

Agosto de 2013



Relatório de Certificação de Reservas de Manati

Referente a 31 de dezembro de 2012

QGEP

Av Almirante Barroso, N.52, Sala 1301 Centro
Rio de Janeiro - RJ
Cep: 20031-918
T 55 21 3509-5800



QGEP Divulga Atualização das Reservas do Campo de Manati

Rio de Janeiro, 7 de Agosto de 2013 – A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3) divulga hoje atualização das reservas de gás natural do Campo de Manati, com base no relatório de certificação de reservas elaborado pela consultoria independente, Gaffney Cline & Associates (GCA), emitido em 6 de Junho de 2013.

O Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, próximo à costa nordeste do Brasil, é um dos maiores campos produtores de gás não-associado do país. A QGEP é a maior concessionária do campo com 45% de participação, o qual é operado pela Petrobras.

Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à plataforma de produção PMNT-1. A plataforma PMNT-1 é uma unidade fixa de produção instalada em uma profundidade de 35 metros, localizada a 10 km da costa, sendo operada remotamente. Da plataforma, o gás flui por um gasoduto terrestre e marítimo, de 125 km de extensão, até a estação de tratamento de gás, na Cidade de São Francisco do Conde. Após ser tratado, o gás de Manati é vendido para a Petrobras e o condensado para a Dax Oil.

O relatório da GCA confirma nossa visão de que o Campo de Manati é um ativo estável e de alta qualidade, apresentando níveis de reservas em linha com as certificações anteriores, considerando a produção de 2012.

Segue abaixo a conclusão técnica do relatório da GCA:

“Este relatório de reservas foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 6 de Junho de 2013 a pedido da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP), não operadora e detentora de 45,0% de participação no Campo de Manati, no Bloco BCAM-40, na Bacia de Camamu-Almada, na costa da Bahia, no Brasil. As informações relevantes foram disponibilizadas pela QGEP. A Petróleo Brasileiros S.A. (Petrobras) é a operadora do Campo.

A GCA realizou uma avaliação de auditoria independente com data base de 31 de Dezembro de 2012, sobre os volumes de hidrocarbonetos líquidos e de gás natural que esperam ser produzidos no referido campo. Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas a nós sobre essas unidades, fornecemos neste documento os volumes de reserva apresentados nas tabelas abaixo.

Relatório de Reservas de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2012, Campo de Manati, Brasil

	Volumes de Venda do Campo (100%)		Reservas Líquidas, da Companhia	
	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)
1P	1,75	16,7	0,79	7,50
2P	1,87	17,9	0,84	8,04
3P	2,21	21,1	0,99	9,48

Os volumes de venda das reservas de gás são baseados em contrato firme existente e em uma expectativa razoável de que o aditivo deste contrato de venda em termos similares será aprovado em um futuro próximo.

O contrato de venda original foi assinado em 2007 e especifica uma quantidade diária contratada (QDC) de 6 MMm³/dia até 2011, seguida de uma redução na QDC para 4 MMm³/d até 2016. O volume total de vendas no contrato foi de 23 Bm³. Ao final de 2010, os parceiros negociaram um aditivo a esse contrato que tinha a expectativa de receber aprovação formal em 2011. Este aditivo especifica um volume de vendas de 6 MMm³/d até o final de 2016, assumindo a instalação de uma estação de compressão de gás. Além disso, o volume total passa a ser limitado somente pela estimativa de volume recuperável total do Campo.

Até a data desta auditoria, o aditivo não havia sido assinado pelo operador, apesar de todos os parceiros seguirem com toda a atividade necessária para incorporar a estação de compressão de gás. Embora a maior parte dos investimentos para a compressão sejam realizados em 2013, a GCA considera que a assinatura final e aprovação possuem uma certeza razoável de serem obtidos.

A Bacia de Camamu-Almada está localizada na costa do estado da Bahia, nordeste do Brasil. O bloco BCAM-40 fica em águas rasas, a profundidade de aproximadamente 20-50 metros e a 10-20 km da costa. O campo de gás seco de Manati foi descoberto pela Petrobras em 2000 pelo poço 1-BAS128.

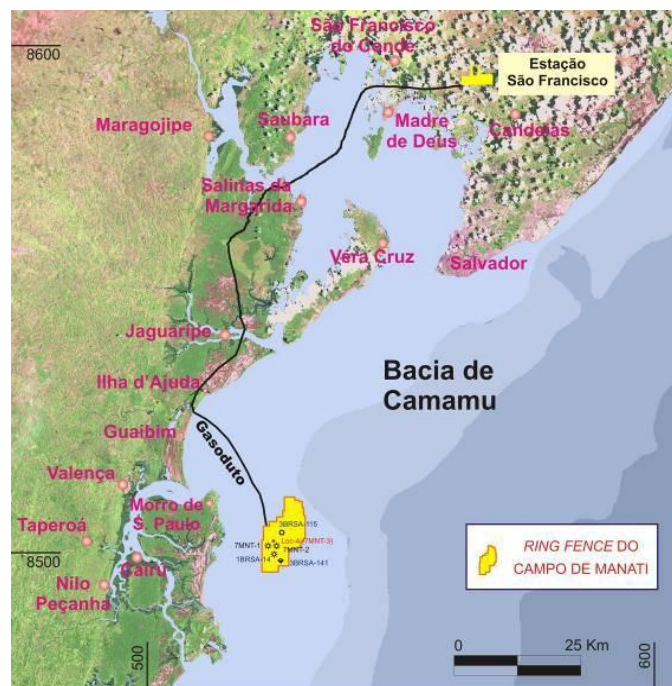


Figura 1 – Mapa de localização do Campo de Manati

Manati iniciou a produção em 2007 a partir das areias da Formação Sergi e atualmente produz cerca de 6 MMm³/d de gás e 630 bpd de condensado de seis poços. A produção acumulada é de 11,1 Bm³ de gás e 1,17 MMBbl de condensado. Os desempenhos da produção e da pressão, disponíveis em Dezembro de 2012, foram analisados através do balanço de materiais, que indica, após uma produção de gás acumulada de 8,9 Bm³, um gás in situ originalmente conectado de 32 Bm³.

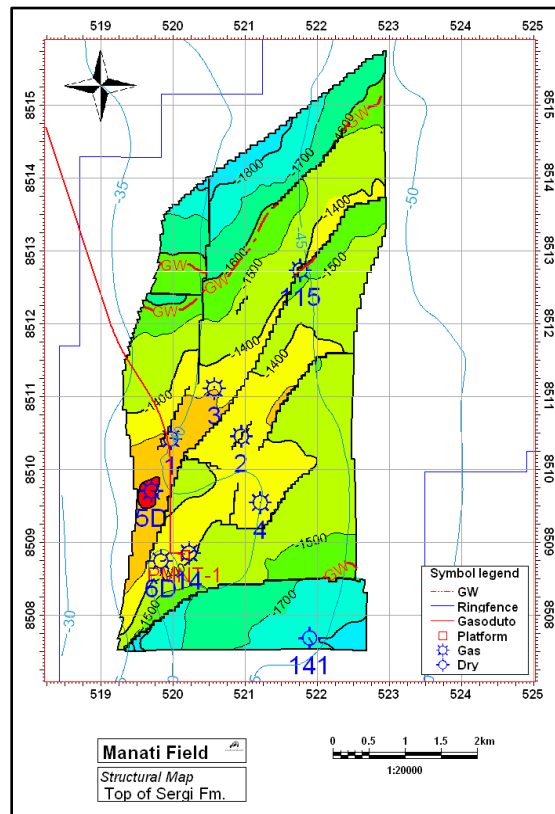


Figura 2 – Mapa estrutural da Formação Sergi

Para estimar os fatores de recuperação para aqueles volumes in situ, a QGEP apresentou estudos de reservatório atualizados que correspondem ao histórico de produção e pressão e preveem uma pressão final de abandono do campo. Isso resultou em um fator de recuperação para o caso 1P de 85% provado. Para os casos 2P e 3P, considerando o volume de gás in situ original, os fatores de recuperação são de 73% e 81%, respectivamente. As reservas provadas não desenvolvidas foram atribuídas ao investimento para a compressão. O valor da média calorífica para o gás é de 8,850 Kcal/m³ enquanto a taxa do condensado é de 105 Bbl/MMm³ em 2012.

O parecer da GCA é que as estimativas dos volumes de gás e hidrocarbonetos líquidos recuperáveis, remanescentes em 31 de dezembro de 2012 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 (Anexo II). A GCA conclui que as metodologias adotadas pela QGEP para calcular as estimativas de volume estão adequadas e que a qualidade dos dados apresentados, a profundidade e acurácia do processo de estimativa está adequado.

Não é de conhecimento da GCA nenhuma mudança potencial na regulação aplicável para estes campos que possa afetar a capacidade da QGEP de produzir as reservas ou recursos estimados.

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 previsão de produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa futuros. A obtenção das reservas e recursos de petróleo e gás deve ser vista 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 significativamente 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.”

Para mais informações, entre em contato com a área de Relações com Investidores da QGEP:

Tel: 55 21 3509-5959

E-mail: ri@qgep.com.br

www.qgep.com.br/ri