



## RESULTADOS REFERENTES AO SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

Rio de Janeiro, 13 de agosto de 2015 – A OGX Petróleo e Gás S.A. – em Recuperação Judicial (Bovespa: OGSA3) anuncia hoje seus resultados referentes ao segundo trimestre de 2015, bem como eventos subsequentes relevantes ao mercado.

### MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Ao longo do primeiro semestre de 2015, a OGX P&G adotou uma série de medidas para se adaptar ao cenário adverso dos preços do petróleo focando na execução e na produção e ao mesmo tempo reduzindo os custos da companhia. Negociamos custos mais baixos de operação e manutenção para o FPSO OSX-1, assim como os custos de operação e manutenção para o FPSO OSX-3, e continuamos renegociando nosso acordo de afretamento das FPSOs. Reduzimos com sucesso outros custos operacionais e despesas gerais e administrativas e mantivemos sob controle os custos de exploração e investimentos enquanto continuamos procurando alternativas de farm outs e farm downs dos nossos blocos na margem equatorial.

Apesar do cenário desfavorável, as vendas no segundo trimestre aumentaram 69% comparado ao primeiro trimestre, totalizando R\$165,3 milhões. As vendas no primeiro semestre totalizaram R\$ 263 milhões. Nosso EBITDA foi negativo em R\$83,6 milhões no primeiro semestre e negativo em R\$27,3 milhões no segundo trimestre.

A produção dos quatro poços em Tubarão Martelo totalizou 920 mil barris de petróleo no segundo trimestre de 2015, comparando com 961 mil barris no primeiro trimestre. O menor volume de produção foi resultado da contínua ausência de investimentos no campo devido às condições econômicas e de viabilidade financeira. Tubarão Azul produziu um total de 309,8 mil barris de petróleo no segundo trimestre de 2015. Continuamos investindo no promissor campo de Atlanta e esperamos o primeiro óleo em meados de 2016.

Em 30 de julho de 2015, a Companhia anunciou a convocação de uma Assembleia Geral a ser realizada em 14 de agosto de 2015 com os credores que detêm as debêntures conversíveis emitidas em 13 de fevereiro de 2014, visando prorrogar o prazo do contrato de Suporte e Standstill, inicialmente válido até 15 de agosto de 2015.



## DESEMPENHO OPERACIONAL

### PRODUÇÃO

#### PRODUÇÃO BACIA DE CAMPOS

##### Campo de Tubarão Azul

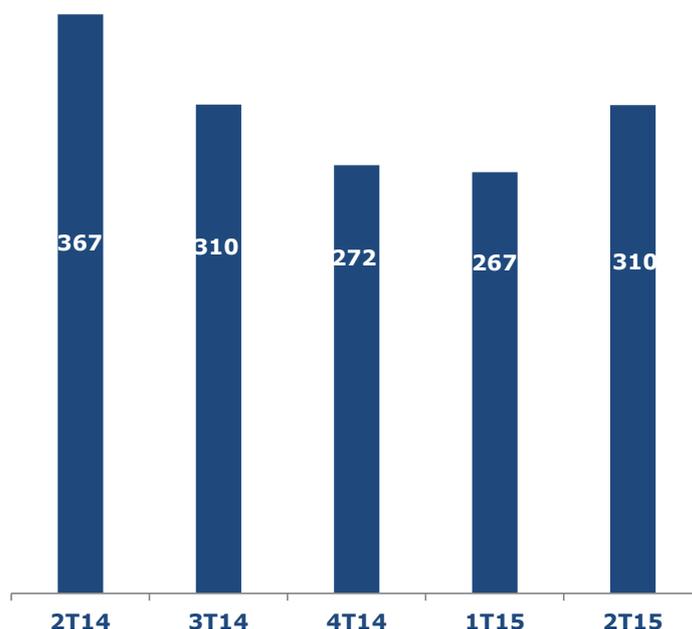
##### A - Produção

A produção do campo de Tubarão Azul no 2T15 foi de 309,8 mil barris de óleo em comparação aos 267,3 mil barris de óleo no trimestre anterior e aos 367,4 mil barris de óleo no 2T14. A contínua redução da produção é uma consequência natural do fato de não haver investimentos para incremento da produção.

Conforme informado no Fato Relevante de 7 de abril de 2015, a Companhia iniciou o processo de negociações com a OSX 1 Leasing B.V., seus respectivos credores e OSX Serviços Operacionais Ltda. – em Recuperação Judicial, sobre a estratégia de interrupção das atividades no Campo de Tubarão Azul e a consequente desmobilização da plataforma FPSO OSX-1.

Tais negociações envolvem a liberação do FPSO OSX-1, respeitando os compromissos relacionados à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), além de renegociações sobre os custos de afretamento e operação e manutenção ("O&M") do FPSO OSX-1.

#### Produção Total (mil bopd)



## Release de Resultados



### B – Resultados Financeiros da operação

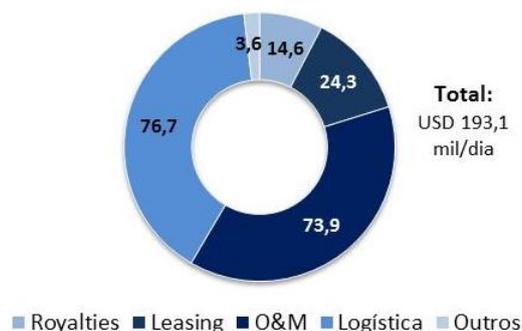
A seguir apresentamos os dados financeiros operação do FPSO OSX-1 no campo de Tubarão Azul: (i) EBITDA pro-forma; (ii) custos diários; e (iii) custo por barril.

No primeiro semestre de 2014 os custos acordados de *leasing* do FPSO OSX-1 e de O&M foram reduzidos significativamente para US\$ 35 mil/dia e US\$ 85 mil/dia, respectivamente. Esses valores foram mantidos até o primeiro trimestre de 2015 e atualmente as companhias negociam a renovação dos acordos, cuja expectativa de definição é de até 31 de agosto de 2015, com pagamento estimado de O&M de USD 50 mil/dia.

Em R\$ mil, exceto quando indicado diferente

FPSO OSX 1			
Descrição	YTD Q2/15	YTD Q2/14	
Dias de operação	191	148	
Produção vendida	603.000	604.000	
Preço unitário - R\$/bbls	138,33	210,80	
<b>Receita líquida de frete</b>	<b>83.416</b>	<b>127.324</b>	
Royalties	(8.424)	(13.093)	
Leasing	(14.027)	(18.540)	
Serviços (O&M)	(42.639)	(37.166)	
Logística	(44.254)	(28.071)	
Outros	(2.057)	(1.960)	
<b>Custo do produto vendido</b>	<b>(111.401)</b>	<b>(98.830)</b>	
<b>EBITDA</b>	<b>(27.985)</b>	<b>28.494</b>	
% EBITDA / Receita líquida	-33,55%	22,38%	
EBITDA / bbls - Em R\$	(46,41)	47,18	

Custo diário (USD '000)  
Tubarão Azul



Custo/bbls (USD)  
Tubarão Azul



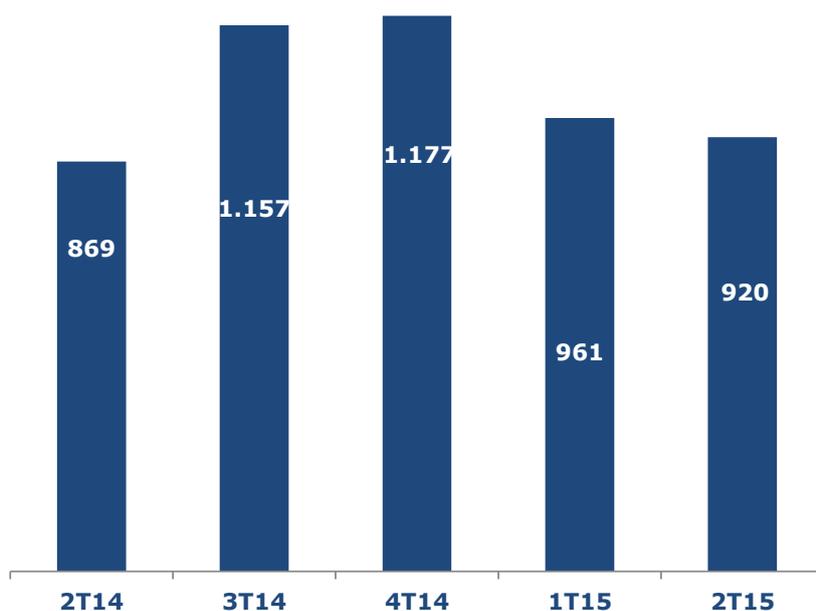
### Campo de Tubarão Martelo

#### A - Produção

A produção do campo de Tubarão Martelo no 2T15 foi de 920 mil barris de óleo em comparação aos 961 mil barris de óleo no trimestre anterior. No 2T14 a produção totalizou 869 mil barris de óleo.



### Produção Total (mil bopd)



### **B – Resultados Financeiros da Operação**

Conforme acordo firmado em março de 2015 com a OSX Brasil, OSX Leasing, OSX 3 Holding e OSX Serviços permanecem suspensos os pagamentos referentes ao afretamento até agosto de 2015.

Também em março de 2015, como 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 P&G decidiram, amigavelmente, pela rescisão do contrato de operação e manutenção da plataforma FPSO OSX-3, transferindo as atividades relacionadas à operação e manutenção do FPSO OSX-3 (tais como tripulação, contratos, sistemas operacionais, licenças, *know-how* etc.) para a OGX P&G. As partes avaliam uma eventual indenização a ser paga pela OGX P&G para a OSX Serviços em contrapartida às receitas que esta deixou de obter com a atividade.

Adicionalmente, em 23 de junho de 2015, devido à queda da liminar obtida no fim de 2014, que mantinha o *daily rate* do *leasing* em US\$ 130 mil/dia, a Companhia voltou a provisionar o valor de US\$ 250 mil/dia, retroativo a outubro de 2014.

A seguir apresentamos os dados financeiros da operação do FPSO OSX-3, no campo de Tubarão Martelo: (i) EBITDA pro forma; (ii) custos diários; (iii) custo por barril.

## Release de Resultados



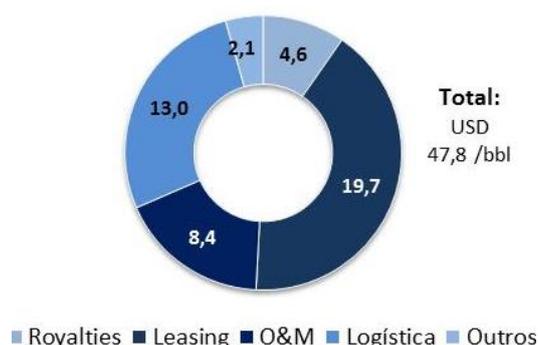
### FPSO OSX 3

Descrição	YTD Q2/15	YTD Q2/14
Dias de operação	132	175
Produção vendida	1.463.000	1.788.000
Preço unitário - R\$/bbls	122,72	216,15
<b>Receita líquida de frete</b>	<b>179.535</b>	<b>386.468</b>
Impostos sobre as vendas	-	-
Royalties	(19.880)	(45.773)
Leasing	(85.007)	(93.120)
Serviços (O&M)	(36.368)	(48.878)
Logística	(56.028)	(57.596)
Outros	(9.075)	(3.784)
<b>Custo do produto vendido</b>	<b>(206.358)</b>	<b>(249.151)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(26.823)</b>	<b>137.317</b>
% EBITDA / Receita Bruta	-14,94%	35,53%
EBITDA / bbls - Em R\$	(18,33)	76,80

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



### Custo/bbls (USD) Tubarão Martelo



## DESENVOLVIMENTO BACIA DE SANTOS

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

A implementação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Atlanta está em andamento, com o primeiro óleo previsto para meados de 2016. O SPA foi planejado para produzir 25 mil bbl/dia através de dois poços horizontais por um período de três anos. Estes poços de produção foram perfurados e equipados com bombas elétricas submersas e árvores de Natal molhadas. A decisão sobre a perfuração do terceiro poço para o SPA será tomada no próximo ano, o que aumentaria a capacidade de produção média para 30 mil bbl/dia. O Sistema Definitivo, com início previsto para 2019, prevê um total de 12 poços com pico de produção de cerca de 75 mil bbl/dia, em 2021.

Em dezembro de 2014, o Consórcio contratou o FPSO Petrojarl I para o SPA de Atlanta. O FPSO tem capacidade de produção de 30 mil bbl/dia, armazena até 180.000 barris de óleo, e deverá chegar ao Campo no primeiro semestre de 2016. O afretamento, bem como o contrato de operação e manutenção do FPSO, têm duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano. Além disso, o

## Release de Resultados



Consórcio contratou as companhias GE Oil and Gas, McDermott International Inc., Oceaneering e FMC para fornecerem os equipamentos e as soluções submarinas.

Em maio de 2014, o operador do campo, Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – QGEP, divulgou os resultados do relatório independente de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates - GCA e datado de 31 de março de 2014. O relatório apresenta reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl de óleo.

O *capex* total estimado até o *first oil* é de US\$ 327 milhões, sendo que US\$ 123 milhões foram orçados para 2015 e US\$ 204 milhões para 2016. Esse montante inclui o custo estimado do terceiro poço e do sistema de coleta do SPA. A OGX P&G é responsável por 40% desse *capex* total estimado, o que corresponde a US\$ 131 milhões. Desses US\$ 131 milhões a Companhia já pagou cerca de US\$ 30 milhões até o dia 31 de julho de 2015.

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.

## EXPLORAÇÃO

### PORTFOLIO EXPLORATÓRIO MARGEM EQUATORIAL

Em maio de 2015 a ANP solicitou a substituição do penhor do óleo de Tubarão Martelo, como garantia para o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo ("PEM") dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP (POT-M-475; CE-M-603, POT-M-762; CE-M-661) e também dos blocos na bacia do Pará Maranhão (PAMA-M-591 e PAMA-M-624) por Cartas de Crédito ou Seguros Garantias.

Nesse sentido, a OGX está tomando as medidas cabíveis a fim de realizar a substituição solicitada, além de ter solicitado à ANP a devolução dos blocos PAMA-M-591, PAMA-M-624, PAMA-M-443, PAMA-M-408 e PAMA-M-407e também requereu a dispensa do Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), tendo em vista que, até o presente momento, não foram concedidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA as Licenças Ambientais necessárias para a execução das atividades de perfuração nas respectivas áreas, transação que ainda está pendente de aprovação pela ANP.

Em paralelo, a Companhia busca oportunidades de *farm outs* das participações detidas nos blocos exploratórios adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP (POT-M-475 – 65% OGX P&G; CE-M-603 e POT-M-762 - 50% OGX P&G), o que poderá desonerá-la com relação às obrigações regulatórias assumidas no PEM com a ANP.

## Release de Resultados



Em 10 de abril de 2015, a Companhia assinou um acordo de *farm out* para o bloco CE-M-661, no qual detinha participação de 30%. A efetivação da operação está sujeita a algumas condições precedentes, inclusive, mas não limitadas, à aprovação da ANP.

A busca por *farm outs*, decorre também da atual estratégia da Companhia de focar nos projetos capazes de gerar caixa no curto prazo, ou seja, aqueles nas fases de produção e final do desenvolvimento da produção. Contudo, o cenário atual de baixos preços do petróleo dificulta a alienação dos ativos de exploração, com a recuperação do valor já investido. Como não pretende investir nesses projetos a Companhia constituiu, no primeiro trimestre de 2015, provisão para *impairment* integral destes ativos.

### GESTÃO DE PESSOAS

A Companhia encerrou o segundo trimestre de 2015 com 233 colaboradores próprios e 454 terceirizados, apresentando uma redução de aproximadamente 11% comparado ao trimestre anterior e uma redução de 25% comparado a 31 de dezembro de 2014. A variação no número de colaboradores próprios ao longo de 2015 decorre de: (i) em janeiro de 2015, a companhia reduziu em 31 colaboradores seu quadro de funcionários, representando, aproximadamente, 40% de sua folha de pagamentos; (ii) em conjunto com a OSX Serviços, a Companhia decidiu pela rescisão do contrato de O&M da plataforma FPSO OSX-3, transferindo as atividades, incluindo 127 colaboradores relacionados à operação e manutenção do FPSO OSX-3, para a OGX. Ambos os eventos estão associados à estratégia de redução de custos administrativos e operacionais, visando preservar o equilíbrio econômico financeiro da Companhia.

### 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	YTD Jun/15	1T15	YTD Jun/14
Receita líquida (R\$ milhões)	263	98	514
EBITDA da operação (R\$ milhões)	(82)	(56)	108
Lucro/(Prejuízo) líquido (R\$ milhões)	(320)	(68)	394
CAPEX (R\$ milhões)	43	11	474
Posição de caixa (US\$ milhões)	13	20	21

# Release de Resultados



## Demonstração de Resultados

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS	YTD Jun/15	YTD Jun/14	R\$ ('000)	2T15	2T14	R\$ ('000)
			Δ (\$)			Δ (\$)
<b>OPERAÇÕES CONTINUADAS</b>						
Receita líquida de vendas	262.951	513.792	(250.841)	165.269	292.995	(127.726)
Custo dos produtos vendidos (CPV) (i)	(317.759)	(347.981)	30.222	(183.613)	(203.375)	19.762
Despesas de exploração (ii)	(749)	(17.295)	16.546	1.543	(10.728)	12.271
Despesas administrativas e gerais (ii i)	(28.011)	(32.635)	4.624	(10.496)	(39.410)	28.914
<b>EBITDA da operação</b>	<b>(83.568)</b>	<b>115.881</b>	<b>(199.449)</b>	<b>(27.297)</b>	<b>39.482</b>	<b>(66.779)</b>
Custos de reestruturação (ii i)	(28.596)	(52.259)	23.663	(11.716)	(14.769)	3.053
Outras receitas (despesas) operacionais (v)	(39.435)	(11.750)	(27.685)	(38.489)	(4.882)	(33.607)
<b>EBITDA ajustado incluindo itens não recorrentes</b>	<b>(151.599)</b>	<b>51.872</b>	<b>(203.471)</b>	<b>(77.502)</b>	<b>19.831</b>	<b>(97.333)</b>
Ganho na conversão de dívida em capital	-	-	-	-	-	-
Depreciação/Amortização	(28.071)	(20.695)	(7.376)	(7.124)	(10.501)	3.377
Stock option (ii i)	23.124	(17.025)	40.149	1.190	(15.448)	16.638
Poços secos e <i>Impairment</i> (vi)	87.829	(16.738)	104.567	(163.077)	(8.226)	(154.851)
Provisão para perda - Garantia PEM Colombia (v)	-	(54.000)	54.000	-	(54.000)	54.000
Provisão para perda / desvalorização estoque (v)	7.336	(155.000)	162.336	18.164	(155.000)	173.164
Resultado de equivalência patrimonial	1.912	166	1.746	(1.678)	166	(1.844)
<b>EBIT</b>	<b>(59.469)</b>	<b>(211.420)</b>	<b>151.951</b>	<b>(230.027)</b>	<b>(223.178)</b>	<b>(6.849)</b>
Resultado financeiro líquido (iv)	(57.777)	40.743	(98.520)	(26.083)	291.218	(317.301)
Variação cambial (iv)	(112.976)	622.673	(735.649)	(1.788)	282.716	(284.504)
Derivativos (iv)	2.267	(1.608)	3.875	(1.262)	(928)	(334)
<b>EBT</b>	<b>(227.955)</b>	<b>450.388</b>	<b>(678.343)</b>	<b>(259.160)</b>	<b>349.828</b>	<b>(608.988)</b>
(-) Imposto de renda	(7.254)	(145.000)	137.746	-	(121.605)	121.605
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - OPER. CONTINUADAS</b>	<b>(235.209)</b>	<b>305.388</b>	<b>(540.597)</b>	<b>(259.160)</b>	<b>228.223</b>	<b>(487.383)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - OPER. DESCONTINUADAS</b>	<b>(84.564)</b>	<b>88.565</b>	<b>(173.129)</b>	<b>7.831</b>	<b>37.154</b>	<b>(29.323)</b>
<b>Lucro (Prejuízo) líquido - TOTAL</b>	<b>(319.773)</b>	<b>393.953</b>	<b>(713.726)</b>	<b>(251.329)</b>	<b>265.377</b>	<b>(516.706)</b>

Os saldos de 30 de junho de 2014 reapresentados em função da apresentação em 2015 dos resultados dos blocos exploratórios da 11ª Rodada da ANP como "operações descontinuadas" e o consequente ajuste das informações comparativas.

(i) Esse total não inclui as parcelas do Custo do Produto Vendido (CPV) referentes à Depreciação/amortização (R\$ (18.349)), as quais estão apresentadas em linhas específicas.

(ii) A soma dessa linha com o montante de R\$ 70, referente aos poços secos incluídos em (vi), corresponde ao total de "Despesas com Exploração" na DRE do ITR.

(iii) A soma dessas linhas, juntamente com a parcela da Depreciação e Amortização (R\$ (9.722)), corresponde ao total das "Despesas Administrativas e Gerais" na DRE do ITR de junho de 2015.

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

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

(vi) Desse total, R\$ 70 compõe o saldo de "despesas de exploração" na DFP (item (ii) acima) e o restante está apresentado como "Provisão/realização de impairment" na DRE do ITR.

## EBITDA

O EBITDA da operação no primeiro semestre de 2015 foi negativo em R\$ 83,6 milhões, em comparação ao EBITDA de R\$ 115,9 milhões no mesmo período do exercício anterior, devido principalmente à persistente queda do preço do petróleo nos mercados internacionais.

## Release de Resultados



### Resultado Líquido

A Companhia apurou prejuízo de R\$ 319,8 milhões no primeiro semestre de 2015, em comparação com o lucro líquido de R\$ 393,9 milhões no mesmo período do exercício anterior. Esse resultado foi impactado por: (i) margem bruta negativa de R\$ 55 milhões nos campos de Tubarão Martelo e Azul, reflexo da queda significativa do preço do petróleo nos mercados internacionais e da queda da liminar que reduziu o *daily rate* do *leasing* do campo de Tubarão Martelo de US\$ 250 mil para US\$ 130 mil, (ii) baixa integral dos blocos exploratórios da bacia do Pará-Maranhão, no valor de R\$ 24 milhões e *impairment* daqueles adquiridos na 11ª Rodada da ANP, nas bacias do Ceará (CEM-M-603 e CEM-M-661) e Potiguar (POT-M-762 e POT-M-475), no montante de R\$ 98 milhões, também em função da atual conjuntura de preços do petróleo que dificultou a capacidade da Companhia de efetuar novos investimentos na exploração dessas áreas; (iii) despesa de variação cambial, basicamente, não realizada de R\$ 113 milhões; (iv) custos de reestruturação e despesas gerais e administrativas de R\$ 56 milhões; (v) despesas e custos, sem efeito caixa, de depreciação e amortização no valor de R\$ 28 milhões; e (vi) juros sobre o financiamento DIP e o *incremental facility* de R\$ 44 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de aproximadamente R\$ 109 milhões nos custos de abandono estimados para os campos de Tubarão Martelo e Tubarão Azul, em função da revisão dos projetos, com: (a) redução do número de poços de Tubarão Martelo de 6 produtores e 3 injetores para, os atuais 4 poços produtores; e (b) dos custos estimados para o arrendamento de sondas e barcos de apoio, num cenário de baixo preço do petróleo e redução na demanda por esses equipamentos.

No que tange a margem bruta negativa, a Companhia executou importantes etapas da estratégia de redução de custos para que esses campos voltem a contribuir com uma geração de caixa positiva, dentre elas: (a) rescindiu o contrato de O&M do FPSO OSX-3 com a OSX Serviços e incorporou a tripulação do FPSO; (b) acordou a suspensão pelo prazo de 6 meses dos pagamentos do *leasing* do mesmo FPSO; (c) renegociou contratos com embarcações de apoio e helicópteros, reduzindo os respectivos custos em aproximadamente 30%; e (d) transferiu seus estoques da base logística no Caju-RJ para uma base logística em Duque de Caxias-RJ, obtendo uma redução de custos de 42%.

## Release de Resultados



### Receita x Custos

As vendas realizadas pela Companhia até o 2T15 totalizaram R\$ 263 milhões, correspondentes à comercialização de 2.066 mil barris de óleo.

A tabela a seguir apresenta uma comparação entre receitas e custos referentes às operações dos campos de Tubarão Azul e Tubarão Martelo no primeiro semestre de 2015:

YTD JUN/2015	Tubarão Azul	Tubarão Martelo	Total
Qtde vendida (bbls/mil)	603	1.463	2.066
Total vendido - R\$ ('000)	83.416	179.535	262.951
Vendas - US\$/bbls (*)	47,7	43,2	45,4
Royalties	8.424	19.880	28.304
Leasing	14.027	85.007	99.034
O&M	42.639	36.368	79.007
Logística	44.254	56.028	100.282
Outros	2.057	9.075	11.132
Total Custos - R\$ ('000)	111.401	206.358	317.759
Custos - US\$/bbls (**)	61,2	47,7	51,6

(\*) Preço unitário das *invoices* emitidas.

(\*\*) Convertido pelo câmbio médio do trimestre, ponderado pelas vendas.

### Despesas Gerais e Administrativas e Custos de Reestruturação

As despesas gerais e administrativas no 2T15 apresentaram redução de 36%, ou R\$29 milhões, em comparação ao 2T14 em função, sobretudo, de: (a) readequação do *headcount* à atual conjuntura da companhia; e (b) redução dos custos com consultores, em virtude da evolução da recuperação judicial.

# Release de Resultados



## Balanço Patrimonial

	30/jun/15	31/dez/14	Var.		30/jun/15	31/dez/14	Var.
<b>ATIVO</b>				<b>PASSIVO</b>			
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	41.680	177.607	(135.927)	Fornecedores	176.290	168.018	8.272
Depósitos vinculados	-	18.146	(18.146)	Impostos e participações a recolher	21.959	22.970	(1.011)
Contas a receber	7.034	32.624	(25.590)	Salários e encargos trabalhistas	11.073	14.870	(3.797)
Instrumentos financeiros derivativos	-	2.561	(2.561)	Empréstimos e financiamentos	1.152.896	936.574	216.322
Impostos e contribuições a recuperar	-	14.326	(14.326)	Empréstimos com partes relacionadas	-	76.301	(76.301)
Estoque de óleo	103.583	35.893	67.690	Contas a pagar para partes relacionadas	210.163	56.058	154.105
Outros créditos	25.545	53.582	(28.037)	Provisões diversas	443.451	175.768	267.683
	<b>177.842</b>	<b>334.739</b>	<b>(156.897)</b>	Outras contas a pagar	5.128	3.964	1.164
					<b>2.020.960</b>	<b>1.454.523</b>	<b>566.437</b>
Ativo não circulante disponível para venda	<b>227.459</b>	<b>214.260</b>	<b>13.199</b>				
				<b>Não Circulante</b>			
<b>Não Circulante</b>				Provisões diversas	84.904	363.033	(278.129)
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>664.966</b>	<b>661.001</b>	<b>3.965</b>	Empréstimos com partes relacionadas	44.417	-	44.417
Depósitos vinculados	39.140	5.349	33.791		<b>129.321</b>	<b>363.033</b>	<b>(233.712)</b>
Estoque de materiais	59.892	58.791	1.101				
Empréstimos com partes relacionadas	70.451	95.548	(25.097)	<b>Patrimônio Líquido</b>			
Impostos e contribuições a recuperar	12.797	15.147	(2.350)	Capital social	8.607.346	8.607.346	-
IRPJ e CSLL diferidos	436.647	443.901	(7.254)	Reservas de capital	439.814	461.941	(22.127)
Créditos com partes relacionadas	46.039	42.265	3.774	Ajustes acumulados de conversão	(181.049)	(21.592)	(159.457)
<b>Investimentos</b>	<b>69.532</b>	<b>32.103</b>	<b>37.429</b>	Prejuízos acumulados	(8.749.157)	(8.429.384)	(319.773)
					<b>116.954</b>	<b>618.311</b>	<b>(501.357)</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>553.454</b>	<b>518.699</b>	<b>34.755</b>				
				<b>Total do Passivo</b>			
<b>Intangível</b>	<b>573.982</b>	<b>675.065</b>	<b>(101.083)</b>		<b>2.267.235</b>	<b>2.435.867</b>	<b>(168.632)</b>
	<b>1.861.934</b>	<b>1.886.868</b>	<b>(24.934)</b>				
<b>Total do Ativo</b>	<b>2.267.235</b>	<b>2.435.867</b>	<b>(168.632)</b>				

## Caixa e Equivalentes de Caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	R\$ ('000)
<b>Saldo em 31/12/2014</b>	<b>177.607</b>
(-) Efeito no caixa da margem bruta da venda de óleo	44.226
(-) Leasing de 2014 depositado judicialmente em 2015	(23.790)
(-) Funding AFVB	(45.898)
(-) CAPEX	(42.990)
(-) G&A (inclui custo de reestruturação)	(56.607)
(-) Despesas de exploração	(749)
(-) Garantia Teekay	(33.514)
(+) Liberação Depósitos Vinculados	31.396
(+) Ganho na liquidação das NDFs	4.828
(-) Outros	(12.829)
<b>Saldo em 30/06/2015</b>	<b>41.680</b>

## Release de Resultados



### Ativo não circulante disponível para venda

Refere-se à participação societária não controladora de 36,36% na Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) que está destinada a venda e foi mensurada ao valor justo.

### Imobilizado (CAPEX)

IMOBILIZADO	R\$ ('000)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	518.699
(+) CAPEX	
Bacia de Campos	10.873
Bacia de Santos	25.619
Bacia do Ceará e Potiguar	3.923
Bacia do Pará-Maranhão	71
Corporativo	2.504
	<hr/>
	42.990
(+) SNUC	2.951
(-) Provisão para abandono de poços	(95.117)
(+) CTA Internacionais	14.659
(-) Depreciação	(21.957)
(+) <i>Impairment (inclui oper. descontinuadas)</i>	93.867
(+) Baixa de Poços Secos	70
(-) Alienação Imobilizado Administrativo	(2.708)
	<hr/>
Saldo em 30 de junho de 2015	553.454

### Intangível

A queda de aproximadamente R\$ 100 milhões no Intangível decorre do *impairment* dos blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP: POT-M-475 e POT-M-762 na Bacia do Potiguar e CEM-603 e CEM-661 na Bacia do Ceará, além da baixa efetiva dos blocos BM-PAMA-13, BM-PAMA-14, BM-PAMA-15, BM-PAMA-16 e BM-PAMA-17 na Bacia do Pará Maranhão. O *impairment* e a baixa efetiva dessas áreas exploratórias decorre da diretriz da Companhia de focar seus recursos nos ativos geradores de caixa no curto prazo, ou seja, nos projetos de desenvolvimento e produção.



## Empréstimos e Financiamentos com Terceiros e com Partes Relacionadas

EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	R\$ ('000)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.012.875
(-) Compensação de mútuos passivos e ativos	(44.139)
(+) Juros incorridos (DIP, Incremental Facility e mútuos)	45.193
(+) Amortização do custo de captação	10.954
(+/-) Variação cambial	172.430
<b>Saldo em 30 de junho de 2015</b>	<b>1.197.313</b>

### Legenda:

(i) Juros DIPs, 2º PPE

## Contas a Pagar com Partes Relacionadas

Refere-se, basicamente aos valores a pagar as empresas do grupo OSX pelo afretamento dos FPSOs, OSX1 e OSX3. O aumento em relação a 31 de dezembro de 2014 está associado a: (a) queda da liminar que reduziu o daily rate do FPSO OSX3 de US\$ 250 mil/dia para US\$ 130 mil/dia, gerando o provisionamento da diferença desde outubro de 2014 até junho de 2015; e (b) não pagamento dos leasings dos FPSOs desde o quarto trimestre de 2014.

## Provisões Diversas (Circulante e Não Circulante)

As variações nas estimativas de custo de abandono de Tubarão Martelo e Tubarão Azul decorrem de: (a) revisão do projeto de Tubarão Martelo de 6 poços produtores e 3 injetores para os atuais 4 poços produtores; (b) revisão para baixo das estimativas de custos diários de sondas e barcos de apoio, num cenário de queda do preço do petróleo que diminui a demanda e conseqüentemente baixa o custo desses equipamentos; compensado por: (c) inclusão de custos contingenciais nos projetos de Tubarão Martelo e Tubarão Azul.

## Release de Resultados



PROVISÕES DIVERSAS	('000 R\$)			
	30/06/2015	31/12/2014	Var. (R\$)	Var. (%)
Provisão para abandono				
TBMT	234.610	298.975	(64.365)	-22%
TBAZ	198.677	154.197	44.480	29%
Atlanta e Oliva	41.082	23.187	17.895	77%
	<u>474.369</u>	<u>476.359</u>	<u>(1.990)</u>	<u>0%</u>
Provisão p/ compensação ambiental				
TBMT	29.972	28.288	1.684	6%
TBAZ	8.273	7.808	465	6%
Campos - Outros	1.855	1.588	267	17%
Santos - Outros	3.722	3.187	535	17%
	<u>43.822</u>	<u>40.871</u>	<u>2.951</u>	<u>7%</u>
Ganho mínimo garantido				
OGX	-	7.203	(7.203)	-100%
PGN	1.999	5.102	(3.103)	-61%
Desligados	4.607	9.266	(4.659)	-50%
	<u>6.606</u>	<u>21.571</u>	<u>(14.965)</u>	<u>-69%</u>
Provisão contingência ANP	3.558	-	3.558	100%
<b>TOTAL</b>	<b><u>528.355</u></b>	<b><u>538.801</u></b>	<b><u>(10.446)</u></b>	<b><u>-2%</u></b>

### 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

## Release de Resultados



### **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.