

RESULTADOS REFERENTES AO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2014

Rio de Janeiro, 29 de maio de 2014 – A Óleo e Gás Participações S.A. – em Recuperação Judicial (Bovespa: OGXP3) anuncia hoje seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2014.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

"O desempenho da OGPar no primeiro trimestre de 2014 mostra uma Companhia em recuperação nos aspectos operacionais e de geração de caixa.

O campo de Tubarão Martelo, que iniciou suas atividades em dezembro do ano passado, produziu uma média diária de 11 mil barris no primeiro trimestre de 2014 e a produção total nesse campo alcançou a marca de 967 mil barris no mesmo período.

O campo de Tubarão Azul, que retornou suas atividades em fevereiro deste ano, produziu uma média diária de 4,2 mil barris no primeiro trimestre e a produção total nesse campo alcançou a marca de 246 mil barris de óleo.

Os fatores acima, e os resultados financeiros de variação cambial líquido de R$173 milhões, contribuíram para que a OGPar registrasse lucro líquido de R$213 milhões no primeiro trimestre de 2014, contra um prejuízo de R$805 milhões no mesmo período do ano passado.

Ainda no 1T14, a Companhia efetuou pagamentos de aproximadamente R$214 milhões ao consórcio do bloco BS-4, utilizando-se de recursos provenientes das operações da OGPar e dos empréstimos obtidos junto aos seus principais credores. Posteriormente, foi divulgado que os testes iniciais no campo de Atlanta apresentaram resultados promissores, apontando para a produção do primeiro óleo no final de 2015 ou no início de 2016.

A Companhia continua focada na sua reestruturação financeira e em receber a aprovação para a solução de suas dívidas na Assembleia Geral de Credores a ser realizada no início de junho. Dos novos recursos previstos no plano de recuperação, US$125 milhões já foram aportados por meio de um financiamento DIP ("*Debtor in Possession*"). Adicionalmente estão previstos US$90 milhões, que serão recebidos assim que o plano for aprovado. Esses recursos serão convertidos em capital, assim como as demais dívidas."



DESEMPENHO OPERACIONAL

PRODUÇÃO

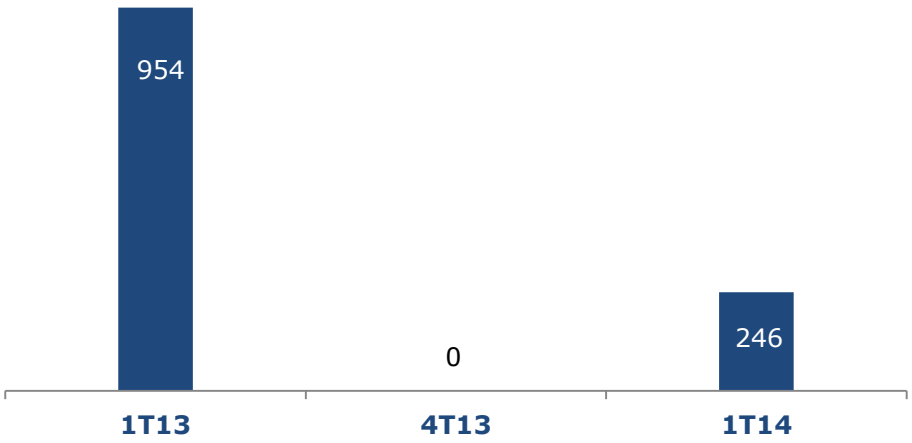
PRODUÇÃO BACIA DE CAMPOS

Campo de Tubarão Azul

Após o fechamento do campo por vários meses em 2013, devido a problemas nas bombas centrífugas submersas ("BCS"), o retorno à produção do campo de Tubarão Azul através do poço OGX-26HP foi viabilizado em fevereiro de 2014, com a assinatura de um acordo para realização de testes com o uso do FPSO OSX-1 e com a resultante adequação do custo de afretamento deste FPSO. Os custos de afretamento e O&M foram revistos, passando o valor do *charter* de US$263 mil/dia para US$35 mil/dia e o valor de O&M para US$85 mil/dia comparado com o sistema *cost plus* 15% cobrados anteriormente.

A produção do campo de Tubarão Azul no 1T14 foi de 246 mil barris de óleo, com média diária de 4,2 mil bpd, desde a retomada da produção, no trimestre. A redução da produção total em relação ao 1T13 ocorreu devido à redução do número de poços produtores.

Produção Total (mil bopd)



A tabela a seguir apresenta o EBITDA pró-forma do campo de Tubarão Azul no 1T14 em relação ao 1T13, em milhares de R$:



FPSO OSX 1	2014	2013
Dias de operação	42	112
Produção referente às cargas embarcadas - em barris (bbls)	161.430	1.204.423
Receita bruta	**35.497**	**254.634**
Impostos sobre as vendas	-	-
Royalties	(3.658)	(24.036)
Leasing	(4.717)	(59.984)
Serviços (O&M)	(9.409)	(37.665)
Logística	(5.698)	(12.665)
Frete na Venda	-	(5.508)
Outros	(493)	(3.594)
EBITDA	**11.521**	**111.182**
% EBITDA / Receita Bruta	32,46%	43,66%
EBITDA / barril - em R$	71,37	92,31

A tabela a seguir demonstra o detalhamento dos custos diários associados à operação do campo de Tubarão Azul FPSO OSX-1 relacionados à carga de óleo entregue no 1T14:

Custo diário (USD '000)	2014
Leasing	(48)
Serviços (O&M)	(95)
Logística	(57)
Outros	(5)
TOTAL	**(205)**

Desenvolvimento do Campo de Tubarão Martelo

A Companhia iniciou a produção no Campo de Tubarão Martelo em dezembro de 2013, através dos poços horizontais TBMT-8HP e OGX-44HP. No 1T14 o campo produziu 967 mil barris de óleo, com uma produção média diária no trimestre de 11 mil boepd, o que corresponde a uma média diária por poço de 5,5 mil boepd. Ainda em março de 2014, a Companhia alcançou a importante marca acumulada de 1 milhão de barris de óleo produzidos desde que o campo entrou em operação.

A tabela a seguir apresenta o EBITDA pro-forma do campo de Tubarão Martelo no 1T14, em milhares de R$:



FPSO OSX 3	2014
Dias de operação	78,32
Produção referente às cargas embarcadas - em barris (bbls)	862.382
Preço unitário - R$ / bbls	214,9
Receita de vendas (líquida de frete)	**185.300**
Impostos sobre as vendas	-
Royalties	(20.831)
Leasing	(50.936)
Serviços (O&M)	(22.443)
Logística	(22.908)
Outros	(1.699)
EBITDA	**66.483**
% EBITDA / Receita Bruta	35,88%
EBITDA / barril - em R$	77,09

A seguir temos o detalhamento dos custos diários associados à operação do campo de Tubarão Martelo relacionados às cargas entregues pela Companhia no 1T14:

Custo diário (USD '000)	2014
Leasing	(242)
Serviços (O&M)	(123)
Logística	(129)
Outros	(9)
TOTAL	**(503)**

Em 13 de março de 2014, o Grupo OSX divulgou Fato Relevante confirmando ter encerrado as negociações de reestruturação dos financiamentos da OSX3 Leasing BV e anunciou ter chegado a um acordo "em princípio" sobre os termos da reestruturação proposta, dentre eles a alteração da taxa diária de afretamento do OSX 3, que passou de aproximadamente US$439 mil para US$250 mil.

Desenvolvimento dos Campos de Tubarão Tigre, Tubarão Gato e Tubarão Areia

Diante da não aprovação pela ANP do pedido de suspensão do desenvolvimento destas áreas e a solicitação feita de que o Plano de Desenvolvimento apresentasse todo o detalhamento do projeto a ser implantado, a Companhia entendeu que enviar esse plano à ANP sem ter ainda uma solução econômica definida corresponderia a assumir, perante a mesma, compromissos de investimentos e produções que talvez não pudessem ser cumpridos.



Desse modo, em fevereiro de 2014, a companhia formalizou a devolução destes campos junto à ANP. A devolução dessas áreas não afetará o plano de negócios da Companhia, que consta do Plano de Recuperação Judicial, uma vez que o valor econômico destes projetos não foi considerado nas projeções da OGPar e de suas controladas.

PRODUÇÃO BACIA DE SANTOS

Desenvolvimento dos Campos de Atlanta e Oliva ("BS-4")

Conforme Fato Relevante divulgado pela operadora QGEP S/A em fevereiro de 2014, o primeiro poço horizontal do Campo de Atlanta (7-ATL-2HP-RJS) já foi perfurado e testado. O Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) foi realizado com bomba centrífuga submersa submarina de baixa capacidade, em dois períodos de fluxo, tendo sido obtidas vazões de 1.250 barris de óleo por dia (bopd) e mais de 5.000 bopd, respectivamente, confirmando Índice de Produtividade (IP) superior ao estimado nos estudos realizados. Esses resultados indicam que a vazão do poço em condições normais de produção poderá ficar próxima ao limite superior do intervalo previsto de 6.000-12.000 bopd.

Posteriormente foi informado ainda que a produtividade do segundo poço horizontal (7-ATL-3H-RJS), recentemente concluído e testado, é superior à observada no primeiro. Neste segundo poço foi avaliada a colocação da bomba centrífuga submersa submarina no leito marinho como alternativa à colocação no fundo do poço, o que apresenta potencial para redução significativa de custos operacionais. Também encontra-se em andamento, com previsão de término para o terceiro trimestre de 2014, a licitação para um FPSO para dois cenários e considerando diferentes capacidades de produção: Sistema de Produção Antecipada (SPA), que permitirá a aceleração da entrada em produção do campo ou Sistema Definitivo (SD). Segundo a operadora, o primeiro óleo de Atlanta em ambos os cenários é esperado para o final de 2015 ou início de 2016.

Vale ressaltar que, em função dos resultados obtidos até o momento e de acordo com Fato Relevante divulgado pela operadora em maio de 2014, as reservas de Atlanta certificadas como provadas (1P) e prováveis (2P) são respectivamente de 147 milhões e 191 milhões barris de óleo.

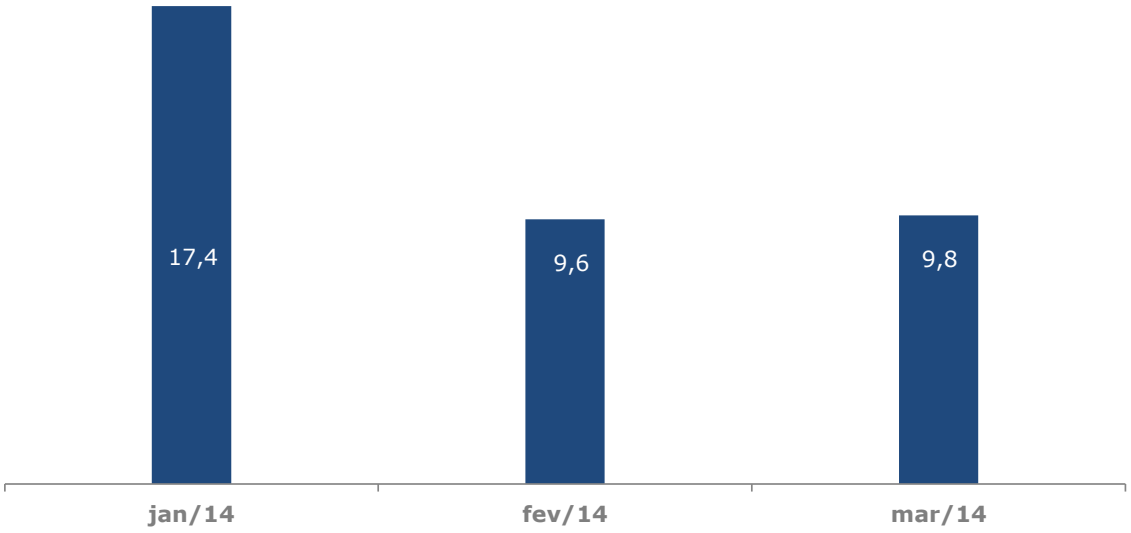
PRODUÇÃO - BACIA DO PARNAÍBA

Desenvolvimento dos Campos de Gavião Real e Gavião Azul

No 1T14 a produção média total de 6,0 M m³/d (~37,8 kboepd) no Campo de Gavião Real foi destinada à operação das UTEs Parnaíba I, Parnaíba III e Parnaíba IV. Abaixo segue abertura da produção mensal:



Produção Média Mensal (mil boepd) – Participação OGpar



A produção total terrestre no 1T14 foi de 540,8 milhões de metros cúbicos de gás natural, dos quais 70% cabem à Parnaíba Gás Natural S.A. ("PGN" - antiga OGX Maranhão). Essa produção foi integralmente tratada na Unidade de Tratamento de Gás – UTG da PGN e entregue às usinas termelétricas da ENEVA S.A.

A UTE Parnaíba III recebeu em fevereiro de 2014 a autorização pela ANEEL para iniciar a operação comercial da sua segunda unidade de geração, com 7MW de capacidade instalada. Desse modo, a capacidade instalada da planta alcançou 176MW, cumprindo o total da capacidade contratada no âmbito do contrato de compra de energia no Mercado Regulamentado garantido no leilão A-5 de energia em 2008.

Em janeiro de 2014, com a conexão de mais dois poços adicionais localizados em outros dois *clusters* de produção no Campo de Gavião Real, a produção de gás natural passou a se dar a partir de 15 poços produtores.

Os equipamentos que permitirão a ampliação da capacidade de tratamento para 8 milhões de metros cúbicos por dia já começaram a chegar no Porto de Itaqui e o primeiro lote de equipamentos está em processo de desembaraço alfandegário.

A tabela abaixo apresenta o EBITDA pro-forma da UTG no 1T14. A margem EBITDA pro-forma tem se mantido em aproximadamente 75% e reflete a elevada lucratividade do ativo.



UTG Parnaíba	jan-14	fev-14	mar-14	1T14
Dias de operação	31	31	**28**	90
Volume de gás entregue - em Mm3	127,11	128,52	117,99	373,62
R$ ('000)				
Receita bruta - OGX Share (70%)	**57.685**	**67.142**	**56.732**	**181.559**
Impostos sobre as vendas	(6.697)	(7.577)	(5.259)	(19.533)
Serviços (O&M)	(1.162)	(1.392)	(1.754)	(4.308)
Químicos	-	(18)	(4)	(21)
Royalties e participação do superficiário	(6.324)	(6.438)	(9.222)	(21.983)
EBITDA PRO FORMA da UTG Parnaíba	**43.502**	**51.718**	**40.494**	**135.714**
% EBITDA / Receita bruta	**75,41%**	**77,03%**	**71,38%**	**74,75%**
EBITDA / Mm3 - em R$/Mm3	342,24	402,42	343,18	363,24

Notas:
¹ Data de fechamento para valores contábeis: 25º dia do mês
² Receita bruta composta por receita da venda de gás e receita da locação da UTG

Contrato de compra e venda da OGX Maranhão (atual Parnaíba Gas Natural S.A.– PGN)

No dia 30 de outubro de 2013, a OGPar e a OGX P&G celebraram acordo de subscrição com a Cambuhy Investimentos Ltda. ("Cambuhy"), Eneva S.A. e DD Brazil Holdings S.a.r.l. ("E.ON") segundo o qual e sujeito aos termos e condições nele fixados, a Cambuhy e a E.ON concordaram em investir na Parnaíba Gás Natural S.A. ("PGN") um valor total de aproximadamente R$250 milhões, via aumento de capital, o qual já foi aportado em 19 de fevereiro de 2014. Também em 30 de outubro de 2013, a Companhia e a Cambuhy celebraram um Acordo de Compra de Ações, por meio do qual a Cambuhy concordou em adquirir da Companhia sua participação remanescente na PGN por um preço de compra de R$200 milhões. A concretização desse acordo depende de algumas condições precedentes, dentre elas a realização de um processo competitivo no âmbito da Recuperação Judicial, no qual a Cambuhy obrigou-se a participar e a apresentar lance não inferior a R$200 milhões, bem como a aprovação do Plano de Recuperação Judicial.

Associado a esses acordos, a MPX Energia Gmbh concordou em adquirir por US$3 milhões da OGX Netherlands BV, controlada indireta da OGPar, a totalidade das ações que essa empresa possui na Parnaíba BV. A MPX Energia Gmbh concordou ainda em fazer um aporte de capital de US$22 milhões na Parnaíba B.V., para que essa empresa possa liquidar a dívida de mesmo valor com a OGX Netherlands B.V.

Em 19 de fevereiro de 2014, um fundo de investimento gerido pela Cambuhy e a E.ON fizeram aumentos de capital de R$200 milhões e R$50 milhões, respectivamente, na PGN. Após esses aumentos de capital, a OGX Petróleo e Gás S.A., anteriormente detentora de 66,67% do capital social da PGN, passou a ser detentora de 36,36%. A Eneva, a E.ON e a Cambuhy tornaram-se respectivamente detentoras de 18,18%, 9,09% e 36,37% do referido capital social. Conforme previsto no Acordo de Subscrição, a PGN



utilizou R$50 milhões dos recursos obtidos com o aporte para fazer uma liquidação parcial da dívida que possuía com a OGX Petróleo e Gás S.A. pelo acordo de compartilhamento de custos.

Ressalta-se que a OGX P&G ainda tem R$95 milhões a receber por conta desse acordo de compartilhamento de custos, com previsão de pagamentos mensais de R$10 milhões de julho a novembro de 2014 e os R$45 milhões restantes em janeiro de 2015.

EXPLORAÇÃO

PORTFOLIO EXPLORATÓRIO MARGEM EQUATORIAL (BLOCOS DA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES)

Após a aprovação da cessão de direitos de 35% de participação e transferência da operação para a ExxonMobil no bloco POT-M-475, localizado na fronteira entre as bacias do Ceará e Potiguar, a OGpar segue sua campanha exploratória nos quatro blocos localizados nestas bacias (CE-M-603 e POT-M-762 - 50% OGpar e CE-M-661 - 30% OGpar), na condição de não-operadora. No momento, os operadores estão conduzindo licitações para a aquisição dos dados sísmicos 3D que compõem o Programa Exploratório Mínimo dos contratos de concessão. A campanha de perfuração visando investigar a prospectividade dos blocos está prevista para começar ao final de 2016.

Bacia de Campos e Santos

Com a proximidade do término dos prazos de avaliação das descobertas de Tulum, Viedma, Vesuvio e Itacoatiara na Bacia de Campos e dos complexos de Natal, Belém e Curitiba na Bacia de Santos, assim como a ausência de perspectivas concretas de rentabilidade futura das mesmas, a Companhia comunicou a devolução das referidas áreas exploratórias a ANP em fevereiro de 2014. A devolução não afetará o seu plano de negócios que consta do Plano de Recuperação Judicial, uma vez que o valor econômico destes projetos não foi considerado em nenhuma das projeções da Companhia.

Importante ressaltar que o impacto contábil ocorreu no exercício de 2013, quando o investimento total (*inception to date*) baixado ou provisionado para perda nessas áreas totalizou aproximadamente R$4 bilhões.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO

A Companhia não pretende efetuar mais investimentos nessa bacia, mas precisará arcar com sua parcela nos gastos do consórcio que tenham sido comprovadamente realizados após a Recuperação Judicial, considerando o regime de competência. A OGpar constituiu no 4T13 uma provisão para os gastos realizados nessa área, num montante de aproximadamente R$329 milhões.



A eventual devolução dessas áreas não afetará o plano de negócios da Companhia que consta do Plano de Recuperação Judicial, uma vez que o valor econômico destes projetos não foi considerado em nenhuma das projeções da Companhia.

COLÔMBIA

A Companhia recebeu uma oferta firme pelos blocos localizados nas bacias de Cesar Ranchería (CR-2,CR-3 e CR-4) e Vale Inferior do Magdalena (VIM-5 e VIM-19), que prevê o pagamento de US$30 milhões à OGpar pelos ativos, a liberação de obrigações regulatórias e de US$14 milhões que estão dados em garantia a cartas de crédito requeridas pela Agencia Nacional de Hidrocarburos (correspondente à ANP na Colômbia).

Os termos e condições da oferta estão alinhados ao processo de reestruturação da Companhia, visto que a desonera dos custos exploratórios obrigatórios e possíveis contingências regulatórias, bem como proporciona a geração de caixa no curto prazo de maneira a ampliar a liquidez da Companhia, além de implicar a redução do custo administrativo da OGX na Colômbia.

A conclusão dessa operação está sujeita a determinadas condições, dentre elas a autorização judicial necessária no âmbito do processo de Recuperação Judicial da Companhia, a aprovação da Agencia Nacional de Hidrocarburos, bem como a documentação definitiva da referida transação, não havendo neste momento a certeza de que a transação será consumada.

GESTÃO DE PESSOAS

A OGpar encerrou o 1T14 com 215 colaboradores próprios e 836 terceirizados, responsáveis pela condução de todas as atividades administrativas, de exploração e produção de petróleo, representando um decréscimo de aproximadamente 15% em relação ao trimestre anterior.

DESEMPENHO FINANCEIRO

As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em bases consolidadas, de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* – IASB e em Reais, exceto quando indicado o contrário.



Principais métricas	*1T14*	*4T13*	*1T13*
Receita líquida (R$ milhões)	221	174	289
EBITDA (R$ milhões)	35	18	74
Lucro/Prejuízo líquido (R$ milhões)	213	(9.786)	(805)
CAPEX (R$ milhões)	339	375	289
Posição de caixa (US$ milhões)	21	11	1.148

Receita de Vendas

A receita de vendas realizadas pela Companhia ao longo do 1T14 totalizou R$221 milhões, correspondente às vendas de 1,023 milhão de barris de óleo no período.

	R$ mil	Bbls mil	R$/bbls	US$ / bbls *
Tubarão Azul	35.497	161	220	97
Tubarão Martelo	185.300	862	215	95
TOTAL	**220.797**	**1.023**		

(*) Convertido a taxa de fechamento do trimestre (2,2630)

Custo de Produtos Vendidos

O CPV de R$143 milhões incorrido com a venda do óleo no 1T14 é segregado em: (a) *leasing* de R$56 milhões; (b) O&M de R$32 milhões; (c) logística de R$29 milhões; (d) *royalties* de R$24 milhões e (e) outros de R$2 milhões.

			R$ mil
	Tubarão Azul	Tubarão Martelo	Total
Royalties	(3.658)	(20.831)	(24.489)
Leasing	(4.717)	(50.936)	(55.653)
O&M	(9.409)	(22.443)	(31.852)
Logística	(5.698)	(22.908)	(28.606)
Outros	(493)	(1.699)	(2.192)
Total	(23.975)	(118.817)	(142.792)
Milhares de Bbls vendidos	161	862	1.023
R$ / bbls	(149)	(138)	(140)
US$ / bbls	(66)	(61)	(62)

(*) Convertido a taxa de fechamento do trimestre (2,2630).



Resultado Financeiro

O resultado financeiro positivo de R$173 milhões no 1T14 é explicado: (a) pela receita de variação cambial sobretudo não realizada de R$420 milhões, apurada sobre o passivo líquido em moeda estrangeira. Esse passivo decorre, basicamente, do *senior unsecured notes* de US$3,6 bilhões e da obrigação de US$1,5 bilhão com a OSX pelas compensações a serem pagas pelo término dos contratos/acordos referentes ao OSX1, ao OSX2 e a WHP2, que foi parcialmente compensada pelas (b) despesas financeiras líquidas de R$254 milhões, as quais também estão afetadas pelos juros dos *senior unsecured notes* no valor de R$181 milhões. Ressalta-se que, uma vez concluído o plano de recuperação judicial da Companhia da forma que foi proposto, tanto os *senior unsecured notes* quanto o passivo de R$1,5 bilhão com a OSX serão convertidos em capital na sua controlada OGX Petróleo e Gás S.A. e portanto a expectativa é que não ocorra desembolso de caixa para liquidação do principal, dos juros e da variação cambial. Enquanto o plano não é aprovado, a Companhia continua provisionando o passivo e atualizando seus juros e variação cambial.

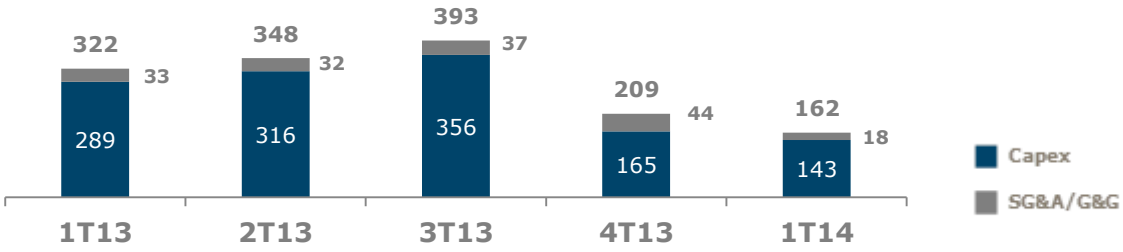
Resultado Líquido

No primeiro trimestre de 2014 a Companhia apurou um lucro líquido de R$213 milhões, em comparação ao prejuízo de R$805 milhões no mesmo período do ano anterior. Esse resultado decorre, sobretudo: (i) de um portfólio de produção atualmente focado em Tubarão Martelo, que encerrou o trimestre com dois poços produzindo e gerou um EBITDA de R$66 milhões, correspondente a 36% da receita líquida do projeto; (ii) da retomada, em fevereiro de 2014, da produção em Tubarão Azul, que contribuiu com um EBITDA de R$12 milhões ou 32% da receita líquida desse ativo; (iii) da redução de 58% nas despesas de exploração, que atualmente conta com um portfólio renovado pelos blocos adquiridos na 11ª Rodada e pela devolução de áreas subcomerciais nas Bacias de Santos e Campos; (iv) da redução de 17% nas despesas gerais e administrativas, com um *headcount* mais enxuto e adequado à atual dimensão da Companhia; (v) da receita de variação cambial, sobretudo não realizada, de R$420 milhões; cujos impactos foram parcialmente compensados pela (vi) despesa financeira líquida de R$247 milhões, oriunda, na maior parte, dos juros dos *senior unsecured notes* (bonds), que serão convertidos em capital na sua controlada OGX Petróleo e Gás S.A. se o plano de recuperação judicial da Companhia for aprovado; (vii) ganho contábil associado ao aumento de capital na PGN no montante de R$44 milhões.



Posição de Caixa

Uso do Caixa - Regime de Competência (US$ milhões)

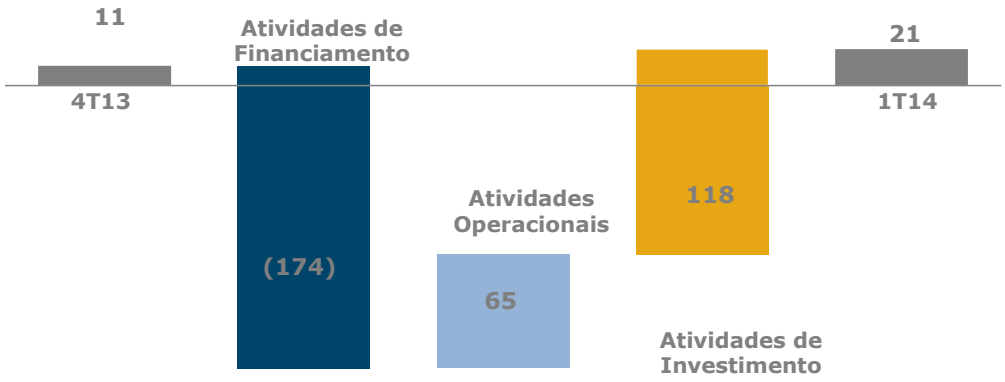


Notas:
¹ Considera taxa de câmbio média equivalente a: BRL 2,00/USD (1T13); BRL 2,07/USD (2T13); BRL 2,29 (3T13); BRL 2,27 (4T13); BRL 2,37 (1T14)

No 1T14, o desembolso de caixa mostrou um declínio de 24% em relação ao trimestre anterior e desde o início da reestruturação financeira a Companhia mantém seu compromisso com a disciplina financeira a fim de garantir a continuidade de suas operações.

Fluxo de Caixa no 1T14 (US$ milhões)





Notas:
[1] Considera taxa de câmbio média equivalente a: BRL 2,27/USD (4T13); BRL 2,37/USD
[2] Considera taxa de câmbio no final do período equivalente a: BRL 2,34/USD (4T13); BRL 2,26/USD

Caixa e Equivalentes de Caixa

O saldo de disponibilidade totalizava R$47 milhões (equivalente a US$21 milhões) em 31 de março de 2014. O aumento em relação a 31 de dezembro de 2013 decorre, substancialmente, dos seguintes eventos: (a) Novas captações, com destaque para a primeira tranche do DIP *Finance* de US$125 milhões, líquidas de amortizações, num total de R$258 milhões; (b) recebimento de vendas efetuadas no final de 2013 total de R$160 milhões; (c) EBITDA consolidado de R$35 milhões, que contempla o lucro bruto das operações de Tubarão Martelo e Tubarão Azul, parcialmente compensado pelas despesas gerais e administrativas e de exploração; (d) redução do saldo de créditos fiscais em R$10 milhões; (e) CAPEX de R$339 milhões em 2014 e (f) redução do saldo a pagar para fornecedores em R$110 milhões.

Créditos com Partes Relacionadas

O saldo de créditos com partes relacionadas totalizava R$134 milhões em 31 de março de 2014. Esse montante refere-se, substancialmente, aos valores que a OGX P&G tem a receber da Parnaíba Gás Natural por conta da rescisão do acordo de compartilhamento de custos administrativos.

Empréstimos e Financiamentos

O Plano de Recuperação Judicial da Companhia prevê a conversão integral do saldo de empréstimos e financiamentos, referente aos *Senior Unsecured Notes* ("bonds") e ao *DIP finance*, em capital na sua controlada OGX Petróleo e Gás S.A..

Imobilizado (CAPEX)



O imobilizado inclui, sobretudo, os gastos relativos às campanhas de desenvolvimento dos Campos de Tubarão Martelo e Atlanta e Oliva. De 31 de dezembro de 2013 a 31 de março de 2014, o Capex incorrido foi de aproximadamente R$339 milhões.



Demonstração de Resultados

R$ ('000)

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS		YTD Mar/14	YTD Mar/13	Δ	1T14	1T13	Δ
Receita líquida de vendas		**220.797**	**289.391**	**(68.594)**	**220.797**	**289.391**	**(68.594)**
Custo dos produtos vendidos (CPV)	(i)	(142.793)	(144.259)	1.466	(142.793)	(144.259)	1.466
Despesas de exploração	(ii)	(11.650)	(27.851)	16.201	(11.650)	(27.851)	16.201
Despesas de vendas		-	(5.508)	5.508	-	(5.508)	5.508
Despesas administrativas e gerais	(iii)	(31.601)	(37.949)	6.348	(31.601)	(37.949)	6.348
EBITDA		**34.753**	**73.824**	**(39.071)**	**34.753**	**73.824**	**(39.071)**
Depreciação		(9.635)	(38.776)	29.141	(9.635)	(38.776)	29.141
Amortização		(1.600)	(5.202)	3.602	(1.600)	(5.202)	3.602
Stock option	(iii)	(1.577)	(20.566)	18.989	(1.577)	(20.566)	18.989
Poços/Áreas secos ou subcomerciais	(ii)	(370)	(1.194.862)	1.194.492	(370)	(1.194.862)	1.194.492
Impairment	(vi)	(8.142)	-	(8.142)	(8.142)	-	(8.142)
Outras receitas (despesas) operacionais	(v)	37.638	-	37.638	37.638	-	37.638
Compensações OSX	(v)	-	-	-	-	-	-
Resultado de equivalência patrimonial		12.761	(479)	13.240	12.761	(479)	13.240
EBIT		**63.828**	**(1.186.061)**	**1.249.889**	**63.828**	**(1.186.061)**	**1.249.889**
Receita financeira	(iv)	*6.936*	*24.435*	*(17.499)*	*6.936*	*24.435*	*(17.499)*
Despesa financeira	(iv)	*(253.503)*	*(127.485)*	*(126.018)*	*(253.503)*	*(127.485)*	*(126.018)*
Resultado financeiro líquido		(246.567)	(103.050)	(143.517)	(246.567)	(103.050)	(143.517)
Variação cambial	(iv)	419.781	66.160	353.621	419.781	66.160	353.621
Derivativos	(iv)	(680)	(5.704)	5.024	(681)	(5.704)	5.023
EBT		**236.362**	**(1.228.655)**	**1.465.017**	**236.361**	**(1.228.655)**	**1.465.016**
(-) Imposto de renda		(23.395)	424.068	(447.463)	(23.395)	424.068	(447.463)
Provisão para não recuperação do IRPJ/CSLL		-	-	-	-	-	-
Prejuízo líquido do exercício (contábil)		**212.967**	**(804.587)**	**1.017.554**	**212.966**	**(804.587)**	**1.017.553**
Atribuído a:							
Acionistas não controladores		-	5.818	(5.818)	(1)	5.818	(5.819)
Acionistas controladores		212.967	(810.405)	1.023.372	212.967	(810.405)	1.023.372

Notas::

(i) Esse total não inclui as parcelas do Custo do Produto Vendido (CPV) referentes à Depreciação (R$ 7.526), a qual esta apresentadas em linhas específicas.

(ii) A soma dessas linhas corresponde ao total de Despesas com Exploração na DRE do ITR.

(iii) A soma dessas linhas, juntamente com a parcela da Depreciação (R$ 2.109) e Amortização (R$ 1.600), corresponde ao total das Despesas Gerais e Administrativas na DRE do ITR de março de 2014.

(iv) A soma dessas linhas corresponde ao total do Resultado Financeiro na DRE do ITR.

(v) Apresentado como "Outras Despesa Operacionais" na DRE do ITR.

(vi) Apresentado como " Provisão/realização de impairment " na DRE do ITR.



Balanço Patrimonial

R$ ('000)

Balanço Patrimonial	31/mar/14	31/dez/13		31/mar/14	31/dez/13
ATIVO			**PASSIVO**		
Circulante			**Circulante**		
Caixa e equivalentes de caixa	47.091	26.366	Fornecedores	1.168.735	1.279.421
Depósitos vinculados	31.056	32.262	Impostos, contribuições e participações a recolher	16.949	19.561
Contas a receber	15.979	175.912	Salários e encargos trabalhistas	12.985	15.299
Instrumentos financeiros derivativos	1.150	1.830	Empréstimos e financiamentos	9.008.443	9.525.616
Estoque de óleo	24.323	17.909	Instrumentos financeiros derivativos	-	-
Créditos com partes relacionadas	134.423	-	Contas a pagar com partes relacionadas	3.573.084	3.639.303
Outros créditos	42.810	38.169	Provisões diversas	180.316	173.790
			Outras contas a pagar	144.695	126.035
	296.832	292.448			
				14.105.207	14.779.025
Não Circulante			**Não Circulante**		
Realizável a longo prazo			Empréstimos e financiamentos	-	-
Depósitos vinculados	5.000	-	Provisões diversas	232.543	344.974
Estoque de materiais	254.657	295.672			
Impostos e contribuições a recuperar	156.959	167.934		232.543	344.974
Imposto de renda e contribuição social diferidos	396.702	537.163	**Patrimônio Líquido**		
			Capital social	8.821.155	8.821.155
			Reservas de capital	72.980	79.220
			Ajustes acumulados de conversão	86.087	91.362
Investimentos	173.843	14.276	Prejuízos acumulados	(18.565.030)	(18.777.997)
Imobilizado	2.729.999	3.351.878			
			Atribuído a participação dos acionistas controladores	(9.584.808)	(9.786.260)
Intangível	738.950	730.268	**Participações de acionistas não controladores**	-	51.900
	4.456.110	5.097.191		(9.584.808)	(9.734.360)
Total do Ativo	**4.752.942**	**5.389.639**	**Total do Passivo**	**4.752.942**	**5.389.639**

Imobilizado

Imobilizado	R$ ('000)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	**3.351.878**
(+) CAPEX	
Bacia de Campos	161.792
Bacia de Santos	102.297
Bacia do Espírito Santo	565
Bacia do Pará-Maranhão	180
Corporativo	74.188
	339.022
(-) Desconsolidação PGN	**(916.797)**
(+) Provisão para abandono de poços	**(38.091)**
(-) Depreciação	**(7.610)**
(-) *Impairment*	**1.967**
(-) Baixa poços secos	**(370)**
Saldo em 31 de março de 2014	**2.729.999**

Empréstimos e Financiamentos

EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	R$ ('000)
Saldo em 31 de dezembro de 2013:	**(9.525.616)**
(-) Novas captações	(410.808)
(+) Pagamento de principal	152.588
(-) Juros incorridos	(195.188)
(-) Variação cambial	303.639
(+) Custo de captação	(4.045)
(-) Amortização do custo de captação	23.116
Saldo em 31 de março de 2014:	**(9.008.443)**



REESTRUTURAÇÃO FINANCEIRA

Diante dos desafios decorrentes da situação econômico-financeira da Companhia, tendo em vista os prejuízos acumulados até então, bem como do vencimento recente e vindouro de grande parte de seu endividamento, a administração entendeu em 2013 que a Recuperação Judicial era a medida mais adequada para a continuidade do negócio e proteção dos interesses da OGpar, seus credores e acionistas. Dessa forma, em outubro de 2013 a Companhia ajuizou o pedido de Recuperação Judicial na Comarca da Capital do Estado do Rio de Janeiro em conjunto com suas controladas OGX Petróleo e Gás S.A., OGX International GmbH e OGX Austria GmbH.

Em 14 de fevereiro de 2014, as Companhias apresentaram, individualmente, o plano de Recuperação Judicial ("Plano") com a discriminação dos meios de recuperação a serem empregados, que deverá ser deliberado e aprovado pelos credores em assembleia geral de credores, convocada para realização, em primeira convocação, em 3 de junho de 2014 e, em segunda convocação, em 11 de junho de 2014.

Dentre as principais premissas do Plano destacam-se:

1. **Aportes de Recursos Novos:** Para que a Companhia possa recompor o capital de giro necessário para a continuidade de suas atividades, bem como o desenvolvimento do seu plano de negócios, é essencial a obtenção de novos recursos, conforme abaixo:
    a. Financiamento DIP ("*Debtor in Possession*"): Esses recursos são oriundos de debêntures conversíveis, no valor total de US$215 milhões a serem captados pela OGX Petróleo e Gás S.A., controlada da Companhia, através de duas séries: a primeira de US$125 milhões, já recebida em 13 de março de 2014, e a segunda de US$90 milhões, sujeita a certas condições precedentes, como a aprovação do Plano.
    b. Empréstimo Adicional: Em 15 de abril de 2014, a Companhia obteve um empréstimo de US$73,2 milhões, subscrito com uma taxa de desconto de 18%, a fim de financiar exportações e pagar custos e despesas a elas relacionados.
    O vencimento do empréstimo se dará em 11 de fevereiro de 2015, mas terá seu pré-pagamento exigido na ocorrência de determinados eventos, incluindo a conversão das debêntures.
    c. Possibilidade de Venda dos Ativos na Colômbia: A Companhia recebeu, em abril de 2014, uma oferta firme pelos blocos localizados nas bacias de Cesar Ranchería (CR-2,CR-3 e CR-4) e Vale Inferior do Magdalena (VIM-5 e VIM-19).
    A oferta prevê o pagamento de US$30 milhões à OGpar pelos ativos, a liberação de obrigações regulatórias e de US$14 milhões que estão dados em garantia a cartas de crédito requeridas pela Agencia Nacional de Hidrocarburos (correspondente à ANP na Colômbia).



A Companhia entende que os termos e condições da oferta estão alinhados a seu processo de reestruturação, visto que desonera a Companhia dos custos exploratórios obrigatórios e possíveis contingências regulatórias, bem como proporciona a geração de caixa no curto prazo de maneira a ampliar a liquidez da Companhia, além de implicar a redução do custo administrativo da OGX na Colômbia.

A conclusão dessa operação está sujeita a determinadas condições, dentre elas a autorização judicial necessária no âmbito do processo de Recuperação Judicial da Companhia, a aprovação da Agencia Nacional de Hidrocarburos, bem como a documentação definitiva da referida transação, não havendo, neste momento, a certeza de que a transação será consumada.

2. Reestruturação de dívidas: Além da obtenção de novos recursos, é indispensável que a Companhia possa reestruturar as dívidas contraídas perante seus credores concursais, bem como dos credores extraconcursais que aderirem expressamente ao Plano.

O Financiamento DIP, uma vez observadas determinadas condições precedentes, será conversível em ações de emissão da OGX Petróleo e Gás S.A. que, desde que implementadas integralmente todas as etapas do Plano de Recuperação Judicial, representarão 65% do total de ações da companhia reestruturada. Após a conversão do Financiamento DIP, os credores da OGpar serão titulares de ações representativas de 25% do capital social total da companhia reestruturada. Os atuais acionistas da Companhia, após a diluição decorrente da conversão dos créditos em capital, inclusive do Financiamento DIP, remanescerão titulares de ações representativas, no total agregado, de 10% do capital social total da companhia reestruturada. Adicionalmente, os atuais acionistas receberão bônus de subscrição da companhia reestruturada com as seguintes principais condições: (i) prazo de exercício de 5 anos; e (ii) um número de ações ordinárias a serem subscritas que representem, no total agregado, 15% do capital social total da companhia reestruturada, considerando-se um preço de emissão baseado no valor de avaliação (*equity value*) da companhia reestruturada de US$1,5 bilhão.

A reestruturação das dívidas ocorrerá, desde que cumpridas certas condições precedentes, por meio da conversão dos créditos em capital da OGX Petróleo e Gás S.A., podendo haver para os credores quirografários que assim desejarem, o recebimento da quantia de até R$30.000,00 em dinheiro, sendo o restante do valor do crédito convertido em capital social nos termos do Plano.



Contatos OGpar

Investidores:
Paulo Narcélio
Márcia Mainenti
Marianna Sampol
ri@ogpar.com.br
+55 21 3916-4545

Mídia:
Cibele Flores
cibele.flores@ogpar.com.br
+55 21 3916-4588

AVISO LEGAL

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 do seu plano de negócios. Estas afirmações incluem, entre outras, todas as afirmações que denotam previsão, projeção, indicam ou implicam resultados, realizações ou desempenho futuros, podendo conter palavras como "acreditar", "prever", "esperar", "contemplar", "provavelmente resultará" ou outras palavras ou expressões de acepção semelhante. Tais afirmações estão sujeitas a uma série de expressivos riscos, incertezas e premissas. Advertimos que diversos fatores importantes podem fazer com que os resultados reais divirjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressas neste documento. 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 OGX, incluindo os fatores de risco identificados no mesmo. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias a uma completa avaliação de investimento na Companhia. Cada



investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento.