

Maio 2015

---



# Relatório de Certificação de Reservas de Manati

Referente a 31 de dezembro de 2014

---

## **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, 13 de maio de 2015** – A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3) divulga hoje a atualização das reservas de gás natural e condensado do Campo de Manati datada de 31 de dezembro de 2014, com base no relatório de certificação de reservas elaborado pela consultoria independente, Gaffney Cline & Associates (GCA), emitido em 7 de maio de 2015.

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 para a Dax Oil.

A construção de uma planta de compressão é necessária para manter a capacidade de produção nos níveis de 6 MM m<sup>3</sup> por dia nos próximos anos. A planta está localizada a 20 km da plataforma no continente. A estação de compressão Campo de Manati está em fase final de construção e estará operacional em meados de 2015.

Segue abaixo um extrato do relatório da GCA:

### **“RELATÓRIO DE RESERVAS PARA O CAMPO DE MANATI, BRASIL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014**

Este relatório de reservas foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 7 de maio de 2015 a pedido da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP ou “o cliente”), não operadora e detentora de 45% 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 2014, 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 Volumes de Hidrocarbonetos  
em 31 de Dezembro de 2014, Campo de Manati, Brasil**

	Volumes de Venda do Campo (100%)		Reservas Líquidas para a Companhia	
	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm <sup>3</sup> )	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm <sup>3</sup> )
1P	1,20	12,13	0,54	5,46
2P	1,34	13,54	0,60	6,10
3P	1,48	15,00	0,67	6,75

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<sup>9</sup>) de metros cúbicos (Bm<sup>3</sup>) em condições padrão de 1 Bar e 20 graus Celsius.

O combustível para a planta de compressão foi subtraído do volume de reserva e está estimado em 2% do gás a ser produzido.

Os volumes de venda das reservas de gás são baseados em contratos de gás firmes e existentes ou em uma expectativa razoável de que o contrato ou uma expectativa razoável que quaisquer contratos de venda de gás existentes serão renovados em termos similares em um futuro próximo.

## DESCRIÇÃO DA ÁREA

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 (veja Figura 1) foi descoberto pela Petrobras em 2000, com a perfuração do poço 1-BAS128-BA.

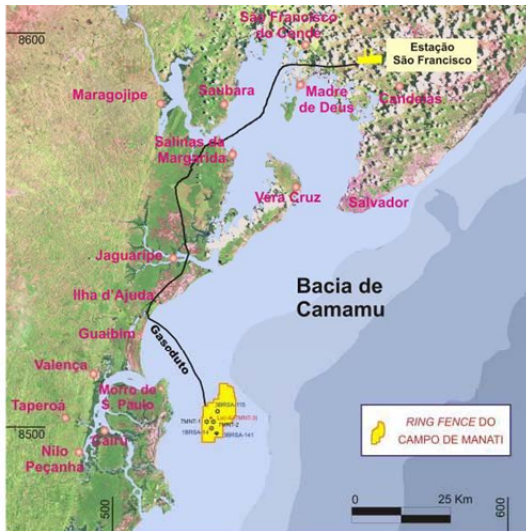
O Campo de Manati iniciou a produção em 2007 a partir dos arenitos da Formação Sergi (veja Figura 2) e atualmente produz cerca de 6 MMm<sup>3</sup>/d de gás e 640 bopd de condensado de seis poços.

A produção acumulada é de 15,4 Bm<sup>3</sup> de gás e 1,59 MMBbl de condensado. Os dados de produção e pressão, atualizados até dezembro de 2014, foram analisados através de balanço de materiais, que indica um volume original de gás in place de 33,1 Bm<sup>3</sup>. Este valor é menor que o volume original de gás calculado por métodos volumétricos de 40 Bm<sup>3</sup>. A diferença de volumes foi interpretada como gás in place que não está sendo drenado pelos seis poços produtores existentes.

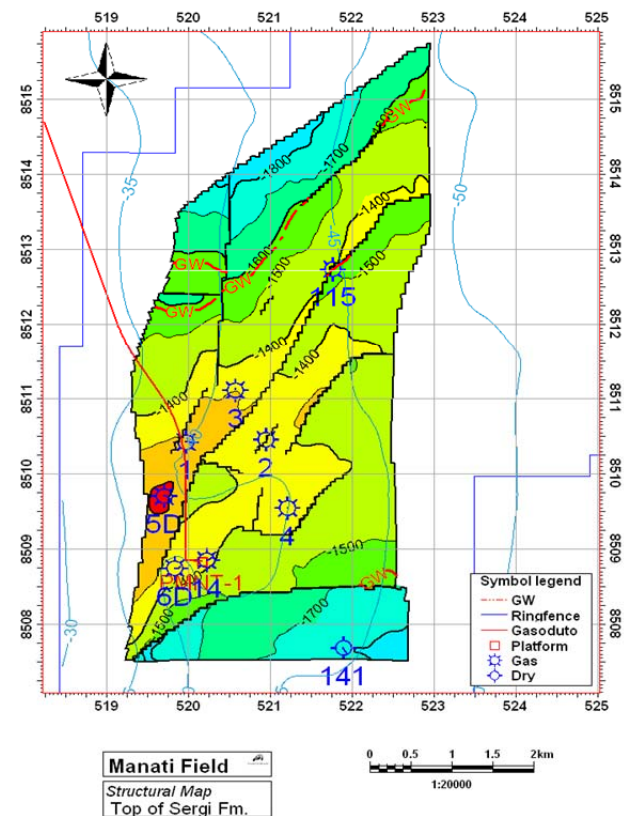
Foi identificado pela QGEP que este volume extra está localizado na porção nordeste do reservatório, separado por barreiras de permeabilidade parcial. De acordo com a QGEP, um exercício de simulação conduzido pela Petrobras e adotado pela QGEP indica que a porção

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.

**Figura 1 – Mapa de localização do Campo de Manati**



**Figura 2 – Mapa estrutural da Formação Sergi**



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. Como a produção acumulada é de 47% do volume de gás in place contratado (e 55% do volume total recuperável), a resposta da pressão deverá ser evidente em um futuro imediato.

Nas estimativas da GCA, 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 83,9% 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 76,5%. O perfil de produção do caso 2P foi estimado como uma média dos casos anteriores.



A estação de compressão está sendo construída na data deste relatório e estará operacional em meados de 2015. O incremento de reservas associado a este investimento foi considerado como Reservas Desenvolvidas. O poder calorífico médio do gás é de 8,850 Kcal/m<sup>3</sup> enquanto o rendimento em condensado é de 93 Bbl/MMm<sup>3</sup> em 2014.

## **AVALIAÇÃO DE RESERVAS**

Esta avaliação foi baseada nas reservas estimadas e em outras informações fornecidas pela QGEP para a GCA até 31 de dezembro de 2014 e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as questões que surgiram no processo de auditoria foram resolvidas satisfatoriamente na avaliação da GCA.

É opinião da GCA de que as estimativas do volume total remanescente de hidrocarbonetos líquidos em 31 de dezembro de 2014 são de forma agregada adequadas e que a classificação e categorização das reservas é apropriada e consistente com as definições de reservas da *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).

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.

## **EMBASAMENTO DA OPINIÃO**

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GCA com base em padrões aceitáveis de investigação profissional e, quando aplicável, em dados e informações providos pelo cliente, em escopo de comprometimento limitado, e pelo tempo permitido para que se conduza a avaliação.

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 prevaletentes.

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 podem ser diferente do previsto.

A revisão e auditoria da GCA envolveu a revisão de fatos pertinentes, interpretações e premissas feitas pelo Cliente 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.

## **DEFINIÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS**

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.

A GCA desconhece quaisquer potenciais alterações na regulamentação aplicável a estes campos que possa afetar a habilidade da QGEP em produzir as reservas estimadas.

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.

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.

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.”