



Maio 2017

Relatório de Certificação de Reservas de Manati

Referente a 31 de dezembro de 2016

QGEP

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

QGEP Divulga Atualização das Reservas do Campo de Manati

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2017 – 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 2016, com base no relatório de certificação de reservas elaborado pela consultoria independente, Gaffney Cline & Associates (GCA), intitulado “Relatório de Reservas do Campo de Manati, Brasil, de 31 de dezembro de 2016” emitido em 08 de maio de 2017.

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, passando por uma planta de compressão de gás localizada a 20 km da plataforma no continente, 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.

Segue abaixo um extrato do relatório da GCA:

O extrato a seguir é uma tradução livre do Relatório original da GCA em inglês. A tradução foi feita pela QGEP e em caso de qualquer diferença, a versão em inglês prevalecerá.

“RELATÓRIO DE RESERVAS PARA O CAMPO DE MANATI, BRASIL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016

Este relatório de reservas foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 04 de maio de 2017 a pedido da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP ou “o cliente”), 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. Este relatório foi preparado para uso interno da QGEP e para uso em conjunto com a divulgação pela QGEP de documentos públicos ao mercado.

A GCA realizou uma auditoria independente em 31 de dezembro de 2016, sobre os volumes de hidrocarbonetos líquidos e de gás natural que se espera produzir no referido campo. Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas a nós sobre esse ativo, fornecemos neste documento os relatórios de reserva apresentados nas tabelas abaixo.

Relatório de Reservas Remanescentes de Volumes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2016, Campo de Manati, Brasil

	Volumes de Venda do Campo (100%)		Reservas Líquidas para a Companhia	
	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm ³)
1P	0,74	7,93	0,33	3,57
2P	0,92	9,37	0,42	4,21
3P	1,14	10,66	0,51	4,80

Os volumes líquidos que constam neste relatório representam o condensado estimado a ser recuperado durante a separação são referidos em milhões de barris (MMBbl). Os volumes de gás natural representam vendas de gás esperadas, e são reportados em bilhões (10⁹) de metros cúbicos (Bm³) em condições padrão de 1 Bar (101,325 kPa) 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.

De acordo com a QGEP, em 2017, os consorciados não operadores do Campo de Manati apresentarão ao comprador uma modificação no contrato de vendas reduzindo a quantidade diária contratada (QDC) a partir de 2019 em diante, de acordo com a mais recente estimativa de perfil de produção do campo. Esta mudança na curva QDC já foi prevista no contrato vigente. Esta taxa de redução futura permitirá aos produtores evitar pagar multas de "deliver or pay". A

estimativa de reserva atual não considera como premissa o pagamento destas multas. Se a apresentação não ocorrer, as multas citadas reduziriam a vida econômica do campo e, conseqüentemente, a reserva associada.

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

O Campo de Manati iniciou a produção em 2007 a partir dos arenitos da Formação Sergi (veja Figura 2) e atualmente produz cerca de 4,2 MMm³/d de gás e 314 bopd de condensado de seis poços.

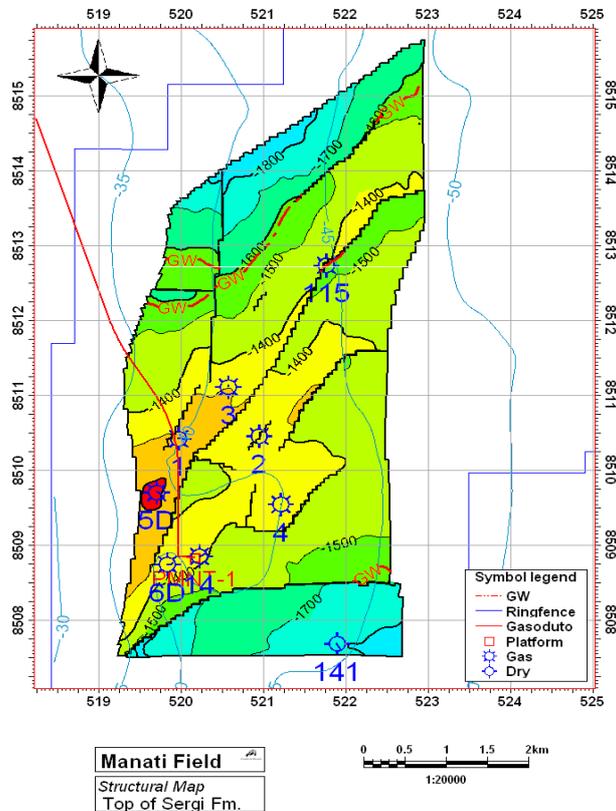
A produção acumulada é de 19,2 Bm³ de gás e 1,91 MMBbl de condensado. Os dados de produção e pressão, atualizados até dezembro de 2016, foram analisados através de balanço de materiais, que indica um volume original de gás in place de 32,8 Bm³. Este valor é menor que o volume original de gás calculado por métodos volumétricos de 42,9 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.

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 58,5% do volume de gás in place contratado (e 69,8% do volume total recuperável), a resposta da pressão deverá ser evidente em um futuro imediato. Se este efeito não for observado, a GCA recomenda considerar a reclassificação destes volumes como Recursos Contingentes se investimentos adicionais estiverem previstos para esta recuperação ou como volumes não capazes de serem produzidos se nenhuma ação for proposta pelos parceiros.

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 83,7% do volume original provado de gás in place (aproximadamente 64% 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 72,2%. O perfil de produção do caso 2P foi estimado como uma média dos casos anteriores.

A estação de compressão foi instalada no continente em 2015 completando o desenvolvimento do Campo. Todas as reservas são consideradas como Desenvolvidas. O poder calorífico médio do gás é de 8.820 Kcal/m³ enquanto o rendimento em condensado é de 79 Bbl/MMm³ em 2016. Este valor corresponde ao total do condensado separado como proporção do total do gás produzido. De acordo com o estudo composicional do fluido realizado em 2016, espera-se que o rendimento de condensado aumente, devido à redução da pressão do reservatório e consequente redissolução do condensado que havia sido depositado no reservatório. Espera-se confirmar este efeito já na produção de 2017.

Os futuros perfis de produção foram estimados a partir dos resultados de simulação e a partir de dados reais de taxas de venda em 2016. O exercício de simulação forneceu uma estimativa da capacidade de produção do campo que atinge cerca de 6 MMm³/d enquanto as vendas no final de 2016 foram aproximadamente 4,2 MMm³/d. A taxa inicial para o caso 1P foi então estimada em 5 MMm³/d como taxa média anual, enquanto para os casos 2P e 3P, a estimativa foi de 5,5MMm³/d. As taxas de declínio da produção foram estimadas a partir dos perfis simulados. Em todos os casos, a produção total futura estava alinhada às estimativas volumétricas.

AVALIAÇÃO DE RESERVAS

Esta avaliação foi baseada nas reservas estimadas e em outras informações fornecidas pela QGEP para a GCA até 21 de março de 2017 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 2016 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.

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 prevalecentes.

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 Valor Presente Líquido (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.

QUALIFICAÇÕES

Ao elaborar este estudo, a GCA não teve conhecimento da existência de nenhum conflito de interesse. Como consultoria independente, a GCA está provendo uma recomendação imparcial, técnica, comercial, e estratégica no setor de energia. A remuneração da GCA não foi de nenhuma forma contingente ao conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GCA manteve, e continua a manter, uma independência estrita na relação consultor-cliente com seu Cliente. Adicionalmente, os gestores e funcionários da GCA não possuem interesse em nenhum dos ativos avaliados ou relacionados à análise elaborada, como parte deste relatório.

Os membros da empresa envolvidos na preparação deste relatório detém profissionais adequados e qualificação educacional e com o nível de experiência e conhecimento necessários para elaborar este trabalho.”