

Maio 2014



Relatório de Certificação de Reservas de Manati

Referente a 31 de dezembro de 2013

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 Maio de 2014 – A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3, “Companhia”, “QGEP”) divulga hoje a atualização das reservas de gás natural e condensado do Campo de Manati datada de 31 de dezembro de 2013, com base no relatório de certificação de reservas elaborado pela consultoria independente, Gaffney, Cline & Associates (GCA), emitido em 31 de março de 2014.

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 sócia majoritária do campo com 45% de participação, o qual é operado pela Petrobras. O Campo de Manati é atualmente responsável pelo faturamento da Companhia e é o gerador do significativo fluxo de caixa operacional da QGEP.

Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1), instalada em uma profundidade de 35 metros, localizada a 10 km da costa, sendo operada remotamente. Da plataforma, o gás flui por um gasoduto marítimo e terrestre, 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 é comercializado pela QGEP.

A construção de uma planta de compressão será necessária para manter a capacidade de produção nos níveis de 6,0MMm³ por dia nos próximos anos. A planta estará localizada no continente a 20 km da plataforma. O processo de contratação para a construção e operação da estação de compressão do Campo de Manati foi concluído com sucesso e a construção deverá começar no final do segundo trimestre de 2014. A expectativa é que a estação de compressão esteja operacional no segundo semestre de 2015.

Segue abaixo um extrato do relatório da GCA:

“Este relatório de reservas foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 31 de Março de 2014 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. A Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) é a operadora do Campo.

A GCA realizou uma auditoria independente em 31 de dezembro de 2013, sobre os volumes de hidrocarbonetos líquidos e de gás natural que se espera produzir do referido campo. Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas a nós sobre esse ativo, fornecemos neste documento os relatórios apresentados nas tabelas abaixo.

**Relatório de Reservas Remanescentes de
Volumen de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro
de 2013, Campo de Manati, Brasil**

	Volumen de Venda do Campo (100%)		Reservas Líquidas da Companhia	
	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)
1P	1,53	14,3	0,69	6,43
2P	1,68	15,7	0,75	7,06
3P	1,83	17,1	0,82	7,70

A Bacia de Camamu-Almada está localizada na costa do estado da Bahia, nordeste do Brasil. O Bloco BCAM-40 está situado 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 em 2000 pelo poço 1-BAS-128.

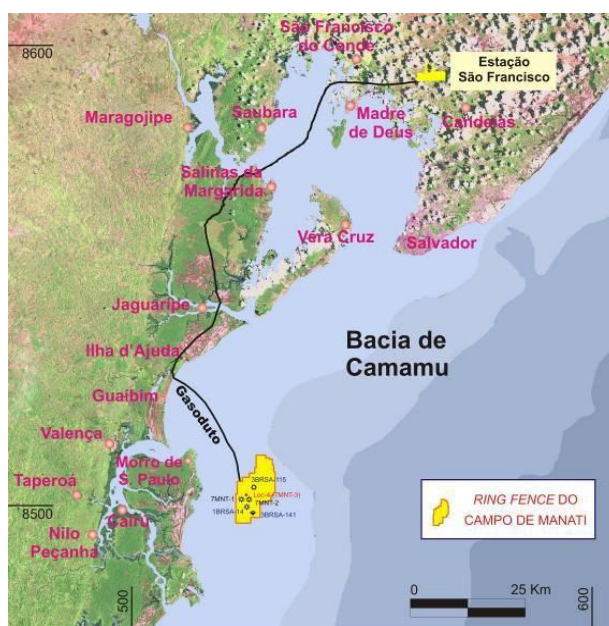


Figura 1 – Mapa de localização do Campo de Manati

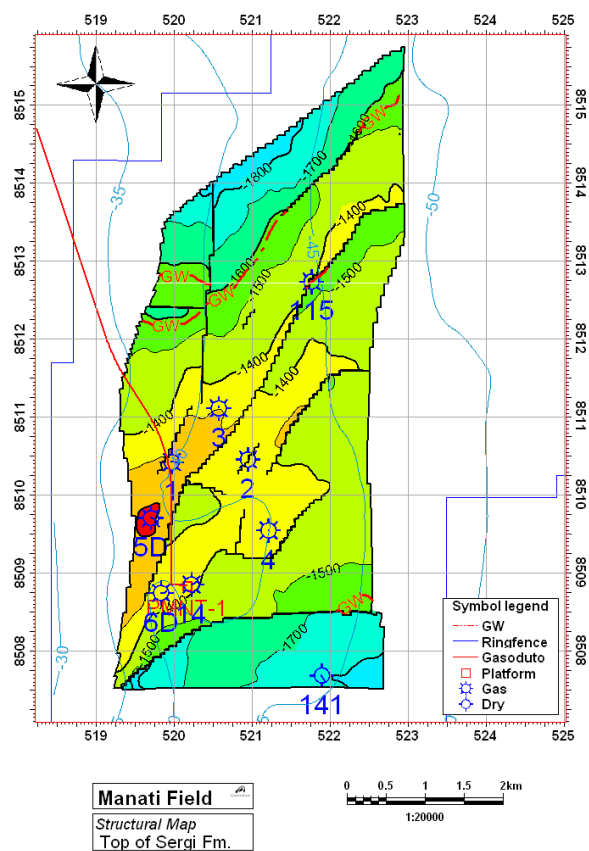
Manati iniciou a produção em 2007 a partir dos arenitos da Formação Sergi e atualmente produz cerca de 6 MMm³/d de gás e 640 bopd de condensado de seis poços. A produção acumulada é de 13,3 Bm³ de gás e 1,39 MMBbl de condensado. Os dados de produção e pressão, atualizados até abril de 2013, foram analisados através de balanço de materiais, que indica, após uma produção acumulada de gás de 11,7 Bm³, um volume original de gás *in place* de 32,8 Bm³. Este valor é menor que o volume original de gás calculado por métodos volumétricos de 40 Bm³. A diferença de volumes foi interpretada como gás *in place* que não está sendo drenado pelos seis poços produtores existentes.

Foi identificado pela QGEP que este volume extra está localizado na porção nordeste do reservatório, separado por barreiras de permeabilidade parcial. De acordo com a QGEP, um exercício de simulação conduzido pela Petrobras e adotado pela QGEP indica que a porção

nordeste só deverá começar a contribuir e prover suporte de pressão próximo do final da vida do campo. Essa contribuição tardia de pressão é suportada por um bom ajuste do histórico de pressão. Houve considerável discussão em relação à necessidade de um poço adicional para produção de volumes adicionais na parte nordeste do campo. Se a resposta da pressão prevista não for observada de acordo com os resultados da simulação, um sétimo poço poderá ser necessário para evitar que uma parte do volume de reservas seja reclassificada como Recursos Contingentes.

Nesta certificação, as reservas provadas foram estimadas a partir do volume original de gás *in place* obtido por balanço de materiais. As reservas 2P e 3P se basearam nos cálculos volumétricos que englobam a porção nordeste do campo.

Para estimar os fatores de recuperação para aqueles volumes *in place*, a GCA utilizou as rodadas de simulação mencionadas para prever uma pressão final de abandono do campo. Isso resultou em um fator de recuperação para o caso 1P de 83,7% do volume original provado de gás *in place* (aproximadamente 68% do cálculo volumétrico de gás *in place*). Para o caso 3P, considerando o volume de gás do cálculo volumétrico, o fator de recuperação é de 76,0%. O perfil de produção do caso 2P foi estimado como uma média dos casos anteriores. As reservas provadas não desenvolvidas foram atribuídas ao investimento na estação de compressão. O poder calorífico médio do gás é de 8,850 Kcal/m³ enquanto o rendimento em condensado é de 102 Bbl/MMm³ em 2013.



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 contratado foi de 23 Bm³ e espera-se atingi-lo entre 2018 e 2019 dependendo da categoria da reserva considerada.

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 uma taxa de 6 MMm³/d até o final de 2016, que requer uma estação de compressão de gás, e o volume total limitado somente pela estimativa de recuperação total do Campo.

Até a data desta auditoria, o aditivo não havia sido assinado pelas partes da *joint venture*, embora o projeto de compressão que proverá esse serviço até 2027 tenha sido aprovado em março de 2014 por todos os parceiros. Contudo, devido ao compromisso de instalação das facilidades de compressão e o contrato de venda de gás vigente que entrega uma taxa de 6 MMm³/d, a GCA considera que os termos do aditivo negociados pelas partes em relação às taxas e volumes totais possuem uma certeza razoável de serem obtidos.

EMBASAMENTO DA OPINIÃO

Em linha com os padrões aceitáveis, este documento de forma nenhuma constitui ou garante ou prevê resultados, e não há nenhuma garantia implícita ou explícita de que os resultados de fato estarão em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GCA não verificou de forma independente qualquer informação provida ou direcionada pelo cliente, e aceitou a acurácia e totalidade desses dados. A GCA não possui razões para acreditar que algum fato relevante foi ocultado, mas não garante que seus questionamentos tenham revelado todas as questões que uma avaliação mais extensiva poderia ter desvendado.

As opiniões expressas aqui estão sujeitas a e totalmente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas associadas à interpretação dos dados de geociência e engenharia e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam potencialmente afetar as decisões feitas pelos leitores do relatório e/ou resultados de fato. As opiniões e afirmações contidas neste relatório são de boa fé e baseadas na crença de que essas opiniões e afirmações são representativas das circunstâncias físicas e econômicas prevalentes.

Esta avaliação foi realizada no contexto do entendimento da GCA quanto aos direitos de propriedade do petróleo e outros regulamentos que atualmente se aplicam a estas propriedades. No entanto, a GCA não está em posição de certificar títulos de propriedade ou direitos, as condições destes direitos, incluindo obrigações ambientais e de abandono e as licenças e permissões necessárias, inclusive permissão de planejamento, relações de interesse financeiro nem ônus/gravames dos mesmos para nenhuma parte das propriedades e interesses avaliados.

Ao conduzir este estudo, a GCA não tem conhecimento de nenhum conflito de interesse que tenha existido. Como uma consultoria independente, a GCA está provendo aconselhamento imparcial técnico, comercial e estratégico para o setor de energia. A remuneração da GCA não foi de nenhuma forma contingente ao conteúdo deste relatório. Na preparação deste documento, a GCA manteve, e continua a manter, uma independência estrita na relação

consultoria-cliente com este Cliente. Adicionalmente, a direção e os funcionários da GCA não possuem interesse em nenhum dos ativos avaliados ou relacionados à análise conduzida como parte deste relatório.

Os membros da equipe que prepararam este relatório são profissionalmente qualificados com as qualificações educacionais apropriadas e nível de experiência e expertise para desempenhar o escopo de trabalho estabelecido na Proposta de Serviços.

A GCA não fez uma visita e inspeção ao local, pois não considerou relevante para o propósito deste relatório. Por isso, a GCA não está em posição de comentar as operações e instalações atuais, suas condições e adequação, e se estão de acordo com os regulamentos pertencentes a tais operações. Além disso, a GCA não está em posição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou meio ambiente destas operações.

Em preparação para este relatório, a GCA utilizou o *Petroleum Resources Management System* (PRMS) aprovado pela *Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists* e *Society of Petroleum Evaluation Engineers* em Março de 2007 (Anexo II).

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 tem 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.

Os volumes líquidos que constam neste relatório representam o condensado separado no campo. Tipicamente estes volumes são referidos em milhões de barris (MMBbl) nas condições de estocagem do tanque. Os volumes de gás natural representam vendas de gás esperadas, e são reportados em bilhões (10^9) de metros cúbicos (Bm^3) em condições padrão de 1 Bar e 20 graus Celsius.

A revisão e auditoria da GCA envolveu a revisão de fatos pertinentes, interpretações e premissas feitas pela QGEP ou outros na elaboração das estimativas de reservas. A GCA conduziu os procedimentos necessários para permitir a emissão de opinião em relação à adequação das metodologias adotadas, adequação e qualidade dos dados utilizados, profundidade e acurácia do processo de estimativa das reservas e recursos, a classificação e categorização das reservas apropriadas às definições relevantes utilizadas e a razoabilidade das reservas estimadas.

É opinião da GCA de que as estimativas do volume total remanescente de hidrocarbonetos líquidos em 31 de Dezembro de 2013 são de forma agregada adequadas e que a classificação e categorização das reservas é apropriada e consistente com as definições e diretrizes para as reservas.

A GCA conclui que as metodologias utilizadas pela QGEP para inferir as estimativas de volume são apropriadas e que a qualidade dos dados utilizados, a profundidade e acurácia do processo de estimativas são adequados. A GCA desconhece quaisquer potenciais alterações na regulamentação aplicável a estes campos que possa afetar a habilidade da QGEP em produzir as reservas estimadas.

Reservas são aquelas quantidades de petróleo que se antecipa que sejam comercialmente recuperáveis através da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data em diante sob condições definidas. As reservas devem ainda satisfazer quatro critérios: devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais, e remanescentes (na data de avaliação) baseadas no projeto de desenvolvimento aplicado. As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de certeza associados às estimativas e podem ser sub classificadas baseado na maturação do projeto e/ou caracterizadas de acordo com o status de desenvolvimento e produção. Todas as categorias de volumes de Reserva citados aqui foram determinadas no contexto de uma avaliação de limite econômico (antes de impostos e excluindo o montante acumulado de depreciação) anterior a qualquer análise de VPL.

O combustível para a planta de compressão foi subtraído do volume de reserva e está estimado em 2% do gás a ser produzido. O artigo 47 da Lei Brasileira do Petróleo estabelece que "...os royalties devem ser pagos em base mensal, em moeda nacional ..." e portanto os royalties são tratados como deduções de caixa ao invés de reduções de volumes."