
8 de agosto de 2013

Apresentação de Resultados 2T13



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Próximos Passos

- ▶ Produção média de 5,0 MMm³ de gás natural por dia no Campo de Manati durante o 2T13, mesmo com a interrupção da produção devido à manutenção programada
- ▶ O Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta encontra-se dentro do cronograma para iniciar a perfuração ao final do 3T13
- ▶ Participação na 11ª Rodada de Licitações da ANP, na qual foram adquiridos oito blocos em águas profundas em cinco novas bacias no Brasil, expandindo o portfólio exploratório e diversificando as parcerias, através de associações com grandes companhias petrolíferas internacionais e regionais
- ▶ No dia 6 de julho, a QGEP retomou a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras utilizando uma sonda *jack-up* e a conclusão do poço está prevista até o final do 3T13
- ▶ Em linha com o cronograma já divulgado, no 4T13 será iniciada a perfuração de um poço de extensão da importante descoberta de Carcará, no Bloco BM-S-8, no qual será realizado um teste de formação para a obtenção de informações acerca da produtividade dos reservatórios

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DA ANP

- ▶ 8 blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP, distribuídos em 5 bacias diferentes, com área total de 5.785 km²
- ▶ A QGEP será operadora de 5 dos 8 blocos
- ▶ 5 novas parcerias incluindo Statoil, Total, Premier Oil, Pacific Rubiales e Petra Energia
- ▶ Bônus de assinatura total de R\$94,9 milhões líquido para a QGEP
- ▶ QGEP espera desembolsar aproximadamente US\$30 a US\$ 40 milhões para a aquisição de dados sísmicos 3D nos próximos dois anos
- ▶ Perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017, ao custo líquido para a QGEP de aproximadamente US\$200 milhões

Bacia	Bloco	Outros Membros do Consórcio	Operador	Participação QGEP
Foz do Amazonas	FZA-M-90	Premier Oil Pacific Brasil	QGEP	35%
Espírito Santo	ES-M-598	Statoil Brasil Petrobras	Statoil	20%
Espírito Santo	ES-M-673	Statoil Brasil Petrobras	Statoil	20%
Pará-Maranhão	PAMA-M-265	Pacific Brasil	QGEP	30%
Pará-Maranhão	PAMA-M-337	Pacific Brasil	QGEP	50%
Ceará	CE-M-661	Total OGX	Total	25%
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894	Petra Energia	QGEP	30%
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-896	Petra Energia	QGEP	30%

DESTAQUES DO RELATÓRIO DE CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS DO CAMPO DE MANATI



Relatório de Reservas Remanescentes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2012, Campo de Manati, Brasil, preparado para QGEP Participações S.A.:

	Volume de Vendas do Campo (100%)		Reservas Líquidas para a QGEP	
	Condensado	Gás	Condensado	Gás
	(MMBbl)	(Bm ³)	(MMBbl)	(Bm ³)
1P	1,75	16,7	0,79	7,5
2P	1,87	17,9	0,84	8,04
3P	2,21	21,1	0,99	9,48

- ▶ Construção da estação de compressão necessária para complementar a energia do reservatório de forma a garantir a entrega de gás natural na estação de tratamento, retornando a capacidade de produção do Campo para 6 MMm³ por dia a partir de 2015.
- ▶ Localizada a 20 km da plataforma, a estação de compressão deverá estar operacional até o final de 2014

Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Próximos Passos

DESTAQUES FINANCEIROS DO 2T13

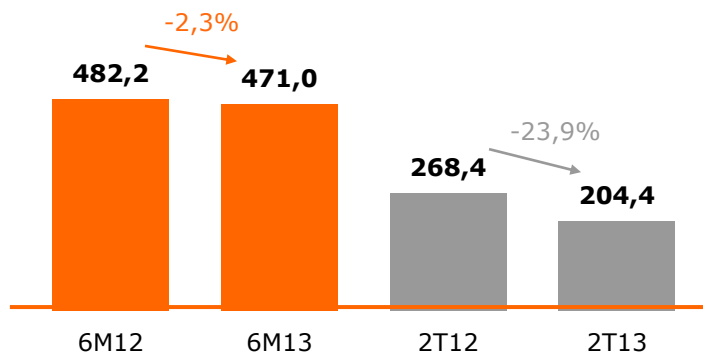


Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

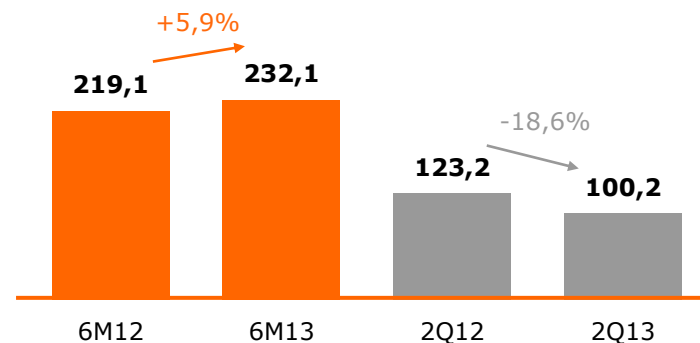
	2T13	2T12	Δ%	6M13	6M12	Δ%
Lucro líquido	30,1	(96,1)	131,4%	95,9	(26,8)	N/A
Amortização e depreciação	18,7	21,7	-14,0%	42,3	39,0	8,2%
Despesa (Receita) financeira líquida	(9,7)	(7,8)	-24,5%	(28,0)	(47,0)	40,4%
Imposto de renda e contribuição social	1,5	4,1	-62,5%	7,1	18,0	-60,7%
EBITDA	40,7	(78,0)	152,2%	117,2	(16,8)	N/A
Baixa de poços secos ou sub comerciais	1,0	157,3	99,4%	2,4	157,3	-98,5%
EBITDAX	41,7	79,3	-47,4%	119,6	140,5	-14,9%
Margem EBITDA	40,6%	-63,3%	164,1%	50,5%	-7,6%	N/A
Margem EBITDAX	41,6%	64,4%	-35,4%	51,5%	64,1%	-19,7%
Dívida Líquida	(1.054,0)	(895,5)	-17,7%	(1.054,0)	(895,5)	-17,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(4,0)	(4,8)	17,0%	(4,0)	(4,8)	17,0%

PRODUÇÃO DO CAMPO DE MANATI DO 2T13

Produção de Gás (Milhões de m³)



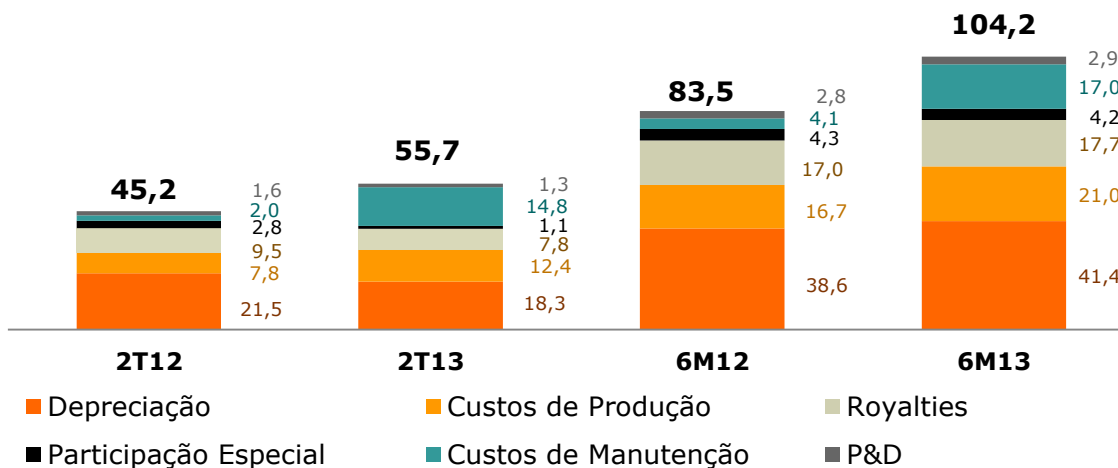
Receita Líquida (R\$ milhões)



- ▶ A produção diária média de gás do Campo de Manati foi de 5,0 MMm³ no 2Q13, já considerando a interrupção da produção devido à manutenção programada. A parada total de 20 dias foi realizada de acordo com o cronograma previsto, no decorrer de abril.
- ▶ O menor volume de produção de gás levou a uma redução na receita líquida de 18,6% no 2T13, quando comparado ao 2T12.
- ▶ No 6M13, a receita líquida teve um acréscimo de 5,9% comparado com o 6M12, devido ao reajuste no preço do gás natural, já que os níveis de produção foram similares (5,8 MMm³ no 6M13 ante 5,9 MMm³ no 6M12).

CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Custos Operacionais(R\$ milhões)



- ▶ Os custos operacionais foram impactados por custos de manutenção extraordinários no trimestre devido à parada de 20 dias da produção
- ▶ As despesas gerais e administrativas no 2T12 foram influenciadas por custos extraordinários relacionados, principalmente, ao programa de participação nos resultados e alteração na administração da Companhia no ano passado, o que compensou o número maior de funcionários neste ano
- ▶ No 2T13, os gastos exploratórios totais refletem principalmente os custos relacionados à aquisição de dados sísmicos para a participação na 11ª Rodada da ANP. Os gastos exploratórios tiveram decréscimo de 48,1% em relação ao 1T13, quando a Companhia adquiriu dados sísmicos para analisar a Concessão BM-C-27; e 95,5% em relação ao 2T12, quando foram incorridas despesas relativas à atividades exploratórias sem sucesso.

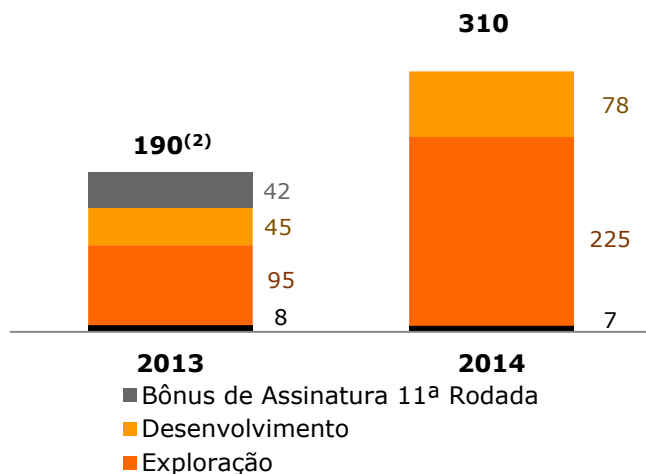
▶ **CAPEX 2013: US\$190 milhões**

- CAPEX 2013 a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-S-8 e Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

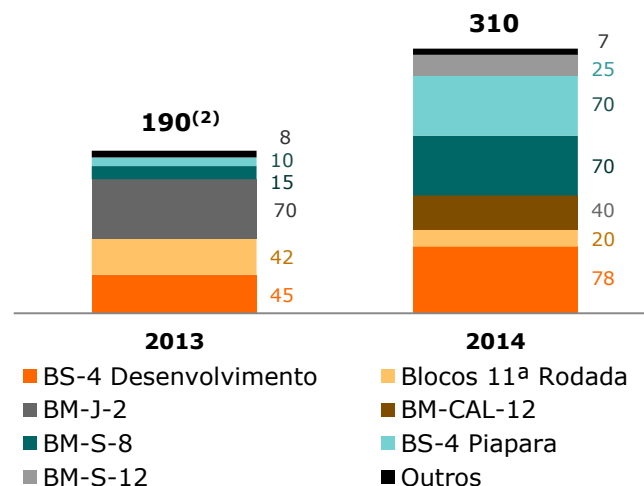
▶ **CAPEX 2014: US\$310 milhões**

- CAPEX 2014 a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-CAL-12, BM-S-8, BM-S-12 e nos Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

CAPEX Líquido para a QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)



CAPEX Líquido para a QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)



(1) Não inclui a estação de compressão do Campo de Manati

(2) Até 30 de junho de 2013, já haviam sido gastos U\$30 milhões.

Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Próximos Passos

▶ **BM-J-2**

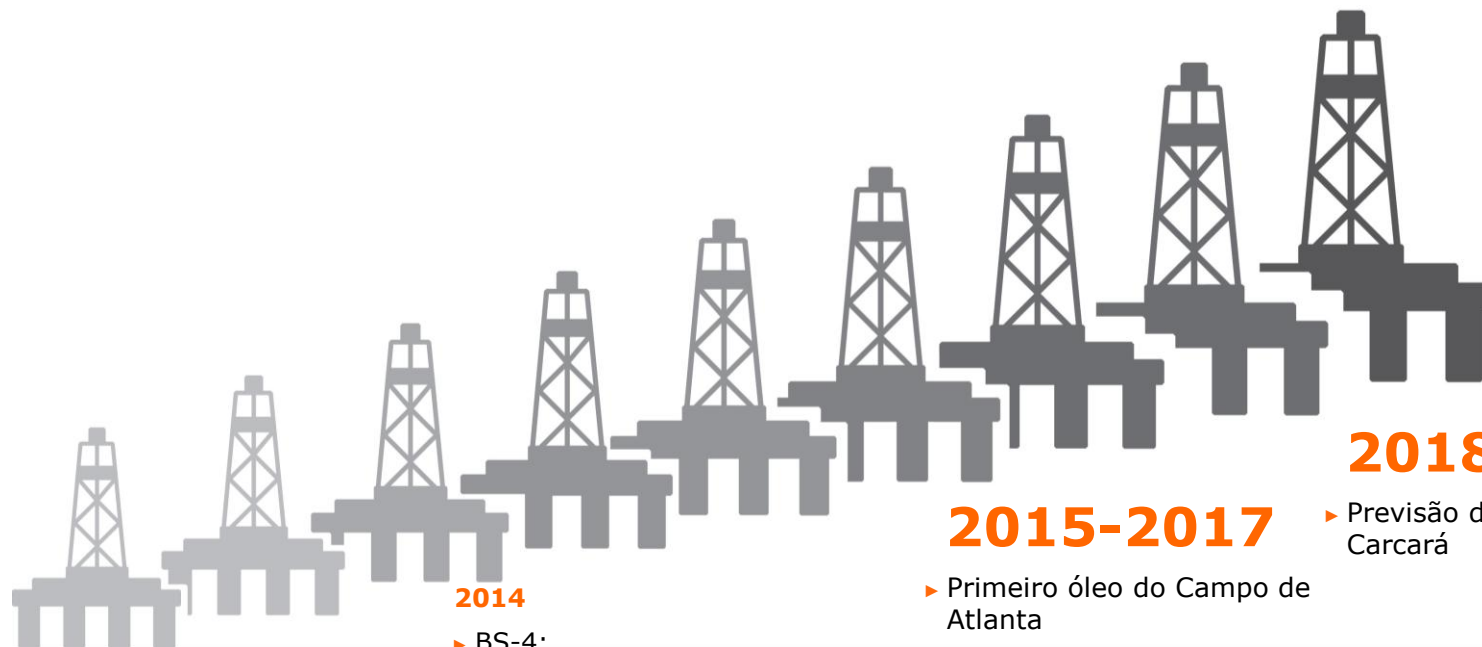
- No dia 6 de julho de 2013, a Companhia retomou a perfuração do poço 1-QG-5A-BAS no Bloco BM-J-2 com a sonda *jack-up* P-VI
- O poço testará o prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1) na seção pré-sal da Bacia de Jequitinhonha
- A perfuração visa alcançar a profundidade total de 4.700 metros, prevista para ser atingida até o final do 3T13

▶ **BM-S-8**

- Início da perfuração de um poço de extensão de Carcará previsto para o 4T13, seguido de um teste de formação a poço revestido (TFR) para coleta de informações adicionais
- A expectativa é que a perfuração e os testes durem de 6 a 8 meses e o Consórcio fará ainda um Teste de Longa Duração (TLD) no poço de extensão em 2015
- Em 2014, a Companhia planeja perfurar um poço no prospecto Guanxuma, bem como um terceiro poço contingente aos resultados dos estudos que estão sendo realizados no Bloco

▶ **BS-4**

- A Companhia adquiriu novos dados sísmicos 3D para o Bloco BS-4 de modo a melhorar o imageamento dos objetivos de pré e pós-sal na área e está atualmente trabalhando na interpretação destes dados, cujo processamento foi concluído no final do 2T13
- Após a finalização destes estudos, a QGEP definirá os próximos passos relacionados à atividade de perfuração no prospecto de pré-sal Piapara



2013

- ▶ Perfuração do prospecto JEQ#1 em andamento
- ▶ Relatório de Certificação de Recursos
- ▶ BS-4: poço horizontal a ser perfurado para o SPA de Atlanta
- ▶ BM-S-8: perfuração do poço de extensão de Carcará

2014

- ▶ BS-4:
 - Desenvolvimento do Campo de Atlanta
 - Perfuração do prospecto de pré-sal Piapara
- ▶ BM-S-8:
 - Resultados do teste do poço de extensão de Carcará
 - Perfuração do prospecto Guanxuma
- ▶ Perfuração do poço Ilha Bela e do prospecto CAM#01 (Além-Tejo)

2015-2017

- ▶ Primeiro óleo do Campo de Atlanta
- ▶ Desenvolvimento de Carcará: Teste de Longa Duração em 2015
- ▶ Poços exploratórios nos blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP
- ▶ Atividades exploratórias em Copaíba e Guanabara Profundo

2018-2020

- ▶ Previsão do primeiro óleo em Carcará

Relações com Investidores QGEP Participações S.A.

Av. Almirante Barroso, nº 52/sala 1301, Centro, Rio de Janeiro, RJ

CEP: 20031-918

Telefone - RI: 55 21 3509-5959

Fax: 55 21 3509-5958

E-mail: ri@qgep.com.br

www.qgep.com.br/ri

Este documento contém algumas afirmações e informações relacionadas à Companhia que refletem a atual visão e/ou expectativa da Companhia e de sua administração a respeito de suas atividades. Algumas afirmações e informações são baseadas em previsões, projeções, indicam ou implicam resultados, performance ou realizações futuras, podendo conter palavras como "acreditar", "prever", "esperar", "contemplar", "provavelmente resultará" ou outras palavras ou expressões de aceção semelhante. Tais afirmações estão sujeitas a uma série de riscos, incertezas e premissas. Advertimos que diversos fatores importantes podem fazer com que os resultados reais diverjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressas neste documento, de forma que não há qualquer garantia de que as projeções ou conclusões aqui mencionadas serão realizadas e/ou atingidas. Em nenhuma hipótese a Companhia ou seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos indiretos, lucros cessantes ou afins. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações ou análise das diferenças entre as afirmações e os resultados reais. É recomendado que os investidores analisem detalhadamente o prospecto da QGEP, incluindo os fatores de risco identificados no mesmo. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias para uma completa avaliação de investimentos na Companhia. Cada investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento.