



Relatório de Certificação de Reservas de Atlanta

Referente a 31 de março 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 Certificação de Reservas do Campo de Atlanta

Rio de Janeiro, 7 de maio de 2014 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3, “Companhia”, “QGEP”) divulga hoje as reservas certificadas do Campo de Atlanta, datadas de 31 de março de 2014, baseadas no Relatório de Certificação de Reservas elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 30 de abril de 2014.

Segue abaixo um extrato do relatório da GCA:

“Este relatório de reservas foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e emitido em 30 de Abril de 2014 a pedido da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP), operador do Consórcio do Campo de Atlanta, na Bacia de Santos, na costa brasileira. O Consórcio é formado pela QGEP, com 30% de participação e operador, Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (Barra), com 30% de participação e OGX Petróleo e Gás S.A. (OGX) com 40% de participação.

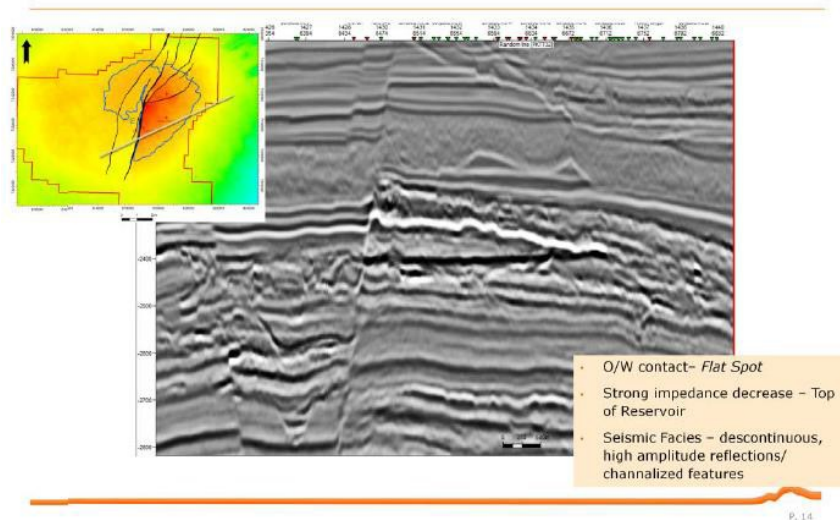
A GCA realizou uma auditoria independente, datada de 31 de março de 2014, relativa aos volumes de hidrocarbonetos líquidos e de gás natural que se espera produzir do referido campo. Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas a nós sobre essas unidades, apresentamos as estimativas de reservas na tabela abaixo.

Reservas de Hidrocarbonetos em 31 de março de 2014, Campo de Atlanta, Bacia de Santos, Brasil

	Volume Bruto (100%) Campo		Reservas Líquidas da QGEP	
	Óleo Cru	Gás Natural	Óleo Cru	Gás Natural
	(MMBbl)	(MMm ³)	(MMBbl)	(MMm ³)
1P	147	56	44	17
2P	191	90	57	27
3P	269	311	81	93

O Campo de Atlanta está localizado na porção norte da Bacia de Santos, a 185 km da costa sudeste da cidade do Rio de Janeiro. O Campo é parte do Bloco BS-4 que foi adquirido no *Round Zero* pela Petrobras. Em 1998, o consórcio era formado pela Petrobras (40%), Shell (40% e operador) e Chevron (20%).

A descoberta do campo foi feita pelo poço 1-SHEL-4-RJS, perfurado pela Shell em abril de 2001. O poço encontrou óleo pesado de 14° API em arenitos turbidíticos do Eoceno a uma profundidade de 2.326 metros em lâmina d’água de 1.550 metros. O contato óleo-água foi identificado pelos perfis de poço a uma profundidade de -2.404 metros. A estrutura definida pela sísmica 3D é um anticlinal falhado cuja direção principal de falhamento é sudoeste a nordeste. O poço está localizado no bloco alto que era o objetivo principal deste prospecto. A zona de interesse no bloco alto tem cerca de 130 metros enquanto no bloco baixo tem cerca de 30 metros. O contato óleo-água também pode ser visto claramente na imagem sísmica como um *flat spot*.



Após a descoberta, a Shell prosseguiu com um programa de delimitação em 2001 que consistiu em um *side track* do poço #4, o #4A, o #5 (seco) e o #8, este último, um poço de óleo bem sucedido. Em 2006, a Shell perfurou os poços de extensão #10 (seco), #19D, #20HP (abandonado) e #20HPA (*side track*). Em 2012, a Shell e a Chevron venderam suas participações à QGEP (30% e operador) e à Barra Energia (30%). A OGX adquiriu 40% de participação da Petrobras em 2013.

Os parâmetros petrofísicos apresentam altas porosidades de cerca de 36%, permeabilidades de vários Darcies, alta compressibilidade da rocha (estimada em 60 E-6 psi-1) e baixa saturação de água, abaixo de 10%. As propriedades do óleo incluem alta viscosidade do óleo (228 cp em condições de reservatório), fator volume de formação de 1,1 e Rsi 261 scf/bbl.

A GCA elaborou uma avaliação independente dos volumes de hidrocarbonetos *in place* no bloco alto da estrutura, (áreas C2, E2 e acima da E1), utilizando o mapa de espessuras permeáveis da QGEP e a interpretação petrofísica independente da GCA. A porção do bloco baixo, áreas C1 e W, não foi incluída devido ao baixo *net pay* e ausência de uma proposta de desenvolvimento. A tabela seguinte apresenta os resultados categorizados dos volumes *in place* obtidos.

**Volumes Originais de Hidrocarbonetos
Bloco Alto de Atlanta em 31 de março de
2014**

Categoria	Óleo Cru MMBbl	Gás em Solução Bm ³
1P	1.192	8,8
2P	1.337	9,9
3P	1.494	11,0

Em 2013, a QGEP iniciou o desenvolvimento do campo com a perfuração do poço horizontal 7-ATL-2HP-RJS, que testou 5.000 bopd com Bomba Centrífuga Submarina (BCS) instalada no fundo do poço e sem limitações de *choke*. A QGEP espera aumentar esta taxa com uma bomba de maior capacidade. Estes dois poços estão planejados para iniciarem a produção a partir de 2016, enviando os fluidos a um coletor *manifold* submarino e de lá para uma unidade de processamento FPSO. O óleo será exportado através de navios e o gás será escoado por um gasoduto de 85 km para as facilidades vizinhas de Uruguá. A água será

tratada e descartada no mar. Durante 2018/2020, a QGEP concluirá o desenvolvimento do campo com mais dez poços horizontais. O período de concessão expira no final de 2033.

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 nenhum 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.

Os volumes de óleo e condensado que constam neste relatório foram citados em condições de estocagem do tanque. Tipicamente estes volumes são referidos em milhões de barris (MMBbl). Os volumes de gás natural foram reportados em milhões de metros cúbicos (MMm³) em condições padrão. Os volumes de reservas de gás natural representam a venda esperada de gás, após a realização de uma atribuição para perdas com combustível e em processos de compressão. As condições padrão são definidas como 1 Bar e 20 graus Celsius.

A GCA preparou uma avaliação independente das reservas com base em dados e interpretações fornecidas pelo Cliente.

É opinião da GCA de que as estimativas do volume total remanescente de hidrocarbonetos líquidos e de gás em 31 de março de 2014 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.

Esta avaliação foi baseada em informações enviadas pela QGEP para a GCA em 22 de abril de 2014 e inclui os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todos os questionamentos que surgiram durante o andamento do processo de análise foram resolvidos à nossa satisfação.”