

**Digital copy**

**RELATÓRIO DE RECURSOS E RESERVAS DE  
HIDROCARBONETOS PARA DETERMINADAS  
PROPRIEDADES NO BRASIL  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009**

**Elaborado para  
Queiroz Galvão Exploração e Produção**

**5 de outubro de 2010**



**Gaffney, Cline & Associates Inc.**

*Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962*

Four Oaks Place  
1360 Post Oak Boulevard, Suite 2500  
Houston, Texas 77056

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

CG/RW/C1843.00/LT1918

5 de Outubro de 2010

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

**RELATÓRIO DE RECURSOS E RESERVAS DE HIDROCARBONETOS  
PARA DETERMINADAS PROPRIEDADES NO BRASIL  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009**

Prezado Sr. Guardado:

Este relatório de recursos e reservas foi elaborado por Gaffney, Cline & Associates (GCA) a pedido de Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP), não operadora e com 30% de participação no Bloco de Exploração BM-S-12 na região *offshore* do Brasil, operadora e com 100% de participação no Bloco de Exploração BM-J-2 na região *offshore* do Brasil e não operadora, porém, com participação nos campos de Manati e Camarão, no Bloco BCAM-40, e nos Blocos de Exploração BM-CAL-5, BM-CAL-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 na região *offshore* do Brasil. Os campos, prospectos e participações da QGEP nesses blocos estão sintetizados na tabela abaixo.

Bloco	Bacia	Interesse da QGEP	Campo / Prospecto	Categoria dos Recursos	Fluido
BCAM-40	Camamu	45%	Manati	Reservas	Gás
BCAM-40	Camamu	45%	Camarão Norte	Contingentes	Gás - Óleo
BM-CAL-5	Camamu	22.50%	Copaíba	Contingente	Óleo
BM-CAL-5	Camamu	27.50%	Jequitibá	Contingente	Gás
BM-CAL-12	Camamu	20%	CAM-1	Prospectivo	Óleo
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-1	Prospectivo	Gás
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-2	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1	Contingente	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR1	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR2	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR3	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR4	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 2	Prospectivo	Óleo
BM-S-12	Santos	30%	Santos 3	Prospectivo	Óleo
BM-S-12	Santos	30%	Santos 4	Prospectivo	Gás
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 5	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 6	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 7	Prospectivo	Gás
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 8	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 9	Prospectivo	Óleo

A GCA realizou uma avaliação de auditoria independente em 31 de dezembro de 2009, sobre os recursos e reservas de hidrocarbonetos dessas áreas. Com base nas informações técnicas e outras disponibilizadas a nós sobre essas unidades, fornecemos neste documento os relatórios apresentados nas tabelas abaixo.

**Relatório de Reservas de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009**  
**Campo Manati, Brasil**  
**Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção**

Categoria	Condensado				Gás Natural			
	Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP	
	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)
1P	1,9	299	0,8	135	636	18,0	286	8,1
2P	2,6	410	1,1	185	873	24,7	392	11,1
3P	3,0	466	1,3	210	992	28,1	445	12,6

O contrato existente com a Petrobras, de venda de gás, é para a entrega de no máximo 23 Bcm de um total remanescente de 18 Bcm após a subtração da produção cumulativa em 31

de dezembro de 2009. Esse volume foi, posteriormente, classificado como Provado. Se o contrato de vendas de gás tivesse sido alterado ou se novos contratos de vendas estivessem em vigor, o volume estimado de Reservas Provadas (1P) poderia ter aumentado até o máximo de 21,3 Bcm para 100% do campo bruto (9,6 Bcm líquido para QGEP).

Os volumes estimados do condensado que será recuperado durante a separação do campo são informados como milhões de barris em estoque e milhares de pés cúbicos. Os volumes de gás natural representam as vendas esperadas de gás e são informados em bilhões (10<sup>9</sup>) de pés cúbicos e bilhões (10<sup>9</sup>) de metros cúbicos (nas condições padrão de 14,7 psia e 68° Fahrenheit). Os volumes foram reduzidos para uso como combustível nos campos. O Artigo 47 da Lei Brasileira do Petróleo afirma que "... os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional...", por isso os *royalties* recebem o tratamento de deduções no caixa e não de reduções de volumes. Os volumes de gás estão fundamentados em contratos de gás, firmes e existentes, e na expectativa razoável de que tais contratos de venda de gás serão renovados em termos similares, no futuro.

A Bacia de Camamu/Almada está localizada na região *offshore* do Estado da Bahia, no nordeste do Brasil. A concessão, que cobre aproximadamente 935 km<sup>2</sup>, foi adjudicada a Petrobras em 1998. Em 1999, a Petrobras apresentou uma oportunidade de *farm-in* para participação na concessão. Nesta área, há dois campos que foram avaliados, nos quais a QGEP tem 45% de participação, ambos no Bloco BCAM-40, Manati e Camarão Norte (antigo BAS-131). Os dois encontram-se em águas rasas, a aproximadamente 20-50 metros de profundidade e a 10-20 km da costa.

O Campo de Manati é um campo de gás seco cuja produção teve início em 2007, a partir da descoberta na Formação Sergi. Atualmente, há um contrato de vendas com uma razão de 6 milhões de metros cúbicos por dia e volume total de vendas de 23 bilhões de metros cúbicos. Para produzir os volumes das reservas será necessário fornecer compressão. Para manter o índice no patamar do volume de vendas, durante o maior tempo possível, para os volumes maiores nas categorias 2P e 3P, será necessário o uso de compressão em 2013. Como as reservas provadas são limitadas pelo contrato atual, é necessária uma compressão menor, que não será necessária até 2015.

O Campo de Camarão Norte, no Bloco BCAM-40, está no processo de unitização em função de seu prolongamento para o bloco contíguo BM-CAL-04, ao sul, no qual a operadora El Paso detém 100% de interesses. O Campo de Camarão Norte é prospectivo a partir da Formação Sergi, apresentando uma capa de gás e uma zona de óleo muito pequena. Óleo foi descoberto e testado na Formação Morro do Barro. Estão sendo avaliados diversos projetos de desenvolvimento do campo para depois da conclusão da unitização. Os projetos para Camarão Norte incluem explorar o gás da Formação Sergi no caso 1C e desenvolver, tanto o óleo quanto o gás, nesta formação, no caso 2C. O caso 3C inclui a Formação Morro do Barro. A Formação Sergi será desenvolvida com perfuração horizontal, um poço no caso 1C e 3 poços no caso 2C. No caso 3C, foram incluídos 3 poços verticais adicionais para a Formação Morro do Barro. De qualquer forma, é possível exportar gás através das instalações de Manati.

O histórico de produção durante 2009, acoplado à simulação e ao modelo geológico do campo, constituem o embasamento da metodologia aplicada no caso do Campo de Manati, enquanto os cálculos volumétricos de OGIP e o trabalho de simulação para a estimativa dos fatores de recuperação do gás foram usados na avaliação dos recursos contingentes de Camarão Norte. A

---

avaliação de Camarão Norte está fundamentada no fator geral de unitização de 45,17%, conforme determinado pelas estimativas volumétricas de OGIP.

Este levantamento de auditoria está fundamentado em estimativas de recursos e reservas e em outras informações fornecidas pela QGEP à GCA em 30 de abril de 2010, que incluíram os testes, procedimentos e ajustes considerados necessários. Todas as dúvidas que surgiram durante o curso do processo de auditoria foram solucionadas ao nosso contento.

Os testes econômico e de comercialidade para os volumes das Reservas em 31 de dezembro de 2009 estavam fundamentados no preço de venda do gás definido em contrato. Esse valor corresponde a US\$ 7,74/Mcf após a conversão de Reais para Dólares dos Estados Unidos, com o cálculo dos impostos locais por dentro (21,25%) e a redução em função do conteúdo de nitrogênio de 5,8%. Do preço do gás a partir de 2010 foram realizadas com uma inflação de 2% ao ano. O cenário futuro do preço do condensado foi fundamentado no cenário futuro da GCA do preço do *Brent* cru acrescido de US\$8,00/bbl, conforme definido no contrato de venda.

#### Cenário de Preços para as Estimativas das Reservas do Campo Manati

Ano	Cenário GCA para Óleo Brent US\$/Bbl	Condensado US\$/Bbl	Gás US\$/MMBtu
2010	80,94	88,94	7,74
2011	85,76	93,76	7,89
2012	88,02	96,02	8.05
2013	87,21	95,21	8.21
2014	86,59	94,59	8.38
2015	88,33	96,33	8.54
Posteriormente	+2% / ano	+2% / ano	+2% / ano

Os fluxos de caixa foram incluídos no Anexo II.

**Relatório de Recursos Contingentes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009**  
**Propriedades na Região Offshore do Brasil**  
**Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção**

Categoria	Campo	Óleo / Condensado				Gás Natural				QGEP
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Participação
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	
<b>1C</b>										
	Camarão Norte	---	---	---	---	57	1,6	15	0,4	45,0%
	Copaíba	18,2	2.897	4,1	652	12	0,3	3	0,1	22,5%
	Jequitibá	0,6	102	0,2	28	72	2,0	20	0,6	27,5%
	Santos N° 1	0,0	7	0,0	2	9	0,3	3	0,1	30,0%
<b>2C</b>										
	Camarão Norte	6,3	1.003	1,4	226	53	1,5	12	0,3	45,0%
	Copaíba	37,8	6.015	8,5	1.353	25	0,7	6	0,2	22,5%
	Jequitibá	1,5	235	0,4	65	166	4,7	46	1,3	27,5%
	Santos N° 1	0,1	19	0,0	6	23	0,7	7	0,2	30,0%
<b>3C</b>										
	Camarão Norte	9,3	1.482	2,1	333	61	1,7	14	0,4	45,0%
	Copaíba	71,2	11.317	16,0	2.546	48	1,4	11	0,3	22,5%
	Jequitibá	3,0	472	0,8	130	334	9,4	92	2,6	27,5%
	Santos N° 1	0,3	41	0,1	12	51	1,4	15	0,4	30,0%

**Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009**  
**Propriedades na Região Offshore do Brasil**  
**Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção**

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia	QGEP
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Probabilidade de Sucesso	Participação
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)		
<b>Baixa (Estimativa probabilística P90)</b>											
	CAM 01	130,5	20.751	26,1	4.150	73	2,1	15	0,4	31%	20%
	JEQ N° 1	3,1	490	3,1	490	433	12,3	433	12,3	29%	100%
	JEQ N° 2	2,4	387	2,4	387	273	7,7	273	7,7	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	0,2	29	0,1	9	35	1,0	11	0,3	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,1	8	0,0	3	10	0,3	3	0,1	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	0,1	20	0,0	6	25	0,7	8	0,2	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,0	7	0,0	2	9	0,3	3	0,1	30%	30%
	Santos N° 2	80,4	12.781	24,1	3.834	83	2,3	25	0,7	39%	30%
	Santos N° 3	36,4	5.789	10,9	1.737	37	1,1	11	0,3	19%	30%
	Santos N° 4	18,7	2.979	5,6	894	1578	44,7	473	13,4	40%	30%
	Santos N° 5	64,0	10.181	12,8	2.036	54	1,5	11	0,3	18%	20%
	Santos N° 6	28,2	4.477	5,6	895	24	0,7	5	0,1	18%	20%
	Santos N° 7	3,8	604	0,8	121	427	12,1	85	2,4	11%	20%
	Santos N° 8	38,6	6.134	7,7	1.227	22	0,6	4	0,1	23%	20%
	Santos N° 9	17,2	2.738	3,4	548	13	0,4	3	0,1	20%	20%

**Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009**  
**Propriedades na Região Offshore do Brasil**  
**Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção**

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia	QGEP
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Probabilidade de Sucesso	Participação
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%	%
<b>Melhor (Estimativa probabilística P50)</b>											
	CAM 01	303,8	48.294	60,8	9.659	171	4,8	34	1,0	31%	20%
	JEQ N <sup>o</sup> 1	7,6	1.208	7,6	1.208	1.067	30,2	1.067	30,2	29%	100%
	JEQ N <sup>o</sup> 2	6,1	965	6,1	965	681	19,3	681	19,3	24%	100%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR1	0,8	134	0,3	40	165	4,7	50	1,4	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR2	0,2	31	0,1	9	39	1,1	12	0,3	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR3	0,5	82	0,2	25	101	2,9	30	0,9	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR4	0,1	23	0,0	7	29	0,8	9	0,2	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 2	282,6	44.928	84,8	13.478	290	8,2	87	2,5	39%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 3	106,7	16.961	32,0	5.088	110	3,1	33	0,9	19%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 4	52,4	8.338	15,7	2.501	4.416	125,1	1.325	37,5	40%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 5	311,9	49.594	62,4	9.919	263	7,4	53	1,5	18%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 6	60,5	9.613	12,1	1.923	51	1,4	10	0,3	18%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 7	8,7	1.385	1,7	277	978	27,7	196	5,5	11%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 8	98,8	15.708	19,8	3.142	55	1,6	11	0,3	23%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 9	42,6	6.767	8,5	1.353	31	0,9	6	0,2	20%	20%
<b>Elevada (Estimativa probabilística P10)</b>											
	CAM 01	644,6	102.479	128,9	20.496	362	10,2	72	2,0	31%	20%
	JEQ N <sup>o</sup> 1	15,3	2.432	15,3	2.432	2.147	60,8	2.147	60,8	29%	100%
	JEQ N <sup>o</sup> 2	12,4	1.968	12,4	1.968	1.390	39,4	1.390	39,4	24%	100%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR1	2,6	414	0,8	124	511	14,5	153	4,3	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR2	0,5	85	0,2	26	105	3,0	32	0,9	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR3	1,5	240	0,5	72	297	8,4	89	2,5	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 1 UCR4	0,4	58	0,1	17	72	2,0	22	0,6	30%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 2	795,6	126.486	238,7	37.946	818	23,1	245	6,9	39%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 3	260,7	41.445	78,2	12.434	268	7,6	80	2,3	19%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 4	116,0	18.444	34,8	5.533	9.769	276,7	2.931	83,0	40%	30%
	Santos N <sup>o</sup> 5	1.037,6	164.966	207,5	32.993	874	24,7	175	4,9	18%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 6	124,9	19.859	25,0	3.972	105	3,0	21	0,6	18%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 7	19,1	3.041	3,8	608	2.148	60,8	430	12,2	11%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 8	220,2	35.009	44,0	7.002	124	3,5	25	0,7	23%	20%
	Santos N <sup>o</sup> 9	95,1	15.119	19,0	3.024	69	2,0	14	0,4	20%	20%

**Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009**  
**Propriedades na Região Offshore do Brasil**  
**Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção**

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia Probabilidade de Sucesso	QGEP Participação
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP			
		(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(MMBbl)	(Mm <sup>3</sup> )	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)		
<b>Média dos valores</b>											
	CAM 01	353,2	56156	70,6	11231	198	5,6	40	1,1	31%	20%
	JEQ N° 1	8,5	1351	8,5	1351	1193	33,8	1193	33,8	29%	100%
	JEQ N° 2	6,9	1091	6,9	1091	770	21,8	770	21,8	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	1,2	185	0,3	55	228	6,5	69	1,9	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,3	40	0,1	12	50	1,4	15	0,4	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	0,7	110	0,2	33	137	3,9	41	1,2	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,2	29	0,1	9	36	1,0	11	0,3	30%	30%
	Santos N° 2	376,6	59877	113,0	17963	387	11,0	116	3,3	39%	30%
	Santos N° 3	132,2	21010	39,6	6303	136	3,8	41	1,2	19%	30%
	Santos N° 4	61,5	9784	18,5	2935	5182	146,8	1555	44,0	40%	30%
	Santos N° 5	455,1	72346	91,0	14469	383	10,9	77	2,2	18%	20%
	Santos N° 6	70,1	11151	14,0	2230	59	1,7	12	0,3	18%	20%
	Santos N° 7	10,3	1646	2,1	329	1162	32,9	232	6,6	11%	20%
	Santos N° 8	116,7	18558	23,3	3712	66	1,9	13	0,4	23%	20%
	Santos N° 9	50,2	7983	10,0	1597	37	1,0	7	0,2	20%	20%

Uma descrição detalhada da estimativa de volume para cada campo e prospecto classificado como Recursos Prospectivos e Contingentes é apresentada no Anexo I.

O custo futuro de capital foi derivado das previsões do programa de desenvolvimento elaborado pela QGEP para os campos. Os dados do histórico das despesas operacionais recentes foram usados como base para as projeções do custo operacional. A GCA identificou que a QGEP projetou investimentos de capital e despesas operacionais suficientes para a produção econômica dos volumes projetados. Os fluxos de caixa foram incluídos no Anexo II.

O parecer da GCA é que as estimativas dos volumes de gás e hidrocarbonetos líquidos recuperáveis, remanescentes em 31 de dezembro de 2009 são, de forma agregada, razoáveis e foram elaboradas em conformidade com as definições dos recursos do *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, incluído 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 gestão da QGEP. A GCA não está em posição de certificar títulos 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 reservas e recursos, e na projeção da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa futuros. A avaliação de recursos e engenharia das reservas de petróleo e gás têm de ser vistas como um processo subjetivo de estimativa de acumulações em subsuperfície de petróleo e gás que não podem ser mensuradas de forma exata.

As estimativas das reservas ou recursos de petróleo e gás elaboradas por terceiros talvez sejam muito diferentes das contidas neste relatório. A exatidão da estimativa de qualquer Reserva ou Recurso é função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia.

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 de Recursos e Reservas são, em geral, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados pode ser diferente do previsto.

Neste trabalho, a GCA atuou como auditora/avaliadora independente de Reservas e Recursos. Os executivos e funcionários da empresa não têm interesses diretos nem indiretos nas unidades de propriedade avaliadas. Os honorários da GCA não estavam, de nenhuma maneira, relacionados às estimativas relatadas de reservas ou recursos.

Por fim, solicitamos que seja observado que a GCA se reserva o direito de aprovar previamente o uso e o contexto de uso de quaisquer resultados, declarações ou opiniões expressas 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 reservas, 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 planejado.

Atenciosamente,

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



César Guzzetti  
Gerente Regional do Cone Sul

Apêndados

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

**APÊNDICE II:**

***Cashflows***

***Manati Field***

***As of December 31, 2009***

---

**Queiroz Galvão Exploração e Produção Net Interest Reserve Cashflows  
as of December 31, 2009  
Manati Field**

**Proved Developed Reserves**

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/C OFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbbl	Bscf	US\$/Bbl	US\$/Mscf	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	138
2012	103	34.9	96.02	8.05	291	17	62	4	18			29	161	127
2013	100	33.8	95.21	8.21	287	17	61	10	19			27	153	110
2014	83	28.0	94.59	8.38	242	14	51	7	19			23	128	83
2015	65	21.9	96.33	8.54	194	11	41	3	19			18	101	60
2016	38	12.9	98.25	8.71	116	7	25		19			10	56	30
2017	17	5.7	100.22	8.89	52	3	11		19			3	16	8
2018											59		-59	-26
2019														
2020														
2021														
2022														
2023														
Total	611	206.8			1,745	103	371	23	148	11	59	166	863	670

**Total Proved Reserves**

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/C OFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbbl	Bscf	US\$/Bbl	US\$/Mscf	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	137
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			29	160	126
2013	100	33.8	95.21	8.21	287	17	61	10	19			27	153	109
2014	83	28.0	94.59	8.38	242	14	51	7	19			23	128	83
2015	69	23.2	96.33	8.54	205	12	44	3	32			17	97	57
2016	69	23.2	98.25	8.71	209	12	44	3	33			18	99	53
2017	69	23.2	100.22	8.89	213	13	45	3	33			18	101	49
2018	53	17.8	102.22	9.07	167	10	36		34			13	75	33
2019	41	13.7	104.27	9.25	131	8	28		34			9	52	21
2020	31	10.6	106.35	9.43	103	6	22		34			6	34	13
2021	24	8.1	108.48	9.62	81	5	17		35			4	20	7
2022											64		-64	-19
2023														
Total	845	286.1			2,491	147	529	31	327	11	64	220	1,162	812

GCA			
Engineer:	RW	Approved:	DKM

**Queiroz Galvão Exploração e Produção Net Interest Reserve Cashflows**  
**as of December 31, 2009**  
**Manati Field**

**Proved plus Probable Reserves**

	Condensate		Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/C OFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbbl	Bscf	US\$/Bbl	US\$/Mscf	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	137
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			29	160	126
2013	103	34.8	95.21	8.21	296	17	63	10	31			26	148	106
2014	103	34.8	94.59	8.38	301	18	64	10	32			27	150	98
2015	103	34.8	96.33	8.54	307	18	65	10	33			27	153	91
2016	103	34.8	98.25	8.71	313	19	67	11	33			28	156	84
2017	103	34.8	100.22	8.89	320	19	68	11	34			29	159	78
2018	83	28.2	102.22	9.07	264	16	56	7	34			23	128	57
2019	67	22.8	104.27	9.25	218	13	46	3	35			18	102	41
2020	54	18.4	106.35	9.43	180	11	38		35			15	81	30
2021	44	14.9	108.48	9.62	148	9	32		35			11	62	21
2022	36	12.1	110.65	9.81	122	7	26		36			8	45	14
2023	29	9.8	112.86	10.01	101	6	21		37			6	31	9
2024	23	7.9	115.12	10.21	83	5	18		37			4	20	5
2025											68		-68	-15
Total	1,159	392.5			3,506	207	745	66	466	11	68	307	1,636	1,022

**Proved plus Probable plus Possible Reserves**

	Condensate		Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/C OFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbbl	Bscf	US\$/Bbl	US\$/Mscf	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	24		28	136	118
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			28	161	127
2013	103	34.8	95.21	8.21	296	17	63	10	31			26	148	106
2014	103	34.8	94.59	8.38	301	18	64	10	32			27	151	98
2015	103	34.8	96.33	8.54	307	18	65	10	33			27	154	91
2016	103	34.8	98.25	8.71	313	19	67	11	33			28	157	84
2017	103	34.8	100.22	8.89	320	19	68	11	34			28	160	78
2018	103	34.8	102.22	9.07	326	19	69	11	35			29	163	73
2019	86	29.0	104.27	9.25	277	16	59	7	35			24	135	55
2020	71	24.1	106.35	9.43	235	14	50	4	35			20	112	41
2021	59	20.0	108.48	9.62	199	12	42	2	36			16	91	31
2022	49	16.7	110.65	9.81	169	10	36		36			13	74	22
2023	41	13.9	112.86	10.01	143	8	30		37			10	57	16
2024	34	11.5	115.12	10.21	122	7	26		37			8	44	11
2025	28	9.6	117.42	10.41	103	6	22		38			6	32	7
2026	24	8.0	119.77	10.62	88	5	19		39			4	21	4
2027											80		-80	-15
Total	1,317	445.9			4,052	239	861	80	545	34	80	350	1,863	1,088

GCA			
Engineer:	RW	Approved:	DKM

**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 delineada 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 completção 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.

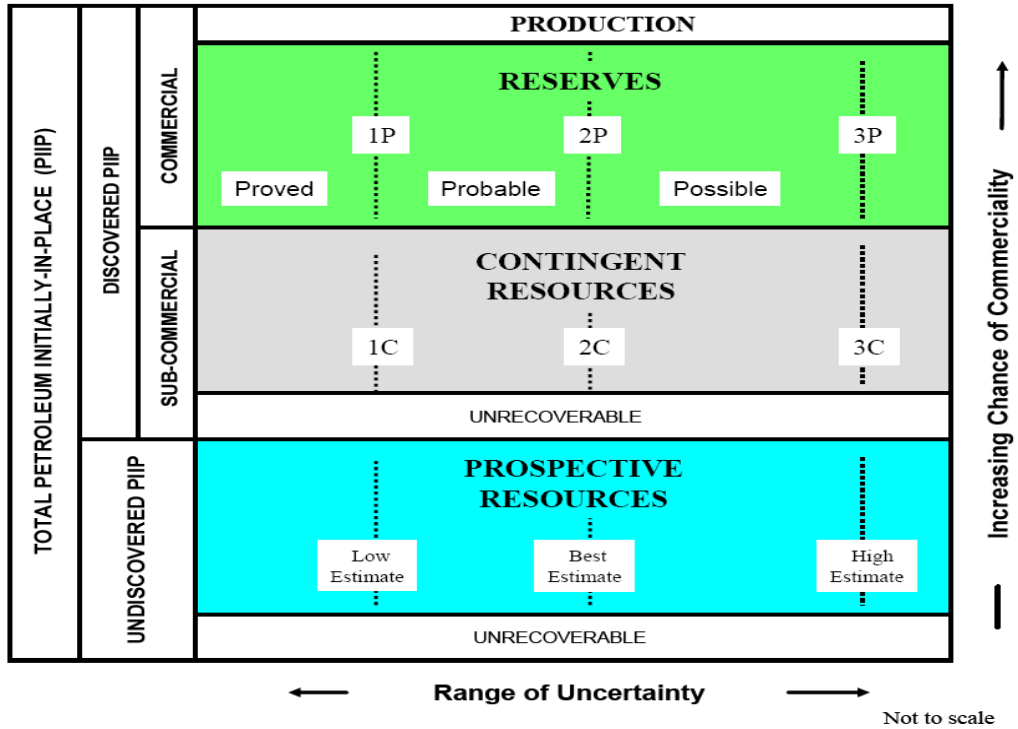
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de avaliações adicionais projetadas para confirmar se o lead pode ou não amadurecer e tornar-se um prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa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

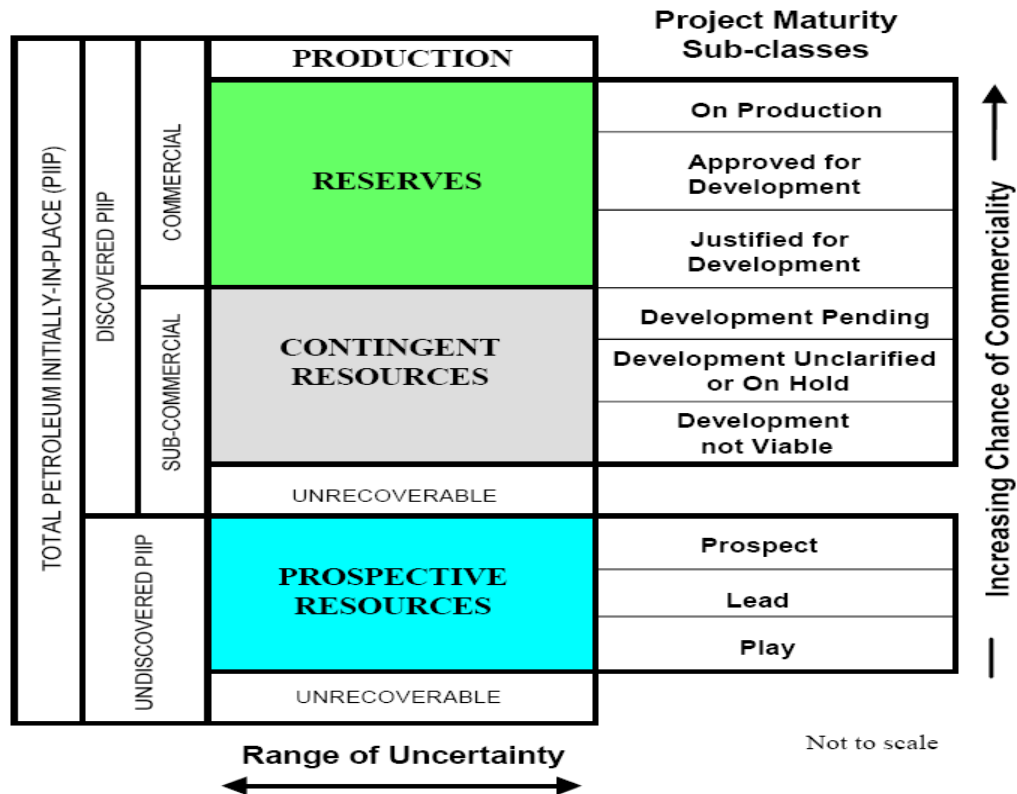
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de mais avaliações projetadas para a definição de leads ou prospectos específicos para análises mais detalhadas da possibilidade de descobrimento dos mesmos e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa do potencial de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