

Release de Resultados

## **RESULTADOS REFERENTES AO QUARTO TRIMESTRE DE 2014 E AO ANO DE 2014**

Rio de Janeiro, 23 de março de 2015 – A Óleo e Gás Participações S.A. – em Recuperação Judicial (Bovespa:OGXP3) anuncia hoje seus resultados referentes ao quarto trimestre de 2014 e ao ano de 2014, bem como eventos subsequentes relevantes ao mercado.

### **MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO**

2014 foi um ano difícil para o nosso setor e um ano tanto de sucessos como de desafios para a OGpar, refletidos nos resultados financeiros e operacionais do quarto trimestre e no resultado anual.

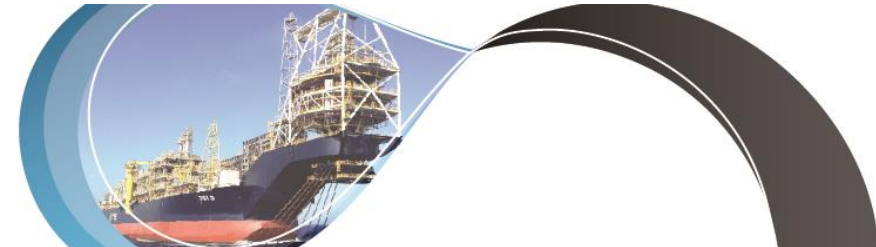
A OGpar e suas subsidiárias continuam a focar na execução e produção enquanto reduzem os custos para adaptarem-se às condições de mercado mais adversas. Apesar do contexto atual de baixa do preço do petróleo, os fundamentos do setor permanecem fortes e nós continuaremos a garantir que o nosso negócio esteja bem posicionado para nos beneficiarmos de uma retomada do mercado.

Enquanto isso, a companhia continua a executar os estágios finais do seu plano de reestruturação. Como parte desse plano, a OGpar e sua subsidiária OGX P&G, concluíram a venda dos ativos na Colômbia em dezembro de 2014. Após as aprovações da CVM e da BMF&Bovespa, a OGX P&G foi listada na bolsa de valores em 16 de outubro de 2014, permitindo ao Grupo completar a capitalização dos créditos. Ações da OGX P&G foram entregues aos credores registrados no plano de reestruturação, liberando o Grupo OGPar, OGX P&G, OGX Austria e a OGX International da dívida pré-reestruturação conforme estipulado no plano de recuperação judicial.

A produção dos quatro poços no campo de Tubarão Martelo totalizou 1,177 milhão de barris de petróleo no quarto trimestre de 2014. A produção total em 2014 foi de 4,2 milhões de barris de petróleo.

O campo de Tubarão Azul produziu um total de 1,2 milhão de barris de petróleo em 2014 e 272 mil barris de petróleo no quarto trimestre de 2014.

Considerando a nova realidade do mercado, tomamos medidas agressivas para fortalecer e adaptar o negócio às condições de baixo preço do petróleo, focando em redução de custos e melhoria da eficiência. Reduzimos as despesas operacionais através da renegociação do *leasing* e O&M com a OSX, diminuimos nossas despesas gerais e administrativas e cortamos significativamente os custos de exploração para focar os nossos esforços nos ativos em produção, Tubarão Martelo e Tubarão Azul.



## DESEMPENHO OPERACIONAL

### PRODUÇÃO

#### PRODUÇÃO BACIA DE CAMPOS

##### Campo de Tubarão Azul

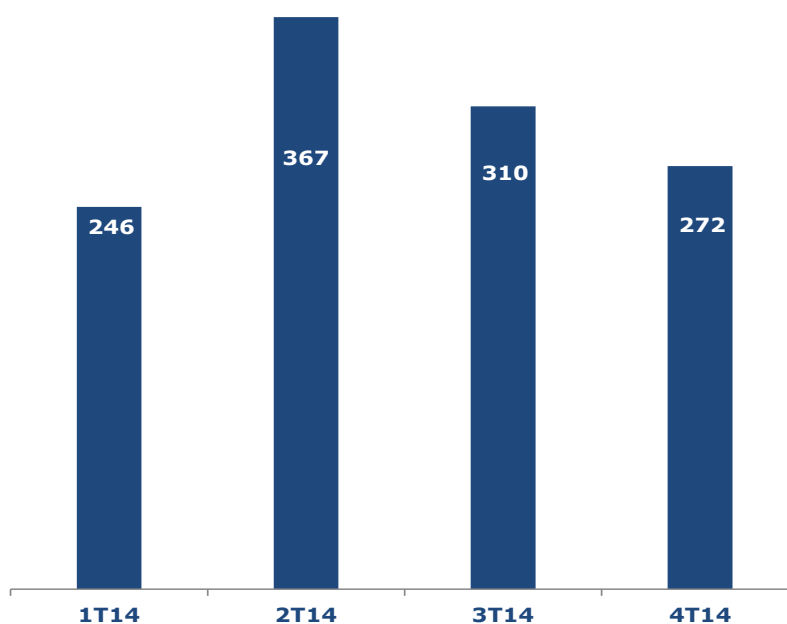
##### A - Produção

A produção do Campo de Tubarão Azul no ano de 2014 foi de 1,2 milhão de barris de petróleo contra 1,6 milhão produzidos no ano de 2013, refletindo um decréscimo relevante devido à retomada da produção no campo somente em fevereiro de 2014 com apenas um poço produtor (OGX-26HP), após a solução dos problemas operacionais derivados das bombas centrífugas submersas ("BCS"), que ocorreram desde março de 2013 causando o fechamento dos poços por vários meses.

No 4T14, a produção do campo de Tubarão Azul foi de 272 mil barris de óleo em comparação aos 310 mil barris de óleo no trimestre anterior. Não houve produção no 4T13 devido a problemas operacionais. A contínua redução da produção é uma consequência natural do negócio de exploração de petróleo quando não há investimentos adicionais para incremento da produção.

A Companhia tem a intenção de continuar com a produção neste campo até junho de 2015.

#### Produção Total (mil bopd)



## **B – Resultados Financeiros da operação**

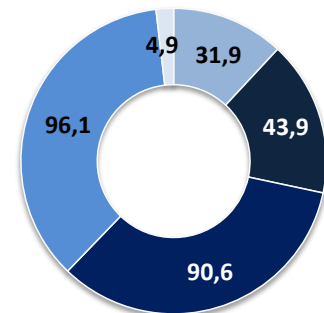
A seguir apresentamos os indicadores referentes à operação do FPSO OSX-1 no campo de Tubarão Azul: (i) EBITDA pro-forma; (ii) custos diários; e (iii) custo por barril.

No 4T14 os custos de *leasing* do FPSO OSX 1 e de O&M se mantiveram em US\$ 35 mil/dia e US\$ 85 mil/dia, respectivamente. Ressalta-se que os custos efetivamente incorridos em 2014 estão ligeiramente superiores aos acordados, em função de estarem impactados pela venda, em 2014, de estoque constituído em 2013 com custos superiores aos atuais.

### Em R\$ mil, exceto quando indicado diferente

FPSO OSX 1		
Descrição	YTD 4T14	YTD 4T13
Dias de operação	321	286
Produção vendida	1.154.430	2.272.285
Preço unitário - R\$/bbls	185,96	199,06
<b>Receita líquida de frete</b>	<b>214.678</b>	<b>452.310</b>
Impostos sobre as vendas	-	-
Royalties	(24.046)	(44.767)
Leasing	(33.118)	(163.701)
Serviços (O&M)	(68.289)	(80.503)
Logística	(72.445)	(27.843)
Outros	(3.726)	(8.955)
<b>Custo do produto vendido</b>	<b>(201.624)</b>	<b>(325.769)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>13.054</b>	<b>126.541</b>
% EBITDA / Receita líquida	6,08%	27,98%
EBITDA / bbls - Em R\$	11,31	55,69

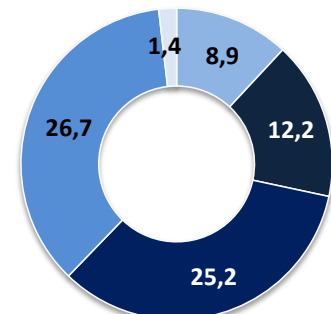
**Custo diário (USD '000)  
Tubarão Azul**



**Total:  
USD 267,5  
mil/dia**

■ Royalties ■ Leasing ■ O&M ■ Logística ■ Outros

**Custo/bbls (USD '000)  
Tubarão Azul**



**Total:  
USD 74,4 /bbl**

■ Royalties ■ Leasing ■ O&M ■ Logística ■ Outros

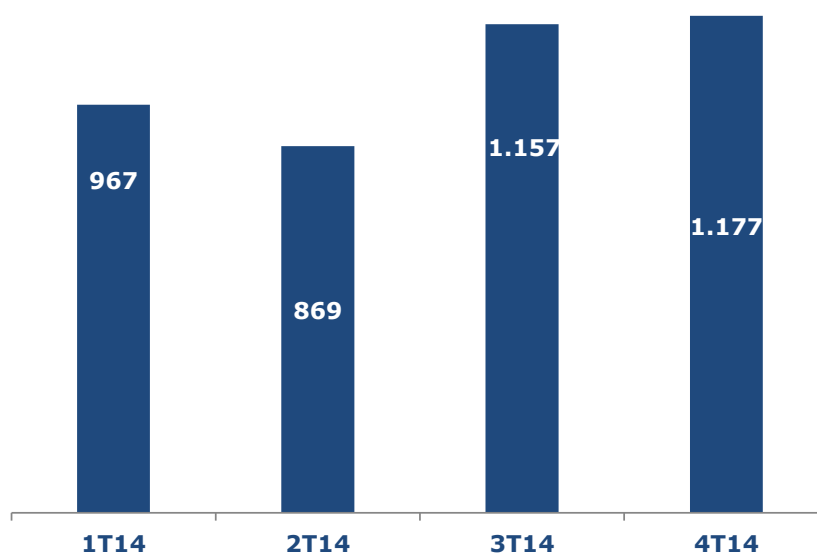


## **Campo de Tubarão Martelo**

### **A - Produção**

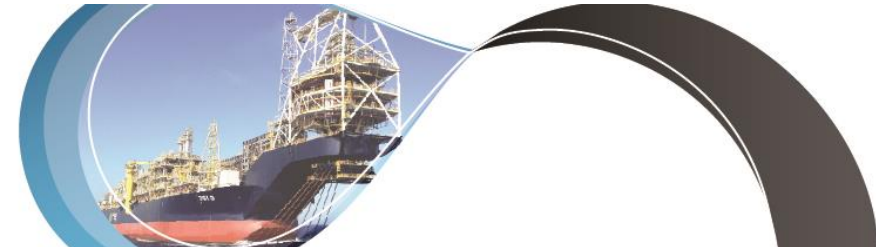
No ano de 2014 a produção nesse campo totalizou 4,2 milhões de barris de óleo, sendo 1.177 mil barris produzidos no 4T14 e permaneceu praticamente constante em relação ao trimestre anterior. No 4T13, a produção total foi de 331 mil barris de óleo, devido ao início da produção no campo apenas em dezembro de 2013.

### **Produção Total (mil bopd)**



Conforme Fato Relevante divulgado em 27 de fevereiro de 2015, em virtude da queda vertiginosa do preço do petróleo no mercado internacional, de aproximadamente US\$ 104/barril em agosto de 2014 para US\$ 45/barril em janeiro de 2015, a Companhia se viu impossibilitada de obter os financiamentos necessários para garantir o incremento da produção, conforme previsto no Plano de Desenvolvimento do Campo de Tubarão Martelo.

Caso o comportamento da produção no campo se mantenha dentro do padrão atual e as condições econômico-financeiras da Companhia, como por exemplo capital de giro para financiar a produção, permitam, estima-se para o ano de 2015 uma produção média diária de 8,0 mil barris de óleo, comparada aos 12,7 mil barris originalmente previstos.



## Release de Resultados

Nesse contexto, a OGpar e sua subsidiária OGX P&G intensificaram o processo de renegociação dos custos de afretamento e de operação e manutenção do FPSO OSX-3 com a OSX-3 Leasing B.V. e OSX Serviços Operacionais Ltda., respectivamente, bem como de redução de custos administrativos e operacionais, a fim de tentar manter seu equilíbrio econômico-financeiro.

Ainda nesse cenário, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") formalizou sua recusa ao Plano de Desenvolvimento do Campo de Tubarão Martelo apresentado pela OGX P&G em 23 de dezembro de 2014, por ser incompatível com o cenário atual do preço do petróleo tipo Brent.

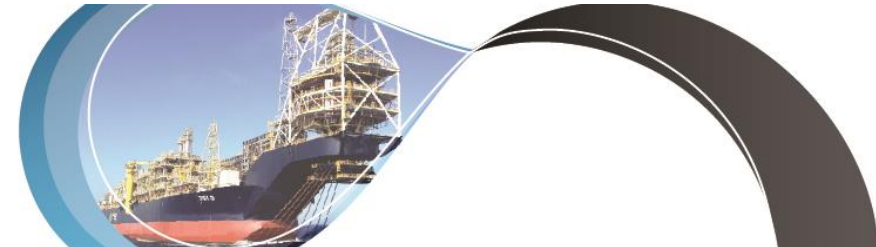
Em virtude desses fatores, a OGX P&G contratou uma empresa especializada para elaborar uma previsão independente de produção do campo e agora o Conselho de Administração da Companhia em conjunto com seus Diretores, está avaliando se as medidas de redução de custos implementadas ou em negociação serão suficientes para manter a continuidade da operação do campo nos atuais níveis de preço do petróleo e decidirão por sua manutenção, pela desativação temporária das instalações de produção ou pela devolução para a ANP.

Conforme comunicado ao mercado em 5 de março de 2015, a ANP concedeu a postergação do prazo de entrega do novo Plano de Desenvolvimento do Campo de Tubarão Martelo de 8 de março de 2015 para até 31 de dezembro de 2015.

### **B – FPSO OSX-3**

Em setembro de 2014, a OGX P&G, subsidiária da OGpar, renegociou o contrato de afretamento do FPSO OSX-3 e os contratos a ele relacionados, reduzindo a taxa diária de afretamento de US\$ 430 mil/dia para US\$ 250 mil/dia a fim de ajustar os parâmetros para a continuidade da exploração do campo de Tubarão Martelo de maneira economicamente viável e por maior período. Contudo, devido ao declínio dos preços no mercado internacional de petróleo a Companhia entendeu que tal queda causou flagrante desequilíbrio do contrato e obteve decisão judicial em caráter liminar para reduzir o valor do afretamento do FPSO OSX-3, de US\$ 250 mil/dia para US\$ 130 mil/dia, concedida pelo juízo da 4ª Vara Empresarial da Comarca da Capital do Rio de Janeiro.

Nesse sentido, conforme divulgado em Fato Relevante de 16 de março de 2015, após a não ocorrência de acordo em audiência especial realizada em 13 de março de 2015, perante o juízo da 4ª Vara Empresarial da Comarca da Capital do Estado do Rio de Janeiro, entre representantes de OGPar, OGX, OSX Brasil S.A. – Em Recuperação Judicial ("OSX Brasil"), OSX-3 Leasing B.V. ("OSX Leasing"), OSX 3



## Release de Resultados

Holding B.V. ("OSX 3 Holding"), OSX Serviços Operacionais LTDA. – Em Recuperação Judicial ("OSX Serviços") e Nordic Trustee ASA ("Nordic"), como representante de determinados credores da OSX Leasing, a OGPar e a OGX P&G, na qualidade de afretadora da FPSO OSX-3, firmaram acordo com sociedades que integram o Grupo OSX, dentre elas a OSX-3 Leasing B.V. , na qualidade de proprietária da FPSO OSX-3 para;

- (i) suspensão, pelo prazo de seis meses, dos pagamentos devidos pela OGX, que eventualmente se encontrem em aberto, a título de contraprestação pelo afretamento da plataforma FPSO OSX-3 ("Afretamento");
- (ii) a suspensão, pelo mesmo prazo, dos futuros pagamentos também decorrentes do Afretamento;
- (iii) a suspensão de outras obrigações colaterais previstas nos contratos relacionados ao Afretamento, firmados em 12 de setembro de 2014.

De forma a promover a redução e a otimização do custo de extração e produção de petróleo no Campo de Tubarão Martelo, OSX Serviços e OGX decidiram, amigavelmente, pela rescisão do contrato de operação e manutenção da plataforma FPSO OSX-3, comprometendo-se a negociar os termos para a transferência das atividades relacionadas à operação e manutenção do FPSO OSX-3 para a OGX (tais como tripulação, contratos, sistemas operacionais, licenças, *know-how* etc.), bem como uma indenização a ser paga pela OGX para a OSX Serviços em contrapartida às receitas que deixará de obter com a atividade. Tal transferência mostra-se benéfica para ambas as partes, pois, de um lado, captura potenciais sinergias operacionais e financeiras, reduzindo os custos de operação do campo para a OGX e, de outro, reduz e adequa os custos e despesas da OSX e suas controladas às suas receitas.

A celebração do acordo, que ocorre em conformidade com o Artigo 47 da Lei 11.101/2005, está alinhada a outras medidas que, no melhor interesse das Companhias, vem sendo adotadas pela administração em função da queda acentuada do preço do petróleo no mercado internacional.

### **C – Resultados Financeiros da Operação**

A seguir apresentamos os indicadores referentes à operação do FPSO OSX-3 no campo de Tubarão Martelo: (i) EBITDA pro-forma; (ii) custos diários; e (iii) custo por barril.

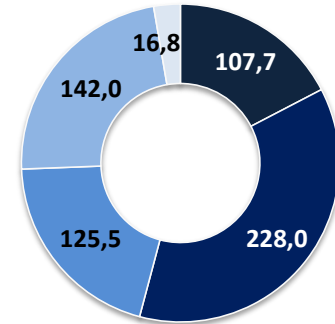
O custo diário de afretamento foi reduzido em 2014 de US\$ 430 mil/dia para US\$ 250 mil/dia, após o sucesso da negociação para aplicação retroativa dessa taxa a novembro de 2013. Posteriormente, em dezembro de 2014, a OGX P&G obteve liminar reduzindo a taxa para US\$ 130 mil/dia.

Em R\$ mil, exceto quando indicado diferente

**FPSO OSX 3**

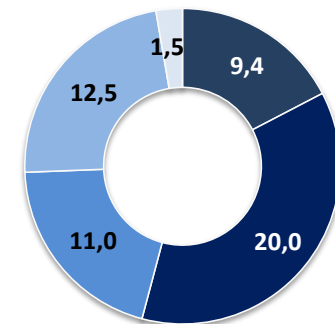
Descrição	YTD 4T14	YTD 4T13
Dias de operação	352	20
Produção vendida	4.011.382	256.000
Preço unitário - R\$/bbls	193,05	232,66
<b>Receita líquida de frete</b>	<b>774.410</b>	<b>59.560</b>
Impostos sobre as vendas	-	-
Royalties	(90.419)	(5.952)
Leasing	(191.507)	(20.393)
Serviços (O&M)	(105.441)	(5.268)
Logística	(119.269)	(7.836)
Outros	(14.087)	(582)
<b>Custo do produto vendido</b>	<b>(520.723)</b>	<b>(40.031)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>253.687</b>	<b>19.529</b>
% EBITDA / Receita Bruta	32,76%	32,79%
EBITDA / bbls - Em R\$	63,24	76,29

**Custo diário (USD '000)**  
**Tubarão Martelo**



■ Royalties ■ Leasing ■ O&M ■ Logística ■ Outros

**Custo/bbls (USD '000)**  
**Tubarão Martelo**

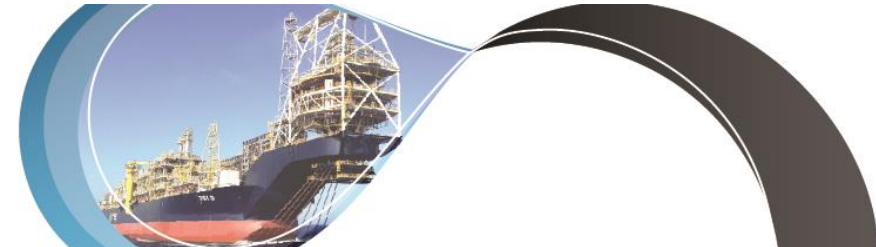


■ Royalties ■ Leasing ■ O&M ■ Logística ■ Outros

**Campo de Rêmora**

Conforme divulgado em Fato Relevante de 12 de março de 2015, a OGX P&G, subsidiária da OGpar, notificou à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") a devolução do Campo de Rêmora, localizado na Bacia de Campos, bloco C-M-499.

O desenvolvimento do Campo de Rêmora como projeto exclusivo (*stand alone*) demonstrou ser economicamente inviável devido às estimativas de volumes baixos de óleo recuperável. Deste modo, a Companhia entendeu que manter a concessão deste campo implicaria em assumir compromissos de prazos, investimentos e produção com a ANP que poderiam não ser cumpridos, o que culminou na decisão de devolução do mesmo. Como consequência, a subsidiária da Companhia realizou o *impairment* no seu ativo.



## Release de Resultados

A devolução deste campo não afetará o plano de negócios das Companhias, uma vez que não houve atividade no referido campo e o valor econômico do projeto não foi considerado em sua projeção, seja no âmbito das negociações com os credores ou em seu Plano de Recuperação Judicial.

### **DESENVOLVIMENTO BACIA DE SANTOS**

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

Os testes de formação realizados nos dois poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada ("SPA") indicaram que a capacidade de produção é de aproximadamente 12 mil barris por dia por poço, na faixa superior do intervalo simulado antes da realização dos testes. Durante o teste do segundo poço, a bomba elétrica submersa foi colocada no leito marinho, ao invés de dentro do poço, uma opção que o consórcio usará durante o desenvolvimento do campo, por se tratar de uma alternativa mais econômica.

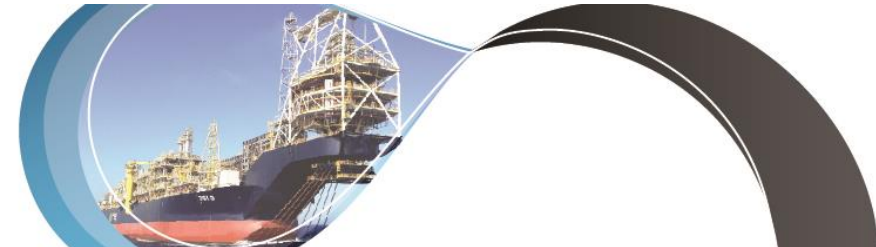
Em maio de 2014, a Queiroz Galvão Exploração e Produção ("QGEP") divulgou os resultados do relatório de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pelos consultores independentes Gaffney, Cline & Associates e datado de 31 de março de 2014. Os principais destaques do relatório foram as reservas 1P de 147 milhões de bopd, 2P de 191 milhões de bopd e 3P de 269 milhões de bopd.

Conforme Fato Relevante divulgado em 17 de dezembro de 2014, o consórcio responsável pelo desenvolvimento do Campo de Atlanta assinou contrato para afretamento e operação da unidade de produção FPSO Petrojarl I, da Teekay Offshore Partners L.P. A unidade será customizada de acordo com as especificações necessárias para a operação neste campo e está programada para chegar à locação em 14 meses.

O início da produção está programado para meados de 2016. Nesta primeira fase, a produção será de 25 mil bopd, podendo atingir cerca de 30 mil bopd com três poços em produção, dois dos quais já estão perfurados e equipados com árvore de natal molhada e bomba submersa. A unidade Petrojarl I terá capacidade de armazenar 180 mil bopd e o contrato é válido para um período de 5 anos, com cláusula de término a partir do terceiro ano.

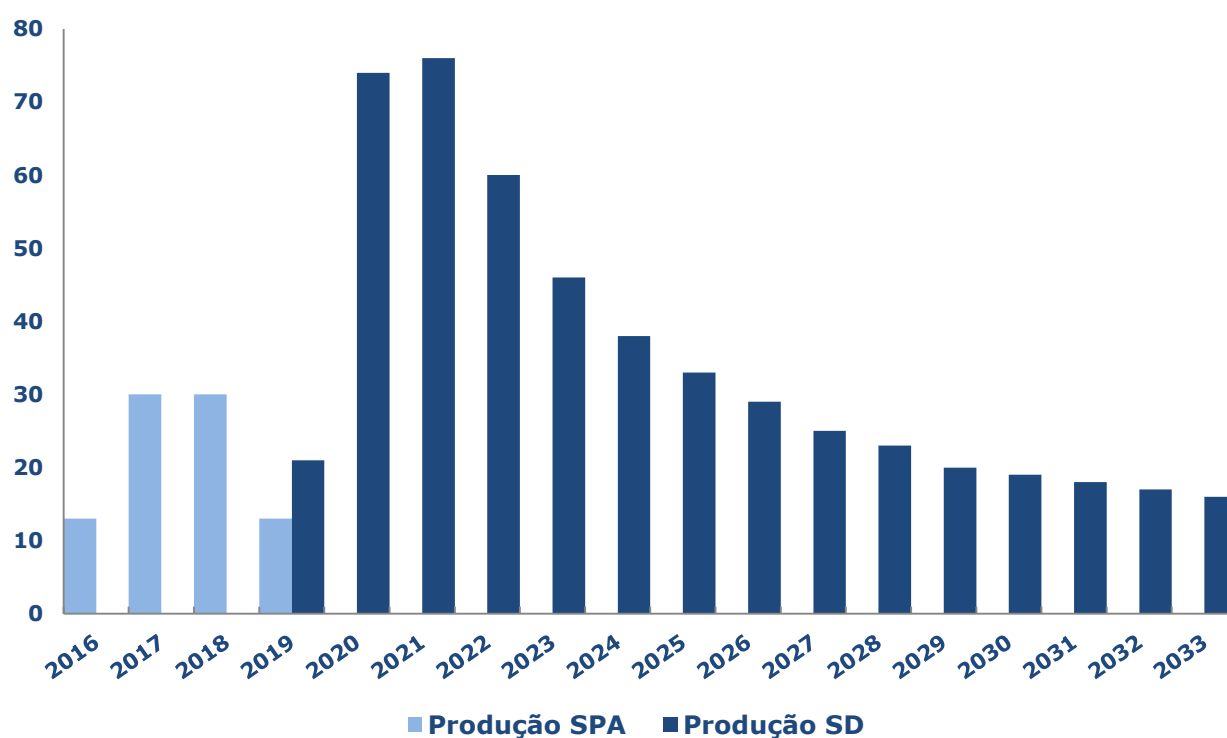
O Capex associado ao SPA considerando dois poços é de US\$ 520 milhões. O consórcio considera ainda a perfuração de um terceiro poço de produção, o que deverá elevar o Capex total do SPA. O custo operacional total de afretamento e manutenção estimado para o SPA é de US\$ 480 mil por dia, incluindo os custos de *leasing*, serviços, logística, seguro e fundo de abandono, entre outros. Todos os valores divulgados referem-se à totalidade do consórcio.





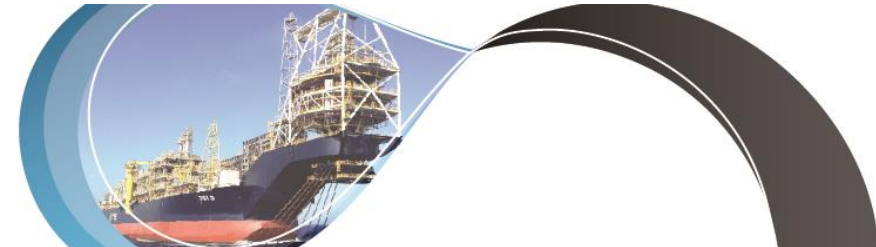
Segue abaixo a produção média anual estimada para o Campo de Atlanta, baseada nas reservas 2P, conforme o plano de desenvolvimento. Salientamos que as reservas 3P permanecem inalteradas com valores de 269 milhões de bopd. A produção associada ao Sistema Definitivo ("SD") está baseada na premissa de contratação de um FPSO de maior capacidade a partir de 2019 e perfuração de poços adicionais.

### Produção Total (mil bopd)



A projeção acima representa uma estimativa baseada nas expectativas e premissas do operador e estão sujeitas a diversos riscos e incertezas. A QGEP é a operadora do Bloco BS-4, onde estão localizados os campos de Atlanta e Oliva, com participação de 30% e tem como sócios a OGX P&G, subsidiária da OGpar, e Barra Energia com participação de 40% e 30%, respectivamente.

O primeiro óleo do Campo de Oliva é esperado para 2021, já que a viabilidade deste campo está ligada à operação do Campo de Atlanta.



## Release de Resultados

### **Venda da OGX Maranhão (atual Parnaíba Gas Natural S.A. – PGN)**

No dia 30 de outubro de 2013, a OGpar, por meio de sua subsidiária OGX P&G, celebrou 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. Esse aumento de capital foi efetivado em 19 de fevereiro de 2014, reduzindo a participação da OGX P&G na PGN de 66,66% para 36,36%. 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, reajustado pelo IPCA.

Em 6 de agosto de 2014 foi realizado o processo competitivo previsto no Plano de Recuperação Judicial e a Cambuhy apresentou o lance mínimo de R\$ 200 milhões. O pagamento desse montante e a efetivação da alienação dependem de algumas condições precedentes, dentre elas o transito em julgado do processo de recuperação judicial.

Associado a esse acordo de alienação de participação, foi negociado um fluxo de pagamentos do montante de R\$ 145 milhões devidos pela PGN à OGX P&G, pelo acordo de compartilhamento de custos. Esse montante foi integralmente recebido até 31 de dezembro de 2014.

Também associada a essa negociação, a MPX Energia GmbH concordou em adquirir por US\$ 3 milhões da OGX Netherlands BV, a totalidade das ações que essa empresa possui na Parnaíba BV e 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.

## **EXPLORAÇÃO**

### **PORTFOLIO EXPLORATÓRIO MARGEM EQUATORIAL**

Num contexto de queda dos preços do petróleo, que reduz a posição de caixa previamente estimada pela Companhia, a OGpar está avaliando fazer *farm outs* ou *farm downs* nos blocos de exploração adquiridos na 11ª Rodada de Licitações, os quais estão localizados em águas profundas das bacias do Ceará e Potiguar (POT-M-475 – 65% OGX P&G; CE-M-603 e POT-M-762 - 50% OGX P&G; CE-M-661 - 30% OGX P&G). Com isso busca-se diminuir o CAPEX e as despesas de exploração previstos já a partir do segundo semestre de 2016, quando espera-se maiores gastos com a perfuração de dois poços previstos no Programa Exploratório Mínimo.



## Release de Resultados

No ano de 2014, o montante total realizado para os respectivos operadores nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de licitações da ANP é de R\$ 16,5 milhões.

### **OPERAÇÕES NA COLÔMBIA**

Em 19 de dezembro de 2014 foi concluída a venda de 100% dos blocos localizados nas bacias do Vale Inferior Magdalena ("VIM-5" e "VIM-19") e de 100% dos direitos econômicos dos blocos localizados nas bacias de Cesar Rancheria ("CR-2", "CR-3" e "CR-4"), conforme comunicado emitido pela Agência Nacional de Hidrocarburos ("ANH") aprovando oficialmente as referidas operações.

O montante recebido é de US\$ 30 milhões e ainda prevê: (i) o pagamento de *royalties* de 3% da receita gerada pela venda de hidrocarbonetos nos referidos blocos; (ii) a liberação da Companhia com relação às obrigações regulatórias (no valor aproximado de US\$ 75 milhões); e (iii) a restituição de cerca de US\$ 7,7 milhões que haviam sido depositados como contra garantia às cartas de crédito requeridas pela ANH.

A venda dos blocos CR-2, CR-3 e CR-4 transfere 70% da participação nos blocos para o comprador, permanecendo a OGX P&G provisoriamente como operadora e detentora de 30% do ativo, e ainda libera a Companhia de obrigações regulatórias com a ANH, bem como proporciona a restituição de cerca de US\$ 6,3 milhões que haviam sido depositados como contra garantia às cartas de crédito requeridas pela ANH.

Os termos e condições das operações acima mencionadas estão alinhados ao Plano de Recuperação Judicial e ao processo de reestruturação, desoneram a Companhia dos custos exploratórios obrigatórios e de contingências regulatórias, bem como proporcionam a geração de caixa no curto prazo de maneira a ampliar a liquidez da mesma.

### **GESTÃO DE PESSOAS**

A Companhia encerrou o exercício de 2014 com 137 colaboradores próprios e 781 terceirizados, uma redução de aproximadamente 30% comparado ao ano anterior. Esses números não incluem os funcionários da Parnaíba Gás Natural S.A.

### **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.

## Demonstração de Resultados

	R\$ ('000)					
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS	YTD Dez/14	YTD Dez/13	Δ (\$)	4T14	4T13	Δ (\$)
Despesas administrativas e gerais	(16.097)	(33.913)	17.816	(10.218)	(19.511)	9.293
<b>EBITDA da operação</b>	<b>(16.097)</b>	<b>(33.913)</b>	<b>17.816</b>	<b>(10.218)</b>	<b>(19.511)</b>	<b>9.293</b>
Realização de ajustes acumulados de conversão	86.105	-	86.105	86.105	-	86.105
Resultado de equivalência patrimonial	(781.579)	-	(781.579)	(781.579)	-	(781.579)
Realização do deságio	706.023	-	706.023	706.023	-	706.023
<b>EBIT</b>	<b>(5.548)</b>	<b>(33.913)</b>	<b>28.365</b>	<b>331</b>	<b>(19.511)</b>	<b>19.842</b>
Resultado financeiro líquido	(10.957)	7.865	(18.822)	(3.730)	726	(4.456)
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - OPER. CONTINUADAS</b>	<b>(16.505)</b>	<b>(26.048)</b>	<b>9.543</b>	<b>(3.399)</b>	<b>(18.785)</b>	<b>15.386</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - OPER. DESCONTINUADAS</b>	<b>9.884.526</b>	<b>(17.408.643)</b>	<b>27.293.169</b>	<b>(2.381)</b>	<b>(9.767.107)</b>	<b>9.764.726</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - TOTAL</b>	<b>9.868.021</b>	<b>(17.434.691)</b>	<b>27.302.712</b>	<b>(5.780)</b>	<b>(9.785.892)</b>	<b>9.780.112</b>

(\*) Em função da perda de controle sobre a OGX Petróleo e Gás S.A. em 2014, as informações de 2013 foram reapresentadas desconsolidadas para fins de comparabilidade.

(i) Esse total não inclui as parcelas do Custo do Produto Vendido (CPV) referentes à Depreciação/amortização (R\$ (82.282)), as quais estão apresentadas em linhas específicas.

(ii) A soma dessa linha com o montante de R\$ (4.876) referente aos poços secos incluídos em (vi) corresponde ao total de Despesas com Exploração na DRE da DFP.

(iii) A soma dessas linhas, juntamente com a parcela da Depreciação e Amortização (R\$ (8.648)), corresponde ao total das Despesas Gerais e Administrativas na DRE da DFP de dezembro de 2014.

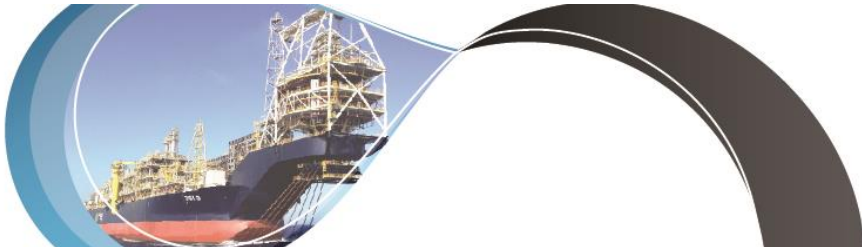
(iv) A soma dessas linhas corresponde ao total do Resultado Financeiro na DRE da DFP.

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

(vi) Desse total, R\$ (4.876) compõe o saldo de "despesas de exploração" na DFP (item (ii) acima) e o restante está apresentado como "Provisão/realização de impairment" na DRE da DFP.

Com a extinção das dívidas concursais e extraconcursais aderentes ao Plano de Recuperação Judicial, através da emissão de instrumentos de patrimônio da OGX P&G, a OGPar perdeu o controle que detinha sobre a OGX P&G e conseqüentemente, seguindo as regras contábeis, deixou de consolidar os resultados desta entidade em suas demonstrações financeiras. Os resultados da OGX P&G passaram a ser apresentados na demonstração de resultados da OGPar agrupados na linha de "Resultado de Equivalência Patrimonial". Para fins de comparabilidade, os resultados de 2013, anteriormente apresentados de forma consolidada, também foram desconsolidados e estão sendo reapresentados.

No resultado acumulado da OGPar no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 destacamos:

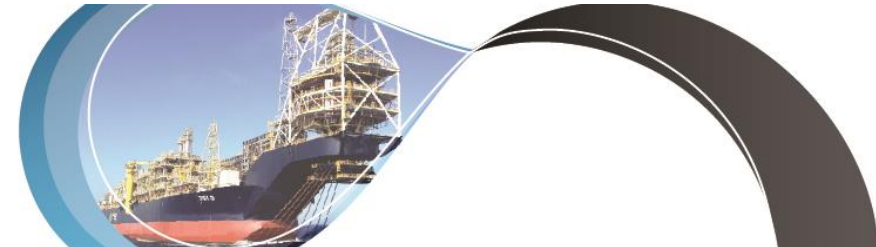


**a) Resultado de equivalência sobre o resultado de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2014 (inclui parcelas das operações descontinuadas):**

	<b>R\$ mil</b>
- Resultado da OGX P&G em 31 de dezembro de 2014	9.921.481
- Percentual de participação da OGPar na OGX P&G	28,57%
<u>Equivalência patrimonial sobre o resultado da OGX P&amp;G de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2014:</u>	<u>2.834.567</u>
<u>Equivalência patrimonial sobre outras sociedades:</u>	<u>91.895</u>
<b>Total</b>	<b><u>2.926.462</u></b>
Operações continuadas	(781.579)
Operações descontinuadas	3.708.041

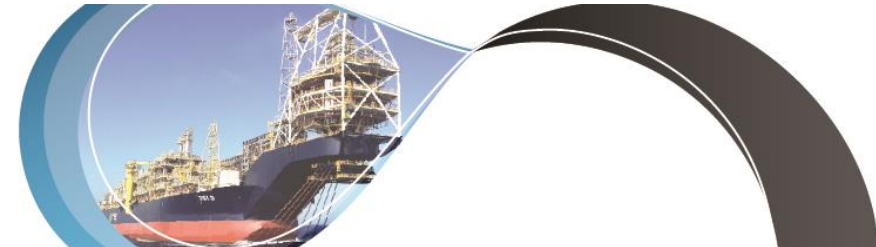
**b) Ganho na perda de controle sobre a OGX P&G (classificado como operações descontinuadas):**

	<b>R\$ mil</b>
<b>A</b> Patrimônio da OGX P&G antes da extinção da dívida com emissão de instrumentos de patrimônio, exceto pelo resultado de 01/01/14 a 30/09/14	9.768.808
<i>Participação perdida com a diluição</i>	
Participação anterior	99,99%
Participação atual	28,57%
<b>B</b> Participação perdida	<u>71,43%</u>
<b>C = A</b> Ganho na perda de controle	6.977.860
<b>D</b> Outros	16.986
<b>C + D Total (compõe o saldo de operações descontinuadas)</b>	<b><u>6.994.846</u></b>



**c) Marcação da parcela não controladora a valor justo (classificado como operações descontinuadas) e realização do deságio:**

	<b>R\$ mil</b>
<u>Patrimônio da OGX P&amp;G imediatamente após a extinção da dívida</u>	<u>3.349.810</u>
<u>com emissão de instrumentos de patrimônio</u>	<u>3.349.810</u>
Participação da OGPar na OGX P&G após a extinção da dívida com emissão de instrumentos de patrimônio	28,57%
<b>A Subtotal I</b>	<u>957.041</u>
Valor de mercado da OGX P&G imediatamente antes da conversão	485.403
Participação da OGPar na OGX P&G após a extinção da dívida com emissão de instrumentos de patrimônio	<u>28,57%</u>
<b>B Subtotal II</b>	<u><b>138.679</b></u>
<b>B - Ajuste (deságio) da participação não controladora a valor justo</b>	<u><b>(818.361)</b></u>
<b>A (compõe o saldo de operações descontinuadas)</b>	<u><b>)</b></u>
<b><u>Alocação do deságio aos ativos subjacentes:</u></b>	
Tubarão Martelo	706.023
Bacia do Pará Maranhão	3.628
Atlanta e Oliva	108.710
<b>Realização do deságio</b>	
Tubarão Martelo – realização por ocasião do <i>impairment</i> integral do ativo no 4T14	<u><b>706.023</b></u>



## Release de Resultados

### Contatos OGpar

Investidores:

Márcia Mainenti

Marianna Sampol

[ri@ogpar.com.br](mailto:ri@ogpar.com.br)

+55 21 3916-4545

Mídia:

Cibele Flores

[cibele.flores@ogpar.com.br](mailto:cibele.flores@ogpar.com.br)

+55 21 3916-4505

### 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 aceção 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 diverjam 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. 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.