicos.

Do mesmo modo, os parâmetros de porosidade e saturação da água obtidos pela QGEP a partir dos perfis foram facilmente confirmados nos dados fornecidos. A GCA também validou as estimativas dos Fatores do Volume da Formação quando havia dados disponíveis. Quando não havia dados disponíveis para os Fatores do Volume da Formação, a GCA aceitou as estimativas da QGEP, porque pareciam razoáveis.

## Metodologia de Estimativa de Recursos

A estimativa dos Volumes Recuperáveis foi fundamentada no método de estimativa volumétrica:

$$EUR = A * H * \phi * Sh * (1/FVF) * RF$$

Onde:

- EUR** Recuperação Estimada Total de hidrocarbonetos.
- A** Área de acumulação obtida de mapas estruturais até a profundidade definida, variando por caso baseada na ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos, contato hidrocarboneto/água, ou ponto de derramamento estrutural.
- H** Espessura Líquida Média derivada como valor médio a partir dos mapas de retorno líquido. Quando os mapas de retorno líquido não estavam disponíveis, este valor foi derivado dos mapas estruturais e do valor líquido bruto resultante dos perfis do poço que perfuraram o reservatório correspondente.
- $\phi$**  Porosidade Média; derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.
- Sw** Média da saturação de hidrocarbonetos derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.
- FVF** Fator de Volume da Formação calculado com base na profundidade do reservatório e nas propriedades esperadas dos hidrocarbonetos.
- RF** Fator de Recuperação estimado com base nas características do reservatório.

As EURs para petróleo e gás foram obtidas através de cálculo probabilístico com o uso das simulações de Monte Carlo. Os parâmetros de entrada foram determinados para os casos baixo, mais provável e alto, sendo informados os percentís P90, P50, and P10, respectivamente, em distribuições triangulares. Em poucas exceções, as áreas baixa e alta foram informadas na distribuição triangular como mínimo e máximo, principalmente nas acumulações em que a extensão da área estava restrita aos limites do bloco e não aos limites das estruturas geológicas mapeadas (salientado, quando aplicável, na tabela de parâmetros de entrada dos prospectos relevantes).

Nas simulações de Monte Carlo foi assumido que alguns parâmetros eram dependentes para a eliminação de cenários infundados, como apresentado abaixo:

---

Variável Independente	Variável Dependente	Coefficiente de Correlação
$H$	$\Phi$	0,5
$H$	$RF$	0,5
$\Phi$	$Sh$	0,7

### Probabilidade de Sucesso Geológico

Além das estimativas volumétricas dos recursos prospectivos da QGEP na margem brasileira, a QGEP também solicitou que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso (GCOS - *Geological Chance of Success*) de cada prospecto.

A atribuição da GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor, como uma das etapas para avaliar se um prospecto deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para a estimativa da GCOS, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa da GCOS é um agregado de probabilidades individuais que contribui para o sucesso geológico em função de:

- Trapa e Vedação;
- Presença e qualidade do reservatório;
- Origem e Migração;
- Período Geológico.

Em virtude da presença de muitos outros campos de petróleo e gás perto dos blocos exploratórios da QGEP, e de alguns poços nos quais é possível observar a existência de formações de reservatórios em potencial, pode-se dizer, em geral, que os riscos associados à geração e à migração de hidrocarbonetos e à presença de reservatórios são relativamente pequenos. No entanto, devido à complexa configuração estrutural e estratigráfica de muitas metas identificadas, e também do papel da presença de sal, e da inexistência de um componente chave para a eficácia dos trajetos de migração, é preciso calcular cuidadosamente a estimativa de GCOS para cada prospecto.

## RECURSOS CONTINGENTES

### Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-5

#### Recursos Contingentes de Copaíba

A acumulação de Copaíba foi perfurada pelo poço 1-BRSA-637D-BAS. A meta é um canal turbidítico lacustre do Cretáceo Inferior, de natureza estratigráfica. O poço testou 1000-2000 Bbl/dia. É necessária avaliação complementar antes de serem feitas perfurações adicionais. As áreas das extensões baixa e alta estão limitadas pela vizinhança imediata da penetração do poço. O mapeamento da amplitude sísmica indica que essa estrutura em canal pode estender-se para o norte. No entanto, dados adicionais são necessários para uma avaliação complementar do potencial adicional.

**Campo de Copaíba – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Area (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4,6	17	18	70	1,115
Mais Provável	7,7	19	21	80	
Alto	11,5	22	24	90	

**Recursos Contingentes de Jequitibá**

A acumulação de Jequitibá foi perfurada pelo poço 1-BAS-144 e encontrou o topo da Formação Sergi produtora de gás em arenito jurássico (seção pré-rifte) nos intervalos A, B, C, D e topo do E. O Contato Gás/Água (GWC – *Gas/Water Contact*) foi identificado poucos metros abaixo do topo do arenito do Sergi. Os dados sísmicos mostram que o reservatório está compartimentalizado em três blocos principais de falha. O poço perfurou o bloco estruturalmente mais alto da falha. As médias de porosidade e saturação de hidrocarbonetos foram derivadas do perfil do poço. A extensão da área para o caso mais baixo inclui apenas o bloco da falha que foi perfurado, enquanto o caso alto inclui os três blocos até o GWC.

**Campo de Jequitibá – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local**

	Area (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	1,2*	30	10	70	290
Mais Provável	4,5	45	13	75	295
Alto	9,0**	60	18	80	300

\*Entrada mínima na distribuição triangular

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular

**Bacia de Santos – Bloco BM-S-12**

Neste bloco, o poço 1–SCS-13 foi perfurado em 2008. O objetivo principal do poço era a sequência aptiana microbiolítica do pré-sal. Os objetivos secundários do poço incluíam os carbonatos e arenitos albianos e os arenitos rasos do Oligoceno. O poço encontrou 3 metros de intervalo econômico na profundidade de cerca de 2.600 m nos arenitos do Oligoceno, havendo presença de gás no *mud log*. Este reservatório é o equivalente dos reservatórios que produzem gás nos campos adjacentes de Tiro, Sidon e Piracucá.

O poço foi perfurado a mais de 5.000 m, onde houve um *kick* de gás. Problemas mecânicos adicionais levaram ao abandono do poço sem que o objetivo principal fosse alcançado.

Com base nos perfis observados neste poço, a GCA considera que o poço 1-SCS-13, descobridor de gás no reservatório do Oligoceno, pode ser avaliado para desenvolvimento pelo operador. Portanto, os volumes associados a esta acumulação podem ser considerados recursos contingentes.

### Santos 01 – Extensão Areal dos Recursos Descobertos

Verticalmente, o poço encontrou apenas 3 m de areia saturada com gás natural. Abaixo desses 3 m há cerca de 3 m de folhelho no topo de um pacote muito fino de areia, 1 m, que parece estar saturada com água. Por isso, o GWC foi inferido em algum local entre as duas areias. Não há pressões adicionais nem outros dados que confirmem o GWC naquele nível. Porém, para o fim de atribuição de recursos contingentes, a GCA considerou a profundidade em subsuperfície de -2.625 m como a profundidade conhecida da água e limite do reservatório.

No que concerne a extensão da área, a GCA considera uma estimativa baixa de 3 km<sup>2</sup> representada por fortes amplitudes sísmicas observadas ao redor do poço. A área de estimativa mais elevada está baseada no mapa estrutural até o nível HKW de -2625 na vizinhança do poço, conforme mapeado pela Petrobras.

#### Santos 01 Recursos Descobertos – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Area (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	4	27	60	210
Alto	12	6	30	65	220

Os estudos de amplitude sísmica da Petrobras e da QGEP mostram que até as amplitudes mais promissoras podem ser mapeadas regionalmente, no mesmo intervalo. A GCA considerou essa interpretação; no entanto, em virtude da fina espessura das areias encontradas no poço e das discontinuidades observadas no mapa de amplitude, concluiu-se que quaisquer áreas afastadas das associadas ao poço 1-SCS-13 ainda podem ser consideradas Recursos Prospectivos porque não há evidências fortes de GWC no poço. Esses recursos serão discutidos posteriormente, neste relatório.

## RECURSOS PROSPECTIVOS

### Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-12 – Prospecto CAM-01

Os reservatórios objetivos deste prospecto são turbiditos marinhos do Cretáceo Superior. Este reservatório foi observado nos poços próximos ao bloco. O Bas-126, perfurado ao norte do bloco, tem mais de 250 m de reservatório de boa qualidade, e o poço Bas-102, perfurado ao sul do bloco, tem mais de 100 m de reservatório de boa qualidade. A GCA considera que o mapa estrutural fornecido pela Petrobras é razoável e verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP na estimativa volumétrica para este prospecto, como segue:

#### Prospecto CAM-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	12*	20	16	65	1,100
Mais Provável	30	40	21	70	1,200
Alto	80**	60	25	75	1,300

\*Entrada mínima na distribuição triangular

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular



Segundo os estudos geoquímicos da área, espera-se que o petróleo seja o hidrocarboneto predominante, caso esteja presente. A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 31%.

## Bacia do Jequitinhonha

### Bloco BM-J-2: Prospectos JEQ-01 e JEQ-02

Os reservatórios alvo deste *play* estrutural do pré-sal são carbonatos e siliciclásticos fraturados do Albiano ao Terciário. A trapa é um alto estrutural do pré-sal, sendo esperado que seja similar às estruturas produtoras encontradas na Bacia de Campos.

Nesta configuração, foram identificados dois prospectos próximos um do outro. Os dados sísmicos nestas profundidades são precários e apesar do alto estrutural poder ser observado na base do sal, a resolução dos dados abaixo do sal oferece pouca confiabilidade no mapeamento da estrutura. A QGEP usou o mapeamento da base do sal para identificar a melhor expressão de cada prospecto. Com base em estudos geoquímicos regionais, é esperado que os reservatórios de hidrocarbonetos desta área sejam de gás.

A GCA considerou razoável a análise da QGEP, verificou os parâmetros de entrada usados nas estimativas volumétricas e avaliou a Probabilidade Geológica de Sucesso de cada prospecto, encontrando 29% para JEQ-01 e 24% para JEQ-02.

#### Prospecto JEQ-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	12	60	10	60	250
Mais Provável	25	75	12	70	270
Alto	41	90	15	80	285

#### Prospecto JEQ-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	7	60	10	60	285
Mais Provável	15	75	12	70	297
Alto	24	90	15	80	310

## Bacia de Santos

### Recursos Prospectivos: BM-S-12 – Santos-01

Conforme discutido anteriormente, a GCA verificou que uma parte deste prospecto fora descoberta através do poço 1-SCS-13. Com base no mapa de amplitude da Petrobras/QGEP, há indicações de que o reservatório encontrado através do poço 1-SCS-13 possa fazer parte de um sistema de canais de extensão regional, observado neste mapa como as amplitudes mais brilhantes.

Porém, essas amplitudes não são contínuas, sendo possível identificar descontinuidades laterais distintas, tal como mapeado pela Petrobras/QGEP. Com base no mapa da Petrobras/QGEP, a GCA avaliou este *play* como tendo 4 prospectos adicionais aos recursos contingentes assinalados na área do poço 1-SCS-13.

### Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

#### Prospecto Santos-01-UCR-01

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	23	6	27	60	210
Alto	57	14	30	65	220

#### Prospecto Santos-01-UCR-02

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	7	6	27	60	210
Alto	11	14	30	65	220

#### Prospecto Santos-01-UCR-03

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	14	6	27	60	210
Alto	33*	14	30	65	220

\* Limitado dentro do bloco; 25 km<sup>2</sup> adicionais para o caso alto estão fora do bloco

#### Prospecto Santos-01-UCR-04

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	6	27	60	210
Alto	7	14	30	65	220

A GCA estima que todos esses prospectos apresentem 30% de Probabilidade de Sucesso Geológico.

### BM-S-12 - Santos-02

O reservatório para este projeto é de arenitos do Albiano Superior, com distribuição regional na margem brasileira. Este reservatório foi perfurado através do poço 1-SCS-13, antes dos problemas técnicos do poço. Em 5.032 m MD, os *mud loggers* observaram óleo nas peneiras de lama. Pouco depois, houve problemas na locação do poço, incluindo um *kick* de gás. Em uma das tentativas para controlar o poço, os engenheiros de perfuração trocaram a lama à base de água por lama à base de óleo. Portanto, todas as amostras abaixo desse

intervalo estão contaminadas e são inconclusivas. Segundo os estudos geoquímicos da área, a presença de óleo nestes reservatórios é mais provável do que a presença de gás.

Após o poço, a Petrobras realizou um estudo no prospecto Santos-02, que incluiu análise de AVO em uma tentativa de identificar Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI – *Direct Hydrocarbon Indicators*). Neste reservatório, o AVO não foi conclusivo. A GCA analisou todas as entradas e observou que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, era otimista. A GCA estima que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, representa melhor o caso mais provável. Para o caso baixo, a GCA acredita que a área deve ficar restrita a leste da falha para o oeste do poço 1-SCS-13. Nos demais parâmetros, a GCA concorda com a QGEP.

**Prospecto Santos-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local, Limitados ao Contorno do Bloco**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	30*	12	10	50	1,500
Mais Provável	153**	20	12	60	1,650
Alto	346***	44	14	70	2,100

\*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 91 km<sup>2</sup>

\*\*Do mapa P90 da Petrobras: área limitada ao contorno do bloco

\*\*\*Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao perímetro do bloco; na interpretação da Petrobras a área máxima se estende a 655 km<sup>2</sup>

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 39%.

**BM-S-12 - Santos-03**

As rochas reservatório deste prospecto são dolomitas sacaroidais albianas. Em geral, a configuração da trapa é estratigráfica e a presença e possibilidade de carga nesses reservatórios é incerta. Porém, os dados sísmicos deste bloco são de boa qualidade e revelam um evento que pode ser facilmente rastreado e mapeado. A GCA considera que a análise e a interpretação da QGEP são razoáveis.

**Prospecto Santos-03 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	40	15	7	55	1,400
Mais Provável	60	25	9	60	1,600
Alto	125	35	12	65	1,800

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 19%.

**BM-S-12 - Santos-04**

O objetivo deste prospecto são os reservatórios microbianos aptianos.

O bloco está localizado na extremidade do *ring-fence* do pré-sal; porém, segundo a análise da QGEP, é provável que haja *pods* de geração na área deste bloco. No caso das falhas principais, elas podem facilitar a migração na seqüência pré-sal. Estudos geoquímicos regionais sugerem que nesta profundidade de 6.400 m, é mais provável que os microlitos aptianos contenham mais gás do que óleo. Estruturalmente, há dois altos estruturais paralelos

na base do sal, nas quais pode haver melhor desenvolvimento dos reservatórios microbiais.

A GCA verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP e os considerou bastante bons, dando prosseguimento à estimativa volumétrica com os seguintes parâmetros de entrada:

**Prospecto Santos-04 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	56	30	9	60	400
Mais Provável	110	50	10	70	430
Alto	189	70	12	80	500

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 40%.

**BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 – Santos-05, Santos-06 e Santos-07**

Estes três prospectos são plays estratigráficos cujos objetivos são reservatórios arenosos do Cretáceo Superior. A distribuição dessas areias é regional, e apesar do poço mais próximo que encontrou esse tipo de areia ser o poço Chev-01, a cerca de 50 km ao NE, é possível que os prospectos estejam localizados em um *trend* regional de arenitos do Cretáceo Superior. Campos como os de Mexilhão e Merluza apresentam reservatórios e trapas estratigráficos similares. Os estudos geoquímicos regionais sugerem que o hidrocarboneto predominante nos prospectos Santos-05 e Santos-06 seja óleo, e que no prospecto Santos-07 seja gás. As três acumulações relacionadas a esses prospectos foram mapeadas além dos limites do bloco, nas distribuições probabilísticas. Porém, as áreas medidas ficaram restritas aos limites do bloco. A estimativa GCOS varia para cada prospecto, com base no posicionamento do prospecto na bacia.

**Prospecto Santos-05 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	27	20	9	60	1,500
Mais Provável	80	30	11	65	1,600
Alto	179	75	15	75	1,700

**Prospecto Santos-06 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	7*	25	10	60	1,500
Mais Provável	20	30	11	65	1,600
Alto	42**	45	13	75	1,700

\*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 14 km<sup>2</sup>

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao contorno do bloco; a acumulação potencial pode estender-se além do limite do bloco (15 km<sup>2</sup> a mais para a área do caso alto, com base no mapeamento da QGEP)

A GCA estimou uma Probabilidade de Sucesso Geológico similar para os prospectos

Santos-05 e Santos-06, de 18%.

**Prospecto Santos-07 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	15*	30	10	65	280
Mais Provável	25	35	13	70	290
Alto	60**	75	16	75	300

\*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 22 km<sup>2</sup>

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 11%.

**BM-S-76 e BM-S-77 - Santos-08**

O objetivo deste prospecto são os arenitos oligocênicos em um *play* estratigráfico. Esses arenitos produzem óleo nos campos Tiro e Sidon, a não mais de 20 km dos blocos. Apesar da acumulação se estender muito além dos limites do bloco, a área volumétrica estimada foi limitada ao limite do bloco.

A GCA considera que os parâmetros de entrada da QGEP, para este prospecto, são satisfatórios.

**Prospecto Santos-08 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	10*	10	17	60	1,100
Mais Provável	30	15	20	70	1,200
Alto	56*	22	25	80	1,300

\*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 20 km<sup>2</sup>

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; pode haver potencial adicional fora dos blocos nos quais a QGEP participa

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 23%.

**BM-S-77 - Santos-09**

Este prospecto foi mapeado como um pequeno fechamento em três direções, alongado, limitado ao norte por um *trend* de falhas na direção leste-oeste. Nesta estrutura geológica alongada e muito pequena, o mapeamento pode ser muito sensível a pequenas variações de velocidade. A trapa depende muito da falha selante ao norte. Os reservatórios alvo são os arenitos santonianos. A área da acumulação se estende além do bloco para oeste. Com base na análise da QGEP a entrada da estimativa volumétrica é a que segue:

**Prospecto Santos-09 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local**

	Área (km <sup>2</sup> )	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4*	20	20	60	1,100
Mais Provável	7	30	22	65	1,200
Alto	11**	45	25	75	1,300

\*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 5,5 km<sup>2</sup>

\*\*Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; a acumulação em potencial pode estender-se além do limite do bloco (6 km<sup>2</sup> a mais para a área do caso mais alto, com base no

mapeamento da QGEP)

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 20%.

**Demonstrativo dos Recursos Contingentes de Hidrocarbonetos  
em 31 de Dezembro de 2009  
Propriedades na Região Offshore do Brasil**

**Bruto e Líquido – Interesses da QGEP**

Category	Field	Oil / Condensate				Natural Gas			
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's	
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)
<b>1C</b>									
	North Camarao	---	---	---	---	57	1.6	15	0.4
	Copaiba	18.2	2,897	4.1	652	12	0.3	3	0.1
	Jequitibá	0.6	102	0.2	28	72	2.0	20	0.6
	Santos #1	0.0	7	0.0	2	9	0.3	3	0.1
<b>2C</b>									
	North Camarao	6.3	1,003	1.4	226	53	1.5	12	0.3
	Copaiba	37.8	6,015	8.5	1,353	25	0.7	6	0.2
	Jequitibá	1.5	235	0.4	65	166	4.7	46	1.3
	Santos #1	0.1	19	0.0	6	23	0.7	7	0.2
<b>3C</b>									
	North Camarao	9.3	1,482	2.1	333	61	1.7	14	0.4
	Copaiba	71.2	11,317	16.0	2,546	48	1.4	11	0.3
	Jequitibá	3.0	472	0.8	130	334	9.4	92	2.6
	Santos #1	0.3	41	0.1	12	51	1.4	15	0.4

**Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos  
em 31 de Dezembro de 2009  
Propriedades na Região Offshore do Brasil**

**Bruto e Líquido – Interesses da QGEP**

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk
		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		Factor
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
<b>Low (P90 Probabilistic Estimate)</b>										
	CAM01	130.5	20,751	26.1	4,150	73	2	15	0	31%
	JEQ #1	3.1	490	3.1	490	433	12	433	12	29%
	JEQ #2	2.4	387	2.4	387	273	8	273	8	24%
	Santos #1 UCR1	0.2	29	0.1	9	35	1	11	0	30%
	Santos #1 UCR2	0.1	8	0.0	3	10	0	3	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.1	20	0.0	6	25	1	8	0	30%
	Santos #1 UCR4	0.0	7	0.0	2	9	0	3	0	30%
	Santos #2	80.4	12,781	24.1	3,834	83	2	25	1	39%
	Santos #3	36.4	5,789	10.9	1,737	37	1	11	0	19%
	Santos #4	18.7	2,979	5.6	894	1578	45	473	13	40%
	Santos #5	64.0	10,181	12.8	2,036	54	2	11	0	18%
	Santos #6	28.2	4,477	5.6	895	24	1	5	0	18%
	Santos #7	3.8	604	0.8	121	427	12	85	2	11%
	Santos #8	38.6	6,134	7.7	1,227	22	1	4	0	23%
	Santos #9	17.2	2,738	3.4	548	13	0	3	0	20%
<b>Best (P50 Probabilistic Estimate)</b>										
	CAM01	303.8	48,294	60.8	9,659	171	4.8	34	1.0	31%
	JEQ #1	7.6	1,208	7.6	1,208	1,067	30.2	1,067	30.2	29%
	JEQ #2	6.1	965	6.1	965	681	19.3	681	19.3	24%
	Santos #1 UCR1	0.8	134	0.3	40	165	4.7	50	1.4	30%
	Santos #1 UCR2	0.2	31	0.1	9	39	1.1	12	0.3	30%
	Santos #1 UCR3	0.5	82	0.2	25	101	2.9	30	0.9	30%
	Santos #1 UCR4	0.1	23	0.0	7	29	0.8	9	0.2	30%
	Santos #2	282.6	44,928	84.8	13,478	290	8.2	87	2.5	39%
	Santos #3	106.7	16,961	32.0	5,088	110	3.1	33	0.9	19%
	Santos #4	52.4	8,338	15.7	2,501	4,416	125.1	1,325	37.5	40%
	Santos #5	311.9	49,594	62.4	9,919	263	7.4	53	1.5	18%
	Santos #6	60.5	9,613	12.1	1,923	51	1.4	10	0.3	18%
	Santos #7	8.7	1,385	1.7	277	978	27.7	196	5.5	11%
	Santos #8	98.8	15,708	19.8	3,142	55	1.6	11	0.3	23%
	Santos #9	42.6	6,767	8.5	1,353	31	0.9	6	0.2	20%
<b>High (P10 Probabilistic Estimate)</b>										
	CAM01	644.6	102,479	128.9	20,496	362	10.2	72	2.0	31%
	JEQ #1	15.3	2,432	15.3	2,432	2,147	60.8	2,147	60.8	29%
	JEQ #2	12.4	1,968	12.4	1,968	1,390	39.4	1,390	39.4	24%
	Santos #1 UCR1	2.6	414	0.8	124	511	14.5	153	4.3	30%
	Santos #1 UCR2	0.5	85	0.2	26	105	3.0	32	0.9	30%
	Santos #1 UCR3	1.5	240	0.5	72	297	8.4	89	2.5	30%
	Santos #1 UCR4	0.4	58	0.1	17	72	2.0	22	0.6	30%
	Santos #2	795.6	126,486	238.7	37,946	818	23.1	245	6.9	39%
	Santos #3	260.7	41,445	78.2	12,434	268	7.6	80	2.3	19%
	Santos #4	116.0	18,444	34.8	5,533	9,769	276.7	2,931	83.0	40%
	Santos #5	1,037.6	164,966	207.5	32,993	874	24.7	175	4.9	18%
	Santos #6	124.9	19,859	25.0	3,972	105	3.0	21	0.6	18%
	Santos #7	19.1	3,041	3.8	608	2,148	60.8	430	12.2	11%
	Santos #8	220.2	35,009	44.0	7,002	124	3.5	25	0.7	23%
	Santos #9	95.1	15,119	19.0	3,024	69	2.0	14	0.4	20%

**Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos  
em 31 de Dezembro de 2010  
Propriedades na Região Offshore do Brasil**

**Bruto e Líquido – Interesses da QGEP**

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Factor
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
<b>Mean Values</b>										
	CAM 01	353.2	56,156	70.6	11,231	198	6	40	1	31%
	JEQ #1	8.5	1,351	8.5	1,351	1193	34	1193	34	29%
	JEQ #2	6.9	1,091	6.9	1,091	770	22	770	22	24%
	Santos #1 UCR1	1.2	185	0.3	55	228	6	69	2	30%
	Santos #1 UCR2	0.3	40	0.1	12	50	1	15	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.7	110	0.2	33	137	4	41	1	30%
	Santos #1 UCR4	0.2	29	0.1	9	36	1	11	0	30%
	Santos #2	376.6	59,877	113.0	17,963	387	11	116	3	39%
	Santos #3	132.2	21,010	39.6	6,303	136	4	41	1	19%
	Santos #4	61.5	9,784	18.5	2,935	5182	147	1555	44	40%
	Santos #5	455.1	72,346	91.0	14,469	383	11	77	2	18%
	Santos #6	70.1	11,151	14.0	2,230	59	2	12	0	18%
	Santos #7	10.3	1,646	2.1	329	1162	33	232	7	11%
	Santos #8	116.7	18,558	23.3	3,712	66	2	13	0	23%
	Santos #9	50.2	7,983	10.0	1597	37	1	7	0	20%



**APPENDIX II:**  
***Cashflows***  
**As of December 31, 2009**

**3C Contingent Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Camarao Norte Discovery**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70											
2014				88.00	6.62	96.80											
2015				90.20	6.79	99.22											
2016		34	29	92.46	6.96	101.70		8	19	27	2	4		45	3	(45)	18
2017		137	118	94.77	7.13	104.24		34	77	112	8	7			14	82	
2018		137	118	97.14	7.31	106.85		35	79	114	9	7			14	84	
2019		137	118	99.56	7.49	109.52		36	81	117	9	8			14	86	
2020		137	118	102.05	7.68	112.26		37	83	120	9	8			15	89	
2021		119	103	104.60	7.87	115.06		33	74	107	8	8			13	78	
2022		80	69	107.22	8.07	117.94		23	51	74	6	7			9	53	
2023		50	43	109.90	8.27	120.89		14	32	47	4	7			5	31	
2024		23	20	112.65	8.48	123.91		7	16	23	2	6			2	13	
2025		7	6	115.46	8.69	127.01		2	5	7	1	3			1	3	
2026				118.35	8.91	130.19							4			(4)	
2027				121.31	9.13	133.44											
2028				124.34	9.36	136.78											
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>		<b>860</b>	<b>740</b>					<b>231</b>	<b>517</b>	<b>748</b>	<b>56</b>	<b>63</b>	<b>4</b>	<b>45</b>	<b>89</b>	<b>491</b>	

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**3C Contingent Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Copaiba Discovery**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									179		(179)
2014				88.00	6.62	96.80									183		(183)
2015				90.20	6.79	99.22									188		(188)
2016				92.46	6.96	101.70									192		(192)
2017	1,217			94.77	7.13	104.24	725			725	73	30				184	438
2018	2,433			97.14	7.31	106.85	1,487			1,487	149	62				379	896
2019	1,895			99.56	7.49	109.52	1,187			1,187	119	95				289	684
2020	1,480			102.05	7.68	112.26	950			950	95	66				235	554
2021	1,149			104.60	7.87	115.06	756			756	76	54				188	439
2022	895			107.22	8.07	117.94	604			604	60	89				135	320
2023	697			109.90	8.27	120.89	482			482	48	57				113	264
2024	544			112.65	8.48	123.91	386			386	39	46				90	211
2025	423			115.46	8.69	127.01	307			307	31	84				56	137
2026	329			118.35	8.91	130.19	245			245	25	49				51	121
2027	256			121.31	9.13	133.44	196			196	20	50				37	89
2028				124.34	9.36	136.78							62				(62)
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>11,319</b>						<b>7,324</b>			<b>7,324</b>	<b>732</b>	<b>682</b>	<b>62</b>	<b>741</b>	<b>1,757</b>	<b>3,349</b>	

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**3C Contingent Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Jequitiba Discovery**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									124		(124)
2013				87.00	6.46	95.70									127		(127)
2014				88.00	6.62	96.80									130		(130)
2015		365	18	90.20	6.79	99.22		87	11	99	10		37		133	11	(92)
2016		732	37	92.46	6.96	101.70		180	23	203	20		76			23	84
2017		730	37	94.77	7.13	104.24		184	24	208	21		78			24	86
2018		730	37	97.14	7.31	106.85		188	25	213	21		80			24	87
2019		730	37	99.56	7.49	109.52		193	25	218	22		82			25	89
2020		623	31	102.05	7.68	112.26		169	22	191	19		75			21	75
2021		513	26	104.60	7.87	115.06		143	19	161	16		63			18	64
2022		513	26	107.22	8.07	117.94		146	19	165	17		64			19	65
2023		513	26	109.90	8.27	120.89		150	20	169	17		66			20	67
2024		515	26	112.65	8.48	123.91		154	20	174	17		68			21	68
2025		437	22	115.46	8.69	127.01		134	17	152	15		63			17	57
2026		361	18	118.35	8.91	130.19		113	15	128	13		52			15	48
2027		361	18	121.31	9.13	133.44		116	15	131	13		54			15	49
2028		362	18	124.34	9.36	136.78		120	16	135	14		55			16	51
2029		361	18	127.45	9.59	140.20		122	16	138	14		56			16	52
2030		307	15	130.64	9.83	143.70		107	14	121	12		52			13	43
2031		254	13	133.90	10.08	147.29		90	12	102	10		44			12	36
2032		254	13	137.25	10.33	150.97		93	12	105	10		45			12	37
2033		254	13	140.68	10.59	154.75		95	12	107	11		46			12	38
2034		254	13	144.20	10.85	158.62		97	13	110	11		47			13	39
2035		216	11	147.80	11.12	162.58		85	11	96	10		44			10	32
2036				151.50	11.40	166.65								54			(54)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>		<b>9,384</b>	<b>469</b>					<b>2,767</b>	<b>360</b>	<b>3,127</b>	<b>313</b>		<b>1,247</b>	<b>54</b>	<b>513</b>	<b>358</b>	<b>642</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Jequitinhonha 1**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20								62		(62)	
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70								363		(363)	
2014				88.00	6.62	96.80								372		(372)	
2015		1,460	58	90.20	6.79	99.22		350	36	386	39		13	382	97	(144)	
2016		2,928	117	92.46	6.96	101.70		719	75	794	79	7	27		197	484	
2017		2,920	117	94.77	7.13	104.24		735	77	812	81	26	27		196	482	
2018		2,920	117	97.14	7.31	106.85		754	78	832	83	44	28		196	482	
2019		2,920	117	99.56	7.49	109.52		773	80	853	85	45	29		201	493	
2020		2,928	117	102.05	7.68	112.26		794	83	877	88	47	29		208	505	
2021		2,207	88	104.60	7.87	115.06		613	64	677	68	29	30		161	390	
2022		1,493	60	107.22	8.07	117.94		425	44	470	47	11	25		114	273	
2023		1,493	60	109.90	8.27	120.89		436	45	482	48	11	25		117	279	
2024		1,497	60	112.65	8.48	123.91		448	47	495	49	12	26		121	287	
2025		1,493	60	115.46	8.69	127.01		458	48	506	51	12	27		124	293	
2026		1,493	60	118.35	8.91	130.19		470	49	519	52	11	87		108	262	
2027		1,128	45	121.31	9.13	133.44		364	38	402	40		28		100	234	
2028		766	31	124.34	9.36	136.78		253	26	279	28		23		69	160	
2029		764	31	127.45	9.59	140.20		259	27	286	29		23		70	163	
2030		764	31	130.64	9.83	143.70		265	28	293	29		24		72	167	
2031		764	31	133.90	10.08	147.29		272	28	300	30		25		74	171	
2032		766	31	137.25	10.33	150.97		279	29	308	31		94		53	130	
2033		577	23	140.68	10.59	154.75		216	22	238	24		26		57	131	
2034		436	17	144.20	10.85	158.62		167	17	185	18		21		44	101	
2035		436	17	147.80	11.12	162.58		171	18	189	19		22		45	103	
2036		437	17	151.50	11.40	166.65		176	18	194	19		22		47	106	
2037		436	17	155.29	11.69	170.81		180	19	199	20		23		48	108	
2038		436	17	159.17	11.98	175.08		184	19	204	20		23		49	111	
2039		436	17	163.15	12.28	179.46		189	20	209	21		24		51	113	
2040				167	13	184								127		(127)	
<b>Total</b>		<b>33,899</b>	<b>1,355</b>					<b>9,952</b>	<b>1,036</b>	<b>10,987</b>	<b>1,099</b>	<b>255</b>	<b>750</b>	<b>127</b>	<b>1,179</b>	<b>2,620</b>	<b>4,958</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Jequitinhonha 2**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									67		(67)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									115		(115)
2014				88.00	6.62	96.80									118		(118)
2015		913	46	90.20	6.79	99.22		219	29	247	25		6	121	68	28	
2016		1,830	92	92.46	6.96	101.70		450	59	508	51		11		140	306	
2017		1,825	91	94.77	7.13	104.24		460	60	519	52		12		143	313	
2018		1,825	91	97.14	7.31	106.85		471	61	532	53	20	12		140	307	
2019		1,825	91	99.56	7.49	109.52		483	63	546	55	21	12		144	314	
2020		1,830	92	102.05	7.68	112.26		496	65	561	56	21	13		148	323	
2021		1,403	70	104.60	7.87	115.06		390	51	441	44	10	13		118	256	
2022		981	49	107.22	8.07	117.94		279	36	316	32		11		87	187	
2023		981	49	109.90	8.27	120.89		286	37	324	32		11		89	192	
2024		983	49	112.65	8.48	123.91		294	38	333	33		11		92	197	
2025		981	49	115.46	8.69	127.01		301	39	340	34		11		94	201	
2026		981	49	118.35	8.91	130.19		308	40	349	35		12		96	206	
2027		754	38	121.31	9.13	133.44		243	32	275	27		12		75	160	
2028		529	26	124.34	9.36	136.78		175	23	197	20		10		54	114	
2029		527	26	127.45	9.59	140.20		179	23	202	20		10		55	117	
2030		527	26	130.64	9.83	143.70		183	24	207	21		10		56	120	
2031		527	26	133.90	10.08	147.29		188	24	212	21		78		35	78	
2032		529	26	137.25	10.33	150.97		193	25	218	22		11		60	126	
2033		405	20	140.68	10.59	154.75		151	20	171	17		11		46	97	
2034		283	14	144.20	10.85	158.62		109	14	123	12		9		33	69	
2035		283	14	147.80	11.12	162.58		111	14	126	13		9		33	70	
2036		284	14	151.50	11.40	166.65		114	15	129	13		10		34	72	
2037		283	14	155.29	11.69	170.81		117	15	132	13		10		35	74	
2038		283	14	159.17	11.98	175.08		120	16	135	14		10		36	76	
2039		283	14	163.15	12.28	179.46		123	16	139	14		10		37	78	
2040				167	13	184								40		(40)	
Total		21,854	1,094					6,442	839	7,282	728	73	333	40	420	1,947	3,740

GCA Auditor: RW    Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Camamu 1**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									51		(51)
2012				85.00	6.30	93.50									47		(47)
2013				87.00	6.46	95.70									990		(990)
2014				88.00	6.62	96.80									1,015		(1,015)
2015				90.20	6.79	99.22									1,040		(1,040)
2016				92.46	6.96	101.70									1,066		(1,066)
2017	4,681	468		94.77	7.13	104.24	2,790	118		2,908	291		88			740	1,788
2018	9,362	936		97.14	7.31	106.85	5,720	242		5,961	596	613	181			1,316	3,256
2019	7,709	771		99.56	7.49	109.52	4,828	204		5,032	503	524	173			1,106	2,725
2020	6,366	637		102.05	7.68	112.26	4,086	173		4,259	426	482	218			903	2,230
2021	5,228	523		104.60	7.87	115.06	3,440	145		3,585	359	322	162			799	1,943
2022	4,305	431		107.22	8.07	117.94	2,903	123		3,026	303	210	187			681	1,645
2023	3,545	355		109.90	8.27	120.89	2,451	104		2,554	255	134	130			601	1,433
2024	2,928	293		112.65	8.48	123.91	2,074	88		2,162	216	82	185			496	1,183
2025	2,404	240		115.46	8.69	127.01	1,746	74		1,820	182	56	106			441	1,036
2026	1,980	198		118.35	8.91	130.19	1,474	62		1,536	154	29	164			354	836
2027	1,630	163		121.31	9.13	133.44	1,244	53		1,297	130		104			320	743
2028	1,346	135		124.34	9.36	136.78	1,053	44		1,097	110		166			245	577
2029	1,106	111		127.45	9.59	140.20	886	37		924	92		85			225	521
2030	910	91		130.64	9.83	143.70	748	32		780	78		151			164	387
2031	750	75		133.90	10.08	147.29	632	27		658	66		86			153	353
2032	619	62		137.25	10.33	150.97	534	23		557	56		156			102	244
2033	508	51		140.68	10.59	154.75	450	19		469	47		71			106	244
2034	419	42		144.20	10.85	158.62	380	16		396	40		144			61	151
2035	345	34		147.80	11.12	162.58	321	14		334	33		73			69	159
2036				151.50	11.40	166.65									419		(419)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>56,142</b>	<b>5,614</b>					<b>37,761</b>	<b>1,595</b>		<b>39,356</b>	<b>3,936</b>	<b>2,452</b>	<b>2,631</b>	<b>419</b>	<b>4,210</b>	<b>8,883</b>	<b>16,825</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 1**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									53		(53)
2013				87.00	6.46	95.70									60		(60)
2014				88.00	6.62	96.80									62		(62)
2015				90.20	6.79	99.22									63		(63)
2016				92.46	6.96	101.70									65		(65)
2017	803	23		94.77	7.13	104.24		202	15	217	22		59			41	96
2018	1,606	46		97.14	7.31	106.85		415	31	445	45	33	121			72	174
2019	1,606	46		99.56	7.49	109.52		425	31	456	46	35	124			74	178
2020	1,610	46		102.05	7.68	112.26		437	32	469	47	40	127			75	180
2021	1,258	36		104.60	7.87	115.06		350	26	376	38	25	102			63	148
2022	911	26		107.22	8.07	117.94		259	19	279	28	15	76			48	113
2023	911	26		109.90	8.27	120.89		266	20	286	29	11	78			51	118
2024	913	26		112.65	8.48	123.91		273	20	294	29	9	80			53	123
2025	713	20		115.46	8.69	127.01		219	16	235	24	5	64			43	99
2026	516	15		118.35	8.91	130.19		162	12	174	17	3	47			33	74
2027	516	15		121.31	9.13	133.44		166	12	179	18		49			34	78
2028	518	15		124.34	9.36	136.78		171	13	184	18		50			35	80
2029	405	12		127.45	9.59	140.20		137	10	147	15		40			28	64
2030	293	8		130.64	9.83	143.70		102	8	109	11		30			21	47
2031	293	8		133.90	10.08	147.29		104	8	112	11		64			10	26
2032	294	8		137.25	10.33	150.97		107	8	115	12		31			22	50
2033	229	7		140.68	10.59	154.75		86	6	92	9		25			18	40
2034	166	5		144.20	10.85	158.62		64	5	68	7		19			13	30
2035	166	5		147.80	11.12	162.58		65	5	70	7		19			14	30
2036	166	5		151.50	11.40	166.65		67	5	72	7		20			14	31
2037	130	4		155.29	11.69	170.81		54	4	58	6		16			11	25
2038				159.17	11.98	175.08									27		(27)
2039				163.15	12.28	179.46											
Total		14,023	399					4,131	306	4,437	444	176	1,238	27	302	774	1,476

The Santos 1 Cashflow includes the 3C Contingent Resources and the Pmean Prospective Resources. 3C Resources are not enough to be developed by themselves.

GCA Auditor: RW      Approved: DKM



**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 2**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									82		(82)
2012				85.00	6.30	93.50									158		(158)
2013				87.00	6.46	95.70									1,220		(1,220)
2014				88.00	6.62	96.80									1,250		(1,250)
2015				90.20	6.79	99.22									1,281		(1,281)
2016				92.46	6.96	101.70									1,314		(1,314)
2017	5,120	937		94.77	7.13	104.24	3,052	236		3,288	329	49	120			794	1,995
2018	10,239	1,874		97.14	7.31	106.85	6,256	484		6,740	674	847	246			1,383	3,590
2019	8,377	1,533		99.56	7.49	109.52	5,246	406		5,652	565	700	226			1,163	2,998
2020	6,873	1,258		102.05	7.68	112.26	4,412	341		4,753	475	624	210			964	2,480
2021	5,608	1,026		104.60	7.87	115.06	3,690	285		3,975	397	419	196			838	2,124
2022	4,588	840		107.22	8.07	117.94	3,094	239		3,333	333	261	210			722	1,807
2023	3,754	687		109.90	8.27	120.89	2,595	201		2,795	280	177	154			630	1,555
2024	3,079	564		112.65	8.48	123.91	2,182	169		2,351	235	100	196			526	1,293
2025	2,513	460		115.46	8.69	127.01	1,825	141		1,966	197	69	141			455	1,105
2026	2,056	376		118.35	8.91	130.19	1,530	118		1,649	165	39	189			365	890
2027	1,682	308		121.31	9.13	133.44	1,283	99		1,383	138	19	134			321	771
2028	1,380	253		124.34	9.36	136.78	1,079	83		1,163	116		187			251	609
2029	1,126	206		127.45	9.59	140.20	903	70		972	97		109			227	540
2030	921	169		130.64	9.83	143.70	757	59		815	82		165			166	403
2031	754	138		133.90	10.08	147.29	635	49		684	68		107			150	358
2032	618	113		137.25	10.33	150.97	534	41		575	58		167			100	250
2033	504	92		140.68	10.59	154.75	446	35		481	48		88			102	243
2034	413	76		144.20	10.85	158.62	374	29		403	40		152			59	152
2035	338	62		147.80	11.12	162.58	314	24		338	34		89			63	152
2036				151.50	11.40	166.65								517			(517)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>59,941</b>	<b>10,969</b>					<b>40,207</b>	<b>3,109</b>		<b>43,315</b>	<b>4,332</b>	<b>3,303</b>	<b>3,085</b>	<b>517</b>	<b>5,305</b>	<b>9,279</b>	<b>17,495</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 3**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									89		(89)
2013				87.00	6.46	95.70									447		(447)
2014				88.00	6.62	96.80									458		(458)
2015				90.20	6.79	99.22									469		(469)
2016				92.46	6.96	101.70									481		(481)
2017	2,170	397		94.77	7.13	104.24	1,294	100		1,394	139		70			334	850
2018	4,340	794		97.14	7.31	106.85	2,652	205		2,857	286	56	143			670	1,702
2019	3,390	620		99.56	7.49	109.52	2,123	164		2,287	229	56	133			529	1,341
2020	2,656	486		102.05	7.68	112.26	1,705	132		1,837	184	67	126			413	1,047
2021	2,069	379		104.60	7.87	115.06	1,361	105		1,466	147	35	155			319	811
2022	1,616	296		107.22	8.07	117.94	1,090	84		1,174	117	13	98			271	675
2023	1,262	231		109.90	8.27	120.89	873	67		940	94		95			216	535
2024	989	181		112.65	8.48	123.91	701	54		755	75		134			154	391
2025	770	141		115.46	8.69	127.01	559	43		603	60		76			134	332
2026	602	110		118.35	8.91	130.19	448	35		483	48		75			103	256
2027	470	86		121.31	9.13	133.44	359	28		386	39		122			62	164
2028	368	67		124.34	9.36	136.78	288	22		310	31		61			63	155
2029	287	52		127.45	9.59	140.20	230	18		248	25		61			46	116
2030				130.64	9.83	143.70								163			(163)
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>20,990</b>	<b>3,841</b>					<b>13,682</b>	<b>1,058</b>		<b>14,739</b>	<b>1,474</b>	<b>226</b>	<b>1,352</b>	<b>163</b>	<b>1,944</b>	<b>3,313</b>	<b>6,267</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009  
 Gross Field Resources - Base Case Price Scenario  
 Prospect Santos 4

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									103		(103)
2012				85.00	6.30	93.50									189		(189)
2013				87.00	6.46	95.70									1,145		(1,145)
2014				88.00	6.62	96.80									1,173		(1,173)
2015				90.20	6.79	99.22									1,203		(1,203)
2016				92.46	6.96	101.70									1,233		(1,233)
2017		5,475	365	94.77	7.13	104.24		1,379	239	1,618	162	21	74			399	962
2018		10,950	730	97.14	7.31	106.85		2,827	490	3,317	332	402	152			699	1,732
2019		10,950	730	99.56	7.49	109.52		2,897	503	3,400	340	516	156			684	1,704
2020		10,980	732	102.05	7.68	112.26		2,978	517	3,494	349	640	160			669	1,676
2021		10,950	730	104.60	7.87	115.06		3,044	528	3,572	357	655	164			687	1,709
2022		10,950	730	107.22	8.07	117.94		3,120	541	3,661	366	674	168			706	1,747
2023		10,950	730	109.90	8.27	120.89		3,198	555	3,753	375	693	172			726	1,786
2024		10,980	732	112.65	8.48	123.91		3,287	570	3,857	386	700	240			732	1,799
2025		7,842	523	115.46	8.69	127.01		2,406	418	2,824	282	387	181			579	1,394
2026		4,734	316	118.35	8.91	130.19		1,489	258	1,747	175	128	148			385	911
2027		4,734	316	121.31	9.13	133.44		1,526	265	1,791	179	132	152			396	932
2028		4,747	316	124.34	9.36	136.78		1,569	272	1,841	184	129	226			387	914
2029		4,734	316	127.45	9.59	140.20		1,603	278	1,882	188	139	160			419	975
2030		4,734	316	130.64	9.83	143.70		1,643	285	1,929	193	143	164			430	998
2031		4,734	316	133.90	10.08	147.29		1,684	292	1,977	198	147	168			442	1,022
2032		4,747	316	137.25	10.33	150.97		1,731	300	2,032	203	144	250			432	1,002
2033		3,390	226	140.68	10.59	154.75		1,267	220	1,487	149	63	176			334	765
2034		2,047	136	144.20	10.85	158.62		784	136	920	92	17	145			203	464
2035		2,047	136	147.80	11.12	162.58		804	139	943	94	17	148			209	475
2036		2,052	137	151.50	11.40	166.65		826	143	970	97	15	238			187	433
2037		2,047	136	155.29	11.69	170.81		845	147	991	99	18	156			220	498
2038		2,047	136	159.17	11.98	175.08		866	150	1,016	102	19	160			226	510
2039		2,047	136	163.15	12.28	179.46		887	154	1,041	104	19	164			233	522
2040		2,052	137	167.23	12.59	183.95		912	158	1,070	107	20	168			240	536
2041		1,466	98	171.41	12.90	188.55		668	116	783	78	172	172			164	369
2042		885	59	175.69	13.22	193.26		413	72	485	48	176	176			78	182
2043		885	59	180.08	13.55	198.09		423	73	497	50	181	181			80	186
2044		887	59	184.59	13.89	203.04		435	76	511	51	185	185			83	192
2045		885	59	189.20	14.24	208.12		445	77	522	52	190	190			85	195
2046		885	59	193.93	14.60	213.32		456	79	535	54	195	195			87	200
2047				198.78	14.96	218.66											(636)
Total		146,810	9,785					46,412	8,054	54,466	5,447	5,838	5,188	636	5,045	11,202	21,110

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 5**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									82		(82)
2012				85.00	6.30	93.50									158		(158)
2013				87.00	6.46	95.70									1,438		(1,438)
2014				88.00	6.62	96.80									1,474		(1,474)
2015				90.20	6.79	99.22									1,511		(1,511)
2016				92.46	6.96	101.70									1,549		(1,549)
2017	3,990	599		94.77	7.13	104.24	2,378	151		2,529	253	57	93			607	1,520
2018	7,980	1,197		97.14	7.31	106.85	4,876	309		5,185	518	588	190			1,089	2,799
2019	7,125	1,069		99.56	7.49	109.52	4,462	283		4,745	474	594	229			964	2,483
2020	6,379	957		102.05	7.68	112.26	4,095	259		4,354	435	605	181			879	2,254
2021	5,680	852		104.60	7.87	115.06	3,737	237		3,974	397	487	223			809	2,058
2022	5,071	761		107.22	8.07	117.94	3,420	217		3,637	364	409	174			767	1,924
2023	4,528	679		109.90	8.27	120.89	3,130	198		3,328	333	323	219			702	1,751
2024	4,054	608		112.65	8.48	123.91	2,872	182		3,054	305	267	146			676	1,660
2025	3,609	541		115.46	8.69	127.01	2,621	166		2,787	279	215	194			609	1,491
2026	3,223	483		118.35	8.91	130.19	2,399	152		2,551	255	179	142			578	1,398
2027	2,877	432		121.31	9.13	133.44	2,195	139		2,335	233	136	194			518	1,253
2028	2,576	386		124.34	9.36	136.78	2,015	128		2,142	214	107	140			496	1,185
2029	2,294	344		127.45	9.59	140.20	1,839	117		1,955	196	87	195			436	1,042
2030	2,048	307		130.64	9.83	143.70	1,683	107		1,789	179	77	117			422	995
2031	1,828	274		133.90	10.08	147.29	1,540	98		1,638	164	60	175			368	871
2032	1,637	246		137.25	10.33	150.97	1,413	90		1,503	150	50	116			355	830
2033	1,457	219		140.68	10.59	154.75	1,290	82		1,371	137	35	178			305	716
2034	1,301	195		144.20	10.85	158.62	1,180	75		1,255	126	26	117			297	689
2035	1,162	174		147.80	11.12	162.58	1,080	68		1,149	115	15	182			251	586
2036	1,040	156		151.50	11.40	166.65	991	63		1,054	105		98			259	592
2037	926	139		155.29	11.69	170.81	905	57		962	96		167			211	488
2038	827	124		159.17	11.98	175.08	828	52		880	88		99			212	482
2039	827	124		163.15	12.28	179.46	849	54		902	90		102			217	493
2040				167	13	184								672			(672)
<b>Total</b>	<b>72,439</b>	<b>10,866</b>					<b>51,797</b>	<b>3,283</b>		<b>55,080</b>	<b>5,508</b>	<b>4,319</b>	<b>3,669</b>	<b>672</b>	<b>6,212</b>	<b>12,026</b>	<b>22,673</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 6**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									84		(84)
2013				87.00	6.46	95.70									314		(314)
2014				88.00	6.62	96.80									322		(322)
2015				90.20	6.79	99.22									330		(330)
2016				92.46	6.96	101.70									338		(338)
2017	927	139		94.77	7.13	104.24	553	35		588	59	40				127	362
2018	1,854	278		97.14	7.31	106.85	1,133	72		1,204	120	82				262	740
2019	1,614	242		99.56	7.49	109.52	1,011	64		1,075	107	125				218	624
2020	1,409	211		102.05	7.68	112.26	904	57		961	96	22	81			200	563
2021	1,223	183		104.60	7.87	115.06	805	51		856	86	13	81			178	498
2022	1,064	160		107.22	8.07	117.94	718	45		763	76	6	81			159	441
2023	927	139		109.90	8.27	120.89	641	41		681	68		67			146	399
2024	809	121		112.65	8.48	123.91	573	36		609	61		117			112	319
2025	702	105		115.46	8.69	127.01	510	32		542	54		68			113	307
2026	611	92		118.35	8.91	130.19	455	29		484	48		68			99	268
2027				121.31	9.13	133.44								106			(106)
2028				124.34	9.36	136.78											
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>11,139</b>	<b>1,671</b>					<b>7,301</b>	<b>463</b>		<b>7,764</b>	<b>776</b>	<b>40</b>	<b>812</b>	<b>106</b>	<b>1,388</b>	<b>1,614</b>	<b>3,027</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 7**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									95		(95)
2013				87.00	6.46	95.70									223		(223)
2014				88.00	6.62	96.80									229		(229)
2015				90.20	6.79	99.22									234		(234)
2016				92.46	6.96	101.70									240		(240)
2017	1,460	73		94.77	7.13	104.24		368	48	416	42		142			64	169
2018	2,920	146		97.14	7.31	106.85		754	98	852	85	5	290			130	342
2019	2,920	146		99.56	7.49	109.52		773	101	873	87	17	298			129	342
2020	2,928	146		102.05	7.68	112.26		794	103	897	90	30	306			130	343
2021	2,466	123		104.60	7.87	115.06		686	89	775	77	21	276			110	290
2022	2,013	101		107.22	8.07	117.94		573	75	648	65	14	245			89	235
2023	2,013	101		109.90	8.27	120.89		588	77	664	66	15	251			92	240
2024	2,018	101		112.65	8.48	123.91		604	79	683	68	15	258			95	247
2025	1,700	85		115.46	8.69	127.01		522	68	589	59	10	236			79	206
2026	1,387	69		118.35	8.91	130.19		436	57	493	49	6	196			68	175
2027	1,387	69		121.31	9.13	133.44		447	58	505	51	6	201			70	179
2028	1,391	70		124.34	9.36	136.78		460	60	519	52	6	206			72	183
2029	1,172	59		127.45	9.59	140.20		397	52	448	45	1	246			41	116
2030	956	48		130.64	9.83	143.70		332	43	375	38		173			46	119
2031	956	48		133.90	10.08	147.29		340	44	385	38		177			47	122
2032	959	48		137.25	10.33	150.97		350	46	395	40		182			49	125
2033	808	40		140.68	10.59	154.75		302	39	341	34		231			17	58
2034	659	33		144.20	10.85	158.62		253	33	285	29		141			33	84
2035	659	33		147.80	11.12	162.58		259	34	293	29		144			34	86
2036	661	33		151.50	11.40	166.65		266	35	301	30		148			35	88
2037	557	28		155.29	11.69	170.81		230	30	260	26		139			26	68
2038	454	23		159.17	11.98	175.08		192	25	217	22		130			17	48
2039	454	23		163.15	12.28	179.46		197	26	223	22		133			18	49
2040				167	13	184								104			(104)
<b>Total</b>		<b>32,897</b>	<b>1,645</b>					<b>10,120</b>	<b>1,318</b>	<b>11,438</b>	<b>1,144</b>	<b>146</b>	<b>4,746</b>	<b>104</b>	<b>1,021</b>	<b>1,490</b>	<b>2,787</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 8**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									74		(74)
2013				87.00	6.46	95.70									310		(310)
2014				88.00	6.62	96.80									318		(318)
2015				90.20	6.79	99.22									326		(326)
2016				92.46	6.96	101.70									334		(334)
2017	1,756	176		94.77	7.13	104.24	1,047	44		1,091	109		44			275	663
2018	3,512	351		97.14	7.31	106.85	2,145	91		2,236	224	53	91			547	1,321
2019	2,817	282		99.56	7.49	109.52	1,764	75		1,839	184	61	88			442	1,064
2020	2,266	227		102.05	7.68	112.26	1,455	61		1,516	152	68	86			355	856
2021	1,813	181		104.60	7.87	115.06	1,193	50		1,243	124	45	70			296	708
2022	1,455	145		107.22	8.07	117.94	981	41		1,023	102	26	69			244	581
2023	1,167	117		109.90	8.27	120.89	807	34		841	84	9	96			192	459
2024	939	94		112.65	8.48	123.91	665	28		693	69		56			170	398
2025	751	75		115.46	8.69	127.01	546	23		569	57		56			136	320
2026	603	60		118.35	8.91	130.19	449	19		468	47		86			99	236
2027	484	48		121.31	9.13	133.44	369	16		385	38		56			86	203
2028	389	39		124.34	9.36	136.78	304	13		317	32		46			72	168
2029	311	31		127.45	9.59	140.20	249	11		260	26		78			45	110
2030	250	25		130.64	9.83	143.70	205	9		214	21		47			43	102
2031				133.90	10.08	147.29								116			(116)
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>18,512</b>	<b>1,851</b>					<b>12,180</b>	<b>515</b>		<b>12,694</b>	<b>1,269</b>	<b>262</b>	<b>970</b>	<b>116</b>	<b>1,362</b>	<b>3,003</b>	<b>5,712</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Prospect Santos 9**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									79		(79)
2013				87.00	6.46	95.70									249		(249)
2014				88.00	6.62	96.80									255		(255)
2015				90.20	6.79	99.22									262		(262)
2016				92.46	6.96	101.70									268		(268)
2017	644	84		94.77	7.13	104.24	384	21		405	40	31				83	251
2018	1,288	167		97.14	7.31	106.85	787	43		830	83	63				171	512
2019	1,116	145		99.56	7.49	109.52	699	38		737	74	63				151	449
2020	969	126		102.05	7.68	112.26	622	34		656	66	63				133	394
2021	837	109		104.60	7.87	115.06	551	30		581	58	109				101	313
2022	725	94		107.22	8.07	117.94	489	27		516	52	64				102	299
2023	628	82		109.90	8.27	120.89	434	24		458	46	53				92	267
2024	546	71		112.65	8.48	123.91	387	21		408	41	53				81	233
2025	471	61		115.46	8.69	127.01	342	19		361	36	104				53	168
2026	408	53		118.35	8.91	130.19	304	17		321	32	54				60	174
2027	354	46		121.31	9.13	133.44	270	15		285	28	45				55	156
2028				124.34	9.36	136.78							87				(87)
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
<b>Total</b>	<b>7,986</b>	<b>1,038</b>					<b>5,269</b>	<b>289</b>		<b>5,558</b>	<b>556</b>	<b>701</b>	<b>87</b>	<b>1,114</b>	<b>1,084</b>		<b>2,017</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM



**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Upside Case. Oil Bearing Prospect Jequitinhonha 1**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									56		(56)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									407		(407)
2014				88.00	6.62	96.80									417		(417)
2015	2,888	231		90.20	6.79	99.22	1,638	55		1,694	169		59		428	453	585
2016	4,741	379		92.46	6.96	101.70	2,757	93		2,850	285	116	121			717	1,612
2017	3,871	310		94.77	7.13	104.24	2,308	78		2,386	239	114	124			588	1,321
2018	3,170	254		97.14	7.31	106.85	1,937	65		2,002	200	111	163			469	1,058
2019	2,595	208		99.56	7.49	109.52	1,625	55		1,680	168	77	130			403	903
2020	2,130	170		102.05	7.68	112.26	1,368	46		1,414	141	51	133			336	752
2021	1,739	139		104.60	7.87	115.06	1,144	39		1,183	118	27	176			266	597
2022	1,424	114		107.22	8.07	117.94	960	32		993	99	10	112			240	532
2023	1,166	93		109.90	8.27	120.89	806	27		833	83		115			198	438
2024	957	77		112.65	8.48	123.91	678	23		701	70		160			145	326
2025	782	63		115.46	8.69	127.01	568	19		587	59		96			134	297
2026	640	51		118.35	8.91	130.19	476	16		492	49		99			107	237
2027	524	42		121.31	9.13	133.44	400	14		413	41		101			84	187
2028	430	34		124.34	9.36	136.78	336	11		348	35		104			64	145
2029	351	28		127.45	9.59	140.20	282	10		291	29		106			47	108
2030	288	23		130.64	9.83	143.70	236	8		244	24		109			33	78
2031	235	19		133.90	10.08	147.29	198	7		205	20		112			21	52
2032	193	15		137.25	10.33	150.97	167	6		172	17		114			11	30
2033				140.68	10.59	154.75								120			(120)
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167	13	184											
<b>Total</b>	<b>28,125</b>	<b>2,250</b>					<b>17,885</b>	<b>604</b>		<b>18,489</b>	<b>1,849</b>	<b>506</b>	<b>2,132</b>	<b>120</b>	<b>1,308</b>	<b>4,316</b>	<b>8,258</b>

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Upside Case. Oil Bearing Prospect Jequitinhonha 2**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									67		(67)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									199		(199)
2014				88.00	6.62	96.80									204		(204)
2015	1,935	155		90.20	6.79	99.22	1,098	37		1,135	113		43		209	306	464
2016	3,083	247		92.46	6.96	101.70	1,793	61		1,853	185	26	88			485	1,069
2017	2,443	195		94.77	7.13	104.24	1,456	49		1,505	151	36	90			384	845
2018	1,941	155		97.14	7.31	106.85	1,186	40		1,226	123	44	117			293	649
2019	1,542	123		99.56	7.49	109.52	966	33		998	100	23	94			244	537
2020	1,229	98		102.05	7.68	112.26	789	27		815	82	6	97			197	434
2021	973	78		104.60	7.87	115.06	640	22		662	66		126			146	324
2022	773	62		107.22	8.07	117.94	522	18		539	54		81			126	277
2023	615	49		109.90	8.27	120.89	425	14		439	44		83			97	214
2024	490	39		112.65	8.48	123.91	347	12		359	36		86			74	163
2025	388	31		115.46	8.69	127.01	282	10		291	29		88			54	121
2026	308	25		118.35	8.91	130.19	229	8		237	24		90			38	86
2027	245	20		121.31	9.13	133.44	187	6		193	19		92			24	57
2028	195	16		124.34	9.36	136.78	153	5		158	16		94			13	34
2029	155	12		127.45	9.59	140.20	124	4		128	13		97			4	14
2030	123	10		130.64	9.83	143.70	101	3		104	10		99				(5)
2031				133.90	10.08	147.29								56			(56)
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167	13	184											
<b>Total</b>	<b>16,436</b>	<b>1,315</b>					<b>10,296</b>	<b>348</b>		<b>10,644</b>	<b>1,064</b>	<b>135</b>	<b>1,464</b>	<b>56</b>	<b>679</b>	<b>2,486</b>	<b>4,760</b>

GCA Auditor: RW      Approved: DKM

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Upside Case. Oil Bearing Prospect Santos 4**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total	+P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow	
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20								103		(103)	
2012				85.00	6.30	93.50								189		(189)	
2013				87.00	6.46	95.70								1,103		(1,103)	
2014				88.00	6.62	96.80								1,130		(1,130)	
2015				90.20	6.79	99.22								1,159		(1,159)	
2016				92.46	6.96	101.70								1,188		(1,188)	
2017	5,089	407		94.77	7.13	104.24	3,034	103		3,136	314	45	109		785	1,883	
2018	10,178	814		97.14	7.31	106.85	6,219	210		6,429	643	817	223		1,369	3,376	
2019	10,178	814		99.56	7.49	109.52	6,374	215		6,590	659	1,027	285		1,326	3,292	
2020	8,306	664		102.05	7.68	112.26	5,332	180		5,512	551	846	235		1,120	2,760	
2021	6,741	539		104.60	7.87	115.06	4,436	150		4,585	459	541	240		976	2,369	
2022	5,486	439		107.22	8.07	117.94	3,700	125		3,825	383	321	307		826	1,989	
2023	4,465	357		109.90	8.27	120.89	3,086	104		3,191	319	197	253		716	1,705	
2024	3,644	291		112.65	8.48	123.91	2,582	87		2,669	267	107	259		605	1,431	
2025	2,957	237		115.46	8.69	127.01	2,148	73		2,220	222	61	330		475	1,131	
2026	2,407	193		118.35	8.91	130.19	1,792	61		1,852	185	29	218		425	995	
2027	1,959	157		121.31	9.13	133.44	1,495	51		1,545	155		223		350	818	
2028	1,598	128		124.34	9.36	136.78	1,250	42		1,292	129		299		256	609	
2029	1,297	104		127.45	9.59	140.20	1,040	35		1,075	108		234		218	515	
2030	1,056	84		130.64	9.83	143.70	868	29		897	90		240		167	400	
2031	859	69		133.90	10.08	147.29	724	24		748	75		322		99	253	
2032	701	56		137.25	10.33	150.97	605	20		626	63		202		106	255	
2033	569	46		140.68	10.59	154.75	504	17		521	52		161		91	216	
2034	463	37		144.20	10.85	158.62	420	14		434	43		129		78	184	
2035	377	30		147.80	11.12	162.58	350	12		362	36		103		67	156	
2036	308	25		151.50	11.40	166.65	293	10		303	30		83		57	133	
2037	250	20		155.29	11.69	170.81	244	8		252	25		66		49	112	
2038	203	16		159.17	11.98	175.08	203	7		210	21		53		41	95	
2039				163.15	12.28	179.46								503		(503)	
2040				167.23	12.59	183.95											
2041				171.41	12.90	188.55											
2042				175.69	13.22	193.26											
2043				180.08	13.55	198.09											
2044				184.59	13.89	203.04											
2045				189.20	14.24	208.12											
2046				193.93	14.60	213.32											
2047				198.78	14.96	218.66											
<b>Total</b>	<b>69,092</b>	<b>5,527</b>					<b>46,697</b>	<b>1,578</b>		<b>48,275</b>	<b>4,827</b>	<b>3,992</b>	<b>4,574</b>	<b>503</b>	<b>4,871</b>	<b>10,204</b>	<b>19,304</b>

**Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009**  
**Gross Field Resources - Base Case Price Scenario**  
**Upside Case. Oil Bearing Prospect. Santos 2 and Santos 4 Integrated Development**

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	US\$/Bbl	US\$/MMBtu	US\$/Bbl	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM	US\$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									103		(103)
2012				85.00	6.30	93.50									189		(189)
2013				87.00	6.46	95.70									2,323		(2,323)
2014				88.00	6.62	96.80									2,381		(2,381)
2015				90.20	6.79	99.22									2,440		(2,440)
2016				92.46	6.96	101.70									2,501		(2,501)
2017	10,209	1,344		94.77	7.13	104.24	6,085	338		6,424	642	94	229			1,586	3,872
2018	20,417	2,688		97.14	7.31	106.85	12,475	694		13,169	1,317	1,664	469			2,765	6,953
2019	18,556	2,347		99.56	7.49	109.52	11,621	621		12,242	1,224	1,727	511			2,497	6,282
2020	15,179	1,922		102.05	7.68	112.26	9,743	521		10,265	1,026	1,470	444			2,091	5,233
2021	12,349	1,565		104.60	7.87	115.06	8,125	435		8,560	856	960	437			1,820	4,488
2022	10,074	1,278		107.22	8.07	117.94	6,794	364		7,158	716	582	517			1,552	3,792
2023	8,219	1,044		109.90	8.27	120.89	5,681	305		5,986	599	374	406			1,350	3,257
2024	6,723	855		112.65	8.48	123.91	4,764	256		5,020	502	207	455			1,134	2,722
2025	5,470	696		115.46	8.69	127.01	3,973	214		4,186	419	129	472			933	2,234
2026	4,462	569		118.35	8.91	130.19	3,322	179		3,501	350	69	406			792	1,883
2027	3,641	464		121.31	9.13	133.44	2,778	150		2,928	293	19	357			672	1,587
2028	2,978	380		124.34	9.36	136.78	2,329	126		2,455	245		485			508	1,216
2029	2,423	310		127.45	9.59	140.20	1,943	105		2,047	205		343			446	1,054
2030	1,977	253		130.64	9.83	143.70	1,624	88		1,712	171		405			334	802
2031	1,613	207		133.90	10.08	147.29	1,358	74		1,432	143		429			250	610
2032	1,319	169		137.25	10.33	150.97	1,139	62		1,201	120		369			207	504
2033	1,074	138		140.68	10.59	154.75	950	52		1,001	100		249			193	459
2034	876	113		144.20	10.85	158.62	794	43		838	84		281			138	335
2035	715	92		147.80	11.12	162.58	664	36		700	70		192			130	308
2036				151.50	11.40	166.65							83	517			(599)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167.23	12.59	183.95											
2041				171.41	12.90	188.55											
2042				175.69	13.22	193.26											
2043				180.08	13.55	198.09											
2044				184.59	13.89	203.04											
2045				189.20	14.24	208.12											
2046				193.93	14.60	213.32											
2047				198.78	14.96	218.66											
<b>Total</b>	<b>128,273</b>	<b>16,436</b>					<b>86,163</b>	<b>4,662</b>		<b>90,825</b>	<b>9,082</b>	<b>7,295</b>	<b>7,540</b>	<b>517</b>	<b>9,936</b>	<b>19,398</b>	<b>37,056</b>

**APÊNDICE III:**

**DEFINIÇÕES DE RESERVAS E RECURSOS**

**SISTEMA DE GESTÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO**

**(PRMS)**

**SPE-WPC-AAPG-SPEE**

**March 2007**

---

**Society of Petroleum Engineers (Sociedade de Engenheiros de Petróleo), World Petroleum Council (Conselho Mundial do Petróleo), American Association of Petroleum Geologists (Associação Americana de Geólogos de Petróleo) e Society of Petroleum Evaluation Engineers (Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo)**

**Sistema de Gestão dos Recursos do Petróleo**

**Definições e Diretrizes (¹)**

**Março de 2007**

**Preâmbulo**

Os recursos do petróleo são as quantidades estimadas de hidrocarbonetos que ocorrem de forma natural na ou dentro da crosta terrestre. A avaliação dos recursos estima as quantidades totais em acumulações de petróleo conhecidas e a serem descobertas; a avaliação dos recursos enfoca as quantidades que apresentam possibilidade de serem recuperadas e comercializadas através de projetos comerciais. Um sistema de gestão dos recursos do petróleo fornece uma abordagem consistente para a estimativa das quantidades de petróleo, avaliação de projetos de desenvolvimento, e apresentação dos resultados em uma estrutura abrangente de classificação.

Os esforços internacionais de padronização da definição de recursos de petróleo e de como os estimar tiveram início nos anos de 1930. A orientação inicial enfocava as Reservas Provadas. Dando continuidade ao trabalho iniciado pela Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE – Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo), a SPE publicou, em 1987, as definições de todas as categorias de Reservas. No mesmo ano, o World Petroleum Council (WPC – Conselho Mundial do Petróleo, conhecido na época como World Petroleum Congress ou Congresso Mundial do Petróleo), trabalhando de forma independente, publicou definições muito semelhantes para as Reservas. Em 1997, as duas organizações publicaram conjuntamente uma série única de definições de Reservas que poderiam ser usadas em todo o mundo. No ano 2000, a American Association of Petroleum Geologists (AAPG – Associação Americana de Geólogos de Petróleo), a SPE e a WPC desenvolveram em conjunto um sistema de classificação para todos os recursos de petróleo. Ele foi complementado por documentos adicionais de apoio: as diretrizes complementares de avaliação da aplicação (2001) e um glossário com os termos usados nas definições de Recursos (2005). A SPE também publicou padrões para a estimativa e auditoria das informações sobre as reservas (revisados em 2007).

Atualmente, essas definições e o sistema de classificação correlacionado são de uso comum no meio internacional, na indústria de petróleo. Eles fornecem uma medida de comparação, restringindo a natureza subjetiva da estimativa dos recursos. Entretanto, as tecnologias empregadas na exploração, desenvolvimento, produção e processamento do petróleo continuam evoluindo e melhorando. O Comitê de Reservas de Petróleo e Gás da SPE trabalha estreitamente com outras organizações na manutenção das definições, emitindo revisões periódicas para que estejam sempre atualizadas face à evolução das tecnologias e mudança nas oportunidades comerciais.

O documento PRMS da SPE consolida, desenvolve e substitui as orientações previamente contidas nas Definições das Reservas de Petróleo de 1997, nas publicações das Definições e Classificação dos Recursos do Petróleo do ano 2000 e nas “Diretrizes para a Avaliação de Reservas e Recursos de Petróleo”, de 2001; o último documento continua sendo uma fonte valiosa de informações mais detalhadas.

Essas definições e diretrizes foram elaboradas para fornecer uma referência comum à indústria internacional do petróleo, incluindo as agências nacionais fiscalizadoras e as normativas e de divulgação de informações, e também para apoiar os requisitos dos projetos de petróleo e da gestão de portfólios. Têm por objetivo aumentar a clareza das comunicações globais referentes aos recursos de petróleo. Espera-se que os PRMS da SPE sejam complementados por programas educativos e manuais sobre as aplicações, que tratem da implementação em uma ampla gama de cenários técnicos e/ou comerciais.

Fica entendido que estas definições e diretrizes admitem flexibilidade para que os usuários e as agências possam adequar as aplicações as suas necessidades específicas; porém, todas as modificações das orientações aqui contidas devem ser identificadas claramente. As definições e diretrizes contidas neste documento não podem ser

<sup>1</sup> Estas Definições e Diretrizes foram extraídas do documento *Petroleum Resources Management System* (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) (“SPE PRMS”), de Society of Petroleum Engineers / World Petroleum Council / American Association of Petroleum Geologists / Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPE/WPC/AAPG/SPEE), aprovado em março de 2007.

consideradas como alterações da interpretação nem da aplicação de nenhuma exigência existente de apresentação de informes normativos.

O texto completo das Definições e Diretrizes de PRMS da SPE pode ser encontrado em:  
[www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)

## **RESERVAS**

***As reservas são as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.***

As reservas precisam atender quatro critérios: ser descobertas, recuperáveis, comerciais e continuar fundamentadas no(s) projeto(s) de desenvolvimento implementado(s). As reservas são subdivididas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na categoria Reservas, um projeto tem de estar suficientemente definido para que seja estabelecida a viabilidade comercial do mesmo. Precisa haver uma expectativa plausível de que todas as aprovações necessárias, internas e externas, serão obtidas, além de evidências da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível. O intervalo de tempo plausível para o começo do desenvolvimento depende de circunstâncias específicas e varia em função do âmbito do projeto. Apesar do referencial de excelência recomendado ser 5 anos, um intervalo de tempo maior pode ser adotado, por exemplo, quando o desenvolvimento de projetos econômicos for adiado por opção do produtor em função de motivos relacionados ao mercado, entre outros, ou para atender objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para que haja a inclusão na categoria Reservas, tem de haver confiança elevada na produtividade comercial do reservatório, conforme respaldado pelos atuais testes de produção ou formação. Em alguns casos, as Reservas podem ser especificadas em função da análise do testemunho e/ou perfil do poço, que indica se o reservatório em questão contém hidrocarbonetos e se é análogo a reservatórios na mesma área, que produzem ou demonstraram capacidade de produzir, nos testes de formação.

### **Em Produção**

*Atualmente, o projeto em desenvolvimento está produzindo e vendendo petróleo ao mercado.*

O critério principal é o projeto receber receita das vendas, e não necessariamente o projeto de desenvolvimento aprovado estar concluído. Neste ponto pode-se dizer que a “probabilidade de comercialização” é 100%. O “portão de decisão” é a decisão de começar a produção comercial a partir do projeto.

### **Aprovado para Desenvolvimento**

*É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.*

Neste ponto é necessário haver certeza de que o projeto de desenvolvimento irá em frente. O projeto não pode estar sujeito a nenhuma contingência, tais como aprovações normativas ou contratos de venda. A previsão com dispêndio de capital deve ser incluída no orçamento aprovado da entidade fiscalizadora, no ano corrente ou do ano seguinte. O “portão de decisão” do projeto é a decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.

### **Justificado para Desenvolvimento**

*A implementação do projeto de desenvolvimento é justificada em função de uma previsão de condições de comercialização plausíveis no momento da divulgação das informações, e de haver expectativas plausíveis de que todos os contratos/aprovações necessários serão obtidos.*

Para alcançar este nível de maturidade do projeto, e portanto ter reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento tem de ser comercialmente viável no momento da divulgação das informações, com base nas

hipóteses da entidade fiscalizadora quando aos preços futuros, custo, etc. (“previsões do caso”) e nas circunstâncias específicas do projeto. A evidência da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de um intervalo de tempo plausível será suficiente para demonstrar a comercialidade. Deve haver um plano de desenvolvimento suficientemente detalhado para comportar a avaliação da comercialidade, além de uma expectativa plausível de que serão obtidas todas as aprovações normativas e contratos de vendas necessários antes da implementação do projeto. Fora tais aprovações/contratos, não deve haver nenhuma contingência conhecida que possa impedir a continuidade do desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível (veja a classe Reservas). O “portão de decisão” do projeto é a decisão da entidade fiscalizadora e dos sócios, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade, com o desenvolvimento, a partir deste momento.

### **Reservas Provasdas**

As Reservas Provasdas são as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Se forem usados métodos determinísticos, o termo certeza plausível pretende expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem as expectativas. A área do reservatório considerado Provado inclui:

- (1) a área delimitada por perfuração e definida por contatos com o fluido, se houver, e
- (2) as porções adjacentes, não perfuradas, do reservatório que podem ser consideradas, dentro do plausível, contínuas ao reservatório e comercialmente produtivas com base em dados disponíveis de geociências e engenharia.

Na ausência de dados ou de contatos com o fluido, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pela ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos (LKH – *lowest known hydrocarbon*) como pode ser observado na penetração do poço, salvo quando indicado de outra forma por dados definitivos de geociências, engenharia ou desempenho. Essas informações definitivas podem incluir a análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos isolados podem não ser suficientes para definir os contatos com o fluido para as reservas Provasdas (veja “2001 Supplemental Guidelines” – “Diretrizes Complementares de 2001”, Capítulo 8). As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas desde que as locações estejam em áreas não perfuradas do reservatório e que possam ser consideradas, com grau plausível de certeza, como comercialmente produtivas. As interpretações dos dados disponíveis de geociências e engenharia indicam, com certeza plausível, que a formação alvo é lateralmente contínua a locações Provasdas perfuradas. Nas Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma gama de possibilidades fundamentadas por análogos e sólidas avaliações de engenharia, que levem em consideração as características da área Provada e do programa de desenvolvimento aplicado.

### **Reservas Prováveis**

As Reservas Prováveis são as Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Provasdas, porém com certeza maior de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.

É igualmente provável que as quantidades remanescentes efetivas, recuperáveis, serão maiores do que ou menores do que a soma do Provado estimado adicionada às Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, quando são usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem a estimativa 2P. As Reservas Prováveis podem ser especificadas em áreas de um reservatório adjacentes à Provada, em que haja menor certeza quanto aos dados de controle ou as interpretações dos dados disponíveis. A continuidade do reservatório interpretado pode não atender o critério de certeza plausível. As estimativas Prováveis também incluem as recuperações incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto, além da presumida para as Provasdas.

### **Reservas Possíveis**

As Reservas Possíveis são as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis



As quantidades totais essencialmente recuperadas pelo projeto apresentam probabilidade baixa de ultrapassarem a soma das Provadas, somadas às Prováveis somadas às Possíveis (3P), o que equivale ao cenário da estimativa mais alta. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou excedam as estimativas 3P. As Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacentes à Provável, em que haja menor certeza progressiva quanto aos dados de controle e as interpretações dos dados disponíveis. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas nas quais os dados de geociências e engenharia não definem com clareza os limites da área e do reservatório vertical de produção comercial em relação ao reservatório definido pelo projeto. As estimativas Possíveis também incluem as quantidades incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto além da presumida para as Prováveis.

### **Reservas Prováveis e Possíveis**

*(Veja acima os critérios separados para as Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.)*

As estimativas 2P e 3P podem estar fundamentadas em interpretações comerciais e técnicas alternativas plausíveis, dentro do reservatório e/ou dependentes do projeto, que sejam claramente documentadas, incluindo comparações com os resultados de projetos similares que tiveram êxito. Nas acumulações convencionais, as Reservas Prováveis e/ou Possíveis podem ser definidas quando dados de geociências e engenharia identificam porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação, que pode estar separado de áreas Provadas por falhas menores ou por outras descontinuidades geológicas, e que não foram penetradas por um furo, mas que sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). As Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais elevadas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e em alguns casos, as Prováveis) podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou 2P. Deve-se ter cautela na definição de Reservas em reservatórios adjacentes isolados por falhas importantes, potencialmente selantes, até que este reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente produtivo. Nesses casos, a justificativa para a definição das Reservas deve ser documentada claramente. As reservas não devem ser definidas em áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida como um reservatório não produtivo (isto é: ausência de um reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos dos testes); referidas áreas podem conter Recursos Prospectivos. Nas acumulações convencionais em que a perfuração tenha definido uma elevação superior conhecida de petróleo (HKO – *highest known oil*) e onde haja probabilidade de existência de gás de capeamento, as Reservas Provadas de petróleo devem ser definidas apenas nas partes estruturalmente mais elevadas do reservatório, se houver um certeza plausível de que tais partes estejam inicialmente acima da pressão de bolha, com base em análises documentadas de engenharia. As partes do reservatório que não atenderem a essa certeza podem ser definidas como Prováveis e Possíveis para petróleo e/ou gás com base nas interpretações do gradiente de pressão e nas propriedades do fluido do reservatório.

### **Reservas Desenvolvidas**

*As Reservas Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas de poços e instalações existentes.*

As reservas são consideradas desenvolvidas apenas depois que o equipamento necessário foi instalado, ou quando os custos para tal instalação forem relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias ficam indisponíveis, pode ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.

### **Reservas Produtoras Desenvolvidas**

*É esperado que as Reservas Produtoras Desenvolvidas sejam recuperadas em intervalos de completação que estejam abertos e produzindo no momento da estimativa.*

As reservas com recuperação melhorada são consideradas em produção apenas depois do projeto de recuperação melhorada estar em operação.

### **Reservas Não Produtoras Desenvolvidas**

*As Reservas Não Produtoras Desenvolvidas incluem as Reservas fechadas e atrás da coluna*

É esperado que as Reservas Fechadas sejam recuperadas em:

- (1) intervalos de completação que estejam abertos no momento em que for realizada a estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir,
- (2) poços fechados para as condições de mercado ou conexões de dutos, ou
- (3) poços incapazes de produzir por motivos mecânicos.

É esperado que as Reservas Atrás da Coluna sejam recuperadas de zonas em poços existentes que precisem de trabalho adicional de completação para recompletação futura antes do início da produção. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com despesas relativamente pequenas em comparação com o custo de perfuração de um poço novo.

### **Reservas Não Desenvolvidas**

As Reservas Não Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas através de investimentos futuros:

- (1) em poços novos, em áreas úteis não perfuradas, em acumulações conhecidas,
- (2) em aprofundamentos de poços existentes para um reservatório diferente (porém conhecido),
- (3) em poços de infill que aumentarão a recuperação, ou
- (4) quando são necessários gastos relativamente grandes (por exemplo, em comparação com o custo de perfuração de um poço novo) para:
  - (a) recompletar um poço existente ou
  - (b) instalar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

### **RECURSOS CONTINGENTES**

***São as quantidades estimadas de petróleo, que a partir de uma determinada data, apresentam o potencial de serem recuperadas em acumulações conhecidas, com a aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que atualmente não são consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.***

Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não haja, no momento, mercados viáveis, ou aqueles nos quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou nos quais a avaliação da acumulação é insuficiente para a avaliação clara da comercialidade. As Reservas Contingentes são subdivididas em conformidade com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status econômico.

### **Desenvolvimento Pendente**

É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.

É considerado que o projeto tenha potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, se a aquisição adicional de dados (ex.: perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão em andamento com o objetivo de confirmar se o projeto é comercialmente viável e para fornecer o embasamento à seleção de um plano de desenvolvimento adequado. As contingências críticas foram identificadas, sendo esperado, dentro do plausível, que sejam solucionadas em um intervalo de tempo aceitável. Observe que resultados desapontadores de avaliações/estimativas podem levar à reclassificação do projeto como "Suspenso" ou "Não viável". O "portão de decisão" do projeto é a decisão de empreender novas aquisições de dados e/ou estudos projetados para levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial em que possa ser tomada a decisão de continuar com o desenvolvimento e produção.

### **Desenvolvimento Não Esclarecido ou Suspenso**

Uma acumulação descoberta cujas atividades do projeto estão suspensas e/ou em que a justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.

O projeto é visto como apresentando potencial para eventual desenvolvimento comercial, porém as atividades adicionais de avaliação/estimativa estão suspensas aguardando a resolução de contingências significativas externas ao projeto, ou atividades adicionais, substanciais, de avaliação/estimativa são necessárias para esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que deixe de haver uma expectativa plausível de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, por exemplo, pode acarretar a reclassificação do projeto como Não Viável". O "portão de decisão" do projeto é a decisão de fazer avaliações adicionais projetadas para esclarecer o potencial para o eventual desenvolvimento comercial ou para suspender temporariamente o retardar o início de atividades adicionais até que contingências externas sejam solucionadas.

### **Desenvolvimento Não Viável**

Uma acumulação descoberta para a qual, no momento, não há planos de desenvolvimento nem para a aquisição de dados adicionais, em função do potencial limitado de produção.

O projeto não é visto como apresentando potencial para um desenvolvimento comercial eventual no momento da elaboração do relatório, porém as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a oportunidade em potencial seja reconhecida caso haja uma mudança importante na tecnologia ou nas condições comerciais. O "portão de decisão" do projeto é a decisão de não fazer nenhuma aquisição adicional de dados, nem estudos sobre o projeto em um futuro próximo.

## **RECURSOS PROSPECTIVOS**

***Quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis, em acumulações não descobertas.***

As acumulações potenciais são avaliadas em função da probabilidade de serem descobertas e, presumindo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis através de projetos de desenvolvimento definidos. É reconhecido que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão muito mais de desenvolvimentos análogos nas fases iniciais da exploração.

### **Prospecto**

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial, suficientemente bem definido para representar uma meta viável de perfuração.

As atividades do projeto enfocam a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de quantidades recuperáveis em potencial, em um programa de desenvolvimento em potencial.

### **Lead**

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial atualmente mal definida, que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possa ser classificado como prospecto.

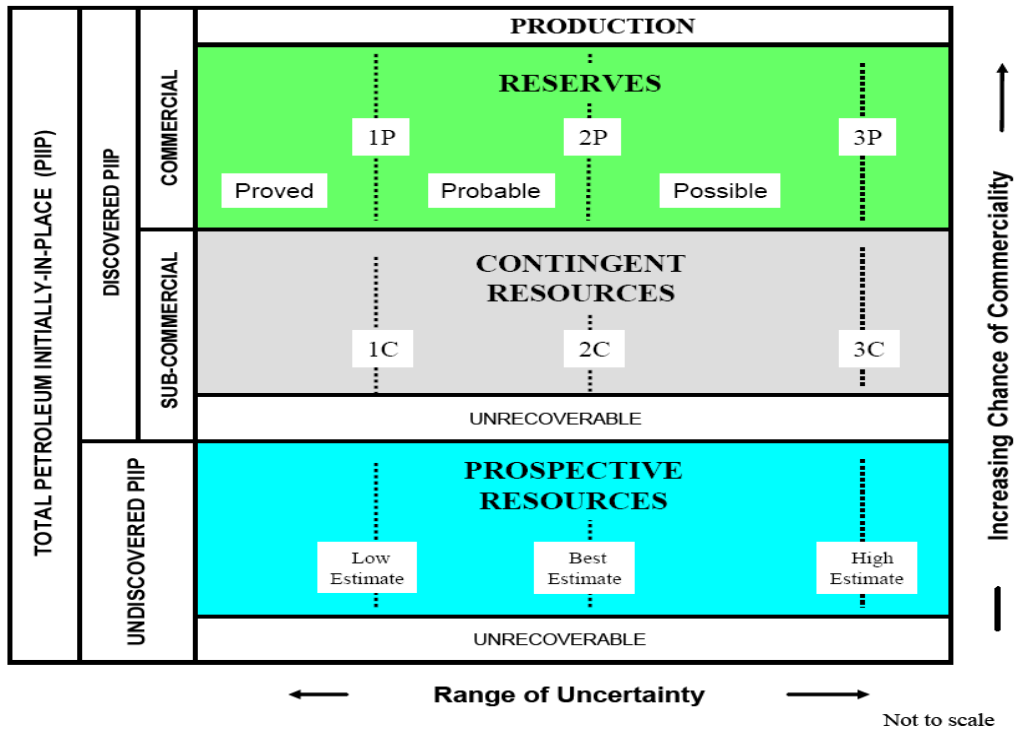
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de avaliações adicionais projetadas para confirmar se o lead pode ou não amadurecer e tornar-se um prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de recuperação em potencial em cenários de desenvolvimento viáveis.

### **Play**

Um projeto com uma tendência esperada de prospectos potenciais que, no entanto, requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possam ser definidos prospectos e leads específicos.

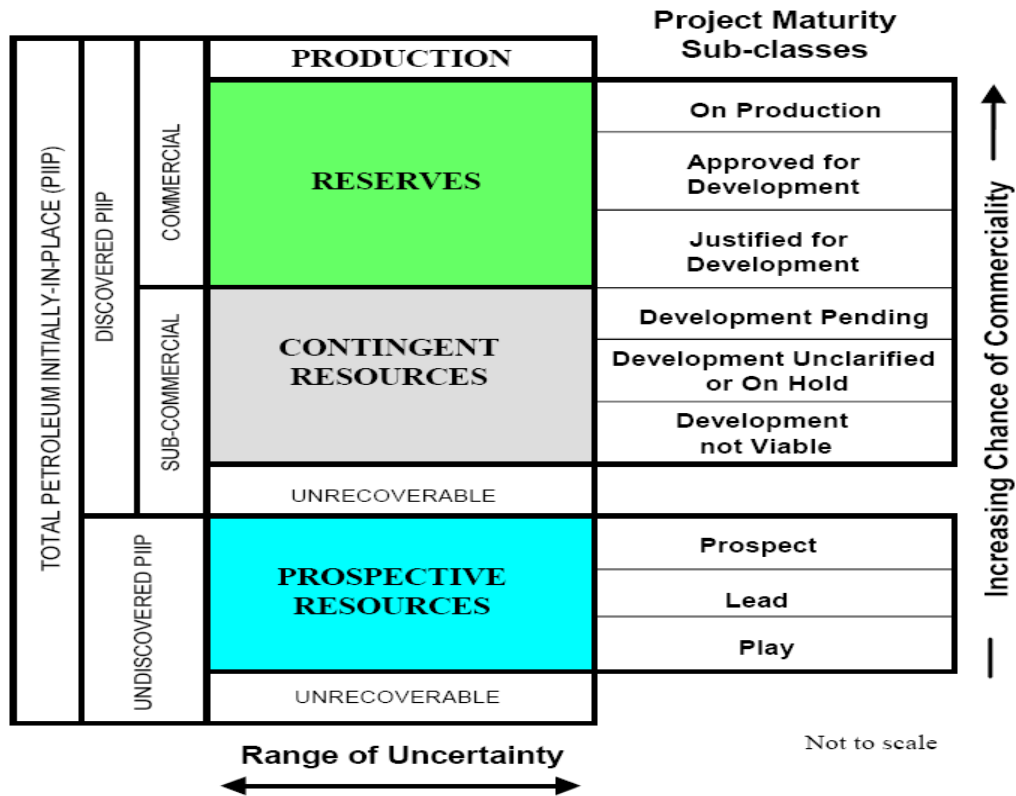
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de mais avaliações projetadas para a definição de leads ou prospectos específicos para análises mais detalhadas da possibilidade de descobrimento dos mesmos e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa do potencial de recuperação em cenários de desenvolvimento hipotéticos.

**CLASSIFICAÇÃO DOS RECURSOS**



<b>TERMO EM INGLÊS</b>	<b>TERMO EM PORTUGUÊS</b>
Production	Produção
Reserves	Reservas
Proved	Provado
Probable	Provável
Possible	Possível
Contingent Resources	Recursos Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Low Estimate	Estimativa Baixa
Best Estimate	Melhor Estimativa
High Estimate	Estimativa Alta
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Increasing chance of commerciality	Probabilidade crescente de comercialização
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala

**MATURIDADE DO PROJETO**



<b>TERMO EM INGLÊS</b>	<b>TERMO EM PORTUGUÊS</b>
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Discovered PIIP	PIIP Descoberto
Commercial	Comercial
Sub-commercial	Subcomercial
Undiscovered PIIP	PIIP Não Descoberto
Production	Produção
Reserves	Reservas
Contingent Reserves	Reservas Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Unrecoverable	Irrecuperável
Project maturity sub-classes	Subclasses de maturidade do projeto
On production	Em produção
Approved for development	Aprovado para desenvolvimento
Justified for development	Justificado para desenvolvimento
Development pending	Desenvolvimento pendente
Development unclarified or on hold	Desenvolvimento não esclarecido ou suspenso
Development not viable	Desenvolvimento não viável
Prospect	Prospecto
Lead	Lead
Play	Play
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala
Increasing chance of Commerciality	Probabilidade crescente de Comercialização