

**DOC. 34**

# ***DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS***

---

*Em 31 de dezembro de 2015 e 2014  
e relatório dos auditores  
independentes*

Balço Patrimonial.....	3
Demonstraço de Resultado .....	4
Demonstraço de Resultados Abrangentes.....	5
Demonstraço dos Fluxos de Caixa.....	6
Demonstraço das Mutaço es do Patrimônio Líquido .....	7
Demonstraço do Valor Adicionado .....	8
Notas explicativas .....	9
1. A Companhia e suas operaço es .....	9
2. Base de apresentaço das demonstraço es contábeis.....	9
3. “Operaço Lava Jato” e seus reflexos na Companhia.....	10
4. Sumário das principais prá ticas contábeis.....	16
5. Estimativas e julgamentos relevantes .....	26
6. Novas normas e interpretaço es.....	32
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários .....	33
8. Contas a receber .....	34
9. Estoques.....	37
10. Vendas e incorporaço es de ativos.....	37
11. Investimentos .....	39
12. Imobilizado .....	43
13. Intangível .....	45
14. Reduço es ao valor recuperável dos ativos ( <i>Impairment</i> ) .....	46
15. Atividades de exploraço e avaliaço es de reserva de petróleo e gás .....	52
16. Fornecedores.....	53
17. Financiamentos .....	53
18. Arrendamentos mercantis .....	56
19. Partes relacionadas.....	57
20. Provisõ es para desmantelamento de áreas .....	62
21. Tributos.....	62
22. Benefícios concedidos a empregados .....	67
23. Patrimônio líquido .....	75
24. Receita de vendas .....	77
25. Outras despesas líquidas .....	77
26. Custos e Despesas por natureza.....	78
27. Resultado financeiro líquido.....	78
28. Informaçõ es complementares à demonstraço do fluxo de caixa .....	79
29. Informaçõ es por segmento.....	80
30. Processos judiciais e contingências .....	83
31. Compromisso de compra de gás natural .....	89
32. Garantias aos contratos de concessã o para exploraço de petróleo.....	90
33. Gerenciamento de riscos.....	90
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros .....	97
35. Eventos subsequentes .....	98
Informaçã o Complementar (nã o auditada) .....	100
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstraço es contábeis individuais e consolidadas .....	113
Conselho de Administraço e Diretoria Executiva.....	116
Parecer do Conselho Fiscal.....	117
Declaraço es dos Diretores sobre as Demonstraço es Financeiras e sobre o Parecer dos Auditores Independentes .....	118
Relatório Anual Resumido do Comitê de Auditoria Estatutário .....	119

# Balço Patrimonial

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)



Ativo	Nota	Consolidado		Controladora		Passivo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2015	2014	2015	2014			2015	2014		
<b>Circulante</b>						<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	7	97.845	44.239	16.553	5.094	Fornecedores	16	24.913	25.924	28.172	26.575
Títulos e valores mobiliários	7	3.047	24.763	10.794	15.472	Financiamentos	17	57.334	31.523	52.913	50.130
Contas a receber, líquidas	8	22.659	21.167	20.863	19.319	Arrendamentos mercantis financeiros	18	48	42	1.568	1.609
Estoques	9	29.057	30.457	24.015	24.461	Imposto de renda e contribuição social	21.1	410	657	-	-
Imposto de renda e contribuição social	21.1	3.839	2.823	1.520	1.297	Impostos e contribuições	21.1	13.139	10.796	11.762	9.507
Impostos e contribuições	21.1	6.893	7.300	4.986	5.609	Salários, férias, encargos e participações		5.085	5.489	4.212	4.695
Adiantamento a fornecedores		421	1.123	208	923	Planos de pensão e saúde	22	2.556	2.115	2.436	2.026
Outros ativos circulantes		5.225	3.138	2.979	1.965	Outras contas e despesas a pagar		7.599	6.113	3.696	2.727
		168.986	135.010	81.918	74.140			111.084	82.659	104.759	97.269
Ativos classificados como mantidos para venda	10.3	595	13	535	10	Passivos associados a ativos mantidos para venda	10.3	488	-	488	-
		169.581	135.023	82.453	74.150			111.572	82.659	105.247	97.269
<b>Não circulante</b>						<b>Não Circulante</b>					
Realizável a longo prazo						Financiamentos	17	435.313	319.322	245.439	151.399
Contas a receber, líquidas	8	14.327	12.834	6.361	10.671	Arrendamentos mercantis financeiros	18	154	148	5.426	4.293
Títulos e valores mobiliários	7	342	290	260	249	Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	906	8.052	-	9.062
Depósitos judiciais	30.2	9.758	7.124	8.590	5.927	Planos de pensão e saúde	22	47.618	43.803	44.546	41.108
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	23.490	2.673	15.156	-	Provisão para processos judiciais	30.1	8.776	4.091	7.282	3.338
Impostos e contribuições	21.1	11.017	10.645	9.485	8.943	Provisão para desmantelamento de áreas	20	35.728	21.958	34.641	20.630
Adiantamento a fornecedores		6.395	6.398	1.017	1.056	Outras contas e despesas a pagar		2.138	2.620	1.334	1.994
Outros ativos realizáveis a longo prazo		9.550	10.140	8.216	8.206			530.633	399.994	338.668	231.824
		74.879	50.104	49.085	35.052			642.205	482.653	443.915	329.093
<b>Investimentos</b>						<b>Patrimônio líquido</b>					
Imobilizado	12	629.831	580.990	442.439	437.150	Capital social realizado	23.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Intangível	13	12.072	11.976	9.133	9.108	Transações de capital	23.2	21	(646)	237	(430)
		730.554	658.352	616.193	563.791	Reservas de lucros	23.3	92.612	127.438	92.396	127.222
						Outros resultados abrangentes	23.4	(43.334)	(23.376)	(43.334)	(23.376)
								254.731	308.848	254.731	308.848
						Participação dos acionistas não controladores	11.5	3.199	1.874	-	-
								257.930	310.722	254.731	308.848
		900.135	793.375	698.646	637.941			900.135	793.375	698.646	637.941

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

# Demonstração de Resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)



	Nota	Consolidado		Controladora	
		2015	2014	2015	2014
Receita de vendas	24	321.638	337.260	251.023	269.568
Custo dos produtos e serviços vendidos		(223.062)	(256.823)	(174.717)	(208.174)
<b>Lucro bruto</b>		<b>98.576</b>	<b>80.437</b>	<b>76.306</b>	<b>61.394</b>
Receitas (despesas)					
Vendas		(15.893)	(15.974)	(15.130)	(17.430)
Gerais e administrativas		(11.031)	(11.223)	(7.561)	(7.983)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(6.467)	(7.135)	(5.261)	(6.720)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(2.024)	(2.589)	(2.011)	(2.562)
Tributárias		(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	14	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	3	-	(6.194)	-	(4.788)
Outras despesas, líquidas	25	(18.638)	(12.207)	(17.547)	(15.436)
		(110.967)	(101.759)	(88.708)	(90.778)
<b>Prejuízo antes do resultado financeiro, participações e impostos</b>		<b>(12.391)</b>	<b>(21.322)</b>	<b>(12.402)</b>	<b>(29.384)</b>
Resultado financeiro líquido	27	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)
Receitas financeiras		4.867	4.634	3.303	3.312
Despesas financeiras		(21.545)	(9.255)	(18.951)	(5.804)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(11.363)	721	(10.539)	(1.245)
Resultado de participações em investidas	11	(797)	451	(4.294)	3.730
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	22.7	-	(1.045)	-	(856)
<b>Prejuízo antes dos impostos</b>		<b>(41.229)</b>	<b>(25.816)</b>	<b>(42.883)</b>	<b>(30.247)</b>
Imposto de renda e contribuição social	21.7	6.058	3.892	8.047	8.555
<b>Prejuízo do exercício</b>		<b>(35.171)</b>	<b>(21.924)</b>	<b>(34.836)</b>	<b>(21.692)</b>
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
Acionistas não controladores		(335)	(337)	-	-
		(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
<b>Prejuízo básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)</b>	<b>23.6</b>	<b>(2,67)</b>	<b>(1,65)</b>	<b>(2,67)</b>	<b>(1,66)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

# Demonstração de Resultados Abrangentes

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo do exercício	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	(202)	(13.724)	(208)	(12.908)
Imposto diferido	(53)	2.695	(2)	2.540
	(255)	(11.029)	(210)	(10.368)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	(68.739)	(15.650)	(60.712)	(13.918)
Transferidos para o resultado	7.088	1.673	6.200	1.344
Imposto diferido	20.961	4.752	18.534	4.275
	(40.690)	(9.225)	(35.978)	(8.299)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - demais operações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	35	14	-	-
Transferidos para o resultado	-	2	-	-
	35	16	-	-
Ajustes acumulados de conversão em investidas <sup>(1)</sup>	24.545	4.721	23.826	4.763
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(2.864)	(647)	(7.586)	(2.218)
Outros resultados abrangentes, total	(19.229)	(16.164)	(19.948)	(16.122)
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>(54.400)</b>	<b>(38.088)</b>	<b>(54.784)</b>	<b>(37.814)</b>
Resultado abrangente atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	(54.785)	(37.709)	(54.784)	(37.814)
Acionistas não controladores	385	(379)	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>(54.400)</b>	<b>(38.088)</b>	<b>(54.784)</b>	<b>(37.814)</b>

<sup>(1)</sup> Inclui, no Consolidado, R\$ 2.825 (R\$ 756 em 2014), referentes a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

# Demonstração dos Fluxos de Caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)



	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>				
Prejuízo do exercício	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
Ajustes para:				
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	6.388	4.773	5.872	4.225
Resultado de participações em investidas	797	(451)	4.294	(3.730)
Depreciação, depleção e amortização	38.574	30.677	28.039	22.518
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	47.676	44.636	33.468	34.814
Ajuste a valor de mercado dos estoques	1.547	2.461	14	493
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	3.641	5.555	669	4.401
Baixa de poços secos	4.921	5.048	3.784	4.828
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	6.194	-	4.788
Resultado com alienações/baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	2.893	743	3.075	4.282
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	30.784	8.461	26.094	6.254
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(8.911)	(8.025)	(8.047)	(8.555)
Redução (aumento) de ativos				
Contas a receber	(1.496)	(5.929)	1.485	(5.712)
Estoques	1.730	1.378	546	2.542
Depósitos Judiciais	(2.526)	(1.194)	(2.640)	(1.067)
Outros ativos	(2.474)	(5.272)	(3.191)	(6.515)
Aumento (redução) de passivos				
Fornecedores	(3.890)	(2.982)	(11.896)	856
Impostos, taxas e contribuições	2.716	(3.171)	3.740	(2.513)
Planos de pensão e de saúde	(2.367)	(1.967)	(2.232)	(1.867)
Outros passivos	1.575	3.230	1.802	2.618
<b>Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais</b>	<b>86.407</b>	<b>62.241</b>	<b>50.040</b>	<b>40.968</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimentos</b>				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(71.311)	(81.909)	(50.589)	(60.873)
Adições (redução) em investimentos	(344)	(787)	(29.229)	685
Recebimentos pela venda de ativos	2.592	9.399	2.157	2.194
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários <sup>(*)</sup>	25.971	(12.812)	6.054	8.908
Dividendos recebidos	874	901	4.699	3.506
<b>Recursos líquidos (utilizados) nas atividades de investimentos</b>	<b>(42.218)</b>	<b>(85.208)</b>	<b>(66.908)</b>	<b>(45.580)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamentos</b>				
Participação de acionistas não controladores	243	(250)	-	-
Captações	56.158	72.871	117.844	92.540
Amortizações de principal	(49.741)	(23.628)	(82.544)	(76.329)
Amortizações de juros	(20.851)	(14.109)	(6.973)	(5.687)
Dividendos pagos	-	(8.735)	-	(8.735)
<b>Recursos líquidos gerados/(utilizados) pelas atividades de financiamentos</b>	<b>(14.191)</b>	<b>26.149</b>	<b>28.327</b>	<b>1.789</b>
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	23.608	3.885	-	-
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício</b>	<b>53.606</b>	<b>7.067</b>	<b>11.459</b>	<b>(2.823)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	44.239	37.172	5.094	7.917
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício</b>	<b>97.845</b>	<b>44.239</b>	<b>16.553</b>	<b>5.094</b>

<sup>(\*)</sup> Reclassificação de R\$ 231, na Controladora em 2014, conforme descrito na nota explicativa 2.3.  
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

# Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Outros resultados abrangentes					Reservas de lucros					Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado		
	Capital subscrito e integralizado	Transações de capital	Ajuste acumulado de conversão	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros				Lucros acumulados	Ativo diferido
Saldo em 1º de janeiro de 2014	205.411	1.048	5.196	(3.516)	(8.376)	(548)	16.524	4.503	1.414	126.484	-	348.140	(200)	1.394	349.334
Aumento de capital com reservas	21								(21)			-	-	-	-
Realização de custo atribuído						(10)				10		-	-	-	-
Mudança de participação em controladas		(1.478)										(1.478)	95	1.043	(340)
Prejuízo do exercício										(21.692)		(21.692)	105	(337)	(21.924)
Outros resultados abrangentes			4.763	(11.029)	(9.225)	(631)						(16.122)	-	(42)	(16.164)
Destinações:												-	-	-	-
Absorção do prejuízo com reservas									(21.682)	21.682		-	-	-	-
Dividendos												-	-	(184)	(184)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	205.432	(430)	9.959	(14.545)	(17.601)	(1.189)	16.524	4.503	1.393	104.802	-	308.848	-	1.874	310.722
	205.432	(430)				(23.376)					127.222	308.848	-	1.874	310.722
Realização de custo atribuído						(10)					10	-	-	-	-
Mudança de participação em controladas		667										667	-	1.161	1.828
Prejuízo do exercício										(34.836)		(34.836)	-	(335)	(35.171)
Outros resultados abrangentes			23.826	(255)	(40.690)	(2.829)						(19.948)	-	719	(19.229)
Destinações:												-	-	-	-
Absorção do prejuízo com reservas									(34.826)	34.826		-	-	-	-
Dividendos												-	-	(220)	(220)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	205.432	237	33.785	(14.800)	(58.291)	(4.028)	16.524	4.503	1.393	69.976	-	254.731	-	3.199	257.930
	205.432	237				(43.334)					92.396	254.731	-	3.199	257.930

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



# Demonstração do Valor Adicionado

Exercícios findos em 31 de dezembro (em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
<b>Receitas</b>				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	414.859	425.341	338.059	346.278
Ganhos e perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.641)	(5.555)	(669)	(4.401)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	68.703	82.389	53.634	68.223
	479.921	502.175	391.024	410.100
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Matérias-primas e produtos para revenda	(94.453)	(136.809)	(67.401)	(108.578)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(109.876)	(114.879)	(88.143)	(97.797)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(22.311)	(26.199)	(19.753)	(24.340)
Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(1.547)	(2.461)	(14)	(493)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
	(275.863)	(331.178)	(208.779)	(270.810)
<b>Valor adicionado bruto</b>	204.058	170.997	182.245	139.290
Depreciação, depleção e amortização	(38.574)	(30.677)	(28.039)	(22.518)
<b>Valor adicionado líquido produzido pela Companhia</b>	165.484	140.320	154.206	116.772
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>				
Resultado de participações em investimentos	(797)	451	(4.294)	3.730
Receitas financeiras	4.867	5.355	6.208	6.080
Aluguéis, royalties e outros	377	314	420	809
	4.447	6.120	2.334	10.619
<b>Valor adicionado a distribuir</b>	169.931	146.440	156.540	127.391
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>Pessoal e administradores</b>				
Remuneração direta				
Salários	19.068	18.832	14.219	14.973
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	-	1.045	-	856
	19.068	19.877	14.219	15.829
<b>Benefícios</b>				
Vantagens (**)	1.452	3.661	1.110	3.106
Plano de aposentadoria e pensão	4.133	3.004	3.705	2.606
Plano de saúde	3.778	3.253	3.433	2.788
	9.363	9.918	8.248	8.500
FGTS	1.301	1.234	1.151	1.093
	29.732	31.029	23.618	25.422
<b>Tributos</b>				
Federais (*)	50.297	47.599	45.198	40.475
Estaduais	51.888	48.021	33.074	29.313
Municipais	725	431	377	237
No exterior (*)	6.879	6.785	-	-
	109.789	102.836	78.649	70.025
<b>Instituições financeiras e fornecedores</b>				
Juros, variações cambiais e monetárias	38.768	17.705	37.180	17.628
Despesas de aluguéis e afretamento	26.813	16.794	51.929	36.008
	65.581	34.499	89.109	53.636
<b>Acionistas</b>				
Resultado dos acionistas não controladores	(335)	(337)	-	-
Prejuízos absorvidos	(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
	(35.171)	(21.924)	(34.836)	(21.692)
<b>Valor adicionado distribuído</b>	169.931	146.440	156.540	127.391

(\*) Inclui participações governamentais.

(\*\*) Em 2015 inclui R\$ 418 no Consolidado (R\$ 2.443 em 2014), referente a gastos com Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV (R\$ 326, em 2015 e R\$ 2.285 em 2014 na Controladora), conforme nota explicativa 22.8.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## 1. A Companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas (denominadas, em conjunto, "Petrobras" ou a "Companhia" ou "Sistema Petrobras"), à pesquisa, lavra, refino, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins. A sede social da Companhia está localizada no Rio de Janeiro - RJ.

## 2. Base de apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis incluem:

Demonstrações contábeis consolidadas

- As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais correspondem às utilizadas pela administração na sua gestão.

Demonstrações contábeis individuais

- As demonstrações contábeis individuais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis 11.638/07 e 11.941/09, complementadas pelos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e por normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.
- Os pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC estão convergentes às normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB. Dessa forma, as demonstrações contábeis individuais não apresentam diferenças em relação às consolidadas em IFRS, exceto pela manutenção do ativo diferido que foi integralmente amortizado em 31 de dezembro de 2014, conforme previsto no CPC 43 (R1), aprovado pela Deliberação CVM 651/10. As reconciliações do patrimônio líquido e resultado da controladora com o consolidado estão na nota explicativa 4.1.1.

As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto para os ativos financeiros disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados ao justo valor e determinadas classes de ativos e passivos circulantes e não circulantes, conforme apresentado na nota explicativa de políticas contábeis.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2016, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis.

### 2.1. Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado - DVA apresentam informações relativas à riqueza criada pela Companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08 e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

## 2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. A moeda funcional da maior parte das controladas que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano. A Petrobras Argentina S.A. tem o peso argentino como moeda funcional.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, que atuam em ambiente econômico estável com moeda funcional distinta da Controladora são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da realização dos investimentos.

## 2.3. Reclassificações

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o período atual. Estas reclassificações não afetaram o resultado e patrimônio líquido da Companhia e estão detalhadas a seguir:

- Bonificação por desempenho de clientes, no montante de R\$ 1.607, no Consolidado, classificada em contas a receber líquidas no ativo não circulante passou a ser classificada em outros realizáveis a longo prazo, visando proporcionar melhor apresentação das contas a receber, alinhado com a prática de mercado.
- Cessões de direitos creditórios performados da Controladora, no montante de R\$ 1.536, classificadas como conta redutora em contas a receber líquidas no ativo circulante passaram a ser apresentadas como financiamentos, no passivo circulante.
- A parcela das aplicações financeiras em fundo de investimentos em direitos creditórios classificada como Caixa e Equivalentes de Caixa da Controladora passou a ser apresentada em Títulos e Valores Mobiliários (R\$ 231).

## 3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada “Operação Lava Jato”, visando a apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A “Operação Lava Jato” é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

A partir de 2014 e ao longo de 2015, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades cometidas por empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo esquema de pagamentos indevidos, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à Companhia, o referido esquema consistia em um conjunto de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em cartel para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Este esquema foi tratado como esquema de pagamentos indevidos e as referidas empresas como “membros do cartel”.

Além do esquema de pagamentos indevidos descrito acima, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empresas também impuseram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras. Essas empresas não são membros do cartel e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos foram chamados de pagamentos não relacionados ao cartel.

Determinados ex-executivos da Petrobras foram presos e/ou denunciados por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros de nossos ex-executivos e executivos de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação. Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da Companhia. No entanto, a Administração entendeu, de acordo com o IAS 16 (Property, plant and Equipment), que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas e que foi por elas utilizada para realizar pagamentos indevidos, o que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do esquema de pagamentos indevidos, não deveria ter sido capitalizada. Assim, no terceiro trimestre de 2014 a Companhia reconheceu uma baixa no montante de R\$ 6.194 (R\$ 4.788 na Controladora) de gastos capitalizados, referente a valores que a Petrobras pagou adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em exercícios anteriores.

Como descrito a seguir, a Companhia tem monitorado continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014, não tendo identificado, na preparação das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares.

A Petrobras prosseguirá acompanhando os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas descritas acima deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

### 3.1. Resposta da Companhia às questões descobertas nas investigações em curso

Continuamos acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos da Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União (CGU) para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados. Já atendemos centenas de pedidos de documentos e informações feitos pelos investigadores.

Também cooperamos plenamente com a investigação da U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), que investiga, desde novembro de 2014, potenciais violações a leis norte-americanas em decorrência das informações apuradas no âmbito da “Operação Lava Jato”, assim como o U.S. Department of Justice (DoJ).

Somos oficialmente reconhecidos como vítima dos crimes apurados na “Operação Lava Jato” pelo Ministério Público Federal e pelo juiz competente para julgar os processos relacionados ao caso. Por esse motivo, ingressamos nas ações penais como assistentes de acusação e renovamos o nosso compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos nossos investidores e ao público em geral.

Não toleramos qualquer prática de corrupção e consideramos inadmissíveis práticas de atos ilegais envolvendo os nossos empregados. Deste modo, em 2015, tomamos diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na “Operação Lava Jato”, conforme mencionado a seguir.

No processo de fortalecimento da estrutura de controles internos, a Companhia continuou a implementar medidas para aprimorar sua governança corporativa e os sistemas de conformidade (*compliance*).

No que tange à Governança Corporativa, o Estatuto Social da Companhia foi reformado. Assim, os comitês de assessoramento ao Conselho de Administração se transformaram em estatutários, incluindo o Comitê de Auditoria, que, em 26 de fevereiro de 2016, foi instaurado como Comitê de Auditoria Estatutário, nos termos da Instrução CVM nº 308/99, alterada pelas Instruções CVM nº 509/11 e nº 545/14; e o Comitê de Remuneração e Sucessão, responsável por estabelecer os critérios mínimos a serem atendidos para nomeações de Conselheiros, Diretores e Gerentes Executivos. Houve, ainda, a criação de dois novos comitês, o Comitê Estratégico e o Comitê Financeiro. Importante mencionar também a nova forma de representação da Companhia, sempre por dois diretores em conjunto.

Além disso, foram revisados os limites de competência na Petrobras, mediante a implantação de um sistema de autorização compartilhada, em que no mínimo dois gestores são necessários para a tomada de decisões.

Quanto aos sistemas de conformidade (*compliance*), a Companhia, dentre outras iniciativas, optou por:

- reestruturar sua Ouvidoria-Geral, implementando um canal único de denúncias recebidas por empresa independente;
- revisar e atualizar o Manual do Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (PPPC), bem como seus instrumentos contratuais e o Manual da Petrobras para Contratação;
- desenvolver implementação, em todas as suas contratações, de procedimentos corporativos de qualificação relacionados ao requisito de integridade. Esse procedimento prevê a aplicação de um processo de revisão (*Due Diligence*) de Integridade e identificação de pontos de atenção (*red flags*).
- manter vigente bloqueio cautelar de empresas, uma importante medida preventiva adotada pela Petrobras, impedindo que empresas investigadas participem de processos licitatórios e venham a assinar novos contratos;
- constituir, na estrutura organizacional formal da Companhia, um Comitê de Correição, com a finalidade de orientar, homogeneizar e acompanhar a aplicação de sanções disciplinares em casos relacionados a fraude ou corrupção; e
- aprovar Política de Gestão de Riscos Empresariais, em junho de 2015, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras.

Continua em andamento a investigação interna realizada por dois escritórios independentes contratados em outubro de 2014, que têm como interlocutor um Comitê Especial que responde diretamente ao Conselho de Administração da Companhia. O Comitê é composto pelo nosso diretor de Governança, Risco e Conformidade, João Adalberto Elek Junior, e por outros dois representantes independentes e com notório conhecimento técnico: a brasileira Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, reconhecida internacionalmente como jurista com vasta experiência na análise de questões complexas; e o alemão Andreas Pohlmann, *Chief Compliance Officer* da Siemens AG de 2007 a 2010, que atua nas áreas de conformidade e governança corporativa.

Para averiguar indícios ou ocorrências que possam ser caracterizados como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos, constituímos comissões internas de apuração, cujos resultados apresentamos às autoridades brasileiras, à medida que as comissões são concluídas.

Além disso, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos em função do esquema de pagamentos indevidos, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

Com esse objetivo, ingressamos cinco ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal em 20 de fevereiro de 2015, bem como em outra ação de mesmo objeto ajuizada pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

Para cada ação de improbidade, foi distribuída uma ação cautelar, com objetivo de bloqueio de bens dos réus para garantir o futuro ressarcimento da Petrobras, o que já foi deferido pelos respectivos Juízos.

À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência com os membros do cartel ou acordos de colaboração com indivíduos que concordem em devolver recursos, a Petrobras pode ter direito a receber uma parte de tais recursos.

Nesse sentido, em 2015, a Petrobras recebeu como ressarcimento de danos, a quantia de R\$ 230 (R\$ 157 em 13 de maio de 2015 e R\$ 73 em 25 de agosto de 2015), referentes a parte do montante repatriado de Pedro José Barusco Filho (ex-Gerente Executivo de Serviços) através do acordo de colaboração premiada por ele celebrado.

Não obstante, a Companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Valores recebidos, ou quando sua realização se tornar praticamente certa, serão reconhecidos no resultado do exercício.

### 3.2. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Não é possível identificar especificamente os valores de cada pagamento realizado no escopo dos contratos com as empreiteiras e fornecedores que possuem gastos adicionais ou os períodos em que tais pagamentos adicionais ocorreram. Como resultado, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o valor total de gastos adicionais incorridos em decorrência do referido esquema de pagamentos indevidos para determinar o valor das baixas realizadas, representando em quanto seus ativos foram superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos.

Identificar a data e o montante exatos dos gastos adicionais impostos por fornecedores e empreiteiras à Companhia continua sendo impraticável em função das limitações descritas a seguir:

- As informações disponíveis para a Companhia, através dos depoimentos, identificam as empresas envolvidas no esquema de pagamentos indevidos, o período de tempo em que o esquema funcionou e indicam diversos contratos alvo dos atos ilícitos, porém não especificam os pagamentos específicos realizados no âmbito dos contratos e que incorporavam gastos adicionais, bem como os períodos em que os pagamentos que incorporaram gastos adicionais foram feitos.
- A Petrobras não fez qualquer desses pagamentos indevidos. Como eles foram feitos por empreiteiras e fornecedores, os valores exatos que foram gastos adicionalmente pela Companhia e usados para financiar pagamentos indevidos não podem ser identificados. Informações que determinem o montante que foi cobrado adicionalmente da Petrobras pelos membros do cartel não se encontram nos registros contábeis da Companhia, que refletem os termos dos contratos assinados por ela junto a seus fornecedores. Estes contratos tiveram seus preços elevados em função da atuação em conluio dos membros do cartel e ex-empregados da Petrobras acima indicados. Como a Companhia não consegue identificar o montante de gastos adicionais incluídos em cada pagamento no âmbito dos contratos de fornecimento ou o período específico em que os gastos adicionais ocorreram, não é possível determinar o período em que o ativo imobilizado deveria ser ajustado.
- Dois escritórios de advocacia estão conduzindo uma investigação interna independente, sob a direção do Comitê Especial mencionado no item 3.1, porém a investigação interna independente está em andamento e não se espera que apresente informações quantitativas cuja natureza seja abrangente suficiente para embasar um ajuste nas demonstrações contábeis. Isso ocorre, pois as informações disponíveis aos investigadores são limitadas às informações internas da Petrobras e, dessa forma, não será possível identificar informações específicas sobre o montante que foi cobrado adicionalmente da Companhia. Como as supostas atividades de lavagem de dinheiro tinham o intuito de ocultar a origem dos recursos e o montante envolvido, não se espera a existência de registros específicos dessas atividades.
- As investigações em curso pelas autoridades brasileiras têm como foco determinar a responsabilidade penal dos investigados e não de obter de forma detalhada o montante exato dos gastos adicionais que foram cobrados da Petrobras pelos membros do cartel ou os valores utilizados por essas empresas para fazer os pagamentos indevidos. Além disso, o processo de investigação e avaliação de todas as provas e alegações pode durar vários anos.



- As autoridades brasileiras instauraram ações contra as empreiteiras e fornecedores e seus respectivos representantes nas quais buscam reparação por improbidade administrativa. Nessas ações, as autoridades aplicaram o percentual de 3% aplicado sobre o valor dos contratos com as empreiteiras e fornecedores para mensurar os danos materiais atribuíveis ao esquema de pagamentos indevidos, de forma consistente com a metodologia utilizada pela Companhia para contabilizar os impactos. No escopo dessas ações também não é esperado que se produza um detalhamento completo de todos os pagamentos indevidos, mesmo após o longo período de tempo que as investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras podem levar. Adicionalmente, a legislação brasileira não permite, de forma ampla, acesso a registros e documentos internos dos fornecedores em ações cíveis e, portanto, não é esperado que estas ações produzam novas informações com relação àquelas obtidas nas investigações e ações criminais.

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

- 1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as Companhias citadas como membros do cartel e, com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.
- 2) Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do esquema de pagamentos indevidos foi de 2004 a abril de 2012.
- 3) Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.
- 4) Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).
- 5) Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados.

O cálculo considerou todos os valores verificados nos registros contábeis da Companhia entre 2004 e setembro de 2014, referentes aos contratos inicialmente firmados entre 2004 e abril de 2012, bem como quaisquer aditivos firmados entre as empresas do sistema Petrobras e os membros do cartel (individualmente ou em consórcio). Esse escopo amplo de contratos foi adotado para gerar a melhor estimativa dos gastos adicionais, mesmo não havendo evidência de que todos os contratos assinados com as empresas em questão tivessem sido alvo do esquema de pagamentos indevidos.

Cabe esclarecer que aditivos em contratos com empresas envolvidas na metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, somente podem ser firmados a partir de 2015, de forma excepcional, após análise e conclusão de que o aditivo é imprescindível para os negócios da Petrobras e após a aplicação de rigorosos mecanismos de conformidade que mitiguem os riscos de fraude e corrupção. Essa avaliação inclui uma análise sobre aspectos financeiros e comerciais de forma independente do contrato original de modo a garantir que os valores sejam vantajosos para a Petrobras e não estejam contaminados por pagamentos indevidos. Por essa razão, não se vislumbra a necessidade de ajustes adicionais em função de aditivos firmados a partir de 2015.

A Companhia também identificou montantes verificados em seus registros contábeis, referentes aos contratos e projetos específicos com empresas que não eram membros do cartel para contabilizar os gastos adicionais impostos por essas empresas para financiar pagamentos indevidos, realizados por elas, não relacionados ao esquema de pagamentos indevidos ou ao cartel.

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do cartel, a Companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos prestados em colaborações premiadas, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A Companhia possui diversos projetos em construção cujo contrato original foi assinado entre 2004 e abril de 2012. A abordagem adotada para realizar os ajustes considera que os valores cobrados adicionalmente pelas empreiteiras e fornecedores foram aplicados sobre o valor total do contrato, ou seja, incluindo pagamentos que ainda serão incorridos em períodos futuros. Como é impraticável alocar os gastos adicionais impostos por essas empresas a períodos específicos no tempo, a parcela de gastos adicionais referentes a pagamentos que serão realizados no futuro pela Companhia já pode ter sido cobrada antecipadamente. Dessa forma, a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente incorporou o valor total dos contratos assinados e não apenas os valores referentes a pagamentos já efetuados. Contudo, conforme mencionado anteriormente, com base nas informações disponíveis, a Companhia acredita que a atuação do cartel associada ao esquema de pagamentos indevidos tenha sido interrompida após abril de 2012 e que, considerando os andamentos recentes das investigações criminais, os pagamentos indevidos relacionados ao esquema de pagamentos indevidos tenham sido interrompidos.

A Companhia considera ter adotado uma metodologia que produz a melhor estimativa de quanto seus ativos imobilizados estavam superavaliados como resultado do esquema de pagamentos indevidos, uma vez que utilizou como base um valor limítrofe dentre as estimativas consideradas razoáveis. Em sua estimativa, a Companhia considerou que todos os contratos com as contrapartes identificadas foram impactados e o percentual de 3% representa os valores adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores, utilizados por essas empresas para realizar pagamentos indevidos. As duas premissas são corroboradas pelos depoimentos, porém alguns depoimentos indicam percentuais inferiores com relação a certos contratos, períodos menores de atuação do cartel (2006 a 2011), bem como o envolvimento de um número menor de fornecedores e empreiteiras.

Na preparação das demonstrações contábeis do período findo em 31 de dezembro de 2015, a Companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e conseqüentemente o registro contábil de baixas complementares:

- Depoimentos prestados no âmbito dos acordos de colaboração premiada celebrados pelo Ministério Público Federal e que não estão mantidos em sigilo;
- Ações de improbidade administrativa ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra membros do cartel pelos danos materiais atribuíveis ao esquema de pagamentos indevidos;
- Ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra indivíduos envolvidos no esquema de pagamentos indevidos, como representantes das empreiteiras, intermediários ou ex-empregados da Petrobras;
- Decisões do Judiciário nas ações de improbidade administrativa e ações penais ajuizadas pelo Ministério Público Federal: decretação de indisponibilidade de bens de parte dos réus, deferimento de pedidos de prisão provisória de investigados, recebimento de denúncias, entre outras;
- Sentenças de 1ª instância proferidas em parte das ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal;
- Acordo de leniência da empresa Setal Engenharia e Construções, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;
- Termo de Cessação de Conduta da empresa Construções e Comércio Camargo Corrêa, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;
- Nota Técnica nº 38/2015 do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, que fundamentou a instauração de Processo Administrativo em face dos membros do cartel.



A Petrobras monitorou as investigações da "Operação Lava Jato" efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia, obtendo progressos satisfatórios. Como resultado, não foram identificadas novas informações que alterassem o ajuste realizado de gastos adicionais capitalizados indevidamente, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela Companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

### 3.3. Investigações envolvendo a Companhia

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da "Operação Lava Jato" e é reconhecida formalmente pelas Autoridades Brasileiras como vítima do esquema de pagamentos indevidos.

Em 21 de novembro de 2014, a Petrobras recebeu uma intimação (*subpoena*) da Securities and Exchange Commission (SEC) requerendo documentos relativos à Companhia. A Companhia tem atendido às solicitações oriundas da intimação (*subpoena*) e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo, instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como Representada. A Companhia prestará todas as informações pertinentes.

### 3.4. Ações judiciais envolvendo a Companhia

A nota explicativa 30 apresenta informações sobre ações coletivas (*class actions*) e outros processos judiciais da Companhia.

## 4. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela Companhia nas demonstrações contábeis apresentadas.

### 4.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela Companhia.

A nota explicativa 11 apresenta as empresas consolidadas, juntamente com os demais investimentos diretos.

A Petrobras não tem participação acionária em certas entidades estruturadas consolidadas, no entanto, o controle é determinado pelo poder que a Companhia tem sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades. As entidades estruturadas consolidadas são:

**Entidades estruturadas consolidadas**

Charter Development LLC – CDC  
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI  
PDET Offshore S.A.  
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras  
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema Petrobras

País	Principal segmento de atuação	
E.U.A	E&P	
Brasil	Abast	
Brasil	E&P	
Brasil	Corporativo	
Brasil	Corporativo	

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado corresponde à soma dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua função, complementada com as eliminações das operações realizadas entre empresas consolidadas, bem como dos saldos e resultados não realizados entre as referidas empresas.

#### 4.1.1. Reconciliação do patrimônio líquido e prejuízo do consolidado com o da controladora

	Patrimônio líquido		Prejuízo	
	31.12.2015	31.12.2014	2015	2014
Consolidado - IFRS / CPC	257.930	310.722	(35.171)	(21.924)
Patrimônio de acionistas não controladores	(3.199)	(1.874)	335	337
Despesas diferidas líquidas de IR <sup>(*)</sup>	-	-	-	(105)
<b>Controladora - CPC</b>	<b>254.731</b>	<b>308.848</b>	<b>(34.836)</b>	<b>(21.692)</b>

<sup>(\*)</sup> O saldo de despesas diferidas foi integralmente amortizado até 31 de dezembro de 2014.

#### 4.2. Informações por segmento de negócio

As informações contábeis por segmento operacional (área de negócio) da Companhia são elaboradas com base em itens atribuíveis diretamente ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado.

As informações por área de negócio estão segmentadas de acordo com a gestão dos negócios da Companhia.

Com a extinção da Diretoria Internacional, a gestão dos negócios internacionais foi realocada às áreas de negócios do E&P, Abastecimento, Gás e Energia, assegurando as especificidades de cada área de negócio em que o Sistema Petrobras atua.

- Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.
- Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, no Brasil e no exterior, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.
- Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no Brasil e no exterior ou importado, de transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.

- d) Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica, gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.
- e) Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada pelas operações da Petrobras Distribuidora S.A., assim como por operações de distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

No grupo de órgãos corporativos são alocados os itens que não podem ser atribuídos às demais áreas, notadamente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, o *overhead* relativo à Administração Central e outras despesas, inclusive as atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos aposentados e beneficiários.

A nota explicativa 29 apresenta a demonstração do resultado e o ativo por área de negócio.

### 4.3. Instrumentos financeiros

#### 4.3.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

#### 4.3.2. Títulos e valores mobiliários

Investimentos em títulos e valores mobiliários compreendem investimentos em títulos de dívida e patrimônio. Estes instrumentos são inicialmente mensurados ao valor justo, são classificados de acordo com a intenção e capacidade da Companhia e mensurados subsequentemente conforme abaixo:

- Valor justo por meio do resultado: incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. Mensurados ao valor justo, cujas alterações são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.
- Mantidos até o vencimento: incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. Mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- Disponíveis para venda: incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma outra categoria. Mensurados ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

Alterações posteriores atribuíveis a juros, variação cambial e inflação são reconhecidas no resultado para todas as categorias, quando aplicáveis.

#### 4.3.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e crédito de liquidação duvidosa.

A Companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possa ser confiavelmente estimada. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

#### 4.3.4. Financiamentos

São reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

#### 4.3.5. Instrumentos financeiros derivativos

Instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente ao valor justo.

Ganhos ou perdas resultantes das alterações no valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

#### 4.3.6. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia utiliza instrumentos derivativos e não derivativos como instrumentos de proteção e aplica a contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa para determinadas transações.

As relações de *hedge* de fluxos de caixa se referem a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável, que possam afetar o resultado.

Em tais *hedges*, a parcela eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não eficaz é registrada no resultado financeiro do período.

Quando um instrumento de *hedge* vence ou é liquidado antecipadamente, quando um *hedge* não atende mais aos critérios de contabilização de *hedge* ou quando a Administração decide revogar a designação de contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*), o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio líquido. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera que mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

#### 4.4. Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e compreende, principalmente, petróleo bruto, intermediários e derivados de petróleo, assim como gás natural e gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados e/ou utilizados para geração de energia, respectivamente.

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais e suprimentos para manutenção e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação e consumo que serão utilizados nas atividades da Companhia, exceto matérias-primas, e estão demonstrados ao custo médio de compra, que não excede ao de reposição.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e aqueles necessários para a realização da venda.

Os estoques incluem as importações em andamento, que são demonstradas ao custo identificado.

#### 4.5. Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. A definição de controle é apresentada na nota explicativa 4.1.

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio.

Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos em entidades coligadas, controladas e empreendimentos controlados em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que elas se tornam sua coligada, empreendimento controlado em conjunto e controlada. Apenas as operações em conjunto constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais as operações em conjunto, a Companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

As demonstrações contábeis dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras. Os dividendos recebidos desses investimentos societários são reconhecidos como redução do valor dos respectivos investimentos.

#### 4.6. Combinação de negócios e goodwill

O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Transações envolvendo empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O montante pago acima desse valor deve ser reconhecido como ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*). Quando o custo de aquisição for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultem em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

#### 4.7. Gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural

Os gastos incorridos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.

- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique o seu reconhecimento futuro como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal.
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

#### 4.8. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que compreende também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de *ativos (impairment)*.

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando os requisitos de reconhecimento são atendidos. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como resultado do período (custo ou despesa).

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo método das unidades produzidas dos respectivos ativos. A Companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja interrompido por longos períodos.

Os ativos depreciados pelo método das unidades produzidas são aqueles relacionados diretamente à produção de petróleo e gás, cuja vida útil é igual ou maior do que a vida do campo (tempo de exaustão das reservas).

Os ativos depreciados pelo método linear são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil é inferior à vida útil do campo (tempo de exaustão da reserva); (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás.

A taxa de depleção dos bens depreciados pelo método de unidades produzidas é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida.

Direitos e concessões, como o bônus de assinatura e cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal, são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.2.

#### 4.9. Intangível

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*). É composto por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, *softwares* e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), decorrente de aquisição de participação com controle. Nas demonstrações contábeis individuais, este ágio é apresentado no Investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para o ativo imobilizado e, desta forma, os valores relativos à cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal estavam classificados no Intangível até a declaração de comercialidade, em 29 de dezembro de 2014, conforme nota explicativa 13.1. Os bônus de assinatura das concessões, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados, sendo os demais intangíveis de vida útil definida, amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável, individualmente ou no nível da unidade geradora de caixa. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se essa avaliação continua a ser justificável. Caso contrário, a mudança na vida útil de indefinida para definida é feita de forma prospectiva.

#### 4.10. Redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment*

A Companhia avalia os ativos do imobilizado e do intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), oriundos de uma combinação de negócios, têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, considerando as melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.



Essas avaliações são efetuadas ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (Unidade Geradora de Caixa – UGCs).

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são revisados anualmente (ou quando há indicação de que o valor contábil pode não ser recuperável), campo a campo, ou polo a polo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio (*goodwill*).

#### 4.11. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente todos os riscos e benefícios sobre o ativo objeto do arrendamento são classificados como arrendamento financeiro.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a Companhia é a arrendatária, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo do item arrendado, ou se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil, ambos determinados no início do arrendamento.

Ativos arrendados capitalizados são depreciados na mesma base que a Companhia utiliza os ativos que possui propriedade. Quando não há uma certeza razoável que a Companhia irá obter a propriedade do bem ao final do contrato, os ativos arrendados são depreciados pelo menor prazo entre a vida útil estimada do ativo e o prazo do contrato.

Quando a Companhia é arrendadora do bem, constitui-se um contas a receber por valor igual ao investimento líquido no arrendamento mercantil.

Os arrendamentos mercantis nos quais uma parte significativa dos riscos e benefícios de propriedade permanecem com o arrendador são classificados como operacionais e os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

#### 4.12. Ativos classificados como mantidos para venda

Os ativos não circulantes e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A Companhia aprovou um plano de desinvestimento e está estudando oportunidades de desinvestimentos em suas diversas áreas de atuação. A carteira de desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações depende das condições negociais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da Companhia.

Para a Companhia, a condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda. Contudo, nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Estes ativos e seus passivos associados devem ser mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.



#### 4.13. Desmantelamento de áreas

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente e desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com desmantelamento de áreas são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da Companhia.

As estimativas de desmantelamento de área são revisadas anualmente e amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais. Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras.

As obrigações futuras com desmantelamento de área de produção de petróleo e gás são passíveis de registro após as declarações de comercialidade que deram origem aos campos de produção e são revisadas anualmente.

#### 4.14. Provisões, ativos e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

Os ativos contingentes não são reconhecidos contabilmente nas demonstrações contábeis, exceto quando a realização do ganho é praticamente certa.

Os passivos contingentes não são reconhecidos no balanço, porém são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

#### 4.15. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

##### a) Imposto de renda e contribuição social correntes

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado corrente, a Companhia adotou e aplicou as disposições contidas na Lei 12.973/14 a partir do exercício de 2015. A referida lei revogou o Regime Tributário de Transição (RTT), cujos efeitos estão sendo divulgados na nota explicativa 21.5.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

## **b) Imposto de renda e contribuição social diferidos**

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, na data do período que está sendo reportado. Impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção em que o lucro real futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Quando da existência de ativo fiscal diferido líquido, situação esta que ocorre quando o valor do ativo fiscal diferido supera o valor reconhecido como passivo fiscal diferido, relacionados ao mesmo ente tributante, o reconhecimento baseia-se em estudo técnico de rentabilidade futura, aprovado pela Administração da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados mediante aplicação das alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado, aplicadas quando os respectivos ativos e passivos diferidos forem realizados ou liquidados.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável.

### **4.16. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)**

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria definidos e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

As premissas atuariais incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final.

Mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e ii) remensurações, em outros resultados abrangentes.

O custo do serviço compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido, reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos.

A Companhia contribui para os planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

#### 4.17. Capital social e remuneração aos acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

Quando proposta pela Companhia, a remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

#### 4.18. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, *hedge* de fluxo de caixa e ganhos e perdas atuariais em planos de pensão e saúde com benefício definido, bem como o ajuste acumulado de conversão.

#### 4.19. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas.

Quando se referir a um item de despesa, o benefício é reconhecido como receita ao longo do período de fruição, de forma sistemática, em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando se referir a um ativo, o benefício é reconhecido em conta de passivo como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

#### 4.20. Reconhecimento de receitas, custos e despesas

A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando seu valor puder ser mensurado de forma confiável, compreendendo o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços, líquida das devoluções, descontos, impostos e encargos sobre vendas.

As receitas com as vendas de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis e outros produtos relacionados são reconhecidas no resultado quando a Companhia não mantém envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos e tampouco efetivo controle sobre tais bens e os riscos e benefícios mais significativos inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda. As receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, despesas com juros sobre financiamentos, ganhos e perdas com avaliação ao valor justo, de acordo com a classificação do título, além das variações cambiais e monetárias líquidas. As despesas financeiras excluem os custos com empréstimos que são capitalizados como parte do custo do ativo.

As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência.

### 5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

## 5.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos de perfuração. Os volumes de reservas são utilizados para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

A determinação da estimativa do volume de reservas requer julgamento significativo e está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da Companhia ou na capacidade de produção de equipamentos e instalações.

A Companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (Securities and Exchange Commission) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/Society of Petroleum Engineers-SPE). As principais diferenças entre os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda, sendo que no critério ANP/SPE utiliza-se os preços de projeção da empresa, enquanto que para o critério SEC deve ser considerado o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses; e a permissão da ANP de se considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE. Pelo critério SEC, são estimadas apenas as reservas provadas, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com as definições prescritas pela SEC, reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada). As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas que podem ser recuperadas através dos poços existentes, com os equipamentos e métodos presentes.

Embora a Companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

### a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

Depreciação, depleção e amortização são mensuradas com base em estimativas de reservas elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

## **b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural e preços no teste de *impairment***

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, a Companhia utiliza o valor em uso, conforme nota explicativa 4.10. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

A gestão da Companhia realiza avaliações contínuas dos ativos, analisando sua recuperabilidade, para as quais utiliza a estimativa dos volumes de reservas de petróleo e gás natural, além de preços estimados futuros de petróleo e gás natural.

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda. Os testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*) não apenas utilizam os preços de longo prazo previstos no planejamento, orçamento e nas decisões de investimento de capital da Companhia, os quais são considerados estimativas razoáveis em relação aos indicadores de mercado e às experiências passadas, mas também consideram a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo para a determinação dos primeiros anos do valor em uso.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

Outras informações sobre ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

### **5.2. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)**

A definição das unidades geradoras de caixa - UGCs envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão.

Alterações nas Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) identificadas pela Companhia podem resultar em perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. Isto pode acontecer uma vez que a revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais pode resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs.

As premissas utilizadas foram as seguintes:

#### **a) UGCs da área de Exploração e Produção:**

- i. UGC - campo ou polo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área no Brasil e exterior. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia revisou a composição do polo Centro-Sul, vinculado à Unidade Operacional da Bacia de Campos (UO-BC), produtor de óleo com gás associado, excluindo alguns campos que passaram a ser testados individualmente. Essa exclusão deve-se: (i) ao início da fase de interrupção de produção do Campo de Bicudo; (ii) ao processo de alienação dos Campos de Bijupirá e Salema; e (iii) à revisão do planejamento de escoamento de gás do polo, desconsiderando a necessidade de injeção de gás para garantir a produção de óleo, devido à elevada demanda do produto pelo mercado para geração termoe elétrica, com a conseqüente exclusão dos Campos de Espadarte, Linguado, Badejo, Pampo, Trilha, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça.
- ii. UGC - Sonda de perfuração, cada sonda de perfuração representa uma unidade geradora de caixa isolada.

b) UGCs da área de Abastecimento:

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Abastecimento é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiarem uma determinada refinaria em detrimento de outra, buscando maximizar o desempenho global da UGC, sendo os dutos e terminais partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado. Durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, diante de uma série de circunstâncias que incluem: a) postergação dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); b) redução das receitas operacionais devido ao declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; c) desvalorização do Real; d) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e e) insolvência de empreiteiras e fornecedores, a Companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Comperj e 2º trem de refino RNEST desta UGC, passando a tratar esses ativos como duas UGCs isoladas: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST);
- ii. UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe;
- iii. UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro;
- iv. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
- v. Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs da área de Gás e Energia:

- i. UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais). Durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, após a interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a Companhia rescindiu contrato por motivo de baixa performance do Consórcio UFN III. Posteriormente a esta paralisação, a Companhia optou por reavaliar seu cronograma de implantação, postergando as ações necessárias à contratação de nova empresa para execução do escopo remanescente, enquanto perdurarem as medidas de preservação do caixa da Companhia. Adicionalmente, no decorrer do exercício de 2015, o novo plano de negócios e gestão - PNG de 2015 a 2019 excluiu do seu horizonte o projeto da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V (UFN V). Em função disso, a Companhia excluiu os ativos em construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III) e da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V (UFN V), desta UGC, passando a tratar esses ativos como UGCs isoladas: UFN III e UFN V;
- ii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termelétricas (UTE); e
- iii. Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

d) UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados, principalmente, às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.

e) UGC da área de Biocombustível (UGC Biodiesel): conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima.

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto, incluindo o ágio (*goodwill*), são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas nas notas explicativas 4.10 e 14.

### 5.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro;
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capita*) da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 22.

### 5.4. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A Companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Petrobras, com base em pareceres de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 30.

### 5.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção. As obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações em alto mar (*offshore*) de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que as obrigações ocorrerão no longo prazo; que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A Companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas nas notas explicativas 4.13 e 20.



## 5.6. Tributos diferidos sobre o lucro

A Companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações contábeis. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. O tributo diferido passivo é reconhecido integralmente.

A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) para o Sistema Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição diferidos estão apresentados na nota explicativa 21.6.

## 5.7. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócio e Gestão (PNG) e Plano Estratégico (PE), representando uma parcela dos valores projetados no PNG, sendo determinados pela aplicação de percentual obtido na comparação entre a série histórica de valores projetados e da efetiva realização das exportações. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do PNG e do PE. O percentual aplicado sobre os valores projetados de exportação é reavaliado, pelo menos, uma vez ao ano.

A estimativa dos valores projetados da exportação utilizados nos planos de negócios é resultado de um modelo de otimização das operações e investimentos da Companhia, sendo influenciado por diversos fatores, dentre os quais podemos destacar as projeções dos preços dos petróleos e seus derivados, da produção da Petrobras e do consumo no mercado doméstico nacional.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.2.

## 5.8. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 3, a Companhia realizou baixas contábeis de R\$ 6.194 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

Para contabilizar esses ajustes, a Companhia desenvolveu uma metodologia descrita na nota explicativa 3. A Petrobras admite o grau de incerteza envolvido na referida metodologia de estimativa e continuará acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação confiável que indique com suficiente precisão que as estimativas que a Companhia utilizou deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá.

Entretanto, como já discutido, a Companhia acredita que utilizou a metodologia mais apropriada para determinar os valores dos pagamentos indevidos capitalizados e não há evidência que indique a possibilidade de uma mudança material nos montantes baixados.

## 5.9. Perdas em crédito de liquidação duvidosa

São monitoradas regularmente pela Administração, sendo constituídas em montante considerado suficiente para cobrir perdas na realização das contas a receber. As evidências de perdas consideradas na avaliação incluem: casos de dificuldades financeiras significativas, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial e outros.

Outras informações sobre perdas em crédito de liquidação duvidosas são apresentadas na nota explicativa 8.



## 6. Novas normas e interpretações

### a) IASB – International Accounting Standards Board

As principais normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2015 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Emenda ao IFRS 11 "Negócios em Conjunto"	Determina que uma entidade que adquire participação em uma operação em conjunto (IFRS 11/CPC 19) que atende a definição de um negócio (IFRS 3/CPC 15), contabilize a aquisição seguindo os mesmos princípios usados em combinações de negócios.	1º de janeiro de 2016
Emenda ao IFRS 10 "Demonstrações Consolidadas" e ao IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	Determina que quando um ativo for vendido para, ou aportado em uma coligada ou em um empreendimento controlado em conjunto, e o ativo atende à definição de negócio (IFRS 3/CPC15), o ganho ou perda deve ser reconhecido integralmente pelo investidor (independentemente da participação de terceiros na coligada ou no empreendimento controlado em conjunto). Porém, se a venda ou o aporte não envolver um negócio, conforme definido pelo IFRS 3/CPC 15, eventual ganho ou perda deve ser reconhecido pelo investidor proporcionalmente à participação de terceiros na coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Postergada indefinidamente.
IFRS 15 - "Receitas de Contrato com Clientes"	Estabelece novos princípios para o reconhecimento, mensuração e divulgação de receitas com clientes. Os requerimentos do IFRS 15 estipulam que a receita seja reconhecida quando o cliente obtém controle sobre as mercadorias ou serviços vendidos, o que altera o modelo atual que se baseia na transferência de riscos e benefícios. Adicionalmente, a nova norma traz mais esclarecimentos sobre reconhecimento de receitas em casos complexos.	1º de janeiro de 2018
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa e no modelo de negócios usado para gerir o ativo. Altera os princípios para reconhecimento de redução ao valor recuperável ( <i>impairment</i> ) de perdas incorridas para um modelo baseado nas perdas esperadas. Institui novos requisitos relacionados à contabilidade de <i>hedge</i> .	1º de janeiro de 2018

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia está avaliando os impactos da aplicação em suas demonstrações contábeis consolidadas de exercícios futuros.

#### IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 "Arrendamentos Mercantis", que vigorará para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019 e substituirá o IAS 17 "Arrendamentos Mercantis", bem como interpretações correlatas.

O IFRS 16 contém princípios para a identificação, o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminará a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Assim, passará a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultarão no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados. Se os pagamentos previstos nos arrendamentos mercantis forem devidos ao longo do tempo, também deverão ser reconhecidos passivos financeiros.

Para os arrendadores, o IFRS 16 manterá a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Dessa forma, o IFRS 16 não deverá alterar substancialmente a forma como arrendamentos mercantis serão contabilizados por arrendadores, quando comparado ao IAS 17.

A Companhia está avaliando os impactos da adoção do IFRS 16 que poderá causar um aumento significativo de ativos e passivos no seu balanço patrimonial. Esta avaliação, quando razoavelmente estimada, poderá implicar na necessidade da Companhia negociar, em determinados contratos de dívida com BNDES, cláusulas relacionadas ao nível de endividamento (*covenants*).

## b) Legislação tributária

Em 30 de dezembro de 2015, o Estado do Rio de Janeiro publicou duas novas Leis que elevam, a partir de março de 2016, a carga tributária incidente sobre todo setor petrolífero, conforme definido a seguir:

- Lei nº 7.182 – cria a Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Aproveitamento de Petróleo e Gás (TFPG) que incide sobre barril de petróleo ou unidade equivalente de gás natural extraído no Estado; e
- Lei nº 7.183 – estabelece a cobrança de ICMS, à alíquota de 18%, sobre as operações de circulação de petróleo, desde os poços de extração.

A Companhia entende que ambas as Leis não são juridicamente sustentáveis e por este motivo questionará junto ao Supremo Tribunal Federal, o reconhecimento da inconstitucionalidade dessas Leis.

## 7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

### Caixa e equivalentes de caixa

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e bancos	3.157	1.884	4	2
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	3.599	5.311	1.100	4.182
Outros fundos de investimentos <sup>(1)</sup>	42	107	2	51
	3.641	5.418	1.102	4.233
- No exterior				
Time deposit	51.842	23.110	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	34.471	9.491	15.447	-
Outras aplicações financeiras	4.734	4.336	-	859
	91.047	36.937	15.447	859
Total das aplicações financeiras de curto prazo	94.688	42.355	16.549	5.092
Total de caixa e equivalentes de caixa	97.845	44.239	16.553	5.094

<sup>(1)</sup> Reclassificação em 2014 de R\$ 231 na Controladora, conforme detalhado na nota explicativa 2.3.

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e possuem liquidez imediata. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

### Títulos e valores mobiliários

	Consolidado						Controladora	
	31.12.2015			31.12.2014			31.12.2015	31.12.2014
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total	Total	Total
Para negociação	3.042	-	3.042	7.146	-	7.146	2.982	7.092
Disponíveis para venda	21	5	26	6	50	56	2	52
Mantidos até o vencimento <sup>(1)</sup>	271	50	321	270	17.581	17.851	8.070	8.577
	3.334	55	3.389	7.422	17.631	25.053	11.054	15.721
Circulante	3.042	5	3.047	7.146	17.617	24.763	10.794	15.472
Não circulante	292	50	342	276	14	290	260	249

<sup>(1)</sup> Reclassificação em 2014 de R\$ 231 na controladora, conforme detalhado na nota explicativa 2.3.

Os títulos para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros e os títulos mantidos até o vencimento referem-se principalmente a aplicações no exterior em *time deposits* realizadas com instituições financeiras de primeira linha. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Na Controladora os investimentos relevantes mantidos até o vencimento referem-se a aplicação no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios, conforme apresentados na nota explicativa 19.2.

## 8. Contas a receber

### 8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Clientes				
Terceiros <sup>(*)</sup>	28.358	26.620	10.975	10.657
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 19.5)	2.085	2.293	15.176	19.913
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 8.4)	13.335	7.879	3.940	765
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 19.6)	857	843	857	843
Outras	6.625	5.322	2.790	2.685
	51.260	42.957	33.738	34.863
Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(14.274)	(8.956)	(6.514)	(4.873)
	36.986	34.001	27.224	29.990
Circulante	22.659	21.167	20.863	19.319
Não circulante	14.327	12.834	6.361	10.671

<sup>(\*)</sup> Reclassificações em 2014 de R\$ 1.536, na Controladora e de R\$ 1.607, no Consolidado, conforme descrito na nota explicativa 2.3.

### 8.2. Contas a receber vencidos - Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Até 3 meses	1.229	2.186	328	1.050
De 3 a 6 meses	701	472	412	187
De 6 a 12 meses	3.135	480	2.775	151
Acima de 12 meses	6.775	4.866	2.498	1.218
	11.840	8.004	6.013	2.606

### 8.3. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Saldo inicial	8.956	3.293	4.873	473
Adições <sup>(*)</sup>	7.133	5.801	3.830	4.472
Baixas	(41)	(5)	-	-
Reversões	(2.476)	(318)	(2.189)	(72)
Ajuste Acumulado de Conversão	702	185	-	-
Saldo final	14.274	8.956	6.514	4.873
Circulante	6.599	3.845	4.022	2.230
Não circulante	7.675	5.111	2.492	2.643

<sup>(\*)</sup> Em 2015, as adições são compostas, principalmente, por: R\$ 4.056 do setor elétrico; R\$ 1.206 de perdas sobre multas aplicadas; e R\$ 233 referente a térmicas do sistema interligado.

#### 8.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)

	Consolidado							31.12.2015
	31.12.2014	Faturamen- to	Recebimen- tos	PCLD		Transferên- cias (*)	Atualização Monetária	
			Constituição	Reversão				
<b>Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)</b>								
Amazonas Distribuidora De Energia	5.283	2.651	(2.206)	(1.436)	299	2.179	1.023	7.793
Centrais Elétricas do Norte	127	258	(380)	(1)	-	-	-	4
Centrais Elétricas de Rondônia	1.252	1.355	(753)	(912)	47	-	122	1.111
Outros	344	361	(211)	(269)	22	-	51	298
Contas a receber líquido do Sistema Eletrobras	7.006	4.625	(3.550)	(2.618)	368	2.179	1.196	9.206
<b>Terceiros</b>								
Cigás	1.133	2.379	(1.457)	(965)	1.528	(2.179)	119	558
Centrais Elétricas do Pará	92	704	(765)	(140)	196	-	14	101
Cia de Eletricidade do Amapá	-	218	(90)	(296)	47	-	156	35
Cia de Energia de Pernambuco - CELPE	-	318	(310)	-	-	-	-	8
Outros	18	294	(292)	(37)	41	-	-	24
Contas a receber líquido de Terceiros	1.243	3.913	(2.914)	(1.438)	1.812	(2.179)	289	726
<b>Total do Contas a receber líquido</b>	<b>8.249</b>	<b>8.538</b>	<b>(6.464)</b>	<b>(4.056)</b>	<b>2.180</b>	<b>-</b>	<b>1.485</b>	<b>9.932</b>
<b>Contas a receber do Sistema Eletrobrás</b>								
	7.879	4.625	(3.550)	-	-	3.185	1.196	13.335
(-) PCLD	(873)	-	-	(2.618)	368	(1.006)	-	(4.129)
Total do Contas a receber líquido do Sistema Eletrobrás	7.006	4.625	(3.550)	(2.618)	368	2.179	1.196	9.206
<b>Contas a receber de Terceiros</b>								
	4.915	3.913	(2.914)	-	-	(3.185)	289	3.018
(-) PCLD	(3.672)	-	-	(1.438)	1.812	1.006	-	(2.292)
Total do Contas a receber líquido de Terceiros	1.243	3.913	(2.914)	(1.438)	1.812	(2.179)	289	726
<b>Total do Contas a receber</b>	<b>12.794</b>	<b>8.538</b>	<b>(6.464)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.485</b>	<b>16.353</b>
(-) PCLD	(4.545)	-	-	(4.056)	2.180	-	-	(6.421)
<b>Total do Contas a receber líquido</b>	<b>8.249</b>	<b>8.538</b>	<b>(6.464)</b>	<b>(4.056)</b>	<b>2.180</b>	<b>-</b>	<b>1.485</b>	<b>9.932</b>

(\*) A Cigás cedeu à Petrobras créditos que possuía junto à Amazonas Distribuidora de Energia, conforme contrato comercial. Valor líquido de PCLD

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía recebíveis líquido de provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD do setor elétrico referentes ao fornecimento de óleo combustível, gás natural, energia, entre outros produtos, para usinas de geração termoeletrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIEs) localizados na região norte do país, no total de R\$ 9.932 (R\$ 8.249 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R\$ 7.494 foram classificados no ativo não circulante.

Uma parcela significativa dos recursos utilizados para a liquidação financeira dos referidos ativos é oriunda do fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que tem como uma de suas finalidades principais o reembolso parcial dos custos de aquisição dos combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica no sistema isolado de energia. Contudo, diversas alterações ocorridas na legislação, no decorrer do tempo, impuseram restrições que reduziram os valores ressarcidos pela CCC às usinas termelétricas do sistema isolado, que por sua vez, passaram a efetuar pagamentos menores do que aqueles devidos à Companhia pelo fornecimento de combustíveis para geração de energia elétrica.

Em 2013, uma nova legislação introduziu ajustes relevantes na origem dos recursos utilizados para subsidiar a geração de energia pelas usinas dos sistemas isolados. A cobertura dos subsídios passou a ocorrer por meio do fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e não somente por arrecadação direta de quotas da CCC. Com isto, o Tesouro Nacional deveria efetuar aportes para cobertura das despesas que antes eram supridas unicamente pela CCC. Estes aportes, no entanto, se mostraram insuficientes frente ao montante necessário para a cobertura dos custos de geração térmica dos sistemas isolados da Região Norte.

O fluxo de pagamento antes existente envolvendo repasse dos recursos da CCC, que já era insuficiente para cobrir os custos de aquisição dos combustíveis, reduziu significativamente. Com o crescente aumento dos débitos das térmicas do sistema isolado, a Companhia intensificou negociações com as concessionárias estaduais, PIEs, empresas privadas e controladas da Eletrobras. Diante do cenário, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia e as empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de R\$ 8.601, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, com pagamentos em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015, dos quais R\$ 7.380 possuíam garantia real em 7 de maio de 2015 (R\$ 6.084 em 31 de dezembro de 2014). Esta confissão encontra-se adimplente em 31 de dezembro de 2015.

A partir do início de 2015, com a mudança legal e a introdução da nova política tarifária para o setor elétrico, incluindo aumentos já praticados no primeiro trimestre, esperava-se um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, por conseguinte, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis a partir do segundo trimestre, o que de fato não ocorreu. Em função do tempo necessário para que o aumento do valor das contas de energia elétrica dos consumidores finais das distribuidoras de energia elétrica proporcione o equilíbrio financeiro dessas empresas, o fluxo de recomposição de recursos da CCC está ocorrendo de forma mais lenta, o que vem atrasando os reembolsos pelos custos de aquisição dos combustíveis fornecidos pela Petrobras e agravando a inadimplência destes clientes perante a Companhia.

Com a publicação em 1º de setembro de 2015 da Resolução Normativa nº 679, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esperava-se uma maior celeridade na liberação dos recursos, devido à possibilidade de pagamento direto pela CCC à Companhia, relativo ao fornecimento de combustíveis realizado no mês imediatamente anterior e limitado a 75% da média dos desembolsos da CCC dos três últimos meses, o que efetivamente não ocorreu, agravando a inadimplência destes clientes perante a Companhia.

A Companhia esperava concluir a assinatura dos contratos de confissão de dívida e a celebração de novos contratos de penhor em garantia de créditos oriundos da CDE, com base na autorização governamental para a repactuação de dívida da CDE com empresas credoras da CCC, considerando as dívidas vencidas no período de 1º de dezembro de 2014 a 30 de junho de 2015. Contudo, dado o insucesso em concluir tais negociações no prazo esperado, a Companhia reconheceu uma provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa (PCLD), no resultado do 4º trimestre de 2015, no montante de R\$ 2.620, equivalente às garantias em negociação.

Diante do exposto e com base no julgamento da Administração, a Companhia reconheceu PCLD no resultado do exercício de 2015 no montante de R\$ 1.876 (R\$ 4.511 em 2014), sendo:

- Constituição de PCLD no montante de R\$ 4.056, que incluem as garantias em negociação de R\$ 2.620 e considerando fornecimentos vencidos ou a vencer em 31 de dezembro de 2015 sem garantias reais, cujos recebimentos não ocorreram; e
- Reversão de PCLD no montante de R\$ 2.180, basicamente pela assinatura, em 7 de maio de 2015, de contrato de penhor em garantia de crédito oriundo da CDE e em função da existência de lastro financeiro retido em conta vinculada a contrato comercial.

As negociações com a Eletrobras para obtenção de novas garantias reais estão mantidas, assim como as medidas restritivas para evitar o crescimento da inadimplência, como, por exemplo, o fornecimento de produtos na modalidade de pagamento antecipado, salvo quando impedida judicialmente.

## 9. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Petróleo	11.305	10.563	10.425	8.883
Derivados de petróleo	8.613	11.510	6.612	9.046
Intermediários	2.390	2.268	2.390	2.268
Gás Natural e GNL (*)	989	951	436	557
Biocombustíveis	616	398	65	45
Fertilizantes	239	91	190	91
	24.152	25.781	20.118	20.890
Materiais, suprimentos e outros	4.967	4.797	3.935	3.670
	29.119	30.578	24.053	24.560
Circulante	29.057	30.457	24.015	24.461
Não circulante	62	121	38	99

(\*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de R\$ 607, para ajuste ao seu valor realizável líquido (R\$ 399 em 31 de dezembro de 2014), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado da provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de R\$ 1.547 em 2015 (R\$ 2.461 em 2014).

Parcela dos estoques de petróleo e/ou derivados foi dada como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados com a Petros, no valor de R\$ 6.711 (R\$ 6.151 em 31 de dezembro de 2014), conforme nota explicativa 22.1.

## 10. Vendas e incorporações de ativos

### 10.1. Venda de ativos

#### Venda de ativos na Argentina

Em 30 de março de 2015, a Petrobras Argentina S.A., PESA, alienou a totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Companhia General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US\$ 101 milhões, recebidos nesta data, sendo registrado um ganho de US\$ 77 milhões, reconhecidos em outras receitas.

#### Innova S.A.

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Innova S.A. para a Videolar S.A. e seu acionista majoritário, pelo valor de R\$ 870, ficando a conclusão da operação sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE.

Em 30 de outubro de 2014 a operação foi finalizada conforme previsto no contrato de compra e venda de ações, apurando um ganho de R\$ 145, reconhecido em outras receitas.

Em 31 de março de 2015, houve pagamento do ajuste de preço final, conforme estabelecido contratualmente. Nesta data, a Companhia recebeu o valor de R\$ 223, reconhecido em outras receitas.

#### Venda de participação da Gaspetro

Em 28 de dezembro de 2015, a Petrobras finalizou a operação de venda de participação de 49% da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (Mitsui-Gás).

Esta operação foi concluída com o pagamento de R\$ 1.933 pela Mitsui-Gás, ocorrido naquela data, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado em 23 de outubro de 2015, incluindo a aprovação definitiva e sem restrições pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), sendo registrado o valor de R\$ 988 (R\$ 652 líquido de impostos) como contribuição adicional de capital, tendo em vista a manutenção do controle acionário pela Petrobras.

Foram propostas ações judiciais questionando a transação, não tendo sido, entretanto, proferida até o momento qualquer decisão definitiva que comprometa a conclusão da operação. A Petrobras esclarece que está promovendo sua defesa na forma da lei.

## 10.2. Incorporações

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Arembepe Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy S.A.

Essas incorporações visam simplificar a estrutura societária da Companhia, minimizar custos e capturar sinergias e não geram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

## 10.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia classificou o montante de R\$ 595 como Ativos mantidos para venda (R\$ 13 em 2014), incluindo R\$ 587 referentes aos campos de produção Bijupirá e Salema e R\$ 8 a sondas de perfuração PI, PIII e PIV (R\$ 13 em 2014). Adicionalmente, o montante de R\$ 488 classificado como passivos associados a ativos mantidos para venda refere-se à provisão para desmantelamento dos campos Bijupirá e Salema.

A avaliação destes ativos resultou no reconhecimento de *impairment* conforme divulgado na nota explicativa 14.3.

Em 26 de fevereiro de 2016 os contratos de venda das concessões dos campos de Bijupirá e Salema foram rescindidos conforme divulgado na nota explicativa 35. Desta forma, os valores referentes a estes campos serão reclassificados para o ativo imobilizado e para provisão de desmantelamento de áreas no exercício de 2016.



## 11. Investimentos

### 11.1. Investimentos diretos (Controladora)

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
<b>Empresas Consolidadas</b>						
<b>Subsidiárias e Controladas</b>						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	78.231	(3.387)	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00	100,00	9.925	(1.161)	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Diversos (iii)	99,98	99,98	7.821	(2.141)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00	100,00	5.305	1.033	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.486	773	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	3.249	(2.457)	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	1.868	490	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	Biocombustível	100,00	100,00	1.124	(861)	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	1.101	43	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00	100,00	940	114	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	842	81	Brasil
Termomacaê Ltda.	Gás e Energia	99,99	99,99	717	151	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	625	33	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	650	87	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00	100,00	566	(818)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	485	82	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00	100,00	403	(808)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	294	22	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91	99,91	103	25	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00	99,00	65	(62)	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95	99,95	33	2	Brasil
Termomacaê Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	14	5	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	1	344	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99	99,99	(2)	(1)	Brasil
<b>Operações em conjunto</b>						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00	50,00	245	35	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	198	59	Brasil
<b>Empresas não Consolidadas</b>						
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00	20,00	318	(218)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	148	33	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00	50,00	135	32	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20	33,33	88	18	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	78	6	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	77	9	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimento	34,54	34,54	50	(4)	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	43	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	40	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	35	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	34	-	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00	45,00	9	(1)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00	50,00	-	-	Brasil
<b>Coligadas</b>						
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00	5,00	3.462	(4.946)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	3.386	(6.284)	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20	47,03	2.023	3.140	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	858	243	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88	27,88	343	102	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	233	86	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	65	3	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80	38,80	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações contábeis elaboradas em moeda estrangeira.

(ii) Participação de 0,0187% da 5283 Participações Ltda. (participação de 11,88%, em 2014, diluída pelos aportes da Petrobras).

(iii) Atuação internacional nas áreas de E&P, Refino, Gás&Energia e Distribuição.



## 11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2014	Aportes de capital	Transações de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos <sup>(1)</sup>	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2015
<b>Subsidiárias e controladas</b>									
PNBV	36.690	20.570	25	-	(4.242)	23.281	-	-	76.324
BR Distribuidora	11.924	-	-	-	(1.187)	-	(105)	(929)	9.703
PIB BV	1.183	6.947	797	-	(2.262)	(232)	58	-	6.491
Transpetro	4.738	-	-	-	1.102	315	29	(1.089)	5.095
PB-LOG	3.398	-	-	-	478	-	-	(783)	3.093
TAG	6.490	-	-	(398)	2.360	-	(4.712)	(908)	2.832
PBIO	2.209	103	-	-	(861)	(6)	(321)	-	1.124
Logigás	-	-	-	1.058	43	-	(1)	-	1.100
Liquigás	1.017	-	-	-	118	-	2	(86)	1.051
Gaspetro	2.593	284	-	(2.101)	490	-	-	(316)	950
Araucária									
Nitrogenados	761	-	-	-	81	-	-	-	842
Termomacacé Ltda.	813	-	-	-	151	-	1	(248)	717
Breitener	565	-	-	-	78	-	-	(34)	609
Citepe	1.049	331	-	-	(818)	-	-	-	562
Arembepe	381	-	-	(405)	24	-	-	-	-
Outras Controladas	2.472	437	(797)	(611)	(274)	187	5	(366)	1.053
<b>Operações em conjunto</b>	205	-	-	-	48	-	-	(30)	223
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>	335	40	-	-	(60)	-	4	(39)	280
<b>Coligadas</b>									
Braskem	4.544	-	-	-	1.188	310	(2.530)	(370)	3.142
Sete Brasil									
Participações	383	94	-	-	(420)	(41)	(16)	-	-
FIP Sondas	363	82	-	-	(445)	-	-	-	-
Demais coligadas	345	-	-	-	91	-	-	(111)	325
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	82.458	28.888	25	(2.457)	(4.317)	23.814	(7.586)	(5.309)	115.516
Outros investimentos	23	-	-	(3)	-	-	-	-	20
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>82.481</b>	<b>28.888</b>	<b>25</b>	<b>(2.460)</b>	<b>(4.317)</b>	<b>23.814</b>	<b>(7.586)</b>	<b>(5.309)</b>	<b>115.536</b>
Provisão para perda em controladas					23	12	-		
<b>Resultado de participações em investimentos e outros resultados abrangentes</b>					<b>(4.294)</b>	<b>23.826</b>	<b>(7.586)</b>		

<sup>(1)</sup> Inclui lucros não realizados de transações entre empresas.

### 11.3. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2014	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de Participação em investimentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2015
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.554	-	-	(302)	2.123	-	(344)	6.031
Braskem	4.544	-	-	1.188	310	(2.530)	(370)	3.142
Distribuidoras Estaduais de Gás								
Natural	904	-	-	207	-	-	(131)	980
Investidas na Venezuela	828	-	-	(363)	386	-	-	851
Guarani S.A.	1.377	-	-	(291)	(6)	(321)	-	759
Nova Fronteira Bionergia	433	-	-	32	-	-	-	465
Outras Investidas do Setor								
Petroquímico	174	-	-	45	-	-	(43)	176
Compañia Mega S.A. - MEGA	83	-	-	119	(28)	-	-	174
Compañia de Inversiones de Energia								
S.A. - CIESA	181	-	-	(20)	9	-	-	170
UEG Araucária	194	-	-	49	-	-	(74)	169
Sete Brasil Participações	383	94	-	(420)	(41)	(16)	-	-
FIP - Sondas	363	82	-	(445)	-	-	-	-
Demais empresas	1.219	175	21	(596)	72	3	(84)	810
Outros Investimentos	45	-	-	-	-	-	-	45
<b>Total</b>	<b>15.282</b>	<b>351</b>	<b>21</b>	<b>(797)</b>	<b>2.825</b>	<b>(2.864)</b>	<b>(1.046)</b>	<b>13.772</b>

No decorrer de 2015, perdas em investimentos no grupo Sete Brasil (Sete Brasil e FIP Sondas) no montante de R\$ 922 foram reconhecidas no resultado de equivalência patrimonial. Parte dessas perdas foi reconhecida diretamente pela Petrobras em seus investimentos, conforme nota explicativa 14.2.2.

Essas perdas refletem a deterioração da situação econômica e financeira do grupo Sete Brasil, a interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto.

### 11.4. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2015	31.12.2014		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Controlada indireta</b>							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	2,38	1,72	3.229	2.334
						3.229	2.334
<b>Coligada</b>							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	15,91	10,80	3.380	2.294
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	27,62	17,50	2.093	1.326
						5.473	3.620

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

### 11.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 3.199 (R\$ 1.874 em 2014), dos quais R\$ 1.432 (R\$ 1.286 em 2014) são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A. e R\$ 916 aos acionistas não controladores da Gaspetro S.A.

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Petrobras Argentina		Gaspetro
	2015	2014	2015
Ativo circulante	3.106	2.678	317
Ativo realizável a longo prazo	281	220	230
Investimentos	1.078	1.085	1.183
Imobilizado	4.234	3.598	4
Outros ativos não circulantes	6	7	310
	<b>8.705</b>	<b>7.588</b>	<b>2.044</b>
Passivo circulante	2.111	1.830	69
Passivo não circulante	2.229	1.840	106
Patrimônio líquido	4.365	3.918	1.869
	<b>8.705</b>	<b>7.588</b>	<b>2.044</b>
Receita operacional líquida	810	342	693
Lucro líquido do exercício	395	102	490
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	237	277	(549)

A Petrobras Argentina S.A. é uma empresa integrada de energia, com atuação principal na Argentina, e controlada indireta da Petrobras, por meio da PIBBV, que possui 67,19% de participação nesta empresa.

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás, controlada da Petrobras. A Petrobras concluiu a venda de 49% da sua participação na Gaspetro em 28 de dezembro de 2015, conforme divulgado na nota explicativa 10.1.

## 11.6. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A Companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoeletricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2015					2014				
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas		Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	
	País	PO&G <sup>(*)</sup>	Outras empresas no exterior	País	Exterior	País	PO&G <sup>(*)</sup>	Outras empresas no exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	4.317	3.648	1.278	20.921	8.748	3.916	2.745	834	28.423	5.953
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.339	196	81	10.531	777	1.163	44	61	7.158	558
Imobilizado	4.711	10.896	1.905	37.482	7.087	4.244	6.711	1.295	32.423	9.561
Outros ativos não circulantes	2.164	17	14	11.055	304	2.000	37	10	11.534	212
	<b>12.531</b>	<b>14.757</b>	<b>3.278</b>	<b>79.989</b>	<b>16.916</b>	<b>11.323</b>	<b>9.537</b>	<b>2.200</b>	<b>79.538</b>	<b>16.284</b>
Passivo Circulante	5.198	891	832	19.057	14.083	4.890	764	572	18.050	9.250
Passivo não Circulante	2.498	5.183	1.185	48.896	4.129	1.945	3.013	806	35.659	2.635
Patrimônio Líquido	4.327	8.683	697	12.762	(1.296)	4.464	5.760	424	25.974	4.399
Participação dos Acionistas não Controladores	508	-	564	(726)	-	24	-	398	(145)	-
	<b>12.531</b>	<b>14.757</b>	<b>3.278</b>	<b>79.989</b>	<b>16.916</b>	<b>11.323</b>	<b>9.537</b>	<b>2.200</b>	<b>79.538</b>	<b>16.284</b>
Receita Operacional Líquida	12.742	7.527	947	52.654	652	13.140	5.120	743	53.050	444
Lucro Líquido do Exercício	517	816	155	3.452	(5.460)	339	555	37	1.811	779
Participação - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

(\*) A Petrobras Oil & Gas (PO&G) é uma joint venture situada na Holanda, com 50% de participação da Petrobras International BV (PIBBV), para exploração e produção de petróleo e gás na África.

## 12. Imobilizado

### 12.1. Por tipo de ativos

					Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2014	18.431	211.781	186.840	116.828	533.880	402.567
Adições	71	4.826	71.410	1.394	77.701	59.820
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	5.096	5.096	5.316
Juros capitalizados	-	-	8.431	-	8.431	7.793
Baixas	(23)	(132)	(9.303)	(464)	(9.922)	(9.007)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(85)	(2.842)	(2.643)	(222)	(5.792)	(4.425)
Transferências (**)	6.517	59.923	(86.189)	54.501	34.752	31.921
Depreciação, amortização e depleção	(1.252)	(17.409)	-	(11.500)	(30.161)	(22.081)
Impairment - constituição	(2.370)	(3.682)	(30.997)	(7.540)	(44.589)	(34.762)
Impairment - reversão	-	45	-	7	52	8
Ajuste acumulado de conversão	52	7.787	3.078	625	11.542	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>21.341</b>	<b>260.297</b>	<b>140.627</b>	<b>158.725</b>	<b>580.990</b>	<b>437.150</b>
Custo	29.160	377.259	140.627	233.808	780.854	586.684
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(7.819)	(116.962)	-	(75.083)	(199.864)	(149.534)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>21.341</b>	<b>260.297</b>	<b>140.627</b>	<b>158.725</b>	<b>580.990</b>	<b>437.150</b>
Adições	657	4.396	60.263	1.745	67.061	50.464
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	15.932	15.932	16.511
Juros capitalizados	-	-	5.842	-	5.842	4.767
Baixas	(27)	(192)	(6.184)	(1.455)	(7.858)	(5.994)
Transferências	4.006	28.814	(54.132)	27.668	6.356	664
Depreciação, amortização e depleção	(1.528)	(21.241)	-	(15.296)	(38.065)	(27.642)
Impairment - constituição	(928)	(14.981)	(11.489)	(20.324)	(47.722)	(33.597)
Impairment - reversão	1	42	21	90	154	116
Ajuste acumulado de conversão	299	31.404	11.913	3.525	47.141	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>23.821</b>	<b>288.539</b>	<b>146.861</b>	<b>170.610</b>	<b>629.831</b>	<b>442.439</b>
Custo	33.561	438.533	146.861	262.480	881.435	617.596
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.740)	(149.994)	-	(91.870)	(251.604)	(175.157)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>23.821</b>	<b>288.539</b>	<b>146.861</b>	<b>170.610</b>	<b>629.831</b>	<b>442.439</b>
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida		

(\*) Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 29.

(\*\*) Contempla ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

(\*\*\*) Inclui o montante de R\$ 24.419 reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em 31 de dezembro de 2015, o imobilizado do Consolidado e da Controladora inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transfiram os benefícios, riscos e controles no montante de R\$ 189 e de R\$ 9.248, respectivamente (R\$ 192 e R\$ 8.979 em 31 de dezembro de 2014).

## 12.2. Abertura por tempo de vida útil estimada – Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 31.12.2015
até 5 anos	13.304	(8.940)	4.364
6 - 10 anos	32.204	(16.050)	16.154
11 - 15 anos	3.976	(2.121)	1.855
16 - 20 anos	130.499	(39.579)	90.920
21 - 25 anos	69.847	(21.986)	47.861
25 - 30 anos	56.745	(12.333)	44.412
30 anos em diante	87.773	(20.670)	67.103
Método da Unidade Produzida	76.180	(38.055)	38.125
	<b>470.528</b>	<b>(159.734)</b>	<b>310.794</b>
Edificações e benfeitorias	31.995	(9.740)	22.255
Equipamentos e outros bens	438.533	(149.994)	288.539

## 12.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa, celebrado em 2010 entre a Petrobras e a União (cedente), tendo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP atuando como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em seis blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitadas à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 anos, renováveis por mais 5 anos, sob determinadas condições.

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, iniciam-se os procedimentos de revisão do Contrato de Cessão Onerosa, que devem estar baseados em laudos técnicos independentes. Atualmente, após a declaração de comercialidade dos seis blocos, todas as áreas encontram-se em revisão e a conclusão deste processo somente ocorrerá após o fim da revisão de todas as áreas, não estando estabelecida uma data para seu término.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos já realizados até o momento nas áreas e as previsões de custo e de produção estimadas quando da elaboração dos laudos técnicos independentes. Como resultado desta etapa, poderão ser revistos: (i) Valor do contrato; (ii) Volume máximo de barris a serem produzidos; (iii) Prazo de vigência; e (iv) Percentuais mínimos de conteúdo local.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior do que o inicialmente pago, a Companhia poderá pagar a diferença à União ou reduzir proporcionalmente o volume total de barris adquiridos nos termos do Contrato. Se a revisão determinar que os direitos adquiridos resultem em valor menor que o inicialmente pago pela Companhia, a União reembolsará a diferença, em moeda corrente ou títulos, sujeito às leis orçamentárias.

No momento, as atividades referentes à revisão do Contrato de Cessão Onerosa estão em andamento, incluindo a preparação dos laudos pelas certificadoras e a realização de discussões sobre o tema entre Petrobras e representantes da União. A Companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição, quando a revisão estiver concluída.

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, o Ativo Imobilizado da Companhia inclui o montante de R\$ 74.808, referente aos valores pagos na aquisição dos blocos do Contrato de Cessão Onerosa.

## 12.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural, operados pela Petrobras

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2015: Itaparica, Camaçari, Carapicú, Baúna Sul, Salema Branca, Nordeste Namorado, parte de Rio Preto, Pirapitanga, Piracucá, Catuá e parte de Mangangá. Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos e, conseqüentemente, a Companhia reconheceu baixas de ativos do montante de R\$ 1.032 como outras despesas.

## 13. Intangível

### 13.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Direitos e Concessões	Softwares Desenvolvidos Internamente	Adquiridos	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2014	33.690	332	1.162	937	36.121	33.289
Adições	214	94	279	-	587	478
Juros capitalizados	-	-	19	-	19	19
Baixas	(219)	(11)	(23)	-	(253)	(229)
Transferências (**)	(24.164)	18	22	(3)	(24.127)	(24.057)
Amortização	(84)	(120)	(312)	-	(516)	(392)
Impairment - constituição	(21)	(1)	-	-	(22)	-
Impairment - reversão	15	-	-	-	15	-
Ajuste acumulado de conversão	111	3	1	37	152	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014	9.542	315	1.148	971	11.976	9.108
Custo	10.633	1.536	3.403	971	16.543	12.051
Amortização acumulada	(1.091)	(1.221)	(2.255)	-	(4.567)	(2.943)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	9.542	315	1.148	971	11.976	9.108
Adições	59	73	259	-	391	299
Juros capitalizados	-	-	18	-	18	18
Baixas	(589)	-	(7)	-	(596)	(169)
Transferências	273	21	36	-	330	273
Amortização	(75)	(109)	(325)	-	(509)	(396)
Impairment - constituição	(98)	-	-	-	(98)	-
Ajuste acumulado de conversão	404	8	2	146	560	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Custo	10.526	1.699	3.762	1.117	17.104	12.442
Amortização acumulada	(1.010)	(1.391)	(2.631)	-	(5.032)	(3.309)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	5	Indefinida		

(\*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

(\*\*) Inclui o montante de R\$ 24.419, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade ao ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

### 13.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

No exercício de 2015, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram R\$ 82 (R\$ 195 em 2014), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Campos	-	1
Bacia de Santos	1	1
Bacia do Ceará	-	1
Bacia do Espírito Santo	-	3
Bacia de Camamu Almada	-	1
Bacia do Amazonas	-	2
Bacia do Parecis	2	-

### 13.3. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

O Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%), CNOOC (10%) e Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA), na condição de gestora, celebrou o Contrato de Partilha de Produção no dia 2 de dezembro de 2013 com a União Federal, através do Ministério de Minas e Energia – MME, após a 1ª rodada de licitação do pré-sal realizada em outubro de 2013 pela ANP.

Nos termos do contrato de partilha do Bloco Libra, foram outorgados ao consórcio direitos e obrigações para explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, que compreende uma área de cerca de 1.550 km<sup>2</sup>, localizado em águas ultra profundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro contrato de partilha de produção de petróleo e gás celebrado no Brasil, com prazo de duração de 35 anos e não sujeito a renovação.

Um bônus de assinatura no valor de R\$ 15.000 foi pago em parcela única, dos quais R\$ 6.000 couberam à Companhia, referente à sua participação de 40% no consórcio, registrado como Direitos e Concessões.

Atualmente, o projeto está na Fase de Exploração (4 anos), cujo programa exploratório mínimo compreende uma aquisição sísmica 3D, dois poços exploratórios e um Teste de Longa Duração (TLD). Os dados sísmicos foram adquiridos em 2014.

Em fevereiro de 2016, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS.

### 13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2015, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 580 (R\$ 558 em 2014), com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões prevêem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação de serviços consiste, basicamente, na combinação de custos e despesas operacionais e remuneração do capital investido. As tarifas cobradas pelo volume de gás distribuído estão sujeitas a reajustes e revisões periódicas com o órgão regulador estadual.

Ao final das concessões, os contratos prevêem indenização à Companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

## 14. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment)

A Companhia avalia a recuperabilidade dos ativos com data base em 31 de dezembro, anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização.

### 14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis com indício de desvalorização, a Companhia empregou o valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC), a partir de projeções que consideram:

- vida útil baseada na expectativa de utilização do conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da Companhia;
- premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e



- taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital - WACC*) pós-imposto.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram:

	2016	Longo prazo Média
Brent médio (US\$/barril)	45	72
Taxa média de câmbio nominal (R\$/US\$)	4,06	3,55

A definição de unidades geradoras de caixa (UGCs) está descrita na nota explicativa 5.2.

#### 14.1.1. Testes de perda no valor de recuperação de ativos (imobilizado e intangível)

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia realizou teste de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa com base, principalmente, nos seguintes indicativos de perda ocorridos no quarto trimestre de 2015:

- revisão do conjunto de premissas de médio e longo prazo pela Companhia, frente ao novo cenário de preços de petróleo;
- redução das reservas provadas e prováveis;
- revisão, em janeiro de 2016, da carteira de investimentos, com expressiva redução no dispêndio previsto para os próximos anos (PNG 2015-2019 Ajustado);
- revisão geológica do reservatório do Campo de Papa-Terra; e
- aumento da taxa de desconto decorrente do maior prêmio de risco para o Brasil, pela perda do grau de investimento (*investment grade*).

As perdas oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício e são apresentadas a seguir:

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil líquido	Valor recuperável	Perda por desvalorização (*) (**)	Segmento	Comentários	2015
						2014
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	82.982	47.402	33.722	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)	
Comperj	6.193	912	5.281	Abastecimento, Brasil	Ver item (b1)	
Campos de produção de óleo e gás no exterior	6.045	3.583	2.462	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (c1)	
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.927	949	1.978	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d1)	
UFN III	3.651	1.696	1.955	Gás e Energia, Brasil	Ver item (e)	
Complexo Petroquímico Suape	4.463	3.681	782	Abastecimento, Brasil	Ver item (f1)	
UFN V	585	-	585	Gás e Energia, Brasil		
Usinas de Biocombustível	524	343	181	Biocombustíveis, Brasil		
Outros	1.331	611	720	Diversos		
<b>Total</b>	<b>108.701</b>	<b>59.177</b>	<b>47.666</b>			
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	17.067	12.918	4.149	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)	
Comperj	25.820	3.987	21.833	Abastecimento, Brasil	Ver item (b2)	
Campos de produção de óleo e gás no exterior	8.302	3.873	4.429	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (c2)	
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.898	1.474	1.424	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d2)	
Complexo Petroquímico Suape	7.563	4.585	2.978	Abastecimento, Brasil	Ver item (f2)	
2º trem de refino da RNEST	16.488	7.345	9.143	Abastecimento, Brasil	Ver item (g)	
Araucária	927	667	260	Gás e Energia, Brasil		
NSS Japão	343	-	343	Abastecimento, Exterior		
Outros	71	86	(15)			
<b>Total</b>	<b>79.479</b>	<b>34.935</b>	<b>44.544</b>			

(\*) Constituição e reversão de *impairment*.

(\*\*) Não inclui *impairment* de ativos classificados como mantidos para venda de R\$ 10 em 2015 (R\$ 92 em 2014).

### a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2015

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 33.722. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,3% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Papa-Terra (R\$ 8.723), Polo Centro-Sul (R\$ 4.605), Polo Uruguá (R\$ 3.849), Espadarte (R\$ 2.315), Linguado (R\$ 1.911), Polo CVIT – Espírito Santo (R\$ 1.463), Piranema (R\$ 1.333), Lapa (R\$ 1.238), Bicudo (R\$ 937), Frade (R\$ 773), Badejo (R\$ 740), Pampo (R\$ 355) e Trilha (R\$ 327), em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

### a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2014

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 4.149. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estavam relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, e foram resultado de revisão de premissas e da queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

**b1) Comperj - 2015**

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 5.281. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,1% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente: (i) do aumento da taxa de desconto; e, (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

**b2) Comperj – 2014**

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 21.833. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura de menor crescimento econômico.

**c1) Campos de produção de óleo e gás no exterior -2015**

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 2.462. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,6% a 10,4% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda está relacionada principalmente aos campos de produção de óleo e gás, localizados nos Estados Unidos, R\$ 1.750, e Bolívia, R\$ 614, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

**c2) Campos de produção de óleo e gás no exterior -2014**

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 4.429. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,4% a 11,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda estava relacionada, principalmente, aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook, R\$ 4.162, localizados nos Estados Unidos, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

**d1) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2015**

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos ativos, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 1.978. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de equipamentos e serviços da indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função da expectativa de futura ociosidade de sondas de perfuração na revisão do planejamento, bem como pelo aumento da taxa de desconto.

**d2) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2014**

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos ativos, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 1.424. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Equipamentos e Serviços da Indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de futura ociosidade de duas sondas de perfuração e desmobilização de duas plataformas não alocadas em campos em 31 de dezembro de 2014.

**e) UFN III - 2015**

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 1.955. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,1% a.a. (6,7% a.a. em 2014), que deriva da metodologia do WACC para o setor de gás e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

**f1) Complexo Petroquímico Suape - 2015**

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - Petroquímica Suape, resultou em uma provisão de perda de R\$ 782. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à redução das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica no país e da redução dos *spreads* deste setor no mercado internacional, além do aumento da taxa de desconto.

**f2) Complexo Petroquímico Suape - 2014**

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco SA - Petroquímica Suape, resultou em uma provisão de perda de R\$ 2.978. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 30 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado estava relacionado, principalmente, à revisão das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica e da redução dos *spreads* deste setor no mercado internacional, além de alterações no ambiente tributário.

**g) 2º trem de refino da RNEST - 2014**

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 9.143. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura de menor crescimento econômico.

**14.2. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)**

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

A seguir, são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto em 31 de dezembro de 2015, que contemplam âgio:

Investimento	Segmento	% Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.)	Valor recuperável	Valor contábil
		Braskem S.A. (*)	Abastecimento	11,3
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	5,7	1.433	980
Guarani S.A.	Biocombustíveis	9,3	759	976

(\*) Taxa de desconto da Braskem adotada é o CAPM do segmento petroquímico, uma vez que o valor em uso considera os fluxos futuros de dividendos.

#### 14.2.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A.)

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2015, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A., foi avaliada em R\$ 5.473, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2015, apenas aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da Companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A., foram:

- taxa de câmbio média estimada de R\$ 4,06 para US\$ 1,00 em 2016 (convergindo para R\$ 3,55 a longo prazo);
- *brent* médio de US\$ 45 em 2016, alcançando US\$ 72 a longo prazo;
- projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais;
- evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); e
- aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

#### 14.2.2. Provisão Para Perdas em Investimentos

A perda por desvalorização de R\$ 2.072 foi reconhecida em resultado de participação em investimento, no resultado do exercício, destacando-se os principais fatores:

- Redução do preço do petróleo no mercado internacional, que impactou as operações de E&P das coligadas da Petrobras Argentina S.A. e da empresa controlada em conjunto, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), em seus ativos na África, gerando perdas em investimentos, no valor de R\$ 360 e R\$ 717, respectivamente.

- b) No segmento de Biocombustível, as avaliações de recuperabilidade resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização de R\$ 543. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,3% a.a.; e (ii) decisões sobre a exclusão de projeto em andamento no horizonte do PNG 2015-2019 Ajustado. Essa perda é composta por uma parcela de *goodwill*, no montante de R\$ 285, predominantemente na Guarani S.A. (R\$ 217).
- c) Em decorrência da deterioração da situação econômica e financeira da Sete Brasil, da interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto, neste momento, não há como estimar qualquer benefício econômico futuro para este investimento. Desta forma, foi reconhecida uma provisão por desvalorização na Petrobras de R\$ 173 e R\$ 155 no investimento da Sete Brasil e da FIP Sondas, respectivamente.

Avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas da PNBV resultaram em uma perda de R\$ 54 na investida Arpoador Drilling B.V., controlada indiretamente pela Sete Brasil.

A Companhia continuará acompanhando a evolução dos negócios da Sete Brasil e, assim que houver uma definição sobre o Plano de Negócios, uma nova análise será efetuada e os efeitos serão refletidos.

### 14.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da Administração da Companhia para alienação dos Campos de Produção de Bijupirá e Salema e das sondas de perfuração PI, PIII, PIV e a plataforma PXIV, a avaliação destes ativos ao valor justo resultou no reconhecimento de perdas por *impairment* na área de Exploração e Produção, no montante de R\$ 10.

## 15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado	
	2015	2014
<b>Custos exploratórios reconhecidos no Ativo <sup>(*)</sup></b>		
Imobilizado		
Saldo inicial	18.594	20.619
Adições	7.310	10.039
Baixas	(2.874)	(3.145)
Transferências	(3.423)	(9.300)
Ajustes acumulados de conversão	703	381
Saldo final	20.310	18.594
Intangível	7.996	8.085
<b>Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo</b>	<b>28.306</b>	<b>26.679</b>

(\*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados abaixo:

	Consolidado	
	2015	2014
<b>Custos exploratórios reconhecidos no resultado</b>		
Despesas com geologia e geofísica	1.360	1.972
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	4.921	5.048
Outras despesas exploratórias	186	115
<b>Total das despesas</b>	<b>6.467</b>	<b>7.135</b>
<b>Caixa utilizado nas atividades</b>		
Operacionais	1.546	2.087
Investimentos	8.897	11.508
<b>Total</b>	<b>10.443</b>	<b>13.595</b>

## 15.1. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

	Consolidado	
	2015	2014
<b>Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência <sup>(*)</sup></b>		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	5.417	5.377
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	14.893	13.217
<b>Saldo final</b>	<b>20.310</b>	<b>18.594</b>
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	70	69
	Número de poços	
	2015	2014
2014	4.118	32
2013	3.039	18
2012	4.117	21
2011	1.931	15
2010 e anos anteriores	1.688	15
<b>Saldo Total</b>	<b>14.893</b>	<b>101</b>

<sup>(\*)</sup> Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 14.893 para 70 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 12.706 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e R\$ 2.187 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

## 16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Terceiros no país	13.005	13.146	10.734	10.879
Terceiros no exterior	10.020	11.262	3.897	4.869
Partes relacionadas	1.888	1.516	13.541	10.827
<b>Saldo total no Passivo Circulante</b>	<b>24.913</b>	<b>25.924</b>	<b>28.172</b>	<b>26.575</b>

## 17. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinam ao desenvolvimento de projetos de produção de petróleo e gás natural, à construção de navios e de dutos, bem como à construção e ampliação de unidades industriais, dentre outros usos diversos.



A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), atendidas em 2015, dentre elas a de apresentação das demonstrações contábeis no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do financiamento, além de possuir cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívida com o BNDES.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

					Consolidado	Controladora
	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total	Total
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	-	67.935	2.837	114	70.886	48.319
Ajuste acumulado de conversão	-	133	-	-	133	-
Adições de Financiamentos	-	10.130	800	-	10.930	9.088
Juros incorridos no período	-	474	-	-	474	275
Variações monetárias e cambiais	-	2.518	192	3	2.713	1.641
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(3.395)	(373)	(43)	(3.811)	(870)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>-</b>	<b>77.795</b>	<b>3.456</b>	<b>74</b>	<b>81.325</b>	<b>58.453</b>
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	13.599	63.034	99.730	1.618	177.981	57.418
Ajuste acumulado de conversão	1.154	7.711	16.921	135	25.921	-
Adições de Financiamentos	665	15.633	32.542	-	48.840	40.106
Juros incorridos no período	9	50	108	18	185	2.191
Variações monetárias e cambiais	250	1.004	(3.392)	50	(2.088)	11.343
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(1.747)	(8.018)	(2.979)	(98)	(12.842)	(18.112)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>13.930</b>	<b>79.414</b>	<b>142.930</b>	<b>1.723</b>	<b>237.997</b>	<b>92.946</b>
<b>Saldo total em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>13.930</b>	<b>157.209</b>	<b>146.386</b>	<b>1.797</b>	<b>319.322</b>	<b>151.399</b>
<b>Não Circulante</b>						
<b>No País</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	-	77.795	3.456	74	81.325	58.453
Ajuste acumulado de conversão	-	482	-	-	482	-
Adições de Financiamentos	-	15.962	3.510	-	19.472	6.463
Juros incorridos no período	-	951	1	-	952	506
Variações monetárias e cambiais	-	9.662	257	7	9.926	6.175
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(8.416)	(490)	(13)	(8.919)	(6.138)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>-</b>	<b>96.436</b>	<b>6.734</b>	<b>68</b>	<b>103.238</b>	<b>65.459</b>
<b>No Exterior</b>						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2015	13.930	79.414	142.930	1.723	237.997	92.946
Ajuste acumulado de conversão	4.772	33.669	62.702	607	101.750	-
Adições de Financiamentos	501	18.285	6.283	-	25.069	42.530
Juros incorridos no período	13	110	161	26	310	5.973
Variações monetárias e cambiais	1.439	4.112	(3.350)	181	2.382	52.077
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(2.517)	(14.671)	(18.098)	(147)	(35.433)	(13.545)
<b>Saldo final em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>18.138</b>	<b>120.919</b>	<b>190.628</b>	<b>2.390</b>	<b>332.075</b>	<b>179.981</b>
<b>Saldo total em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>18.138</b>	<b>217.355</b>	<b>197.362</b>	<b>2.458</b>	<b>435.313</b>	<b>245.440</b>
<b>Circulante</b>						
					Consolidado	Controladora
			31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Endividamento de Curto Prazo <sup>(*)</sup>			5.946	9.253	20.779	18.603
Parcela Circulante de Endividamento de Longo Prazo			44.907	18.182	31.043	29.433
Juros Provisionados			6.481	4.088	1.091	2.094
			57.334	31.523	52.913	50.130

<sup>(\*)</sup> Reclassificação de R\$ 1.536 em 2014 na Controladora, conforme descrito na nota explicativa 2.3.

## 17.1. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em								Consolidado	
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Valor justo	
<b>Financiamentos em Reais (R\$):</b>	9.175	6.712	8.170	13.611	19.725	22.876	80.269	64.269	
Indexados a taxas flutuantes	7.637	4.900	6.356	11.835	17.291	18.267	66.286		
Indexados a taxas fixas	1.538	1.812	1.814	1.776	2.434	4.609	13.983		
Taxa média dos Financiamentos	15,1%	16,4%	15,0%	13,8%	11,4%	11,2%	13,0%		
<b>Financiamentos em Dólares (US\$):</b>	42.333	34.629	39.886	66.335	37.376	110.413	330.972	258.647	
Indexados a taxas flutuantes	21.752	20.276	30.394	47.334	21.826	33.028	174.610		
Indexados a taxas fixas	20.581	14.353	9.492	19.001	15.550	77.385	156.362		
Taxa média dos Financiamentos	4,1%	4,5%	4,1%	4,3%	4,6%	6,0%	4,9%		
<b>Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:</b>	2.237	2.751	2.747	2.737	2.737	21.173	34.382	27.662	
Indexados a taxas flutuantes	93	90	85	75	75	138	556		
Indexados a taxas fixas	2.144	2.661	2.662	2.662	2.662	21.035	33.826		
Taxa média dos Financiamentos	7,2%	7,0%	7,1%	7,0%	7,1%	7,0%	7,0%		
<b>Financiamentos em Libras (£):</b>	267	-	-	-	-	9.930	10.197	6.465	
Indexados a taxas fixas	267	-	-	-	-	9.930	10.197		
Taxa média dos Financiamentos	5,8%	-	-	-	-	6,1%	6,1%		
<b>Financiamentos em Ienes (¥):</b>	2.183	367	332	-	-	-	2.882	2.829	
Indexados a taxas flutuantes	332	332	331	-	-	-	995		
Indexados a taxas fixas	1.851	35	1	-	-	-	1.887		
Taxa média dos Financiamentos	2,0%	0,8%	0,6%	-	-	-	1,7%		
<b>Financiamentos em Euro (€):</b>	1.102	46	11.692	5.548	832	14.689	33.909	25.108	
Indexados a taxas flutuantes	49	44	44	44	665	-	846		
Indexados a taxas fixas	1.053	2	11.648	5.504	167	14.689	33.063		
Taxa média dos Financiamentos	3,6%	1,6%	3,8%	3,9%	4,1%	4,4%	4,1%		
<b>Financiamentos Outras Moedas:</b>	36	-	-	-	-	-	36	37	
Indexados a taxas fixas	36	-	-	-	-	-	36		
Taxa média dos Financiamentos	14,3%	-	-	-	-	-	14,3%		
<b>Total em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>57.333</b>	<b>44.505</b>	<b>62.827</b>	<b>88.231</b>	<b>60.670</b>	<b>179.081</b>	<b>492.647</b>	<b>385.017</b>	
Taxa média dos financiamentos	5,9%	6,4%	5,6%	5,8%	6,9%	6,7%	6,3%		
<b>Total em 31 de dezembro 2014</b>	<b>31.523</b>	<b>33.397</b>	<b>31.742</b>	<b>47.254</b>	<b>64.252</b>	<b>142.677</b>	<b>350.845</b>	<b>325.946</b>	
Taxa média dos financiamentos	3,9%	6,0%	6,4%	5,2%	5,3%	6,0%	5,6%		

(\*) Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,14 anos (6,10 anos em 31 de dezembro de 2014).

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável, no valor de R\$ 167.631, em 31 de dezembro de 2015. Quando não há preços cotados em mercado ativo disponível, os valores justos dos financiamentos são determinados por meio de uma curva teórica elaborada com base nos *Bonds* de maior liquidez da Companhia (nível 2), no valor de R\$ 217.386, em 31 de dezembro de 2015.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.2.

## 17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção foi de 5,03 % a.a. em 2015 ( 4,91 % a.a em 2014).

### 17.3. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo			Valor
				Contratado	Utilizado	Saldo
<b>No exterior (Valores em US\$ milhões)</b>						
Petrobras	JBIC	16/07/2013	31/12/2018	1.500	-	1.500
PGT BV	UKEF - JPMORGAN	17/12/2015	22/12/2016	500	181	319
<b>Total</b>				<b>2.000</b>	<b>181</b>	<b>1.819</b>
<b>No país</b>						
Petrobras	BNDES	17/12/2012	30/05/2016	2.199	1.750	449
Petrobras	BNDES	31/07/2013	15/07/2016	502	422	80
Petrobras	FINEP	16/04/2014	26/12/2017	255	177	78
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	9.878	1.631	8.247
Transpetro	BNDES	31/01/2007	Indefinido	5.129	554	4.575
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	452	239	213
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	389	20	369
<b>Total</b>				<b>18.804</b>	<b>4.793</b>	<b>14.011</b>

### 17.4. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais, bem como determinados empréstimos obtidos pela subsidiária Petrobras Distribuidora que são lastreados em fluxos de exportações futuras da Companhia.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia, não possuem garantias reais.

## 18. Arrendamentos mercantis

### 18.1. Recebimentos / pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro

Compromissos estimados	Recebimentos			Pagamentos			Consolidado	Controladora
	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor presente	Pagamentos
2016	629	(408)	221	68	(18)	50		1.568
2017 – 2020	2.880	(1.685)	1.195	171	(102)	69		3.809
2021 em diante	6.032	(1.751)	4.281	681	(598)	83		1.617
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>9.541</b>	<b>(3.844)</b>	<b>5.697</b>	<b>920</b>	<b>(718)</b>	<b>202</b>		<b>6.994</b>
Circulante			256			48		1.568
Não circulante			5.441			154		5.426
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>			<b>5.697</b>			<b>202</b>		<b>6.994</b>
Circulante			157			42		1.609
Não circulante			3.866			148		4.293
<b>Em 31 de dezembro de 2014</b>			<b>4.023</b>			<b>190</b>		<b>5.902</b>

## 18.2. Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional

Os arrendamentos mercantis operacionais incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações.

	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>
2016	45.631	65.349
2017 - 2020	121.398	191.805
2021 em diante	220.303	330.122
Em 31 de dezembro de 2015	387.332	587.276
Em 31 de dezembro 2014	314.505	432.452

Em 31 de dezembro de 2015, os saldos de contratos de arrendamento mercantil operacional que ainda não tinham sido iniciados em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de R\$ 236.739 no Consolidado e R\$ 211.634 na Controladora (R\$ 184.778 no Consolidado e R\$ 159.466 na Controladora, em 2014).

No exercício de 2015, a Companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 32.485 no Consolidado e R\$ 49.620 na Controladora (R\$ 25.110 no Consolidado e R\$ 35.495 na Controladora em 2014).

## 19. Partes relacionadas

### 19.1. Transações comerciais e outras operações

A Companhia possui política de transações com partes relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração, que visa estabelecer regras para assegurar que todas as decisões envolvendo partes relacionadas e situações com potencial conflito de interesses respeitem a legislação, inclusive dos países onde atua e as partes envolvidas nas negociações.

### 19.1.1. Por operação (controladora)

	31.12.2015			31.12.2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Ativo</b>						
Contas a receber						
- Contas a receber, principalmente por vendas	8.916	-	8.916	10.224	-	10.224
- Dividendos a receber	1.595	-	1.595	1.053	-	1.053
- Operações de mútuo	-	266	266	-	6.828	6.828
- Adiantamento para aumento de capital	-	1.364	1.364	-	397	397
- Valores vinculados à construção de gasoduto	-	1.050	1.050	-	868	868
- Arrendamentos mercantis financeiros	61	873	934	-	-	-
- Outras operações	637	414	1.051	410	133	543
	11.209	3.967	15.176	11.687	8.226	19.913
<b>Passivo</b>						
Arrendamentos mercantis financeiros	(1.568)	(5.354)	(6.922)	(1.608)	(4.229)	(5.837)
Financiamentos sobre operações de créditos	-	-	-	(5.010)	-	(5.010)
Operações de mútuo	-	(51.465)	(51.465)	-	(29.816)	(29.816)
Pré pagamento de exportação	(18.346)	(109.607)	(127.953)	(20.907)	(46.607)	(67.514)
Fornecedores	(13.541)	-	(13.541)	(10.827)	-	(10.827)
- Compras de petróleo, derivados e outras	(7.251)	-	(7.251)	(7.101)	-	(7.101)
- Afretamento de plataformas	(5.778)	-	(5.778)	(3.312)	-	(3.312)
- Adiantamento de clientes	(512)	-	(512)	(414)	-	(414)
Outras operações	-	(99)	(99)	-	(143)	(143)
	(33.455)	(166.525)	(199.980)	(38.352)	(80.795)	(119.147)
<b>Resultado</b>						
				2015	2014	
Receitas, principalmente de vendas				147.898	156.614	
Variações monetárias e cambiais líquidas				(11.624)	(2.139)	
Receitas (despesas) financeiras líquidas				(11.580)	(5.012)	
				124.694	149.463	

### 19.1.2. Por empresa (controladora)

	Resultado		31.12.2015		31.12.2014		31.12.2015		31.12.2014	
	2015	2014	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
	<b>Subsidiárias e Controladas (*) (**)</b>									
BR	90.203	94.780	2.588	20	2.608	8.981	(262)	(20)	(282)	(295)
PIB-BV Holanda	7.394	19.872	2.149	138	2.287	2.373	(19.646)	(161.072)	(180.718)	(104.879)
Gaspetro	10.150	9.721	977	97	1.074	2.320	(307)	-	(307)	(440)
PNBV	2.106	1.861	2.202	34	2.236	2.859	(7.632)	-	(7.632)	(4.031)
Transpetro	864	725	654	132	786	356	(1.125)	-	(1.125)	(941)
Fundo de Investimento										
Imobiliário	(153)	(178)	158	-	158	63	(216)	(1.614)	(1.830)	(1.331)
Termoelétricas	(192)	(165)	120	335	455	292	(123)	(1.004)	(1.127)	(1.094)
TAG	(1.573)	(851)	202	873	1.075	402	(1.990)	-	(1.990)	(2.233)
Outras Controladas	5.328	5.878	1.533	2.333	3.866	1.722	(1.412)	-	(1.412)	(960)
	114.127	131.643	10.583	3.962	14.545	19.368	(32.713)	(163.710)	(196.423)	(116.204)
<b>Entidades estruturadas (**)</b>										
CDMPI	(939)	(131)	-	-	-	-	(316)	(1.856)	(2.172)	(1.702)
PDET Off Shore	(564)	(120)	-	-	-	-	(280)	(881)	(1.161)	(926)
	(1.503)	(251)	-	-	-	-	(596)	(2.737)	(3.333)	(2.628)
<b>Coligadas (**)</b>										
Empresas do Setor										
Petroquímico	12.041	18.066	559	-	559	535	(94)	(78)	(172)	(236)
Outras Coligadas	29	5	67	5	72	10	(52)	-	(52)	(79)
	12.070	18.071	626	5	631	545	(146)	(78)	(224)	(315)
	124.694	149.463	11.209	3.967	15.176	19.913	(33.455)	(166.525)	(199.980)	(119.147)

(\*) Inclui suas controladas e negócios em conjunto.

(\*\*) A relação das empresas está apresentada na nota explicativa 11.

### 19.1.3. Taxas anuais de operações de mútuo

	Ativo		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Até 5%	-	-	(5.623)	(4.269)
De 5,01% a 7%	81	-	(45.842)	(23.713)
De 7,01% a 9%	128	-	-	(1.834)
Acima de 9,01%	57	6.828	-	-
	266	6.828	(51.465)	(29.816)

### 19.2. Fundo de investimento em direitos creditórios

A Controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP e FIDC-P que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por subsidiárias e controladas do Sistema Petrobras.

Os valores investidos no FIDC-NP e FIDC-P estão registrados em títulos e valores mobiliários.

As cessões de direitos creditórios, performados e não performados, estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014
Títulos e valores mobiliários	7.812	8.334
Cessões de direitos creditórios	(20.779)	(18.603)
	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Receita Financeira FIDC P e NP	891	1.000
Despesa Financeira FIDC P e NP	(2.129)	(1.525)
Resultado financeiro	(1.238)	(525)

### 19.3. Garantias concedidas

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às subsidiárias e controladas para algumas operações financeiras realizadas no Brasil e no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras, principalmente fidejussórias, são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação de terceiro, caso o devedor original não o faça.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações						31.12.2015	31.12.2014
	PGF <sup>(*)</sup>	PGT <sup>(**)</sup>	PNBV <sup>(***)</sup>	TAG <sup>(***)</sup>	Outros	Total	Total
2015	-	-	-	-	-	-	14.433
2016	23.193	1.952	3.944	-	-	29.089	18.123
2017	18.548	-	2.387	-	1.197	22.132	16.121
2018	20.774	9.762	11.783	-	3.160	45.479	33.121
2019	29.931	23.038	9.411	-	861	63.241	46.258
2020	18.383	20.813	2.460	-	7.024	48.680	28.715
2021 em diante	104.222	32.932	13.891	17.474	10.813	179.332	97.997
	215.051	88.497	43.876	17.474	23.055	387.953	254.768

(\*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIBBV.

(\*\*) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIBBV.

(\*\*\*) A relação das empresas está apresentada na nota explicativa 11.

#### 19.4. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2015, uma controlada da PIB BV mantinha recursos investidos diretamente ou por meio de fundo de investimento no exterior que detinha, entre outros, títulos de dívidas da Petrobras, da TAG e suas controladas, e de entidades estruturadas consolidadas relacionados principalmente aos projetos Gasene, Malhas, CDMPI, CLEP e Marlim Leste (P-53), equivalentes a R\$ 15.623 (R\$ 17.594 em 31 de dezembro de 2014).

#### 19.5. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2015		31.12.2015		2014		Consolidado	
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Passivo
<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>								
Distribuidoras estaduais de gás natural	9.849	996	281	10.592	1.343	519		
Empresas do setor petroquímico	12.020	565	174	18.153	545	219		
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	1.878	524	1.768	1.183	405	699		
	<b>23.747</b>	<b>2.085</b>	<b>2.223</b>	<b>29.928</b>	<b>2.293</b>	<b>1.437</b>		
<b>Entidades governamentais</b>								
Títulos públicos federais	1.090	4.352	-	1.553	11.525	-		
Bancos controlados pela União Federal	(13.641)	10.181	95.034	(7.698)	10.131	75.181		
Setor elétrico (nota explicativa 8.4)	5.821	13.335	-	5.929	7.879	-		
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.6)	14	857	-	7	843	-		
União Federal (Dividendos)	-	-	-	61	-	-		
Outros	30	1.190	1.230	198	639	595		
	<b>(6.686)</b>	<b>29.915</b>	<b>96.264</b>	<b>50</b>	<b>31.017</b>	<b>75.776</b>		
<b>Planos de Pensão</b>	<b>-</b>	<b>141</b>	<b>431</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>358</b>		
	<b>17.061</b>	<b>32.141</b>	<b>98.918</b>	<b>29.980</b>	<b>33.310</b>	<b>77.571</b>		
<b>Receitas, principalmente de vendas</b>	<b>28.331</b>			<b>33.793</b>				
Variações monetárias e cambiais líquidas	(4.730)			(1.037)				
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(6.540)			(2.776)				
Ativo circulante		8.806			17.837			
Ativo não circulante		23.335			15.473			
Passivo circulante			12.683			4.928		
Passivo não circulante			86.235			72.643		
	<b>17.061</b>	<b>32.141</b>	<b>98.918</b>	<b>29.980</b>	<b>33.310</b>	<b>77.571</b>		

#### 19.6. Contas petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo da conta atualizado monetariamente é de R\$ 857 (R\$ 843 em 31 de dezembro de 2014) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

Visando concluir o encontro de contas com a União, a Petrobras prestou todas as informações requeridas pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, para dirimir as divergências ainda existentes entre as partes.

Considerando-se esgotado o processo de negociação entre as partes, na esfera administrativa, a administração da Companhia decidiu pela cobrança judicial do referido crédito, para liquidação do saldo da conta petróleo e álcool, tendo, para isto, ajuizado ação em julho de 2011.

O processo encontra-se em fase de perícia, na qual a Petrobras já apresentou concordância com laudo pericial que cita a existência do referido crédito junto a União Federal, bem como menciona que não foram localizados documentos que comprovem o suposto crédito requerido pela União.



Aguarda-se nova manifestação do perito, após a apresentação de novos quesitos por parte da União Federal, para encerramento da perícia judicial.

## 19.7. Remuneração dos empregados e dirigentes

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2015 e 2014 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	2015	2014
Menor remuneração	2.812,74	2.710,19
Remuneração média	16.582,21	15.031,44
Maior remuneração	90.078,93	82.241,33
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	106.748,22	98.758,65

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras são apresentadas a seguir:

	2015			2014		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração (Titulares e suplentes)	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	12,7	1,4	14,1	9,7	1,2	10,9
Encargos sociais	3,4	0,3	3,7	2,6	0,2	2,8
Previdência complementar	0,8	-	0,8	0,7	-	0,7
Remuneração variável <sup>(*)</sup>	-	-	-	3,3	-	3,3
<b>Remuneração total - competência</b>	<b>16,9</b>	<b>1,7</b>	<b>18,6</b>	<b>16,3</b>	<b>1,4</b>	<b>17,7</b>
Remuneração total - pagamento realizado	16,9	1,7	18,6	15,4	1,4	16,8
Número de membros	8	18	26	7	10	17

<sup>(\*)</sup> Em função da ocorrência de prejuízo, a Assembleia Geral decidiu pelo cancelamento do pagamento integral de Remuneração Variável Anual - RVA 2014 e de todas as parcelas diferidas ainda não pagas da RVA 2013 dos Diretores, nos termos do respectivo programa de metas corporativas e da Lei 6.404/76, art. 152, §2º.

No exercício de 2015, a despesa consolidada com os honorários de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 67,4 (R\$ 72,6 em 2014).

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de julho de 2015, deliberou o seguinte:

- alteração do Estatuto Social da Companhia para estabelecer, em seu artigo 18, que os membros do Conselho de Administração passem a ter suplentes em caráter excepcional por um prazo de dois anos; em seu artigo 29, que estabelece que o Conselho de Administração contará com cinco Comitês de assessoramento, com atribuições específicas de análise e recomendação sobre determinadas matérias, vinculados diretamente ao Conselho; e em seu artigo 41, que os suplentes dos Conselheiros de Administração poderão participar como convidados de todas as reuniões do Conselho, independente de os titulares estarem presentes, e receberão honorário mensal fixo, conforme estabelecido pelo Conselho de Administração, respeitado o montante fixado pela Assembleia Geral;
- acréscimo da remuneração global dos administradores, no valor de R\$ 754 mil para fazer face à remuneração dos membros suplentes do Conselho de Administração, considerando-se o período de julho de 2015 a março de 2016.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os suplentes do Conselho de Administração que participaram desses Comitês de Assessoramento fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 83 mil no exercício de 2015, e considerando os encargos sociais, os valores passam a ser de R\$ 99 mil.

## 20. Provisões para desmantelamento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Passivo não circulante</b>				
Saldo inicial	21.958	16.709	20.630	15.320
Revisão de provisão	16.812	6.196	16.789	6.286
Utilização por pagamentos	(4.149)	(1.603)	(3.306)	(1.422)
Atualização de juros	753	475	721	446
Outros	354	181	(193)	-
<b>Saldo final</b>	<b>35.728</b>	<b>21.958</b>	<b>34.641</b>	<b>20.630</b>

A Companhia tem como política revisar anualmente os seus custos estimados associados com abandono de poços e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás.

No ano de 2015, foi reconhecido um aumento da provisão no montante de R\$ 14,1 bilhões com seus principais efeitos relacionados a: (i) aumento de R\$ 11,1 bilhões, devido a elevação do câmbio, com impacto direto nos custos em dólar; (ii) aumento de R\$ 7,1 bilhões decorrente de revisão do preço do Brent, com impacto direto na economicidade dos campos, reduzindo significativamente o ano médio de abandono; (iii) revisão das estimativas de abandono dos poços, baseado nas realizações de abandono de poços ocorridas em 2015, levando a um aumento de R\$ 6,7 bilhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados por um decréscimo de R\$ 11,2 bilhões, atribuível ao aumento da taxa de desconto ajustada ao risco (de 3,76% a.a., em 31 de dezembro de 2014 para 6,73% a.a., em 31 de dezembro de 2015).

A Companhia realiza regularmente estudos para incorporar as mais recentes tecnologias e procedimentos para otimizar o abandono de áreas, considerando as melhores práticas da indústria e experiências anteriores com relação a custos incorridos.

## 21. Tributos

### 21.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social	Consolidado				Controladora	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Ativo Circulante	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
No país	3.743	2.705	242	370	1.520	1.297
No exterior	96	118	168	287	-	-
	<b>3.839</b>	<b>2.823</b>	<b>410</b>	<b>657</b>	<b>1.520</b>	<b>1.297</b>

Demais impostos e contribuições	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	<b>Consolidado</b>							
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.151	4.707	2.364	2.090	4.081	3.386	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	2.913	2.201	7.913	7.923	1.902	784	-	-
CIDE	72	35	-	-	449	20	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.428	4.031	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.698	1.290	60	-
Refis	-	-	-	-	1.068	-	43	-
Outros	585	195	718	610	956	745	-	-
	6.721	7.138	10.995	10.623	12.582	10.256	103	-
Impostos no exterior	172	162	22	22	557	540	-	-
	6.893	7.300	11.017	10.645	13.139	10.796	103	-
	<b>Controladora</b>							
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	2.700	3.829	2.291	1.940	3.830	3.080	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	1.762	1.639	7.194	7.003	1.745	625	-	-
CIDE	72	35	-	-	449	20	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	2.428	4.031	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	1.621	1.233	-	-
Refis	-	-	-	-	1.068	-	43	-
Outros	453	106	-	-	621	518	-	-
	4.987	5.609	9.485	8.943	11.762	9.507	43	-

(<sup>c</sup>) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outras contas e despesas a pagar".

## 21.2. Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)

Em 16 de julho de 2015, em razão de decisão desfavorável na esfera administrativa, a Petrobras liquidou a autuação lavrada pela Receita Federal do Brasil referente à incidência de IOF em transações de mútuos realizadas pela Companhia com suas controladas no exterior durante o ano de 2008, o que resultou em um pagamento de R\$ 1.183 em espécie e R\$ 397 com créditos de prejuízos fiscais totalizando R\$ 1.580.

Adicionalmente, tendo em vista a publicação da Portaria Conjunta RFB/PGFN Nº 1.064 e da Instrução Normativa RFB nº 1.576/15, em 3 de agosto de 2015, que esclareceram quanto à possibilidade de inclusão de novos débitos tributários no Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) instituído pela Lei nº 12.996/14, a Companhia decidiu incluir os débitos tributários federais listados abaixo:

- demais autuações referentes ao IOF em transações de mútuos realizadas pela Companhia com suas controladas no exterior durante os anos de 2007, 2009 e 2010, além do tributo de mesma natureza relativo à totalidade dos períodos não autuados (2011 e 2012), no montante de R\$ 3.118. A partir de 2013, a Companhia alterou seu procedimento, portanto, não há risco de novas autuações de IOF neste tipo de operação;
- autuações relativas a Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) incidente sobre as remessas para a Petrobras International Finance Company (PIFCO), para pagamento de operações de importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 1999 a 2002, 2004, 2005 e 2007 a 2012, no montante de R\$ 2.840.
- multas por descumprimento de procedimentos relativos ao despacho aduaneiro na importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 2008 a 2013, no montante de R\$ 46.
- atualização monetária do REFIS no montante de R\$ 33 no período referente ao 4º trimestre de 2015.

Os débitos tributários federais foram incluídos na modalidade parcelada em 30 vezes, com o pagamento em dinheiro de 20% do saldo remanescente após a aplicação dos descontos e utilização de créditos de prejuízos fiscais para quitação de juros e multa. O prazo para inclusão de novos débitos encerrou-se em 25 de setembro de 2015.

Dessa forma, no período de janeiro a dezembro de 2015, a Companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 7.617 sendo R\$ 5.090 como despesas tributárias e R\$ 2.527 como despesas financeiras. Deste valor, já houve quitação de R\$ 6.527, sendo R\$ 3.467 em espécie, R\$ 1.806 em créditos de prejuízos fiscais e R\$ 1.254 em depósitos judiciais.

### 21.3. Programas de Anistias Estaduais

Em 2015, a Petrobras aderiu a programas de pagamento à vista de débitos tributários, devido à anistia para liquidação de tributos administrados pelos estados (ICMS).

Data de adesão	Lei Estadual/		Valor
	Estado	Decreto	
julho/2015	RJ	7.020/2015	619
setembro/2015	ES	10.376/2015	348
novembro/2015	DF	5.463/2015	75
dezembro/2015	BA	13.449/2015	146
dezembro/2015	PA	1.439/2015	32
2015		Diversos	9
Total			1.229

Nesses acordos, a Companhia reconheceu no resultado o total de R\$ 1.229, sendo R\$ 1.046 como despesas tributárias e R\$ 183 como despesas financeiras.

### 21.4. Programa de Redução de Litígios Tributários – PRORELIT

Em 30 de outubro de 2015, a Petrobras aderiu ao PRORELIT, instituído pela Lei nº 13.202/15 (conversão da Medida Provisória nº 685/15), no valor de R\$ 67, sendo R\$ 20 em espécie e R\$ 47 com a utilização de créditos de prejuízo fiscal. Os débitos referiam-se a multas aduaneiras aplicadas nos exercícios de 2014 e 2015 e à autuação fiscal por dedução indevida de juros nos exercícios de 2003 e 2004. Dessa forma, a Companhia reconheceu no resultado R\$ 67, sendo R\$ 28 como despesas tributárias e R\$ 39 como despesas financeiras.

### 21.5. Tributação no Brasil de lucro no exterior

A Companhia reconheceu despesas com provisionamento de imposto de renda e contribuição social no país, no montante de R\$ 2.528, referentes aos lucros auferidos até 31 de dezembro de 2015 por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

## 21.6. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

### a) A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	Consolidado Controladora										
	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio		Total	Total
	Custo com prospecção	Outros (**)						Outros	Outros		
Em 1º de janeiro de 2014	(31.405)	(9.143)	4.648	(1.214)	957	9.354	1.292	3.163	1.789	(20.559)	(24.259)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.844)	8.908	1.238	(85)	420	5.932	4	(3.163)	(385)	8.025	8.555
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	4.752	(97)	-	-	-	-	2.698	7.353	6.815
Ajuste acumulado de conversão	-	(314)	9	-	(4)	35	6	-	258	(10)	-
Outros (*)	-	(46)	(15)	(177)	24	(130)	-	-	156	(188)	(173)
Em 31 de dezembro de 2014	(36.249)	(595)	10.632	(1.573)	1.397	15.191	1.302	-	4.516	(5.379)	(9.062)
Reconhecido no resultado do exercício	(4.061)	5.894	739	186	1.712	6.789	74	(1)	(2.421)	8.911	8.047
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	20.961	-	-	(336)	-	-	(54)	20.571	17.991
Ajuste acumulado de conversão	-	106	2	-	(14)	501	(4)	1	(274)	318	-
Utilização de créditos tributários - REFIS e PRORELIT	-	-	-	-	-	(1.853)	-	-	-	(1.853)	(1.853)
Outros	-	(362)	296	21	(3)	73	7	-	(16)	16	33
Em 31 de dezembro de 2015	(40.310)	5.043	32.630	(1.366)	3.092	20.365	1.379	-	1.751	22.584	15.156
Impostos diferidos ativos										2.673	-
Impostos diferidos passivos										(8.052)	(9.062)
Em 31 de dezembro de 2014										(5.379)	(9.062)
Impostos diferidos ativos										23.490	15.156
Impostos diferidos passivos										(906)	-
Em 31 de dezembro de 2015										22.584	15.156

(\*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

(\*\*) Inclui principalmente ajustes de perda no valor de recuperação de ativos e juros capitalizados

## b) Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano de Negócios e Gestão – PNG (2015-2019), que tem como principais metas a reestruturação dos negócios, a continuidade do programa de desinvestimentos, a desmobilização de ativos e a redução de gastos operacionais.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no PNG.

Em 31 de dezembro de 2015, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2016	5.116	83	3.202	-
2017	1.622	76	-	-
2018	483	101	-	-
2019	3.860	128	3.026	-
2020	2.691	102	2.205	-
2021	7.781	105	6.723	-
2022 em diante	1.937	311	-	-
Parcela registrada contabilmente	23.490	906	15.156	-
País	3.917	-	-	-
Exterior	9.513	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	13.430	-	-	-
<b>Total</b>	<b>36.920</b>	<b>906</b>	<b>15.156</b>	<b>-</b>

Os créditos tributários no país não registrados, no montante de R\$ 2.242, decorrem de prejuízos fiscais acumulados de subsidiárias que possuem um histórico de perdas, sendo passíveis de compensação com lucros tributáveis futuros nas empresas em que foram gerados sem prazo de prescrição. Cabe ressaltar que não há, para empresas que apresentam histórico de perda, previsão de resultados tributáveis que permitam a compensação de tais créditos.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 9.513 (R\$ 8.501 em 31 de dezembro de 2014) decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de R\$ 7.816 (R\$ 4.868 em 31 de dezembro de 2014) e das empresas na Espanha no valor de R\$ 1.697 (R\$ 1.289 em 2014). Em 2014, o valor de R\$ 2.344 proveniente das empresas na Holanda foi compensado integralmente em 2015, não restando crédito fiscal não registrado para esse país.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Ano	Créditos tributários não registrados
2020	152
2021	537
2022	243
2023	228
2024	293
2025	23
2026	442
2027	508
2028	613
2029	772
2030 em diante	5.702
<b>Total</b>	<b>9.513</b>

## 21.7. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo antes dos impostos	(41.229)	(25.816)	(42.883)	(30.247)
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	14.018	8.777	14.580	10.284
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	(1.388)	1.212	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior	(2.528)	-	(2.528)	-
Incentivos fiscais	43	60	-	9
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(1.864)	(3.271)	-	-
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	-	(2.223)	-	(1.699)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas <sup>(*)</sup>	(2.081)	(665)	(3.997)	(39)
Outros	(142)	2	(8)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>6.058</b>	<b>3.892</b>	<b>8.047</b>	<b>8.555</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.911	8.025	8.047	8.555
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.853)	(4.133)	-	-
	<b>6.058</b>	<b>3.892</b>	<b>8.047</b>	<b>8.555</b>
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	14,7%	15,1%	18,8%	28,3%

(\*) Inclui principal da contingência de IOF (nota explicativa 21.2) e equivalência patrimonial.

## 22. Benefícios concedidos a empregados

Os saldos relativos a benefícios concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
<b>Passivo</b>				
Plano de pensão Petros	23.185	20.916	22.110	19.924
Plano de pensão Petros 2	277	762	231	664
Plano de saúde AMS	26.369	23.957	24.641	22.546
Outros planos	343	283	-	-
	<b>50.174</b>	<b>45.918</b>	<b>46.982</b>	<b>43.134</b>
Circulante	2.556	2.115	2.436	2.026
Não Circulante	47.618	43.803	44.546	41.108
	<b>50.174</b>	<b>45.918</b>	<b>46.982</b>	<b>43.134</b>

### 22.1. Planos Petros e Petros 2

A gestão dos planos de previdência complementar da Companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

#### a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros é um plano de previdência de benefício definido, instituído pela Petrobras em julho de 1970, que assegura aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras e da Petrobras Distribuidora - BR. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.



A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

A Petros tem até 31 de julho de 2016 para apresentar à Superintendência de Previdência Complementar (PREVIC) suas demonstrações de 2015 e no caso de o déficit do Plano Petros superar o limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015, aprovada pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC), a Petros deverá apresentar o plano de equacionamento à PREVIC até o final de 2016 e iniciar sua execução após 60 dias contados da data de sua aprovação pelo Conselho Deliberativo. Conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Leis Complementares nº 108 e 109/2001, deverá ser custeado por participantes e patrocinadores, observada a proporção de suas contribuições.

Ressalte-se que o citado limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015 corresponde à aplicação da seguinte fórmula:  $1\% \times (\text{prazo estimado de duração da obrigação "duration" subtraído de 4}) \times (\text{provisão matemática, ou seja, estimativa do valor total da obrigação atuarial futura})$ .

Em 31 de dezembro de 2015, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam R\$ 11.856 (R\$ 11.484 na Controladora). Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a Companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de R\$ 6.711, os quais estão em fase de revisão.

Para o exercício de 2016, as contribuições esperadas para o plano somam R\$ 701 (R\$ 665 na Controladora) e o pagamento de juros sobre o TCF, R\$ 736 (R\$ 713 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 10,06 anos.

## **b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social**

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e algumas controladas que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O plano é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. - TBG, Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e Petrobras Biocombustível e está aberto para novas adesões, mas não haverá o pagamento de serviço passado.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. Em 2015, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 866 (R\$ 751 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2016, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2016, são de R\$ 1.013 (R\$ 846 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 29,58 anos.

## 22.2. Outros planos

A Companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior, dentre os quais se destacam planos no exterior com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países. A maioria desses planos possui saldos de passivos atuariais superiores aos ativos garantidores e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

## 22.3. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

A Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de cinco anos, que são revisadas anualmente. O modelo de ALM – *Asset and Liability Management* é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios por ela administrados, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

Os limites de alocação dos ativos determinados na Política de Investimentos do Plano Petros Sistema Petrobras no período entre 2016 a 2020 são de: 30% a 90% em renda fixa, 6% a 45% em renda variável, 2% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 60% a 90% em renda fixa, 0% a 20% em renda variável, 0% a 5% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 8% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

Categoria do Ativo	Consolidado					
	2015			2014		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Renda fixa	17.033	4.250	21.283	43	20.493	38
Títulos privados	-	620	620		994	
Títulos públicos	17.033	-	17.033		15.621	
Outros investimentos	-	3.630	3.630		3.878	
Renda variável	16.826	658	17.484	36	23.067	43
Ações à vista	16.826	-	16.826		22.108	
Outros investimentos	-	658	658		959	
Investimentos Estruturados	-	3.819	3.819	8	4.252	8
Fundos de <i>Private Equity</i>	-	3.490	3.490		3.791	
Fundos de <i>Venture Capital</i>	-	37	37		53	
Fundos Imobiliários	-	292	292		408	
Imóveis	-	4.203	4.203	9	3.814	7
	33.859	12.930	46.789	96	51.626	96
Empréstimos a participantes	-	2.074	2.074	4	1.898	4
			48.863	100	53.524	100

Em 31 de dezembro de 2015, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 256 e de R\$ 223, respectivamente, e imóveis da Petros alugados pela Companhia no valor de R\$ 525.

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

## 22.4. Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, Petrobras Biocombustível, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. - TBG e Termobahia mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria Companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é o relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, que decorre tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a Companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como aprimoramento dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais e etários, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. O pagamento dos benefícios é efetuado pela Companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2015 é de 21,54 anos.

## 22.5. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos

As informações de outros planos foram agregadas, uma vez que o total de ativos e obrigações destes planos não são significativos.

**a) Movimentação das obrigações atuariais, do valor justo dos ativos e dos valores reconhecidos no balanço patrimonial.**

	Consolidado									
	2015					2014				
	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total	Planos de pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
Petros	Petros 2	Petros				Petros 2				
<b>Movimentação do valor presente das obrigações atuariais</b>										
Obrigação atuarial no início do exercício	73.601	1.441	23.957	443	99.442	65.134	830	16.397	354	82.715
Custo dos juros:					-					
· Com termo de compromisso financeiro	1.428	-	-	-	1.428	1.041	-	-	-	1.041
· Atuarial	7.926	188	3.065	60	11.239	7.427	106	2.292	45	9.870
Custo do serviço	254	107	148	38	547	137	79	422	25	663
Contribuições de participantes	341	-	-	1	342	386	-	-	1	387
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(1.735)	13	(2.544)	(12)	(4.278)	2.621	373	(824)	16	2.186
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	(152)	(162)	10	(2)	(306)	(4.758)	(129)	(1.781)	(13)	(6.681)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(6.670)	(411)	2.888	(33)	(4.226)	4.522	206	8.382	14	13.124
Outros	-	-	-	75	75	(1)	(1)	(1)	16	13
<b>Obrigação atuarial no fim do exercício</b>	<b>70.952</b>	<b>1.160</b>	<b>26.369</b>	<b>556</b>	<b>99.037</b>	<b>73.601</b>	<b>1.441</b>	<b>23.957</b>	<b>443</b>	<b>99.442</b>
<b>Movimentação no valor justo dos ativos do plano</b>										
Ativos do plano no início do exercício	52.685	679	-	160	53.524	52.619	546	-	97	53.262
Receita de juros	6.729	88	-	9	6.826	6.724	69	-	8	6.801
Contribuições pagas pela empresa	644	-	1.155	18	1.817	579	-	930	12	1.521
Contribuições de participantes	341	-	-	1	342	386	-	-	1	387
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	550	-	-	-	550	478	-	-	-	478
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(4.041)	(16)	(1.155)	(14)	(5.226)	(2.908)	(23)	(930)	(15)	(3.876)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(9.141)	132	-	(3)	(9.012)	(5.191)	87	-	9	(5.095)
Outros	-	-	-	42	42	(2)	-	-	48	46
<b>Ativos do plano no fim do exercício</b>	<b>47.767</b>	<b>883</b>	<b>-</b>	<b>213</b>	<b>48.863</b>	<b>52.685</b>	<b>679</b>	<b>-</b>	<b>160</b>	<b>53.524</b>
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>										
Valor presente das obrigações	70.952	1.160	26.369	556	99.037	73.601	1.441	23.957	443	99.442
(-) Valor justo dos ativos do plano	(47.767)	(883)	-	(213)	(48.863)	(52.685)	(679)	-	(160)	(53.524)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro</b>	<b>23.185</b>	<b>277</b>	<b>26.369</b>	<b>343</b>	<b>50.174</b>	<b>20.916</b>	<b>762</b>	<b>23.957</b>	<b>283</b>	<b>45.918</b>
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>										
Saldo em 1º de janeiro	20.916	762	23.957	283	45.918	12.515	284	16.397	257	29.453
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	584	(692)	354	(44)	202	7.576	363	5.777	8	13.724
(+) Custos incorridos no exercício	2.879	207	3.213	89	6.388	1.881	116	2.714	62	4.773
(-) Pagamento de contribuições	(644)	-	(1.155)	(18)	(1.817)	(579)	-	(930)	(12)	(1.521)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(550)	-	-	-	(550)	(478)	-	-	-	(478)
Outros	-	-	-	33	33	1	(1)	(1)	(32)	(33)
<b>Saldo em 31 de dezembro</b>	<b>23.185</b>	<b>277</b>	<b>26.369</b>	<b>343</b>	<b>50.174</b>	<b>20.916</b>	<b>762</b>	<b>23.957</b>	<b>283</b>	<b>45.918</b>

## b) Componentes do benefício definido

	Plano de pensão				Saúde	Outros planos	Consolidado
	Petros		Petros 2				AMS
	2015						
Custo do serviço	254	107	148	38			547
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	2.625	100	3.065	51			5.841
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>2.879</b>	<b>207</b>	<b>3.213</b>	<b>89</b>			<b>6.388</b>
Relativa a empregados ativos:							
Absorvida no custeio das atividades operacionais	841	105	638	6			1.590
Diretamente no resultado	437	86	406	79			1.008
Relativa aos assistidos	1.601	16	2.169	4			3.790
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>2.879</b>	<b>207</b>	<b>3.213</b>	<b>89</b>			<b>6.388</b>
2014							
Custo do serviço	137	79	422	25			663
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	1.744	37	2.292	37			4.110
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>1.881</b>	<b>116</b>	<b>2.714</b>	<b>62</b>			<b>4.773</b>
Relativa a empregados ativos:							
Absorvida no custeio das atividades operacionais	602	61	812	-			1.475
Diretamente no resultado	329	50	424	57			860
Relativa aos assistidos	950	5	1.478	5			2.438
<b>Custo líquido do exercício</b>	<b>1.881</b>	<b>116</b>	<b>2.714</b>	<b>62</b>			<b>4.773</b>

## c) Análise de sensibilidade

A variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

	Consolidado					
	Taxa de desconto				Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(5.830)	6.940	(2.818)	3.426	3.519	(2.947)
Custo do serviço e juros	(305)	369	(238)	282	618	(512)

## d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2015	2014
Taxa de desconto (Real)	7,33% <sup>(1)</sup> / 7,28% <sup>(2)</sup> / 7,32% <sup>(3)</sup>	6,14% <sup>(1)</sup> / 6,20% <sup>(2)</sup> / 6,15% <sup>(3)</sup>
Inflação (IPCA)	6,87% <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup>	6,50% <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup>
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	14,70% <sup>(1)</sup> / 14,65% <sup>(2)</sup> / 14,69% <sup>(3)</sup>	13,04% <sup>(1)</sup> / 13,10% <sup>(2)</sup> / 13,05% <sup>(3)</sup>
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,48% <sup>(1)</sup> / 2,79% <sup>(2)</sup>	1,761% <sup>(1)</sup> / 3,77% <sup>(2)</sup>
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,45% <sup>(1)</sup> / 9,85% <sup>(2)</sup>	8,37% <sup>(1)</sup> / 10,52% <sup>(2)</sup>
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,753% a.a <sup>(5)</sup>	0,642% a.a <sup>(5)</sup>
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,92% a 3,70%a.a <sup>(6)</sup>	14,47% a 3,00%a.a <sup>(6)</sup>
	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>
Tábua de mortalidade geral	AT-2000 Feminina suavizada em 10% <sup>(2)</sup>	AT-2000 Feminina suavizada em 10% <sup>(2)</sup>
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup> / Álvaro Vindas <sup>(2)</sup>	TASA 1927 <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup> / Álvaro Vindas <sup>(2)</sup>
	AT-49 Masculina agravada em 10% <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>	AT-49 Masculina agravada em 10% <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>
Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB 1957 fraca <sup>(2)</sup>	IAPB 1957 fraca <sup>(2)</sup>
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos <sup>(7)</sup>	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos <sup>(7)</sup>

<sup>(1)</sup> Plano Petros Sistema Petrobras.

<sup>(2)</sup> Plano Petros 2.

<sup>(3)</sup> Plano AMS.

<sup>(4)</sup> Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,87% para 2016 e atingindo 3,70% de 2025 em diante.

<sup>(5)</sup> Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.

<sup>(6)</sup> Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

<sup>(7)</sup> Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS) e regras do plano.

## e) Perfil de vencimento da obrigação

	Consolidado				
	2015				
	Plano de pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Até 1 ano	5.005	58	1.116	9	6.188
De 1 A 2 anos	4.832	59	1.148	8	6.047
De 2 A 3 anos	4.666	60	1.189	6	5.921
De 3 A 4 anos	4.491	59	1.221	6	5.777
Acima de 4 anos	51.958	924	21.695	527	75.104
Total	70.952	1.160	26.369	556	99.037

### 22.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras, por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina outros planos de aposentadoria de contribuição definida aos empregados. As contribuições pagas no exercício de 2015, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 25.

### 22.7. Participação nos lucros ou resultados

A participação dos empregados nos lucros ou resultados (PLR) tem por base as disposições legais vigentes, bem como as diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e pelo Ministério de Minas e Energia, estando relacionada ao lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras.

Em março de 2014, a Companhia concluiu as negociações com as entidades sindicais sobre uma nova metodologia para regramento da PLR, finalizando, assim, o processo iniciado no Acordo Coletivo de Trabalho 2013/2015.

Com as novas regras, o montante de PLR a ser distribuído aos empregados é calculado com base no resultado de sete indicadores corporativos, cujas metas são definidas a cada ano pela Administração da Companhia.

O resultado do atingimento das metas individuais deste conjunto de indicadores leva a um percentual de cumprimento global de metas, utilizado como base na definição do percentual do lucro a ser distribuído aos empregados.

Entretanto, ainda segundo essa metodologia, caso a empresa não tenha lucro e todas as metas sejam alcançadas, o valor a ser pago individualmente será de metade da remuneração mensal do empregado acrescido de metade do menor valor pago da PLR no exercício anterior.

#### **PLR do exercício de 2014**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2014, as metas estabelecidas pela Administração foram alcançadas, apesar da ausência de lucro no exercício e com base na metodologia negociada em acordo coletivo, a Companhia provisionou R\$ 1.045 de participação no resultado.

#### **PLR do exercício de 2015**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, não houve lucro e as metas estabelecidas pela Administração não foram alcançadas, principalmente pelo resultado dos indicadores de Custo Unitário de Extração sem Participação Governamental - Brasil e de Carga Processada - Brasil.

Dessa forma, não há provisão para pagamento de participação no resultado referente ao exercício de 2015.

### **22.8. Plano de incentivo ao desligamento voluntário**

Em janeiro de 2014, a Companhia implementou o Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) que é fruto do Programa de Otimização de Produtividade – POP, visando contribuir para o alcance das metas de desempenho do Plano de Negócios e Gestão.

A Companhia reconheceu a provisão em 31 de março de 2014, estando sujeita à alteração pela ocorrência de possíveis desistências, da atualização das remunerações nos acordos coletivos de trabalho até a data da rescisão dos empregados, da atualização do piso e do teto pelo IPCA, além do reconhecimento das parcelas variáveis.

No período de 30 de novembro de 2015 a 18 de dezembro de 2015, a Petrobras permitiu aos empregados desistentes ou excluídos do PIDV 2014 proceder à revalidação de sua inscrição no PIDV 2014, de caráter voluntário, tendo alcançado o número de 374 revalidações.

Em 13 de outubro de 2015, a controlada Petrobras Distribuidora S.A. implementou um novo Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV BR 2015), a fim de adequar o efetivo da Companhia, compatibilizando-os com as expectativas dos empregados. O período de inscrições ao PIDV se encerrou em 30 de dezembro de 2015 e alcançou 345 inscritos. Em 31 de dezembro de 2015, a Petrobras Distribuidora reconheceu a estimativa de desembolso dos incentivos financeiros no montante de R\$ 92.

Até o mês de dezembro de 2015, a Companhia registrou 6.554 desligamentos e 249 desistências do PIDV 2014, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

	<b>Consolidado</b>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.035
Revisão de provisão <sup>(*)</sup>	326
Utilização por desligamento	(676)
Novos inscritos PIDV BR 2015	92
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>777</b>
Circulante	606
Não circulante	171

<sup>(\*)</sup> Inclui revalidação de inscrições do PIDV 2014 da Petrobras, desistências, reajuste salarial e atualização do piso e do teto pelo IPCA.

## 23. Patrimônio líquido

### 23.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2015, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.432 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

### 23.2. Transações de capital

#### a) Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

#### b) Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários. As principais mudanças de participação em controladas estão relatadas na nota explicativa 11.

### 23.3. Reservas de lucros

#### a) Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

#### b) Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

#### c) Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social.



No exercício de 2014 e 2015, a parcela do resultado referente à subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM) não foi destinada para reserva de incentivos fiscais em função da ausência de lucro. Entretanto, a constituição de reserva de incentivo com esta parcela ocorrerá em períodos subsequentes, conforme previsto na Lei 12.973/14, em seu capítulo I.

O montante acumulado de subvenção de investimentos proveniente dos resultados dos exercícios de 2014 e 2015 a ser utilizado para constituição de reserva de incentivo é de R\$ 50, sendo R\$ 25 para cada um desses exercícios.

#### **d) Reserva de retenção de lucros**

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 34.826.

### **23.4. Outros Resultados Abrangentes**

No período de janeiro a dezembro de 2015 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão no montante de R\$ 24.545, decorrente da conversão das demonstrações contábeis de controladas no exterior com moeda funcional diferente do real;
- *hedge* de fluxo de caixa de exportação, reduzindo o patrimônio líquido no período no montante de R\$ 40.690, líquido de impostos, totalizando em 31 de dezembro de 2015 o montante de R\$ 58.291, líquido de impostos, conforme nota explicativa 33;
- equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas no montante de R\$ 2.864.

### **23.5. Dividendos**

O Estatuto Social determina que os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia. Uma vez que a Companhia proponha remuneração aos acionistas, as ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos de capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, considerando a inexistência de lucro, não foi proposto pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio pelo Conselho de Administração.

### **23.6. Resultado por ação**

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Prejuízo atribuível aos acionistas da Petrobras	(34.836)	(21.587)	(34.836)	(21.692)
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação ( n° ações)	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Prejuízo básico e diluído por ação ordinária e preferencial (R\$ por ação)	(2,67)	(1,65)	(2,67)	(1,66)

## 24. Receita de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Receita bruta de vendas	401.320	408.631	328.747	336.103
Encargos de vendas	(79.682)	(71.371)	(77.724)	(66.535)
<b>Receita de vendas <sup>(*)</sup></b>	<b>321.638</b>	<b>337.260</b>	<b>251.023</b>	<b>269.568</b>
Diesel	100.804	100.023	87.559	90.493
Gasolina automotiva	53.903	55.706	42.344	45.931
Querosene de aviação (QAV)	11.003	13.059	11.718	14.265
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	9.585	8.750	8.042	7.404
Nafta	8.487	13.188	8.487	13.188
Óleo combustível (incluindo bunker)	7.414	10.237	5.951	9.136
Outros derivados de petróleo	11.409	13.543	10.332	12.131
Subtotal de derivados	202.605	214.506	174.433	192.548
Gás natural	19.405	18.878	18.815	18.312
Etanol, nitrogenados e renováveis	12.872	9.111	9.681	7.706
Eletricidade, serviços e outros	15.916	19.683	19.249	18.745
Mercado interno	250.798	262.178	222.178	237.311
Exportações	32.179	32.633	28.845	32.257
Vendas no exterior <sup>(**)</sup>	38.661	42.449	-	-
Mercado externo	70.840	75.082	28.845	32.257
<b>Receitas de vendas <sup>(*)</sup></b>	<b>321.638</b>	<b>337.260</b>	<b>251.023</b>	<b>269.568</b>

<sup>(\*)</sup> A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.

<sup>(\*\*)</sup> Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

## 25. Outras despesas líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.583)	(480)	(4.708)	(817)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.156)	(2.565)	(4.113)	(2.363)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(3.790)	(2.438)	(3.619)	(2.316)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(1.860)	(133)	(2.042)	(3.673)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.401)	(1.742)	(1.165)	(1.504)
Perdas sobre multas aplicadas <sup>(*)</sup>	(1.206)	(447)	(1.175)	(427)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(1.033)	(610)	(1.033)	(610)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(550)	(1.128)	(550)	(1.128)
Gastos com PIDV	(417)	(2.443)	(326)	(2.285)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(314)	(336)	(306)	(323)
Despesas com Provisão de Distratos	(148)	-	(148)	-
Acordo coletivo de trabalho	-	(1.002)	-	(883)
Subvenções e assistências governamentais	62	139	50	54
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	230	-	230	-
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.863	855	1.863	855
Outros	(335)	123	(505)	(16)
	<b>(18.638)</b>	<b>(12.207)</b>	<b>(17.547)</b>	<b>(15.436)</b>

<sup>(\*)</sup> Valores divulgados na rubrica Outros em 2014.

## 26. Custos e Despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Matérias-primas e produtos para revenda	(94.453)	(136.809)	(67.401)	(108.578)
Materiais, serviços, fretes, alugueis e outros	(69.855)	(56.427)	(65.788)	(49.520)
Reversão/(perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Depreciação, depleção e amortização	(38.574)	(30.677)	(28.039)	(22.518)
Gastos com pessoal	(29.732)	(31.029)	(23.618)	(25.422)
Participação governamental	(19.812)	(31.589)	(18.734)	(30.441)
Tributárias	(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
(Perdas)/ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(5.583)	(480)	(4.708)	(817)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(4.921)	(5.048)	(3.784)	(4.828)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(4.156)	(2.565)	(4.113)	(2.363)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.641)	(5.555)	(669)	(4.401)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(1.860)	(133)	(2.042)	(3.673)
Varição dos estoques	(1.460)	(2.868)	(507)	(3.035)
Relações institucionais e projetos culturais	(1.401)	(1.742)	(1.165)	(1.504)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(1.033)	(610)	(1.033)	(610)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(550)	(1.128)	(550)	(1.128)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(314)	(336)	(306)	(323)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	230	-	230	-
	(334.029)	(359.627)	(263.425)	(299.808)
<b>Na Demonstração do Resultado</b>				
Custo dos produtos e serviços vendidos	(223.062)	(256.823)	(174.717)	(208.174)
Despesas com vendas	(15.893)	(15.974)	(15.130)	(17.430)
Despesas gerais e administrativas	(11.031)	(11.223)	(7.561)	(7.983)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(6.467)	(7.135)	(5.261)	(6.720)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.024)	(2.589)	(2.011)	(2.562)
Tributárias	(9.238)	(1.801)	(7.730)	(1.045)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(47.676)	(44.636)	(33.468)	(34.814)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	(6.194)	-	(4.788)
Outras despesas líquidas	(18.638)	(12.207)	(17.547)	(15.436)
Participação nos lucros ou resultados	-	(1.045)	-	(856)
	(334.029)	(359.627)	(263.425)	(299.808)

## 27. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Juros sobre endividamento	(22.935)	(15.817)	(19.903)	(12.689)
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido <sup>(*)</sup>	(12.775)	(1.420)	(11.268)	(2.638)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	2.315	2.364	1.207	1.798
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(33.395)	(14.873)	(29.964)	(13.529)
Encargos financeiros capitalizados	5.860	8.450	4.785	7.812
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	986	837	(74)	(291)
Resultado com títulos e valores mobiliários	77	(94)	906	845
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	1.341	2.174	652	1.428
Outras despesas e receitas financeiras líquidas <sup>(**)</sup>	(2.910)	(394)	(2.492)	(2)
Resultado financeiro líquido	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)
Receitas	4.867	4.634	3.303	3.312
Despesas	(21.545)	(9.255)	(18.951)	(5.804)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(11.363)	721	(10.539)	(1.245)
	(28.041)	(3.900)	(26.187)	(3.737)

<sup>(\*)</sup> Inclui variação monetária sobre financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação ao dólar.

<sup>(\*\*)</sup> Inclui em 2015, R\$ 2.749 (R\$ 2.694 na Controladora) de despesa financeira pelas adesões ao REFIS, Programa de Anistias Estaduais e PRORELIT, conforme nota explicativa 21.

## 28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2015	2014	2015	2014
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda e contribuição social	1.794	1.987	4	5
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.355	4.323	2.696	3.770
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	591	312	-	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	-	-	374	-
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	15.932	5.096	16.511	5.316
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	3.634	375	3.583	359

## 29. Informações por segmento

As atividades internacionais de exploração e produção de óleo e gás, refino, petroquímica, gás e energia e distribuição, cuja gestão pertencia à extinta Diretoria Internacional foram realocadas para a gestão das áreas de negócio correlatas no país, assegurando as especificidades dessas atividades.

Para fins de comparabilidade e avaliação, os valores divulgados no ativo consolidado e na demonstração do resultado do exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2015

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	14.215	35.247	10.398	176	8.979	112.715	(12.149)	169.581
Não circulante	469.181	142.384	65.625	1.709	11.609	41.350	(1.304)	730.554
Realizável a longo prazo	25.250	9.309	5.303	12	3.355	32.792	(1.142)	74.879
Investimentos	7.054	3.431	1.781	1.339	134	33	-	13.772
Imobilizado	428.447	128.982	57.300	358	7.296	7.610	(162)	629.831
Em operação	310.761	112.470	47.611	317	6.175	5.798	(162)	482.970
Em construção	117.686	16.512	9.689	41	1.121	1.812	-	146.861
Intangível	8.430	662	1.241	-	824	915	-	12.072
<b>Ativo</b>	<b>483.396</b>	<b>177.631</b>	<b>76.023</b>	<b>1.885</b>	<b>20.588</b>	<b>154.065</b>	<b>(13.453)</b>	<b>900.135</b>

### Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2014

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	17.864	41.147	11.114	173	10.323	64.293	(9.892)	135.023
Não circulante	410.146	148.707	65.491	2.774	11.354	24.985	(5.105)	658.352
Realizável a longo prazo	22.112	9.607	3.780	8	3.349	16.185	(4.938)	50.104
Investimentos	6.030	4.876	1.658	2.221	111	386	-	15.282
Imobilizado	373.412	133.533	59.068	545	7.134	7.465	(167)	580.990
Em operação	271.293	109.910	47.741	502	5.462	5.622	(167)	440.363
Em construção	102.119	23.623	11.327	43	1.672	1.843	-	140.627
Intangível	8.591	690	986	-	760	949	-	11.976
<b>Ativo</b>	<b>428.010</b>	<b>189.854</b>	<b>76.606</b>	<b>2.947</b>	<b>21.677</b>	<b>89.278</b>	<b>(14.997)</b>	<b>793.375</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2015 <sup>(\*)</sup>

								31.12.2015
	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	117.098	245.613	43.185	769	110.030	-	(195.057)	321.638
Intersegmentos	112.071	73.635	6.827	716	1.808	-	(195.057)	-
Terceiros	5.027	171.978	36.358	53	108.222	-	-	321.638
Custo dos produtos vendidos	(82.908)	(199.596)	(34.490)	(846)	(101.623)	-	196.401	(223.062)
Lucro bruto	34.190	46.017	8.695	(77)	8.407	-	1.344	98.576
Despesas	(52.128)	(20.579)	(7.878)	(346)	(9.656)	(21.076)	696	(110.967)
Vendas, gerais e administrativas	(2.128)	(8.112)	(2.752)	(102)	(8.204)	(6.330)	704	(26.924)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(6.467)	-	-	-	-	-	-	(6.467)
Pesquisa e desenvolvimento	(499)	(386)	(169)	(30)	(4)	(936)	-	(2.024)
Tributárias	(552)	(2.488)	(1.295)	(6)	(244)	(4.653)	-	(9.238)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(38.292)	(6.399)	(2.507)	(181)	(297)	-	-	(47.676)
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(17.938)	25.438	817	(423)	(1.249)	(21.076)	2.040	(12.391)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(28.041)	-	(28.041)
Resultado de participações em investimentos	(1.145)	1.192	403	(687)	31	(591)	-	(797)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(19.083)	26.630	1.220	(1.110)	(1.218)	(49.708)	2.040	(41.229)
Imposto de renda e contribuição social	6.099	(8.649)	(277)	144	425	9.010	(694)	6.058
Lucro líquido (Prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(12.963)	18.034	423	(966)	(798)	(39.912)	1.346	(34.836)
Acionistas não controladores	(21)	(53)	520	-	5	(786)	-	(335)
	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)

<sup>(\*)</sup> A relação das empresas por segmento de atuação está apresentada na nota explicativa 11.1.

# Notas explicativas

(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)



## Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2014

								31.12.2014
	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	160.706	268.539	43.213	624	110.178	-	(246.000)	337.260
Intersegmentos	155.380	83.319	4.088	560	2.653	-	(246.000)	-
Terceiros	5.326	185.220	39.125	64	107.525	-	-	337.260
Custo dos produtos vendidos	(87.475)	(277.281)	(36.853)	(728)	(101.680)	-	247.194	(256.823)
Lucro bruto	73.231	(8.742)	6.360	(104)	8.498	-	1.194	80.437
Despesas	(22.903)	(50.034)	(7.839)	(158)	(6.411)	(14.943)	529	(101.759)
Vendas, gerais e administrativas	(1.479)	(6.686)	(6.041)	(118)	(5.944)	(7.467)	538	(27.197)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(7.135)	-	-	-	-	-	-	(7.135)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.290)	(452)	(199)	(32)	(4)	(612)	-	(2.589)
Tributárias	(176)	(276)	(322)	(2)	(79)	(946)	-	(1.801)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.094)	(34.297)	(245)	-	-	-	-	(44.636)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.975)	(3.438)	(654)	-	(26)	(101)	-	(6.194)
Outras receitas (despesas), líquidas	(754)	(4.885)	(378)	(6)	(358)	(5.817)	(9)	(12.207)
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	50.328	(58.776)	(1.479)	(262)	2.087	(14.943)	1.723	(21.322)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(3.900)	-	(3.900)
Resultado de participações em investimentos	(233)	301	492	(124)	11	4	-	451
Participação nos lucros ou resultados	(366)	(298)	(48)	(2)	(60)	(271)	-	(1.045)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	49.729	(58.773)	(1.035)	(388)	2.038	(19.110)	1.723	(25.816)
Imposto de renda e contribuição social	(17.659)	18.917	297	90	(698)	3.531	(586)	3.892
Lucro líquido (Prejuízo)	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	32.008	(39.836)	(785)	(298)	1.339	(15.152)	1.137	(21.587)
Acionistas não controladores	62	(20)	47	-	1	(427)	-	(337)
	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)

**Informações por Atividades no Exterior - 2015**

	<b>E&amp;P</b>	<b>Abasteci- mento</b>	<b>Gás &amp; Energia</b>	<b>Distribuição</b>
<b>Ativo</b>	31.683	5.459	1.577	3.057
<b>Demonstração do resultado</b>				
Receita de vendas	6.175	15.340	1.849	13.714
Intersegmentos	3.224	6.890	109	5
Terceiros	2.951	8.450	1.740	13.709
Lucro Bruto	1.866	607	333	1.207
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(2.680)	(287)	247	254
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(3.562)	(246)	354	220

**Informações por Atividades no Exterior - 2014**

	<b>E&amp;P</b>	<b>Abasteci- mento</b>	<b>Gás &amp; Energia</b>	<b>Distribuição</b>
<b>Ativo</b>	25.557	4.944	1.255	2.497
<b>Demonstração do resultado</b>				
Receita de vendas	7.022	17.313	1.151	12.168
Intersegmentos	2.903	3.584	79	5
Terceiros	4.119	13.729	1.072	12.163
Lucro Bruto	1.969	(668)	219	934
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	147	(1.403)	167	222
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(1.395)	(1.210)	213	182

## 30. Processos judiciais e contingências

### 30.1. Processos judiciais provisionados

A Companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e confiavelmente estimáveis. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se a revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime e diferenças de cálculo nos repousos semanais remunerados;
- Processos fiscais, incluindo a não homologação de compensações de tributos federais e as demandas relacionadas ao recolhimento de ICMS na venda de querosene de aviação;
- Processos cíveis referentes a perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e cobrança de *royalties* sobre a atividade de extração de xisto; e
- Processo ambiental referente à indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro, em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:



	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Passivo não circulante</b>				
Processos trabalhistas	3.323	1.904	2.998	1.668
Processos fiscais	3.087	276	2.323	121
Processos cíveis	2.069	1.770	1.768	1.490
Processos ambientais	282	105	193	59
Outros processos	15	36	-	-
	<b>8.776</b>	<b>4.091</b>	<b>7.282</b>	<b>3.338</b>
Saldo inicial	4.091	2.918	3.338	2.280
Adição	5.294	1.775	4.368	1.494
Utilização	(989)	(740)	(764)	(581)
Atualização de juros	346	155	340	145
Outros	34	(17)	-	-
Saldo final	<b>8.776</b>	<b>4.091</b>	<b>7.282</b>	<b>3.338</b>

### 30.2. Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
<b>Ativo não circulante</b>				
Fiscais	4.076	2.671	3.352	1.872
Cíveis	2.693	1.760	2.540	1.618
Trabalhistas	2.670	2.464	2.417	2.232
Ambientais	305	213	281	205
Outros	14	16	-	-
	<b>9.758</b>	<b>7.124</b>	<b>8.590</b>	<b>5.927</b>

### 30.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou que não possa ser feita uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2015, para os quais a probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

	Consolidado
<b>Natureza</b>	
Fiscais	114.318
Trabalhistas	22.071
Cíveis - Gerais	19.952
Cíveis - Ambientais	5.748
Outras	7
	<b>162.096</b>

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e PIS/COFINS- importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	32.238
2) Dedução imediata da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento da produção de petróleo nos exercícios de 2008 e 2009. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	11.800
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	9.817

4) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos ao Plano Petros, bem como de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	7.481
5) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005 até 2010, não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	6.579
6) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	2.376
7) Cobrança da CIDE-Combustível no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial. Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo.	2.017
8) Cobrança de multa por suposto descumprimento de obrigação acessória quando da movimentação da sonda para o bloco exploratório e no retorno desta embarcação, bem como de ICMS decorrente do desenquadramento do regime aduaneiro de admissão temporária pelo fato de o desembaraço da sonda ter sido realizado em Niterói/RJ e não no estado de SP. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial.	5.161
9) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como pelo uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa. Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados PR, AM, BA, ES, PA, PE e PB.	2.416
10) Incidência de ICMS sobre diferenças na medição inicial e final de estoques nas vendas de petróleo e gás. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, MG e BA.	1.108
11) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	3.794
12) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	3.709
13) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas promovidas por terceiros em operações subsequentes. Situação atual: A questão envolve dois autos de infração que se encontram na esfera administrativa, ainda sem decisão da primeira instância julgadora. Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES e BA.	2.042
14) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial. Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.	1.272
15) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), por alguns municípios do Estado do Espírito Santo sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos". Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.	2.725
16) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia para o MS, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado. Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal. Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.	2.551
17) Não recolhimento dos créditos de ICMS decorrente da aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA e PA.	1.271
18) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno, de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial. Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de Pernambuco.	1.206
19) Cobrança de ICMS sobre as vendas interestaduais de gás natural com destino às distribuidoras localizadas em seu Estado. A fiscalização entende que as operações seriam de transferência, uma vez que as atividades realizadas no city-gate são de industrialização, caracterizando-o como um estabelecimento e conseqüentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência. Situação atual: Há autuações lavradas pelo Estado uma discutida ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	1.406
20) Processos diversos de natureza fiscal	13.349
<b>Total de processos de natureza fiscal</b>	<b>114.318</b>

### Descrição dos processos de natureza trabalhista

Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, RN, PR, SC e RS. (\*)

1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A Companhia ajuizou perante o Tribunal Superior do Trabalho dissídio coletivo de natureza jurídica, no qual, em 19 de outubro de 2015, foi julgado procedente o pedido da Petrobras e encaminhado ao Tribunal Pleno para uniformização do entendimento sobre a matéria no âmbito do TST.	11.547
Autor: SINDIPETRO do Norte Fluminense e SINDIPETRO do estado da Bahia.	
2) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes da alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, observando proporção superior à instituída pela Lei nº 605/49. Situação atual: Referente ao processo de autoria do SINDIPETRO/BA, a Cia. interpôs recurso que se encontra pendente de julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho. No processo em que figura como autor o SINDIPETRO/NF, a Cia. propôs Ação Rescisória processada no TST, cujo mérito ainda não foi julgado.	1.263
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF.	
3) O Autor objetiva a condenação da PETROBRAS a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a PETROBRAS seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobre aviso, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	1.105
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	8.156
<b>Total de processos de natureza trabalhista</b>	<b>22.071</b>

(\*) Foram incluídas ações que estavam apresentadas como "processos diversos", além da revisão de estimativa e expectativa.

### Descrição dos processos de natureza cível

**Estimativa**

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.

1) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em vários campos. Inclui também discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades nos sistemas de medição de plataformas. Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas.	4.866
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE). Situação atual: As questões envolvem processos judicial e arbitral. Por força de decisões judiciais as arbitragens estão suspensas. No caso dos campos de Lula e Cernambi, os valores das supostas diferenças de participações governamentais foram depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, atualmente as diferenças tem sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente. No caso dos campos de Baúna e Piracaba, por força de decisão liminar concedida pelo Judiciário, a PETROBRAS deposita o valor controvertido das PGs em juízo. No caso da unificação dos Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, por força de decisões judiciais e do próprio Tribunal Arbitral a cobrança das supostas diferenças de PE a maior encontra-se suspensa.	4.764
Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	
3) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina e derivados (Diesel e GLP) no mercado interno. Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, onde a Companhia foi condenada em 1º instância. A Companhia tem buscado assegurar os seus direitos, sendo certo que o CADE já analisou o tema e decidiu pela ausência de postura anticoncorrencial da Petrobras.	1.605
Autor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc	
4) Arbitragem nos Estados Unidos sobre rescisão unilateral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculados ao navio-sonda Titanium Explorer. Situação atual: O processo se encontra em fase de conhecimento, onde a Companhia busca seus direitos apresentando documentos para a comprovação de que o autor descumpriu obrigações contratuais.	1.562
5) Processos diversos de natureza cível	7.155
<b>Total de processos de natureza cível</b>	<b>19.952</b>

**Descrição dos processos de natureza ambiental**

Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná,

AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária e IAP - Instituto Ambiental do Paraná.

1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16.07.2000.

Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a Companhia, ré, interpuseram recursos de apelação.

2.388

Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.

2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação Upstream impugnadas em virtude de divergência quanto a interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo MPF por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36.

Situação atual: Aguarda-se julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa quanto às multas e, no que toca a ação civil pública, a Petrobras recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso que será julgado pelo Tribunal Regional Federal.

1.057

3) Processos diversos de natureza ambiental

2.303

Total de processos de natureza ambiental

5.748

**30.4. Ação coletiva (class action) e processos relacionados**

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class actions*) foram propostas contra a Companhia perante a Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, nos Estados Unidos (United States District Court for the Southern District of New York). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 (“Ação Coletiva Consolidada”). A Corte designou um autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited (“USS”), em 4 de março de 2015, que apresentou petição inicial consolidada em 27 de março de 2015, pretendendo representar investidores que:

- a) adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 (o “Período da Classe”) e que sofreram perdas;
- b) adquiriram as *Notes* emitidas em 2012, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2009, ou as *Notes* emitidas em 2013 ou as *Notes* emitidas em 2014, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2012, dentro do Período da Classe e que sofreram perdas; e
- c) adquiriram valores mobiliários da Petrobras no Brasil durante o período da Classe e que também adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder da ação coletiva consolidada alega que a Companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na SEC, teria reportado informações materialmente falsas e cometido omissões capazes de induzir os investidores a erro, principalmente com relação ao valor de seus ativos, despesas, lucro líquido e eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações contábeis e suas políticas anti-corrupção, em função de denúncias de corrupção com relação a determinados contratos, o que teria supostamente elevado de maneira artificial o preço dos valores mobiliários da Petrobras.

Em 17 de abril de 2015, a Petrobras, sua controlada Petrobras Global Finance BV (PGF) e os bancos subscritores de ofertas públicas de títulos (“Bancos Subscritores”) apresentaram *Motion to Dismiss*, uma defesa em que são apresentados argumentos jurídicos requerendo a extinção sumária do processo.

Em 9 de julho de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre a *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da Companhia. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, que os pleitos relacionados à emissão de certos títulos de dívida realizada nos EUA em 2012 com base no Securities Act de 1933 estão prescritos e que os pleitos relativos aos valores mobiliários adquiridos no Brasil estão sujeitos à resolução por arbitragem, conforme previsto no Estatuto Social da Petrobras. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, a Ação Coletiva Consolidada prosseguiu quanto aos demais pleitos.

Conforme autorizado pelo Juiz, foram apresentadas novas petições consolidadas em 16 de julho de 2015, 1<sup>o</sup> de setembro de 2015 e 30 de novembro de 2015. Essa última foi apresentada pelo autor líder USS e três outros autores (Union Asset Management Holding AG; Employees' Retirement System of the State of Hawaii; e North Carolina Department of State Treasurer), contendo os pleitos da Ação Coletiva Consolidada que não foram rejeitados ou que o Juiz autorizou fossem reformulados em sua decisão de 9 de julho de 2015. Essa petição consolidada também estende o Período da Classe até 28 de julho de 2015, além de incluir a Petrobras America Inc. ("PAI") como ré.

Em 7 de dezembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram *Motion to Dismiss* contra a petição consolidada.

Em 20 de dezembro de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre essa *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da Companhia. Dentre outras decisões, o Juiz rejeitou os pleitos dos autores da petição consolidada baseados na aquisição de títulos emitidos pela Companhia quando não conseguiram provar que foram adquiridos em transações ocorridas nos EUA. O Juiz também rejeitou pleitos baseados no Securities Act de 1933 em relação a certas aquisições quando os autores não conseguiram demonstrar que se basearam em informações divulgadas pela Petrobras. Outros argumentos da *Motion to Dismiss* foram rejeitados, portanto a Ação Coletiva Consolidada continuará quanto aos demais pleitos.

Em 15 de outubro de 2015, os autores apresentaram uma petição requerendo a certificação de classe para a Ação Coletiva Consolidada e, em 6 de novembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram petição impugnando tal requerimento. Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu a petição para certificação de classe, determinando que os representantes da classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act serão os autores Employees' Retirement System of the State of Hawaii e North Carolina Department of State Treasurer e o representante da classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no *Exchange Act* será o autor Universities Superannuation Scheme Limited.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, até a presente data, 28 ações foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque nos Estados Unidos (Southern District of New York) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Em 21 de agosto de 2015, a Petrobras, a PGF e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos apresentaram *Motion to Dismiss* e, em 15 de outubro de 2015, o Juiz acolheu parcialmente essa defesa. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, a prescrição de certos pleitos baseados no Exchange Act, no Securities Act, e em legislações estaduais. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, essas ações terão seguimento. Além disso, uma ação semelhante foi apresentada por investidores individuais no Distrito Leste da Pensilvânia.

O Juiz determinou que a Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais serão resolvidas por um júri em um único julgamento que deverá durar no máximo oito semanas; que a audiência de julgamento começará no dia 19 de setembro de 2016; e que qualquer ação individual apresentada após 31 de dezembro de 2015 será suspensa para todos os efeitos até o encerramento do julgamento previsto.

Em 17 de março de 2016, uma nova ação foi iniciada por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, apresentando alegações semelhantes àquelas formuladas na Ação Coletiva Consolidada. De acordo com decisão do juiz, esta ação permanecerá suspensa até a conclusão do julgamento das demais ações.

Essas ações estão em estágio preliminar e envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, informações produzidas no procedimento *probatório* (*discovery*), tempo das decisões judiciais, obtenção de provas em poder de terceiros ou autores, a decisão da corte em questões chave do processo, análises de peritos, o potencial e a intenção de as partes iniciarem negociações de boa-fé para um acordo.

Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades e os autores não indicaram um montante do dano alegado na Ação Coletiva Consolidada ou nas ações individuais.

As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas ações. Como resultado, a Companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesses litígios.

Caso a decisão do litígio seja contrária ou se houver um acordo, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderão ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados ou seu fluxo de caixa consolidados em um determinado período.

A Companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e está se defendendo firmemente em relação às alegações feitas nessas ações.

## 30.5. Contingências Ativas

### 30.5.1. Recuperação de PIS e COFINS

A Companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação, por meio de compensação, dos valores recolhidos a título de PIS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, no período compreendidos entre fevereiro de 1999 e novembro de 2002, e COFINS compreendido entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional o respectivo §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a Companhia reconheceu o valor de R\$ 497.

Em relação aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras no período de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002, cuja ação foi ajuizada em 2005, a Companhia reconheceu em setembro de 2014 o valor de R\$ 2.177 (sendo R\$ 820 em outras despesas líquidas e R\$ 1.357 em resultado financeiro), após o direito à recuperação ter sido reconhecido de forma definitiva, conclusão do levantamento do valor e documentos que possibilitaram o pedido de liquidação judicial.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possui R\$ 2.960 de PIS e COFINS, atualizados monetariamente, registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, que estão em fase de liquidação judicial, conforme detalhado no quadro a seguir:

	<u>31.12.2015</u>
COFINS - Janeiro de 2003 a janeiro de 2004	497
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	2.209
Atualização monetária	254
<b>Saldo atualizado registrado no ativo não circulante</b>	<b>2.960</b>

## 31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPF, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (Contrato GSA Petrobras-YPF). O acordo contempla a solução para as diferentes interpretações do GSA, por meio de pagamentos e compensações de parte a parte, além da celebração de um contrato de fornecimento de gás natural visando retomar a operação da termoelétrica UTE Cuiabá a partir de abril de 2014, gerando um desembolso de R\$ 872. Posteriormente, após as compensações apresentadas por cada parte, este acordo foi capaz de gerar um fluxo de caixa positivo líquido para a Petrobras durante seu período de apuração.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor total do Contrato GSA para o período de 2016 a 2019 é de aproximadamente 43,95 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m<sup>3</sup> por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 6,46 bilhões.

### 32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R\$ 6.229 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 4.798 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 4.153 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 645 referem-se a garantias bancárias.

### 33. Gerenciamento de riscos

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez. Na Companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

A Companhia instituiu a Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, com a missão de assegurar a conformidade processual e mitigar riscos em suas atividades, incluindo os de fraude e corrupção. As matérias submetidas à deliberação da Diretoria Executiva contam, necessariamente, com prévia manifestação favorável desta diretoria quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.

A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua, sendo os riscos considerados em todas as decisões e a sua gestão realizada de maneira integrada.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2015, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:



	Posição patrimonial consolidada					
	Valor nocional		Valor Justo		Vencimento	
	31.12.2015	31.12.2014	Posição Ativa (Passiva)			
			31.12.2015	31.12.2014		
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>						
Contratos Futuros (*)	(5.694)	(4.314)	149	186		
Compra/Petróleo e Derivados	53.735	84.544	-	-	2016	
Venda/Petróleo e Derivados	(59.429)	(88.858)	-	-	2016	
Contratos de Opções (*)	123	(594)	38	2		
Compra/Petróleo e Derivados	-	(364)	-	(1)	2016	
Venda/Petróleo e Derivados	123	(230)	38	3	2016	
Contratos a Termo			24	3		
Compra/Câmbio (ARS/USD) (**)	USD 0	USD 10	-	(3)	2016	
Compra/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 217	USD 0	23	-	2016	
Venda/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 50	USD 249	1	6	2016	
<b>Derivativos designados como Hedge</b>						
SWAP			(130)	(113)		
Câmbio - cross currency swap (**)	USD 298	USD 298	(62)	(59)	2016	
Juros - Libor/taxa fixa (**)	USD 396	USD 419	(68)	(54)	2017	
<b>Total reconhecido no Balanço Patrimonial</b>			<b>81</b>	<b>78</b>		

(\*) Valor nocional em mil bbl

(\*\*) Valores em USD estão em milhões.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período (*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)		Garantias dadas como colaterais	
	2015	2014	2015	2014	31.12.2015	31.12.2014
	Derivativos de commodities	927	910	-	-	36
Derivativos de moeda	90	(49)	30	22	-	-
Derivativos de juros	(31)	(24)	5	(5)	-	-
<b>Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)</b>	<b>986</b>	<b>837</b>	<b>35</b>	<b>17</b>	<b>36</b>	<b>17</b>
	<b>(7.088)</b>	<b>(1.673)</b>	<b>(61.651)</b>	<b>(13.977)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>(6.102)</b>	<b>(836)</b>	<b>(61.616)</b>	<b>(13.960)</b>	<b>36</b>	<b>17</b>

(\*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

(\*\*) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.

(\*\*\*) Utilizando instrumentos financeiros não derivativos, conforme nota explicativa 33.2.

A análise de sensibilidade com relação aos diferentes tipos de risco de mercado aos quais a Companhia está exposta com base em sua posição em instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2015 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
<b>Derivativos não designados como Hedge</b>				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	149	(173)	(494)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	6	(163)	(326)
Contratos a Termo	Câmbio - Valorização do ARS frente ao USD	-	-	-
SWAP	Juros - Queda de taxa de Juros em EUR	-	-	-
Opções	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	37	36	35
		192	(300)	(785)
<b>Derivativos designados como Hedge</b>				
SWAP		(33)	(232)	(387)
Dívida	Câmbio -Apreciação do JPY frente ao USD	33	232	387
Efeito Líquido		-	-	-
SWAP		15	(7)	(11)
Dívida	Juros - Alta da taxa LIBOR	(15)	7	11
Efeito Líquido		-	-	-

(\*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12% / Curva Futura de LIBOR - aumento de 0,31% ao longo da curva. Fonte: Focus e Bloomberg



### 33.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, evitando utilizar derivativos para proteger operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais. As operações com derivativos existentes referem-se, usualmente, à proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo.

### 33.2. Gerenciamento de risco cambial

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los considerando uma análise integrada dos negócios aproveitando os benefícios inerentes à diversificação. No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

#### a) *Hedge* de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

A Companhia designa relações de *hedge* entre “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e parcelas de certas obrigações (instrumentos de proteção) em dólares norte-americanos para que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos ao mesmo momento na demonstração de resultado.

Parcelas dos saldos de principal, juros de endividamentos (não derivativos) e contratos de câmbio a termo foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do exercício foram substituídos por saldos de principal e juros de dívidas nas relações de *hedge* para os quais haviam sido designados.

As relações de *hedge* individuais foram estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, para uma parcela de “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês foi designada uma relação de *hedge* individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. A Companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parcela do total das exportações previstas.

Caso as exportações designadas em relação de *hedge* deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado no momento em que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações designadas em relação de *hedge* deixem de ser previstas. Nesses casos, a variação cambial, referente às dívidas que excederam o total de exportações previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revogação, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Em dezembro de 2015, exportações designadas em relação de *hedge* para alguns meses do ano 2016 deixaram de ser previstas, implicando na revogação da relação de *hedge* e na reclassificação da variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado. Essa parcela de variação cambial reconhecida no resultado de dezembro de 2015 foi de R\$ 199.

Os valores dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2015, além da realização anual do saldo da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes tomando como base uma taxa BRL/USD de 3,9048, no patrimônio líquido são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor principal (US\$ milhões)	Valor dos instrumentos de proteção
Instrumentos financeiros não derivativos (dívidas e juros)	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa spot R\$ x US\$	Janeiro de 2016 a Novembro de 2026	61.520	240.222

**Movimentação do valor de referência (principal e juros)**

	US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2014	50.858	135.088
Novas designações, revogações e re-designações	23.336	81.137
Realização por exportações	(5.401)	(17.704)
Amortização de endividamento	(7.273)	(27.038)
Varição Cambial	-	68.739
<b>Valor em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>61.520</b>	<b>240.222</b>

A relação entre dívidas designadas em relações de *hedge* e exportações futuras altamente prováveis segue a seguinte distribuição no tempo:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Consolidado
										Média
Valor protegido/Exportações futuras altamente prováveis (%)	82	83	80	78	71	61	57	55	49	60

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2015, a ser realizada pelas exportações:

	Varição cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	(26.668)	9.067	(17.601)
Reconhecidos no patrimônio líquido	(68.739)	23.371	(45.368)
Transferidos para resultado por realização	6.889	(2.342)	4.547
Transferidos para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas	199	(68)	131
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>(88.319)</b>	<b>30.028</b>	<b>(58.291)</b>

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do PNG 2015-2019, indicaria a necessidade de reclassificação de aproximadamente R\$ 1.600 do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 é a demonstrada a seguir:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Consolidado
										Total
Expectativa de realização	(10.708)	(12.357)	(12.795)	(11.325)	(9.516)	(9.188)	(9.413)	(6.630)	(6.387)	(88.319)

**b) Hedge de fluxo de caixa envolvendo contratos de *swap* - Iene x Dólar**

A Companhia também mantém uma operação de *hedge* denominada *cross currency swap* para fixar em dólares norte-americanos os custos relacionados a *Bonds* emitidos em Ienes, não tendo intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. A relação entre o derivativo e o empréstimo também foi designada como *hedge* de fluxo de caixa.

**c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial**

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2015	Risco	Consolidado		
			Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	21.213		789	5.303	10.607
Passivos	(258.554)	Dólar / Real	(9.614)	(64.638)	(129.277)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	240.222		8.933	60.056	120.111
	2.881		108	721	1.441
Passivos (**)	(2.180)	Iene / Dólar	65	(545)	(1.091)
	(2.180)		65	(545)	(1.091)
Ativos	111	Euro / Real	-	28	56
Passivos	(8.798)		(4)	(2.199)	(4.399)
	(8.687)		(4)	(2.171)	(4.343)
Ativos	34.250	Euro / Dólar	(1.256)	8.562	17.125
Passivos	(59.238)		2.173	(14.809)	(29.619)
	(24.988)		917	(6.247)	(12.494)
Ativos	29	Libra / Real	2	7	14
Passivos	(102)		(6)	(25)	(51)
	(73)		(4)	(18)	(37)
Ativos	9.106	Libra / Dólar	176	2.277	4.553
Passivos	(19.347)		(375)	(4.837)	(9.674)
	(10.241)		(199)	(2.560)	(5.121)
Ativos	2.331	Dólar / Peso	259	583	1.165
Passivos	(2.476)		(275)	(619)	(1.238)
	(145)		(16)	(36)	(73)
	(43.433)		867	(10.856)	(21.718)

(\*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12,0% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 3,5% / Libra x Dólar - valorização da libra em 1,9% / Real x Euro - valorização do real em 0,1% / Real x Libra - desvalorização do real em 5,7%. Fonte: Focus e Bloomberg

(\*\*) Parte da exposição está protegida pelo derivativo *Cross Currency Swap*

### 33.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

### 33.4. Gestão de Capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital em níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os recursos de terceiros obtidos através de empréstimos, emissões de títulos no mercado de capitais internacional e desinvestimentos. A empresa mantém um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos, com prazo médio de amortização em torno de sete anos.

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais e *time deposits* com vencimento superior a três meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (*impairment*). Tais medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

	Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014
Endividamento total	492.849	351.035
Caixa e equivalentes de Caixa	97.845	44.239
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	3.042	24.707
Endividamento líquido	391.962	282.089
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%
EBITDA ajustado	73.859	59.140
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	5,31	4,77

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros, fazendo com que a Companhia possa apresentar investimentos maiores que a geração de caixa operacional durante determinados períodos. A manutenção do preço do petróleo nos níveis atuais, por um longo período, pode também impactar a capacidade de geração operacional de caixa. Dessa forma, a Companhia pode conviver temporariamente com a piora de seus indicadores até que os investimentos realizados estejam gerando caixa e/ou outros ajustes decorrentes da revisão do Plano de Negócios e Gestão em andamento sejam implementados.

Além disso, o plano de desinvestimento para o biênio 2015-2016, no valor total US\$ 15,1 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da Companhia que visa à redução da alavancagem, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo & gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Entretanto, essa carteira de desinvestimento é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações dependerá das condições negociais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da Companhia, não atendendo, por estes motivos as condições de classificação para ativos mantidos para venda, conforme definido na nota explicativa 4.12.

### 33.5. Risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior. O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e como contrapartes em operações de derivativos. Está distribuído entre os principais bancos internacionais classificados como "grau de Investimento" pelas principais classificadoras internacionais de riscos e os bancos brasileiros com classificação mínima de risco A2/F2.

#### 33.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

##### a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as comissões de crédito avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

## b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Consolidado			
	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2015	2014	2015	2014
AAA	-	55	-	-
AA	2.214	266	-	-
A	73.986	21.635	-	53
BBB	14.063	3.988	260	243
BB	653	-	-	-
B	29	-	-	-
AAA.br	6.590	13.867	3.043	24.655
AA.br	42	2.459	-	-
Outras classificações	268	1.969	86	102
	97.845	44.239	3.389	25.053

### 33.6. Risco de Liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas e é gerenciado pela Companhia através de ações como: centralização do caixa do sistema, otimizando as disponibilidades e reduzindo a necessidade de capital de giro; caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em caso de mercado adverso; ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, mantendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Ao longo de 2015, a Companhia utilizou as fontes tradicionais de financiamento (Export Credit Agency – ECAs, mercado bancário, mercado de capitais e bancos de desenvolvimento) para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Em 2016, a Companhia espera contar com as fontes tradicionais de captação, com novos mercados e com os recursos oriundos do programa de desinvestimentos para suprir sua necessidade de liquidez.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir::

Vencimento	Consolidado							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325	189.838	497.289	354.226
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293	128.038	230.531	123.105
Total	76.618	68.191	84.933	106.584	73.618	317.876	727.820	477.331

### 33.7. Seguros (não auditado)

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da Companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. Para os seguros contratados, a Companhia também assume parcela de seu risco, através de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 25 milhões.

As premissas de risco adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis. Conseqüentemente, não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2015 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada	
		Consolidado	Controladora
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	485.410	304.375
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	10.094	
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	102.905	23.791
<b>Total</b>		<b>598.409</b>	<b>328.166</b>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

### 34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos são determinados com base nos preços de mercado, quando disponíveis, ou na falta desta, no valor presente de fluxos de caixa futuros esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos não circulantes e os passivos são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros registrados em base recorrente está demonstrada a seguir:

- Nível I: são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;
- Nível II: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;
- Nível III: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

Ativos	Valor justo medido com base em			
	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Títulos e valores mobiliários	3.068	-	-	3.068
Derivativos de commodities	187	-	-	187
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	24	-	24
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>3.255</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>3.279</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro 2014</b>	<b>7.390</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>7.396</b>
<b>Passivos</b>				
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	(62)	-	(62)
Derivativos de Juros	-	(68)	-	(68)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>-</b>	<b>(130)</b>	<b>-</b>	<b>(130)</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro 2014</b>	<b>-</b>	<b>(116)</b>	<b>-</b>	<b>(116)</b>

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.1.

## 35. Eventos subsequentes

### Revisão do Modelo de Gestão e Governança da Petrobras

Em 28 de janeiro de 2016, a Companhia divulgou sua nova estrutura organizacional e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital. O novo modelo de gestão não prevê a descontinuidade de negócios da Companhia, porém envolve unificação de atividades.

Dessa forma, a atual estrutura de informações segmentadas será reavaliada, a fim de fornecer aos gestores informações suficientes para avaliação do desempenho dos negócios, bem como, para a tomada de decisão sobre a alocação de recursos e/ou investimentos.

### Ação movida pela EIG relativa à Sete Brasil

Em 23 de fevereiro de 2016, EIG Management Company (EIG) e afiliadas propuseram ação judicial em face da Petrobras perante corte federal em Washington, EUA, alegando que a Companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na Sete Brasil Participações S.A. ("Sete"), através de comunicações que teriam deixado de revelar o suposto esquema de corrupção em que a Petrobras e a "Sete" estavam alegadamente envolvidas e que os investimentos dos autores na "Sete" permitiram à Petrobras perpetuar e expandir o esquema de corrupção. A Petrobras ainda não foi notificada nesta ação.

### Captações no mercado bancário

Em 26 de fevereiro de 2016, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso (*Term Sheet*) com China Development Bank – CDB, para a captação de US\$ 10 bilhões.

Em paralelo à assinatura do termo de compromisso, já estão em negociação as minutas dos contratos do financiamento, que preveem a execução de um acordo comercial de fornecimento de petróleo para empresas chinesas, em bases similares ao executado pelas partes em 2009.

### Rescisão do contrato de venda de 20% nas concessões de Bijupirá e Salema

Em 26 de fevereiro de 2016, foram rescindidos pela Petro Rio S.A. os contratos de venda assinados com a Companhia em 1º de julho de 2015, relativos à venda da participação de 20% nas concessões dos campos de Bijupirá e Salema (BJS) e na empresa holandesa BJS Oil Operations B.V. (BJSOO BV). Desta forma, a Companhia permanece com estas participações em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., que detém os 80% restantes na participação e opera os campos.

De acordo com as condições contratuais, com a aprovação do CADE em 10 de agosto de 2015, foram recebidos pela Companhia o montante de US\$ 5 milhões a título de adiantamento que deverão ser integralmente devolvidos.

### Incentivo à exploração e à produção de petróleo e gás natural

Em 3 de março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE emitiu a Resolução no. 2 autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados na Rodada Zero, estabelecendo diretrizes para esse processo, bem como determinou que a ANP notifique as operadoras cujos campos estão sem produção nos últimos seis meses, solicitando um posicionamento quanto à retomada da produção, transferência de direitos ou devolução do mesmo. A Resolução também prorroga o regime aduaneiro especial de bens destinados às atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás, REPETRO, e solicita ao Ministério de Minas e Energia que conclua os estudos para proposição dos parâmetros para contratação em regime de partilha de áreas unitizáveis no Pré-Sal.

### **Desembolso do contrato de financiamento com o ICBC Leasing (*sale - leaseback*)**

Em 8 de março de 2016, a Companhia informou que foi desembolsado naquele dia, o montante de US\$ 1 bilhão pelo ICBC Leasing (Industrial and Commercial Bank of China Leasing), proveniente de estrutura financeira que envolve a plataforma P-52, conforme anunciado ao mercado em 13 de outubro de 2015.

Nessa modalidade de financiamento, a P-52 foi alienada ao banco em troca do desembolso do montante combinado. A dívida é paga por meio do aluguel da unidade e, ao final do repagamento da dívida, a plataforma volta a ser de propriedade da Companhia. A operação tem prazo de dez anos.

\*\*\*



## Balanço Social (não auditado)

	<b>Consolidado</b>					
	<b>2015</b>			<b>2014</b>		
<b>1- Base de Cálculo</b>						
Receita de vendas Consolidada (RL)			321.638			337.260
Lucro (Prejuízo) antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO)			(41.229)			(24.771)
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)			30.637			31.671
			<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>
<b>2- Indicadores Sociais Internos</b>	<b>Valor</b>	<b>FPB</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>FPB</b>	<b>RL</b>
Alimentação	1.226	4,00	0,38	1.222	3,86	0,36
Encargos sociais compulsórios	6.162	20,11	1,92	5.774	18,23	1,71
Previdência privada	2.190	7,15	0,68	1.978	6,25	0,59
Saúde	1.685	5,50	0,52	1.477	4,66	0,44
Segurança e saúde no trabalho	233	0,76	0,07	225	0,71	0,07
Educação	263	0,86	0,08	242	0,76	0,07
Cultura	7	0,02	-	18	0,06	0,01
Capacitação e desenvolvimento profissional	309	1,01	0,10	365	1,15	0,11
Creches ou auxílio-creche	79	0,26	0,02	58	0,18	0,02
Participação nos lucros ou resultados	-	-	-	1.045	3,30	0,31
Outros	92	0,30	0,03	50	0,16	0,01
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>12.246</b>	<b>39,97</b>	<b>3,81</b>	<b>12.454</b>	<b>39,32</b>	<b>3,69</b>
			<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>
<b>3- Indicadores Sociais Externos</b>	<b>Valor</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>
Socioambiental (I)	271	(0,66)	0,08	405	(1,63)	0,12
Cultural (II)	139	(0,34)	0,04	194	(0,78)	0,06
Esportivo (III)	86	(0,21)	0,03	94	(0,38)	0,03
Total de investimentos para a sociedade	496	(1,20)	0,15	693	(2,80)	0,21
Tributos (excluídos encargos sociais)	113.840	(276,12)	35,39	106.319	(429,21)	31,52
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>114.336</b>	<b>(277,32)</b>	<b>35,55</b>	<b>107.012</b>	<b>(432,00)</b>	<b>31,73</b>
			<b>% sobre</b>			<b>% sobre</b>
<b>4- Indicadores Ambientais</b>	<b>Valor</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>RO</b>	<b>RL</b>
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	3.678	(8,92)	1,14	3.169	(12,79)	0,94
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa						
			( ) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%			( ) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50%
			( ) cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%			( ) cumpre de 51 a 75% (X) cumpre de 76 a 100%

## Balanço Social (continuação)

	Consolidado	
	2015	2014
<b>5- Indicadores do Corpo Funcional</b>		
Número de empregados(as) ao final do período	78.470	80.908
Número de admissões durante o período (IV)	804	3.786
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (V)	158.076	203.705
Número de estagiários(as) (VI)	1.438	1.746
Número de empregados(as) acima de 45 anos (VII)	31.268	33.767
Número de mulheres que trabalham na empresa	13.695	13.625
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (VII)	15,3%	15,2%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VIII)	20.098	19.959
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IX)	25,3%	20,3%
Número de empregados com deficiência (X)	444	286
<b>6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial</b>		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (XI)	32,0	32,0
Número total de acidentes de trabalho (XII)	3.096	-
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção (X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção (X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as) ( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências ( ) todos(as) empregados(as) ( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve ( ) segue as normas da OIT (X) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá ( ) seguirá as normas da OIT (X) incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)	( ) direção ( ) direção e gerências (X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados ( ) são sugeridos (X) são exigidos	( ) não serão considerados ( ) serão sugeridos (X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve ( ) apoia (X) organiza e incentiva	( ) não se envolverá ( ) apoiará (X) organizar e incentivar
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XIII)	na empresa 9.455 no Procon 36 na Justiça 30	na empresa 5.564 no Procon 0 na Justiça 0
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 99,1% no Procon 47,2% na Justiça 40%	na empresa 98% no Procon - na Justiça -
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015: 169.931	Em 2014: 146.440
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	65% governo 17% colaboradores(as) 0% acionistas 39% terceiros -21% retido	70% governo 22% colaboradores(as) 0% acionistas 23% terceiros -15% retido

## 7 - Outras Informações

I. A partir de 2015, passa a incluir os valores destinados ao apoio a projetos sociais, ambientais e de esporte educacional. Contempla as antigas linhas de "Geração de Renda e Oportunidade de Trabalho", "Educação para a Qualificação Profissional", "Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente", "Outros" e "Investimentos em programas e/ou projetos externos", além de parcela da linha "Esporte" destinada a projetos de esporte educacional.

II. O valor difere do divulgado no Balanço Social do ano anterior, em função de os números inicialmente publicados não contemplarem os investimentos em projetos culturais desvinculados do programa de patrocínio vigente que, em 2014, somaram R\$ 51,6 milhões.

III. A partir de 2015, não inclui os valores de projetos de esporte educacional, já contemplados na linha Socioambiental. Por essa razão, o valor de 2014 difere do divulgado no Balanço Social anterior pois não contabiliza tais investimentos, que somam R\$ 30,1 milhões e passa a contemplar os investimentos em projetos desvinculados do programa de patrocínio vigente, que em 2014, somaram R\$ 25,2 milhões no segmento esportivo.

IV. Informações do Sistema Petrobras no Brasil, relativas a admissões por processo seletivo público.

V. Em 2015, passou a refletir apenas os prestadores de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras. O número de 2014 foi ajustado para fins de comparabilidade.

VI. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener e Gas Brasileiro. As demais controladas não possuem programas de estágio.

VII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás e Petrobras Biocombustível.

VIII. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).

IX. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 25,3% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).

X. Dado obtido através dos registros no Sistema Informatizado de Saúde, a partir da autodeclaração do empregado e análise médica durante os exames ocupacionais.

XI. Informações da Petrobras Controladora.

XII. Se refere ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidente de trabalho. O número apresentado para 2016 foi estimado com base no Limite de Alerta estabelecido para o indicador TOR, que é de 4,40 e no HHER projetado para o ano (636,68 milhões de homens-hora de exposição ao risco).

XIII. As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. As metas para 2016 incluem apenas Petrobras Controladora e Liquigás.

(i) Composta por salários, vantagens, FGTS, INSS e demais benefícios a empregados.

## Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela *Securities and Exchange Commission* (SEC). Os itens (a) a (c) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (d) e (e) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A Companhia, em 31 de dezembro de 2015, mantém atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e Turquia (outros). As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na África, com destaque para Nigéria, e de empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção. Contudo, somente nos países Argentina, Estados Unidos da América, Nigéria e Venezuela, a Companhia registra Reservas.

### a) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior Total		
<b>31 de dezembro de 2015</b>								
Reservas de petróleo e gás não provadas	26.239	520	1.547	-	-	2.067	28.306	-
Reservas de petróleo e gás provadas	276.544	7.872	16.037	-	-	23.909	300.453	11.318
Equipamentos de suporte	276.972	4.164	256	-	16	4.436	281.408	345
Custos capitalizados brutos	579.755	12.556	17.840	-	16	30.412	610.167	11.663
Depreciação, Depleção e Amortização	(159.173)	(7.955)	(6.146)	-	(16)	(14.117)	(173.290)	(5.006)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>420.582</b>	<b>4.601</b>	<b>11.694</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.295</b>	<b>436.877</b>	<b>6.657</b>
<b>31 de dezembro de 2014</b>								
Reservas de petróleo e gás não provadas	24.698	192	1.788	-	-	1.980	26.678	24
Reservas de petróleo e gás provadas	256.376	5.332	11.281	-	-	16.613	272.989	12.065
Equipamentos de suporte	211.159	3.136	206	-	9	3.351	214.510	69
Custos capitalizados brutos	492.233	8.660	13.275	-	9	21.944	514.177	12.158
Depreciação, Depleção e Amortização	(124.020)	(4.656)	(3.383)	-	(9)	(8.048)	(132.068)	(4.831)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>368.213</b>	<b>4.004</b>	<b>9.892</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.896</b>	<b>382.109</b>	<b>7.327</b>
<b>31 de dezembro de 2013</b>								
Reservas de petróleo e gás não provadas	49.806	1.936	1.342	51	-	3.329	53.135	-
Reservas de petróleo e gás provadas	193.003	5.646	14.102	-	-	19.748	212.751	9.304
Equipamentos de suporte	190.773	842	(642)	(35)	10	175	190.948	2
Custos capitalizados brutos	433.582	8.424	14.802	16	10	23.251	456.833	9.306
Depreciação, Depleção e Amortização	(104.541)	(4.790)	(2.221)	-	(9)	(7.020)	(111.561)	(3.408)
<b>Custos capitalizados, líquidos</b>	<b>329.041</b>	<b>3.634</b>	<b>12.581</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>16.232</b>	<b>345.273</b>	<b>5.898</b>

## b) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
	América do Sul					Exterior		
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África*	Outros	Total	Total	
31 de dezembro de 2015								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	9.989	179	275	-	-	454	10.443	34
Custos de desenvolvimento	47.906	1.486	1.310	-	-	2.796	50.702	1.420
<b>Total</b>	<b>57.895</b>	<b>1.665</b>	<b>1.585</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.250</b>	<b>61.145</b>	<b>1.454</b>
31 de dezembro de 2014								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	209	-	-	-	209	209	-
Não provadas	120	-	-	-	-	-	120	-
Custos de exploração	12.833	288	317	36	-	641	13.474	-
Custos de desenvolvimento	42.726	1.285	983	-	-	2.268	44.994	1.501
<b>Total</b>	<b>55.679</b>	<b>1.782</b>	<b>1.300</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>3.118</b>	<b>58.797</b>	<b>1.501</b>
31 de dezembro de 2013								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	6.538	-	-	-	-	-	6.538	-
Custos de exploração	13.206	429	830	3	2	1.264	14.470	-
Custos de desenvolvimento	39.197	1.576	2.765	660	6	5.007	44.204	556
<b>Total</b>	<b>58.941</b>	<b>2.005</b>	<b>3.595</b>	<b>663</b>	<b>7</b>	<b>6.271</b>	<b>65.212</b>	<b>556</b>

## c) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 são apresentados na tabela a seguir. A Companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela Companhia podem não ser indicativos do preço que a Companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela Companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração – Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior Total		Total
<b>31 de dezembro de 2015</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.076	1.002	1.949	-	-	2.951	5.027	1.853
Intersegmentos	108.846	3.225	-	-	-	3.225	112.071	62
	110.922	4.227	1.949	-	-	6.176	117.098	1.915
Custos de produção	(53.863)	(1.853)	(629)	-	-	(2.482)	(56.345)	(698)
Despesas de exploração	(5.262)	(66)	(1.139)	-	-	(1.205)	(6.467)	(110)
Depreciação, depleção e amortização	(24.735)	(1.005)	(823)	-	-	(1.828)	(26.563)	(624)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(35.739)	(796)	(1.757)	-	-	(2.553)	(38.292)	(1.077)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.581)	182	(352)	-	(618)	(788)	(7.369)	(166)
Resultados antes dos impostos	(15.258)	689	(2.751)	-	(618)	(2.680)	(17.938)	(760)
Imposto de renda e contribuição social	5.188	(261)	5	-	53	(203)	4.985	(286)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	(10.070)	428	(2.746)	-	(565)	(2.883)	(12.953)	(1.046)
<b>31 de dezembro de 2014</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	1.190	1.975	2.144	-	-	4.119	5.309	1.578
Intersegmentos	152.515	2.903	-	-	-	2.903	155.418	3.279
	153.705	4.878	2.144	-	-	7.022	160.727	4.857
Custos de produção	(64.366)	(2.459)	(489)	-	-	(2.948)	(67.314)	(1.398)
Despesas de exploração	(6.720)	(69)	(308)	(38)	-	(415)	(7.135)	(675)
Depreciação, depleção e amortização	(18.091)	(852)	(1.208)	-	-	(2.060)	(20.151)	(421)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(5.665)	(230)	(4.183)	(16)	-	(4.429)	(10.094)	(180)
Outras despesas operacionais líquidas	(6.722)	2.610	(276)	6	279	2.619	(4.103)	(20)
Resultados antes dos impostos	52.141	3.878	(4.320)	(48)	279	(211)	51.930	2.163
Imposto de renda e contribuição social	(17.728)	(1.206)	(10)	-	41	(1.175)	(18.903)	(1.576)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	34.413	2.672	(4.330)	(48)	320	(1.386)	33.027	587
<b>31 de dezembro de 2013</b>								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.472	2.201	1.093	438	-	3.732	6.204	1.176
Intersegmentos	144.809	3.624	-	1.429	-	5.053	149.862	1.640
	147.281	5.826	1.093	1.867	-	8.786	156.067	2.816
Custos de produção	(57.050)	(3.057)	(381)	(141)	-	(3.580)	(60.630)	(423)
Despesas de exploração	(6.057)	(132)	(189)	(61)	(7)	(388)	(6.445)	(4)
Depreciação, depleção e amortização	(16.867)	(1.117)	(693)	(192)	(1)	(2.004)	(18.871)	(565)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(9)	2	(30)	(1.205)	-	(1.233)	(1.242)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(2.883)	(552)	(161)	(108)	3.763	2.943	60	-
Resultados antes dos impostos	64.415	969	(361)	160	3.756	4.524	68.939	1.823
Imposto de renda e contribuição social	(21.901)	(304)	(3)	(790)	(1)	(1.099)	(23.000)	(750)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	42.514	665	(365)	(630)	3.754	3.425	45.939	1.073

## d) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2015, 2014 e 2013 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por profissionais de ge engenharia especialistas da Companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela *Securities and Exchange Commission*.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que prevêem o direito de operação, salvo se evidências dêem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de petróleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total Exterior(**)	Óleo Sintético		Total
Reservas em 31.12.2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferência por perda de controle(*)	-	-	-	(140,2)	(140,2)	-	(140,2)	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	-	35,4	1,3	(73,4)	1,8
Extensões e descobertas	818,3	-	33,0	-	33,0	-	851,4	-
Recuperação melhorada	124,2	-	-	-	-	-	124,2	-
Vendas de reservas	(42,3)	-	(1,5)	-	(1,5)	-	(43,8)	(65,4)
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	-	(27,1)	(0,8)	(698,9)	(16,5)
Reservas em 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	-	289,2	8,8	10.956,4	84,5
Revisão de estimativas anteriores	629,3	(3,2)	5,3	-	2,1	0,2	631,6	(1,1)
Extensões e descobertas	267,7	3,0	1,6	-	4,6	-	272,3	-
Recuperação melhorada	-	0,5	-	-	0,5	-	0,5	-
Vendas de reservas	-	(104,4)	(0,1)	-	(104,5)	-	(104,5)	-
Aquisição de reservas	-	22,9	-	-	22,9	-	22,9	-
Produção no ano	(704,6)	(18,3)	(10,0)	-	(28,3)	(1,1)	(734,0)	(11,3)
Reservas em 31.12.2014	10.850,9	66,5	119,9	-	186,5	7,9	11.045,1	72,1
Revisão de estimativas anteriores	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)	3,1
Extensões e descobertas	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9	-
Recuperação melhorada	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1	16,2
Vendas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)	-
Produção no ano	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)	(10,9)
Reservas em 31.12.2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9	80,4

(\*) Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.

(\*\*) Em 2013 inclui o valor de 105 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Exterior <sup>(*)</sup>						Consolidado	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total	Gás Sintético	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Reservas em 31.12.2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	11.554,8	47,8
Transferência por perda de controle <sup>(*)</sup>	-	-	-	(45,5)	(45,5)	-	(45,5)	45,5
Revisão de estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	-	77,8	(0,1)	(213,5)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	-	80,4	-	80,4	-	1.193,4	-
Recuperação melhorada	916,0	-	-	-	-	-	916,0	-
Vendas de reservas	(17,3)	-	(13,4)	-	(13,4)	-	(30,7)	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	-	-	-	-	-	0,4	-
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	-	(104,8)	(1,4)	(880,0)	(0,6)
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9
Revisão de estimativas anteriores	468,0	25,5	46,1	-	71,6	0,1	539,7	(14,4)
Extensões e descobertas	216,0	42,1	6,0	-	48,1	-	264,1	-
Recuperação melhorada	-	10,8	-	-	10,8	-	10,8	-
Vendas de reservas	-	(351,7)	(0,1)	-	(351,8)	-	(351,8)	-
Aquisição de reservas	-	47,1	-	-	47,1	-	47,1	-
Produção no ano	(805,4)	(101,5)	(4,9)	-	(106,4)	(1,4)	(913,2)	(0,6)
Reservas em 31.12.2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5	46,9
Revisão de estimativas anteriores	(1.178,3)	16,8	(17,0)	-	(0,2)	0,2	(1.178,3)	(13,1)
Extensões e descobertas	417,6	74,6	-	-	74,6	-	492,2	-
Recuperação melhorada	0,2	27,7	-	-	27,7	-	27,9	-
Vendas de reservas	(1,3)	(90,2)	-	-	(90,2)	-	(91,5)	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(820,8)	(79,2)	(24,5)	-	(103,7)	(1,4)	(925,9)	(0,3)
Reservas em 31.12.2015	9.587,7	680,5	138,5	-	819,1	9,3	10.416,1	33,5

<sup>(\*)</sup> Valores transferidos em função da desconexão da PO&G.

<sup>(\*\*)</sup> Em 2013 inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.



Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas:

	2015				2014				2013			
	Óleo		Gás Natural	Gás Sintético	Óleo		Gás Natural	Gás Sintético	Óleo		Gás Natural	Gás Sintético
	Óleo Bruto	Sintético			Óleo Bruto	Sintético			Óleo Bruto	Sintético		
	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)			
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8
América do Sul	39,7	-	366,3	-	52,0	-	358,2	-	86,0	-	368,4	-
América do Norte	53,6	-	122,5	-	63,6	-	146,2	-	46,2	-	9,9	-
Exterior	93,4	-	488,8	-	115,6	-	504,3	-	132,2	-	378,3	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.359,8</b>	<b>6,9</b>	<b>5.809,3</b>	<b>9,3</b>	<b>7.118,3</b>	<b>7,9</b>	<b>7.165,4</b>	<b>10,6</b>	<b>6.641,6</b>	<b>8,8</b>	<b>6.957,3</b>	<b>11,8</b>
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	6,6	-	8,0	-	9,4	-	15,7	-	12,4	-	14,9	-
África	28,0	-	10,4	-	30,8	-	14,4	-	37,3	-	15,7	-
Exterior	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-
<b>Total Entidades não Consolidadas</b>	<b>34,7</b>	<b>-</b>	<b>18,4</b>	<b>-</b>	<b>40,2</b>	<b>-</b>	<b>30,1</b>	<b>-</b>	<b>49,8</b>	<b>-</b>	<b>30,5</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas</b>	<b>4.394,5</b>	<b>6,9</b>	<b>5.827,7</b>	<b>9,3</b>	<b>7.158,5</b>	<b>7,9</b>	<b>7.195,5</b>	<b>10,6</b>	<b>6.691,4</b>	<b>8,8</b>	<b>6.987,8</b>	<b>11,8</b>
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.277,7	-	4.267,2	-	3.848,2	-	4.509,2	-	4.149,1	-	4.712,7	-
América do Sul	12,5	-	314,2	-	14,6	-	372,5	-	80,1	-	690,1	-
América do Norte	37,0	-	16,0	-	56,4	-	33,8	-	77,0	-	123,1	-
Exterior	49,5	-	330,3	-	71,0	-	406,3	-	157,1	-	813,2	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.327,2</b>	<b>-</b>	<b>4.597,5</b>	<b>-</b>	<b>3.919,2</b>	<b>-</b>	<b>4.915,5</b>	<b>-</b>	<b>4.306,2</b>	<b>-</b>	<b>5.525,9</b>	<b>-</b>
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	7,9	-	8,9	-	8,6	-	11,9	-	8,8	-	26,4	-
África	37,8	-	6,2	-	23,3	-	4,9	-	25,9	-	4,9	-
Exterior	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-
<b>Total Entidades não Consolidadas</b>	<b>45,7</b>	<b>-</b>	<b>15,1</b>	<b>-</b>	<b>31,9</b>	<b>-</b>	<b>16,8</b>	<b>-</b>	<b>34,7</b>	<b>-</b>	<b>31,3</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas</b>	<b>4.372,9</b>	<b>-</b>	<b>4.612,6</b>	<b>-</b>	<b>3.951,1</b>	<b>-</b>	<b>4.932,3</b>	<b>-</b>	<b>4.340,8</b>	<b>-</b>	<b>5.557,2</b>	<b>-</b>

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

### **e) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações**

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas Demonstrações Contábeis. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia útil de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Exterior (**)				Total		
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África			
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>							
Fluxos de caixa futuros	1.524.183	21.563	15.560	-	37.123	1.561.306	12.995
Custos de produção futuros	(844.332)	(10.434)	(8.847)	-	(19.281)	(863.613)	(4.629)
Custos de desenvolvimento futuros	(215.751)	(3.481)	(3.272)	-	(6.753)	(222.504)	(4.050)
Despesa futura de imposto de renda	(202.433)	(1.736)	(76)	-	(1.812)	(204.245)	(1.151)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	261.667	5.912	3.365	-	9.277	270.944	3.165
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(120.677)	(1.939)	(488)	-	(2.427)	(123.104)	(1.480)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>140.990</b>	<b>3.973</b>	<b>2.877</b>	<b>-</b>	<b>6.850</b>	<b>147.840</b>	<b>1.685</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2014</b>							
Fluxos de caixa futuros	2.529.273	16.770	26.530	-	43.300	2.572.573	14.704
Custos de produção futuros	(1.098.425)	(8.762)	(8.630)	-	(17.392)	(1.115.817)	(4.456)
Custos de desenvolvimento futuros	(164.084)	(2.798)	(5.504)	-	(8.302)	(172.386)	(3.775)
Despesa futura de imposto de renda	(441.802)	(1.447)	(955)	-	(2.402)	(444.204)	(2.152)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	824.962	3.763	11.441	-	15.204	840.166	4.321
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(418.349)	(1.230)	(3.703)	-	(4.933)	(423.282)	(1.296)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>406.613</b>	<b>2.533</b>	<b>7.738</b>	<b>-</b>	<b>10.271</b>	<b>416.884</b>	<b>3.025</b>
<b>Em 31 de dezembro de 2013</b>							
Fluxos de caixa futuros	2.444.936	36.145	26.017	-	62.162	2.507.098	18.802
Custos de produção futuros	(1.011.789)	(18.843)	(7.509)	-	(26.351)	(1.038.140)	(6.576)
Custos de desenvolvimento futuros	(156.636)	(4.626)	(6.025)	-	(10.651)	(167.287)	(4.153)
Despesa futura de imposto de renda	(443.858)	(3.649)	(365)	-	(4.014)	(447.872)	(2.633)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	832.653	9.028	12.118	-	21.146	853.799	5.441
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(426.231)	(3.093)	(4.931)	-	(8.024)	(434.256)	(1.768)
<b>Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados</b>	<b>406.422</b>	<b>5.935</b>	<b>7.187</b>	<b>-</b>	<b>13.122</b>	<b>419.543</b>	<b>3.673</b>

(\*) Capitalização semestral

(\*\*) Em 2013 inclui o valor de R\$ 3.790 milhões referente a ativos mantidos para venda, realizados em 2014.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado							Investidas por Equivalência Patrimonial
						Exterior		
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2015	406.613	2.532	7.739	-	-	10.271	416.884	3.025
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(57.037)	(1.845)	(1.329)	-	-	(3.174)	(60.211)	(818)
Custos de desenvolvimento incorridos	47.906	1.486	1.310	-	-	2.796	50.702	1.420
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(113)	(191)	-	-	-	(191)	(304)	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	21.499	1.068	-	-	-	1.068	22.567	1.606
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(97.550)	6	(2.161)	-	-	(2.155)	(99.705)	441
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(610.081)	499	(9.258)	-	-	(8.759)	(618.840)	(5.728)
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(22.904)	(1.221)	1.775	-	-	554	(22.350)	(399)
Acréscimo de desconto	40.661	517	1.035	-	-	1.552	42.213	429
Varição líquida de imposto de renda	226.167	220	305	-	-	525	226.692	1.110
Outros - não especificados	-	(133)	303	-	-	170	170	599
Ajuste acumulado de conversão	185.829	1.035	3.158	-	-	4.193	190.022	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>140.990</b>	<b>3.973</b>	<b>2.877</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.850</b>	<b>147.840</b>	<b>1.685</b>

Informação Complementar (não auditada)  
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado							Investidos por Equivalência Patrimonial
	Exterior**						Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total		
Saldo em 1º de janeiro de 2014	406.422	5.935	7.186	-	-	13.121	419.543	3.672
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(89.330)	(1.525)	(1.638)	-	-	(3.163)	(92.493)	(2.228)
Custos de desenvolvimento incorridos	42.726	1.285	983	-	-	2.268	44.994	1.501
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(2.555)	249	-	-	(2.306)	(2.306)	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	16.847	427	-	-	-	427	17.274	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	39.241	(64)	498	-	-	434	39.675	(71)
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(78.114)	(599)	(884)	-	-	(1.483)	(79.597)	(1.347)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(27.679)	(846)	90	-	-	(756)	(28.435)	(273)
Acréscimo de desconto	40.642	308	803	-	-	1.111	41.753	412
Variação líquida de imposto de renda	17.720	(266)	(220)	-	-	(486)	17.234	202
Outros - não especificados	-	(71)	57	-	-	(14)	(14)	-
Ajuste acumulado de conversão	38.138	503	615	-	-	1.118	39.256	1.157
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>406.613</b>	<b>2.532</b>	<b>7.739</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.271</b>	<b>416.884</b>	<b>3.025</b>
Saldo em 1º de janeiro de 2013	366.823	6.223	4.795	7.303	-	18.321	385.144	800
Transferências por perda de controle*	-	-	-	(7.303)	-	(7.303)	(7.303)	7.303
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(73.254)	(2.499)	(857)	-	-	(3.356)	(76.610)	(1.584)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.063	1.538	390	660	6	2.594	38.657	512
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(2.173)	587	(249)	-	-	338	(1.835)	(4.047)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	71.493	-	1.451	-	-	1.451	72.944	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(8.783)	60	2.016	-	-	2.076	(6.707)	180
Variação líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(20.927)	(804)	(756)	(660)	(5)	(2.225)	(23.152)	(897)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(41.285)	(870)	(745)	-	-	(1.615)	(42.900)	(185)
Acréscimo de desconto	36.682	962	584	-	-	1.546	38.228	541
Variação líquida de imposto de renda	(1.891)	407	(27)	-	-	380	(1.511)	586
Outros - não especificados	-	(343)	65	-	-	(278)	(278)	-
Ajuste acumulado de conversão	43.674	674	519	-	(1)	1.192	44.866	463
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>406.422</b>	<b>5.935</b>	<b>7.186</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.121</b>	<b>419.542</b>	<b>3.672</b>

(\*) Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.

(\*\*) Em 2013 inclui o valor de R\$ 3.790 milhões referente a ativos mantidos para venda, realizados em 2014.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

Aos Administradores e Acionistas  
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Examinamos as demonstrações contábeis individuais da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (a "Companhia" ou "Petrobras") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações contábeis consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e as demais notas explicativas.

### **Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

### **Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais**

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas**

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2015, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **Ênfase – Efeitos da “Operação Lava Jato” nas operações da Companhia**

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis, que descreve os reflexos da "Operação Lava Jato" sobre a Companhia, abrangendo:

- (i) a baixa contábil, em 2014, de R\$ 6.194 milhões nas demonstrações contábeis consolidadas (R\$ 4.788 milhões nas demonstrações contábeis individuais) referentes a gastos adicionais capitalizados indevidamente na aquisição de ativos imobilizados;
- (ii) as providências que estão sendo adotadas em relação ao tema, incluindo as investigações internas que vêm sendo conduzidas por escritórios de advocacia, sob a direção de um Comitê Especial constituído pela Companhia;
- (iii) a investigação que vem sendo conduzida pela U.S. Securities and Exchange Commission – SEC; e
- (iv) o Inquérito Civil instaurado pelo Ministério Público do Estado de São Paulo para apuração de potenciais danos causados a investidores no mercado de valores mobiliários no Brasil.

Chamamos também a atenção para a nota explicativa 30.4 às demonstrações contábeis, que descreve a proposição de ações judiciais contra a Companhia, para as quais uma possível perda ou intervalo possível de perdas não podem ser estimados em função do estágio em que se encontram.

Nossa opinião não está modificada em relação a esses assuntos.

## Outros assuntos

### Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016.

PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes

CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol

Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ



**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

LUIZ NELSON GUEDES DE CARVALHO  
**PRESIDENTE**

ALDEMIR BENDINE  
**CONSELHEIRO**

LUCIANO GALVÃO COUTINHO  
**CONSELHEIRO**

LUIZ AUGUSTO FRAGA NAVARRO DE BRITTO FILHO  
(\*)  
**CONSELHEIRO**

SEGEN FARID ESTEFEN  
**CONSELHEIRO**

GUILHERME AFFONSO FERREIRA  
**CONSELHEIRO**

WALTER MENDES DE OLIVEIRA FILHO  
**CONSELHEIRO**

ROBERTO DA CUNHA CASTELLO BRANCO  
**CONSELHEIRO**

DEYVID SOUZA BACELAR DA SILVA  
**CONSELHEIRO**

**DIRETORIA EXECUTIVA**

ALDEMIR BENDINE  
**PRESIDENTE**

HUGO REPSOLD JÚNIOR  
**DIRETOR DE GÁS E ENERGIA**

JOÃO ADALBERTO ELEK JÚNIOR  
**DIRETOR DE GOVERNANÇA, RISCO E  
CONFORMIDADE**

ANTÔNIO SÉRGIO OLIVEIRA SANTANA  
**DIRETOR CORPORATIVO E DE SERVIÇOS**

ROBERTO MORO  
**DIRETOR DE ENGENHARIA,  
TECNOLOGIA E MATERIAIS**

IVAN DE SOUZA MONTEIRO  
**DIRETOR FINANCEIRO E DE  
RELAÇÕES COM INVESTIDORES**

JORGE CELESTINO RAMOS  
**DIRETOR DE ABASTECIMENTO**

SOLANGE DA SILVA GUEDES  
**DIRETORA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO**

PAULO JOSÉ ALVES  
**CONTADOR-CRC-RJ-060.073/O-0**

(\*) Abstenção quanto à aprovação das Demonstrações Contábeis.

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS: I- o Relatório Anual da Administração- Exercício de 2015; e II- o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

2. Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas pela Companhia, assim como o Parecer, sem ressalvas, da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, de 21/03/2016, o Conselho Fiscal, com votos contrários dos Conselheiros Fiscais Reginaldo Ferreira Alexandre e Walter Luis Bernardes Albertoni, opina que os documentos apresentados estão em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da PETROBRAS.

21 de março de 2016

Paulo José dos Reis Souza

Presidente

César Acosta Rech

Conselheiro

Marisete Fátima Dadald Pereira

Conselheira

Reginaldo Ferreira Alexandre

Conselheiro

Walter Luis Bernardes Albertoni

Conselheiro

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, o presidente e os diretores da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declaram que:

(i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, relativamente às demonstrações contábeis da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016.

Aldemir Bendine

Presidente

Ivan de Souza Monteiro

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

João Adalberto Elek Júnior

Diretor de Governança, Risco e Conformidade

Jorge Celestino Ramos

Diretor de Abastecimento

Hugo Repsold Júnior

Diretor de Gás e Energia

Antônio Sérgio Oliveira Santana

Diretor Corporativo e de Serviços

Roberto Moro

Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

Solange da Silva Guedes

Diretora de Exploração e Produção

Aos Conselheiros de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

## 1. Apresentação e informações gerais

O Comitê de Auditoria foi instalado na Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS em 2005, tendo suas responsabilidades e atribuições formalmente estabelecidas em Regimento Interno, aprovado pelo Conselho de Administração. Em 26/02/2016, esse colegiado passou à condição de Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), nos termos da Instrução CVM nº. 509 de 16/11/2011. Como órgão estatutário, de caráter permanente e vinculado diretamente ao referido conselho, suas atividades e responsabilidades são regidas pelas regras previstas na legislação brasileira, especialmente pela Instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999, alterada pela Instrução CVM nº 509, de 16 de novembro de 2011 e pela Instrução CVM nº 545, de 29 de janeiro de 2014, e na legislação norte-americana, em especial as regras emitidas pela Securities and Exchange Commission ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE"), incluindo disposições legais contidas na Sarbanes-Oxley Act ("SOx").

O Comitê de Auditoria tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções e manifestar-se sobre: (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações contábeis; (ii) a efetividade dos processos de controles internos para a produção de relatórios financeiros; e (iii) a atuação, independência e qualidade dos trabalhos dos Auditores Independentes e dos Auditores Internos.

O escopo das atribuições do Comitê de Auditoria pode ser estendido às sociedades subsidiárias e controladas, conforme reza o Estatuto Social da PETROBRAS, observada a legislação aplicável.

No cumprimento de suas responsabilidades, o Comitê de Auditoria não é responsável pelo planejamento ou condução de auditorias ou por qualquer afirmação de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da PETROBRAS sejam completas e exatas ou estejam de acordo com os princípios de contabilidade geralmente aceitos. Esta responsabilidade é da Administração e dos Auditores Independentes. No cumprimento de suas responsabilidades descritas no seu Regimento Interno, os membros do Comitê de Auditoria não estão desempenhando as funções de auditores ou contadores.

Assim, é importante enfatizar que os administradores da PETROBRAS são responsáveis por elaborar e garantir a integridade das demonstrações contábeis, gerir os riscos, manter sistema de controles internos efetivo e zelar pela conformidade das atividades às normas legais e regulamentares.

A Auditoria Interna, diretamente subordinada ao Conselho de Administração e supervisionada tecnicamente pelo Comitê de Auditoria, responde pela realização de trabalhos periódicos, com foco nos principais riscos, avaliando de forma ampla e com independência, as ações de gerenciamento desses riscos e a adequação da governança e dos controles internos, contemplando as áreas e atividades que apresentam os riscos mais sensíveis às operações e à estratégia da PETROBRAS.

A Auditoria Independente, que desde o exame das demonstrações contábeis de 31/12/2012 é realizada pela PricewaterhouseCoopers ("PwC"), atua conforme normas profissionais emanadas do Conselho Federal de Contabilidade – CFC – e certos requisitos específicos da Comissão de Valores Monetários (CVM). Os Auditores Independentes são igualmente responsáveis pela revisão especial dos informes trimestrais (ITRs) enviados para a CVM e divulgados ao mercado. O relatório dos Auditores Independentes reflete o resultado de suas verificações e apresenta a sua opinião a respeito da fidedignidade das demonstrações contábeis do negócio em relação aos princípios de contabilidade oriundos da CFC, em consonância com as normas emitidas pelo International Accounting Standard Board (IASB), normas da CVM, preceitos da legislação societária brasileira e incluindo o disposto na Sarbanes-Oxley Act e nas regras emitidas pela Securities and Exchange Commission ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE").

## 2. Histórico da composição do Comitê

De 1º de janeiro a 29 de abril de 2015, o Comitê de Auditoria teve a seguinte composição: Conselheiros Sergio Franklin Quintella (como Presidente), Miriam Aparecida Belchior e Luciano Galvão Coutinho.

Com a indicação dos novos membros do Conselho de Administração na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29/04/2015 para o mandato 2015/2016, o Conselho de Administração aprovou em maio/2015, por unanimidade, a nova composição do seu Comitê de Auditoria, com a nomeação dos Conselheiros Luiz Nelson Guedes de Carvalho (Presidente), Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Roberto da Cunha Castello Branco.

A integração do Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho como quarto membro do Comitê de Auditoria ocorreu na reunião do Conselho de Administração de 15/05/2015.

A Assembleia Geral Extraordinária de 01/07/2015 que aprovou a reforma do Estatuto Social da PETROBRAS, alterou, dentre outros, o artigo 18, permitindo assim a eleição de membros suplentes no Conselho de Administração da Petrobras e acabou por eleger Conselheiros de Administração Suplentes, que completaram as composições dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Petrobras.

Em 30/09/2015, diante da nomeação do Conselheiro Luiz Nelson Guedes de Carvalho para exercer interinamente as funções da presidência do Conselho de Administração, este solicitou licença da presidência do Comitê de Auditoria. Em função disso, nesta mesma data, o Conselho de Administração aprovou a solicitação e nomeou o Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho, eleito pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias na Assembleia Geral Ordinária, para exercer a Presidência do Comitê de Auditoria da PETROBRAS. Ainda nesta data, o Conselheiro Jerônimo Antunes, suplente do Conselheiro Luiz Nelson Guedes de Carvalho no Conselho de Administração, também foi nomeado para integrar o comitê, que passou a ser composto pelos seguintes conselheiros: Walter Mendes de Oliveira Filho (Presidente), Roberto da Cunha Castello Branco, Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Jerônimo Antunes.

No dia 24/02/2016, o Conselheiro Roberto da Cunha Castello Branco pediu seu desligamento do Comitê de Auditoria, mas permaneceu como membro titular do Conselho de Administração da PETROBRAS e como Presidente do Comitê Financeiro desse colegiado.

No dia 26/02/2016, o Conselho de Administração aprovou a revisão do Regimento Interno do Comitê de Auditoria, permitindo a sua instalação como Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), nos termos da Instrução CVM nº 308/99, alterada pela Instrução CVM nº 509/11 e pela Instrução CVM nº 545/14.

De acordo com o seu Regimento Interno, o CAE poderá ser composto por 3 (três) a 5 (cinco) membros, escolhidos dentre os titulares e suplentes do Conselho de Administração da PETROBRAS, nomeados e destituíveis por este colegiado. Ao menos 01 (um) dos membros do CAE deverá ser titular ou suplente do Conselho de Administração da PETROBRAS indicado pelos acionistas minoritários.

A maioria dos membros do CAE deverá atender aos critérios de independência exigidos pela Instrução CVM nº 509/11 e todos deverão atender aos critérios de independência exigidos pela legislação norte-americana. No dia 04/03/2016, o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou a nomeação do Conselheiro Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis como novo membro do CAE, em substituição ao Conselheiro Luiz Augusto Navarro de Britto Filho. O Conselheiro Francisco Petros foi eleito como suplente do Conselheiro Walter Mendes de Oliveira Filho pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias na Assembleia Geral Extraordinária de 01/07/2015.

Atualmente, o CAE é constituído pelos seguintes Conselheiros de Administração: Walter Mendes de Oliveira Filho (Presidente), Jerônimo Antunes e Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis. O Srs. Walter Mendes de Oliveira Filho e Jerônimo Antunes são os especialistas financeiros e de contabilidade societária do CAE, em obediência às legislações brasileiras e norte-americanas. Importa destacar que todos os atuais membros do CAE são considerados conselheiros independentes pelos critérios do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa e atendem aos requisitos de independência impostos pela SEC e pela NYSE.

### 3. Resumo das atividades em 2015

#### 3.1. Reuniões realizadas e principais características

No período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2015, foram realizadas 29 reuniões ordinárias do Comitê de Auditoria da PETROBRAS, que contemplaram 104 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes Executivos, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo Comitê de Auditoria foram devidamente formalizadas em atas.

O Presidente do Comitê de Auditoria relatou mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração os principais temas tratados em suas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da PETROBRAS e suas subsidiárias, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram objeto de documentos onde os assuntos tratados e as recomendações são descritos de forma resumida. Esses documentos foram anexados às Atas do Conselho de Administração.

O resumo do alcance das pautas tratadas é o seguinte:

##### Pautas por temas:

- 25 pautas com a Auditoria Independente em 17 reuniões;
- 18 pautas de Demonstrações Contábeis, contingências e provisões em 12 reuniões;
- 15 pautas com a Auditoria Interna em 07 reuniões;
- 15 pautas de Controles Internos em 08 reuniões;
- 06 pautas de Ouvidoria e Canal de Denúncias em 04 reuniões;
- 05 pautas de Gestão de Riscos em 04 reuniões;
- 20 pautas de outros temas.

#### 3.2. Auditoria Independente

No decorrer de 2015, foram 25 pautas com participação da Auditoria Independente, contempladas em 17 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram os pareceres da PwC sobre os resultados econômico-financeiros, incluindo, dentre outros temas, as informações sobre as fraquezas materiais (Material Weakness) apontadas no Formulário 20-F registrado junto à Securities and Exchange Commission ("SEC") em 15 de maio de 2015 ("20-F 2014"), as ações de mitigação destas e as auditorias realizadas para testes dos controles internos.

#### 3.3. Demonstrações Contábeis

No decorrer de 2015, foram realizadas 18 pautas tendo como objeto as demonstrações contábeis, contingências e provisões, reunidas em 12 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram as apresentações de resultados financeiros, com apresentações e posicionamentos das áreas da Contabilidade e do Jurídico, além da Auditoria Interna e da Auditoria Independente.

É importante destacar que as contingências judiciais (e administrativas) passivas e suas respectivas provisões foram analisadas e discutidas em diversas reuniões do Comitê de Auditoria com as Gerências Executivas do Jurídico, da Contabilidade, do Tributário, de Riscos, Conformidade e Controles Internos, além dos Auditores Independentes. Foi solicitado pelo Comitê de Auditoria a criação de um grupo de trabalho com o envolvimento destas áreas da companhia, para avaliar a revisão dos critérios utilizados para classificação do prognóstico de êxito e a estimativa de valores dos processos administrativos e judiciais e com isso nortear o provisionamento contábil dos valores em discussão, principalmente relacionados, mas não se restringindo, aos processos tributários. Esta demanda foi prontamente atendida pela Administração da PETROBRAS, instituindo um grupo de trabalho que efetuou uma avaliação de benchmarking com as boas práticas dos departamentos jurídicos de diversas empresas e resultou na

elaboração de um Plano de Ação, visando adotar sistemas e processos mais eficazes e modernos de classificação e de monitoramento das ações judiciais nas quais a companhia é parte, atualmente em fase de implantação pela Gerência Executiva do Jurídico da PETROBRAS. A execução deste Plano de Ação é acompanhada sistemática e periodicamente pelo Comitê de Auditoria.

### 3.4. Auditoria Interna

No decorrer de 2015, foram 15 pautas tratadas com a Auditoria Interna, em 07 reuniões do Comitê de Auditoria. Neste período, o comitê tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento das providências saneadoras adotadas pela Administração. Essas pautas abordaram os relatórios trimestrais e anual dos trabalhos da Auditoria Interna, o Plano de Atividades da Auditoria Interna, além da evolução dos testes dos controles SOx na PETROBRAS e em suas principais subsidiárias.

### 3.5. Sistemas de Controles Internos

A Diretoria de Governança, Risco e Conformidade (DGRC) começou a atuar em 2015 com a missão de assegurar a conformidade de processos e mitigar riscos, dentre eles os de fraude e de corrupção, garantindo a aderência a leis, normas, padrões e regulamentos internos e externos. O diretor desta área tem um mandato de três anos, podendo ser renovado, e sua destituição somente pode ocorrer por deliberação da maioria dos membros do Conselho de Administração, desde que também conte com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários preferencialistas ou ordinaristas.

A Gerência Executiva de Conformidade da DGRC tem a atribuição de planejar, orientar, coordenar e avaliar atividades de controle e conformidade, incluindo a investigação e redução de riscos de fraude e de corrupção, reportando à Alta Administração as ações e os resultados de conformidade, em todo o Sistema Petrobras.

No decorrer de 2015, foram 15 pautas de Controles Internos abordadas em 08 reuniões do Comitê de Auditoria, sendo objetos de acompanhamento e recomendações pelo comitê os seguintes principais temas: monitoramento do sistema de controles internos quanto à sua efetividade e processos de melhorias; Inventário dos Riscos SOx/CVM; revisão do modelo de concessão de acesso ao SAP; análise do processo de certificação dos controles internos – SOx junto aos administradores e aos Auditores Independentes; procedimentos da companhia para cumprimento integral dos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley; processo de due diligence de integridade; evolução dos controles em empresas subsidiárias, além do monitoramento intensivo do Plano de Remediação das Fraquezas Materiais constante no 20-F 2014.

### 3.6. Ouvidoria e Canal de Denúncias

Em 2015, o Conselho de Administração aprovou o processo de reestruturação da Ouvidoria Geral, o que incluiu a seleção de um novo Ouvidor Geral e a instituição de um Canal de Denúncia independente. A escolha do Ouvidor Geral foi realizada pelo Conselho de Administração com base em uma lista de profissionais elaborada por empresa especializada em seleção de executivos e analisada pelo Comitê de Auditoria e pelo Comitê de Remuneração e Sucessão do Conselho de Administração.

No decorrer de 2015, foram 06 pautas da Ouvidoria e Canal de Denúncias tratadas em 04 reuniões do Comitê de Auditoria. Essas pautas abordaram a estrutura e os processos da Ouvidoria, incluindo a estruturação do novo Canal de Denúncias, a seleção do novo Ouvidor, os relatórios executivos trimestrais e anuais de atividades da Ouvidoria Geral, a revisão da Política e Diretrizes da Função Ouvidoria e do novo Canal de Denúncias da PETROBRAS e o acompanhamento desse canal, com responsabilidade da Ouvidoria no recebimento, apuração e tratamento das denúncias de fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e suspeitas de violação do Código de Ética, respeitando a confidencialidade e independência do processo e, ao mesmo tempo, garantindo os níveis apropriados de transparência.

### 3.7. Gestão e Monitoramento de Riscos

A estrutura organizacional de gestão de riscos da PETROBRAS é composta pela Gerência Executiva de Riscos Empresariais, vinculada à Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, e por unidades voltadas para a gestão de riscos nas próprias áreas de negócios.

Em junho/2015, o Conselho de Administração aprovou uma nova Política de Gestão de Riscos Empresariais, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras. Esta Política está plenamente aderente às referências metodológicas mundialmente reconhecidas, tais como COSO-ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e ISO 31000, além de atender às orientações emanadas do Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

Destaca-se nessa política uma abordagem mais abrangente da gestão de riscos empresariais, que associa a visão econômico-financeira tradicional ao gerenciamento de fatores que representem ameaças à vida, à saúde e ao meio ambiente (SMES); à proteção do patrimônio e das informações empresariais (Segurança Patrimonial); e ao combate à fraude e corrupção (Conformidade Legal), entre outros riscos empresariais.

No decorrer de 2015, foram 05 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos tratadas em 04 reuniões do CAE. Essas pautas abordaram inventário dos riscos SOx / CVM, monitoramento do plano de trabalho para revisão e atualização dos fatores de risco publicados pela PETROBRAS, gestão dos riscos financeiros na companhia e adequação dos fatores de riscos constantes no Formulário de Referência da Petrobras à Política de Gestão de Riscos Empresariais.

### 3.8. Transações com Partes Relacionadas

O Comitê de Auditoria tem como uma de suas atribuições “avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia, bem como revisar, ao menos uma vez por ano, o sumário das transações com partes relacionadas da Petrobras envolvendo seus Diretores, Conselheiros e companhias que empreguem quaisquer de seus Diretores e Conselheiros, além de qualquer outra relação com partes relacionadas que seja relevante, conforme definido pela CVM e pela SEC.”

Este tema foi avaliado pelo Comitê de Auditoria em reunião realizada em dezembro de 2015, a partir da apresentação realizada pela Gerência Executiva de Contabilidade dos pontos relevantes do Relatório de Transações com Partes Relacionadas do Sistema Petrobras.

### 3.9. Outras Atividades

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria tratou de outras 20 pautas em reuniões periódicas com os principais executivos da empresa, a fim de tomar conhecimento das principais estratégias do negócio, bem como acompanhar as melhorias operacionais e sistêmicas para fortalecimento do processamento e segurança das transações. O Comitê de Auditoria também reuniu-se com o Conselho Fiscal da PETROBRAS para tratar de temas contábeis e outros assuntos pertinentes.

Outro destaque é a previsão no Regimento Interno de realização de, no mínimo duas vezes por ano, reunião conjunta do Comitê de Auditoria com o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) do Conselho de Administração, quando estes comitês têm a oportunidade de tratar de assuntos de comum interesse ligados aos temas de SMS. Estas reuniões conjuntas foram realizadas em 2015 e trataram, dentre outros temas, de reporte dos indicadores de SMES, relatórios de auditorias internas de SMS e relatos de acidentes graves e fatais da Companhia.



## 4. Comunicações do Comitê de Auditoria

### 4.1. Conselho de Administração

O Comitê de Auditoria reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

### 4.2. Alta Administração - Diretoria Executiva e Gerentes Executivos

Para todas as reuniões realizadas pelo Comitê de Auditoria, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes Executivos das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre destas Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria, no que for pertinente às atribuições deste comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

## 5. Recomendações à Diretoria Executiva

O Comitê de Auditoria recomendou à Diretoria Executiva que: (i) inclua pautas suficientes nas suas reuniões ordinárias para inteirar-se do andamento das providências para eliminar as fraquezas materiais reportadas pelos Auditores Independentes no 20-F 2014 e informar-se de eventuais novos obstáculos identificados, envidando esforços para antecipação dos prazos de conclusão e (ii) sejam providenciados todos os recursos necessários para a completa implantação dos seguintes Planos de Ação e Políticas listadas adiante:

- Plano de Remediação das deficiências materiais nos controles internos da PETROBRAS apontadas pelos Auditores Independentes, por ocasião da execução dos trabalhos de auditoria relativos ao exercício social de 2014 e relacionados aos seguintes assuntos:

a) Anulação de Controles de Monitoramento (Management Override of Controls) e Revisão sobre Processos de Contratação de Serviços pela Administração: O Comitê de Auditoria ressalta a necessidade de garantir que todo o corpo funcional do Sistema Petrobras tome ciência do Código de Ética e Guia de Conduta da Organização;

b) Controles relacionados aos Ativos Imobilizados, envolvendo adiantamentos a Fornecedores, falhas para identificar o reconhecimento de despesas relacionadas com o encerramento de determinados contratos, registro intempestivo de depreciação e reconhecimento de perdas por desvalorizações resultantes da avaliação do valor recuperável de ativos de exploração e produção;

c) Revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais; e

d) Gerenciamento de Acesso em Processos de Negócios e de Tecnologia da Informação e Segregação de Funções de Processos de Negócios no Ambiente ERP.

- Harmonização de políticas corporativas entre a holding e as empresas subsidiárias integrais e empresas controladas, no que se refere às políticas, padrões de atuação e avaliação de Ouvidoria, Auditoria Interna, SMES Corporativo, Recursos Humanos, Conformidade, Jurídico e Tecnologia de Informação (TIC).

Ao longo das reuniões realizadas com cada uma dessas áreas foi observada pelo Comitê de Auditoria a necessidade de fortalecimento e unificação das políticas corporativas da holding com as empresas subsidiárias integrais e empresas controladas do Sistema Petrobras, como um instrumento de redução do risco corporativo e aumento da eficiência do trabalho de aperfeiçoamento dos controles internos.

- Complementação e Implantação do Plano de Trabalho de Revisão da Metodologia de Classificação das Contingências, executado conjuntamente pelo Jurídico, Contabilidade, Auditoria Interna e Risco, a partir de solicitação

do Comitê de Auditoria, cujo cronograma de implantação em etapas prevê a conclusão para Abril/2017. O Comitê de Auditoria recomenda a manutenção dos contatos periódicos e troca de experiências com empresas de alto padrão de gestão, para permanente atualização sobre as melhores práticas relativas ao assunto.

- Plano de Ação para suprir o quantitativo de pessoal e possibilitar o fortalecimento da equipe da Gerência Executiva de Auditoria Interna. O Comitê de Auditoria tem acompanhado o apoio dado pela Diretoria Executiva para disponibilizar para a Gerência Executiva de Auditoria Interna profissionais alocados em outras áreas, bem como as dificuldades enfrentadas para tal alocação, tendo em vista as exigências técnicas da função. O Comitê de Auditoria recomenda que essa mobilização da Diretoria Executiva seja permanente, com especial dedicação da área de Recursos Humanos ao tema, a fim de se evitar qualquer prejuízo ao escopo e à qualidade do trabalho executado pela Auditoria Interna, permitindo inclusive a expansão das suas atividades, no contexto de maiores exigências de controle e fiscalização por parte da Alta Administração.

O Comitê de Auditoria Estatutário julga que todos os itens destacados em "Recomendações" acima – cujos Planos de Ação encontram-se em andamento – foram cercados dos procedimentos mitigatórios satisfatórios visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações contábeis de 31/12/2015.

## 6. Conclusões e recomendação ao Conselho de Administração

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário da Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015 ("Demonstrações Contábeis Anuais de 2015").

Considerando as informações prestadas em 17/03/2016 pela Administração da PETROBRAS e pela PwC – PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes que lhe foram dados a conhecer pelos trabalhos efetuados e descritos neste relatório estão adequadamente divulgados no Relatório da Administração e nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31/12/2015, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016.

Walter Mendes de Oliveira Filho

Membro e Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário

Especialista financeiro e de contabilidade societária

Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis

Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Jerônimo Antunes

Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Especialista financeiro e de contabilidade societária

## **Demonstrações Financeiras Adicionais**

Devido à extinção da Diretoria Internacional, a gestão dos negócios no exterior foi transferida para as áreas de negócio correlatas no país, assegurando suas especificidades. Para fins de comparabilidade e avaliação, disponibilizamos os resultados trimestrais dos exercícios de 2015 e 2014 com as atividades no exterior realocadas, bem como um extrato das informações por atividade no exterior.

Vide informações nos Anexos a seguir.

## Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 4T-2015

R\$ MILHÕES								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>27.844</b>	<b>64.213</b>	<b>10.663</b>	<b>243</b>	<b>28.397</b>	-	<b>(46.257)</b>	<b>85.103</b>
Intersegmentos	26.358	17.482	1.739	228	450	-	(46.257)	-
Terceiros	1.486	46.731	8.924	15	27.947	-	-	85.103
Custo dos produtos vendidos	(21.097)	(50.967)	(8.322)	(259)	(26.036)	-	48.427	(58.254)
<b>Lucro bruto</b>	<b>6.747</b>	<b>13.246</b>	<b>2.341</b>	<b>(16)</b>	<b>2.361</b>	-	<b>2.170</b>	<b>26.849</b>
<b>Despesas</b>	<b>(42.836)</b>	<b>(10.010)</b>	<b>(4.336)</b>	<b>(233)</b>	<b>(4.618)</b>	<b>(6.028)</b>	<b>186</b>	<b>(67.875)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(585)	(2.329)	(1.620)	(23)	(3.405)	(1.457)	188	(9.231)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.830)	-	-	-	-	-	-	(1.830)
Pesquisa e desenvolvimento	184	(102)	(31)	(5)	(1)	(339)	-	(294)
Tributárias	(107)	(326)	(288)	(3)	(160)	(586)	-	(1.470)
Impairment	(37.956)	(6.034)	(1.922)	(181)	(297)	-	-	(46.390)
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(2.542)	(1.219)	(475)	(21)	(755)	(3.646)	(2)	(8.660)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>(36.089)</b>	<b>3.236</b>	<b>(1.995)</b>	<b>(249)</b>	<b>(2.257)</b>	<b>(6.028)</b>	<b>2.356</b>	<b>(41.026)</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(4.928)	-	(4.928)
Participação em investimentos	(796)	107	98	(340)	53	(461)	-	(1.339)
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>(36.885)</b>	<b>3.343</b>	<b>(1.897)</b>	<b>(589)</b>	<b>(2.204)</b>	<b>(11.417)</b>	<b>2.356</b>	<b>(47.293)</b>
Imposto de renda/contribuição social	12.271	(1.117)	676	84	745	(277)	(802)	11.580
Participação de Empregados	-	52	9	2	68	-	-	131
<b>Lucro líquido</b>	<b>(24.614)</b>	<b>2.278</b>	<b>(1.212)</b>	<b>(503)</b>	<b>(1.391)</b>	<b>(11.694)</b>	<b>1.554</b>	<b>(35.582)</b>
Resultado atribuível aos não controladores	47	39	(270)	-	(2)	(1.170)	-	(1.356)
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>(24.567)</b>	<b>2.317</b>	<b>(1.482)</b>	<b>(503)</b>	<b>(1.393)</b>	<b>(12.864)</b>	<b>1.554</b>	<b>(36.938)</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 3T-2015

R\$ MILHÕES								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>28.835</b>	<b>63.410</b>	<b>10.933</b>	<b>218</b>	<b>27.484</b>	<b>-</b>	<b>(48.641)</b>	<b>82.239</b>
Intersegmentos	27.457	18.800	1.750	196	438	-	(48.641)	-
Terceiros	1.378	44.610	9.183	22	27.046	-	-	82.239
Custo dos produtos vendidos	(20.887)	(53.120)	(8.349)	(247)	(25.649)	-	49.768	(58.484)
<b>Lucro bruto</b>	<b>7.948</b>	<b>10.290</b>	<b>2.584</b>	<b>(29)</b>	<b>1.835</b>	<b>-</b>	<b>1.127</b>	<b>23.755</b>
<b>Despesas</b>	<b>(4.179)</b>	<b>(5.659)</b>	<b>(1.528)</b>	<b>(34)</b>	<b>(2.139)</b>	<b>(4.570)</b>	<b>167</b>	<b>(17.942)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(532)	(2.107)	(642)	(24)	(1.878)	(1.597)	171	(6.609)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(2.234)	-	-	-	-	-	-	(2.234)
Pesquisa e desenvolvimento	(235)	(95)	(14)	(8)	(1)	(203)	-	(556)
Tributárias	(302)	(1.912)	(185)	(2)	(25)	(629)	-	(3.055)
Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(876)	(1.545)	(687)	-	(235)	(2.141)	(4)	(5.488)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>3.769</b>	<b>4.631</b>	<b>1.056</b>	<b>(63)</b>	<b>(304)</b>	<b>(4.570)</b>	<b>1.294</b>	<b>5.813</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(11.444)	-	(11.444)
Participação em investimentos	(250)	598	84	(68)	(37)	(127)	-	200
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>3.519</b>	<b>5.229</b>	<b>1.140</b>	<b>(131)</b>	<b>(341)</b>	<b>(16.141)</b>	<b>1.294</b>	<b>(5.431)</b>
Imposto de renda/contribuição social	(1.303)	(1.624)	(360)	22	111	3.768	(440)	174
Participação de Empregados	63	142	3	(1)	(23)	48	-	232
<b>Lucro líquido</b>	<b>2.279</b>	<b>3.747</b>	<b>783</b>	<b>(110)</b>	<b>(253)</b>	<b>(12.325)</b>	<b>854</b>	<b>(5.025)</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(6)	12	(103)	-	(1)	1.364	-	1.266
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>2.273</b>	<b>3.759</b>	<b>680</b>	<b>(110)</b>	<b>(254)</b>	<b>(10.961)</b>	<b>854</b>	<b>(3.759)</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2T-2015

R\$ MILHÕES								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>33.382</b>	<b>61.875</b>	<b>10.596</b>	<b>152</b>	<b>26.991</b>	<b>-</b>	<b>(53.053)</b>	<b>79.943</b>
Intersegmentos	32.227	18.618	1.649	142	417	-	(53.053)	-
Terceiros	1.155	43.257	8.947	10	26.574	-	-	79.943
Custo dos produtos vendidos	(20.918)	(50.839)	(8.570)	(176)	(25.120)	-	51.242	(54.381)
<b>Lucro bruto</b>	<b>12.464</b>	<b>11.036</b>	<b>2.026</b>	<b>(24)</b>	<b>1.871</b>	<b>-</b>	<b>(1.811)</b>	<b>25.562</b>
<b>Despesas</b>	<b>(3.361)</b>	<b>(2.827)</b>	<b>(1.897)</b>	<b>(42)</b>	<b>(1.486)</b>	<b>(6.636)</b>	<b>174</b>	<b>(16.075)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(542)	(1.955)	(1.117)	(28)	(1.464)	(1.718)	174	(6.650)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.420)	-	-	-	-	-	-	(1.420)
Pesquisa e desenvolvimento	(228)	(94)	(81)	(11)	(1)	(195)	-	(610)
Tributárias	(91)	(66)	(103)	(1)	(26)	(3.673)	-	(3.960)
Impairment	(333)	(365)	(585)	-	-	-	-	(1.283)
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(747)	(347)	(11)	(2)	5	(1.050)	-	(2.152)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>9.103</b>	<b>8.209</b>	<b>129</b>	<b>(66)</b>	<b>385</b>	<b>(6.636)</b>	<b>(1.637)</b>	<b>9.487</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(6.048)	-	(6.048)
Participação em investimentos	(119)	422	121	(259)	7	(3)	-	169
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>8.984</b>	<b>8.631</b>	<b>250</b>	<b>(325)</b>	<b>392</b>	<b>(12.687)</b>	<b>(1.637)</b>	<b>3.608</b>
Imposto de renda/contribuição social	(3.117)	(2.755)	(44)	22	(121)	2.785	557	(2.673)
Participação de Empregados	62	(105)	2	(1)	(30)	45	-	(27)
<b>Lucro líquido</b>	<b>5.929</b>	<b>5.771</b>	<b>208</b>	<b>(304)</b>	<b>241</b>	<b>(9.857)</b>	<b>(1.080)</b>	<b>908</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(11)	4	(70)	-	(1)	(299)	-	(377)
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>5.918</b>	<b>5.775</b>	<b>138</b>	<b>(304)</b>	<b>240</b>	<b>(10.156)</b>	<b>(1.080)</b>	<b>531</b>

**Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 1T-2015**

R\$ MILHÕES								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>27.037</b>	<b>56.115</b>	<b>10.993</b>	<b>156</b>	<b>27.158</b>	<b>-</b>	<b>(47.106)</b>	<b>74.353</b>
Intersegmentos	26.029	18.735	1.689	150	503	-	(47.106)	-
Terceiros	1.008	37.380	9.304	6	26.655	-	-	74.353
Custo dos produtos vendidos	(20.006)	(44.670)	(9.249)	(164)	(24.818)	-	46.964	(51.943)
<b>Lucro bruto</b>	<b>7.031</b>	<b>11.445</b>	<b>1.744</b>	<b>(8)</b>	<b>2.340</b>	<b>-</b>	<b>(142)</b>	<b>22.410</b>
<b>Despesas</b>	<b>(1.752)</b>	<b>(2.083)</b>	<b>(117)</b>	<b>(37)</b>	<b>(1.413)</b>	<b>(3.842)</b>	<b>169</b>	<b>(9.075)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(469)	(1.721)	627	(27)	(1.457)	(1.558)	171	(4.434)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(983)	-	-	-	-	-	-	(983)
Pesquisa e desenvolvimento	(220)	(95)	(43)	(6)	(1)	(199)	-	(564)
Tributárias	(52)	(184)	(719)	-	(33)	235	-	(753)
Impairment	(3)	-	-	-	-	-	-	(3)
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(25)	(83)	18	(4)	78	(2.320)	(2)	(2.338)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>5.279</b>	<b>9.362</b>	<b>1.627</b>	<b>(45)</b>	<b>927</b>	<b>(3.842)</b>	<b>27</b>	<b>13.335</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(5.621)	-	(5.621)
Participação em investimentos	20	65	100	(20)	8	-	-	173
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>5.299</b>	<b>9.427</b>	<b>1.727</b>	<b>(65)</b>	<b>935</b>	<b>(9.463)</b>	<b>27</b>	<b>7.887</b>
Imposto de renda/contribuição social	(1.752)	(3.153)	(549)	16	(310)	2.734	(9)	(3.023)
Participação de Empregados	(125)	(89)	(14)	-	(15)	(93)	-	(336)
<b>Lucro líquido</b>	<b>3.422</b>	<b>6.185</b>	<b>1.164</b>	<b>(49)</b>	<b>610</b>	<b>(6.822)</b>	<b>18</b>	<b>4.528</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(9)	(2)	(77)	-	(1)	891	-	802
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>3.413</b>	<b>6.183</b>	<b>1.087</b>	<b>(49)</b>	<b>609</b>	<b>(5.931)</b>	<b>18</b>	<b>5.330</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 4T-2014

R\$ MILHÕES								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>36.603</b>	<b>66.530</b>	<b>11.859</b>	<b>188</b>	<b>28.642</b>	<b>-</b>	<b>(58.782)</b>	<b>85.040</b>
Intersegmentos	35.355	21.288	1.323	180	636	-	(58.782)	-
Terceiros	1.248	45.242	10.536	8	28.006	-	-	85.040
Custo dos produtos vendidos	(22.915)	(63.871)	(9.334)	(205)	(26.839)	-	60.139	(63.025)
<b>Lucro bruto</b>	<b>13.688</b>	<b>2.659</b>	<b>2.525</b>	<b>(17)</b>	<b>1.803</b>	<b>-</b>	<b>1.357</b>	<b>22.015</b>
<b>Despesas</b>	<b>(10.702)</b>	<b>(36.118)</b>	<b>(2.054)</b>	<b>(40)</b>	<b>(1.177)</b>	<b>(4.891)</b>	<b>141</b>	<b>(54.841)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(516)	(1.261)	(1.706)	(36)	(1.049)	(2.695)	143	(7.120)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.493)	-	-	-	-	-	-	(1.493)
Pesquisa e desenvolvimento	(344)	(137)	(55)	(10)	(2)	(183)	-	(731)
Tributárias	(64)	(75)	(107)	(1)	(24)	(338)	-	(609)
Impairment	(10.094)	(34.297)	46	-	-	-	-	(44.345)
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	1.809	(348)	(232)	7	(102)	(1.675)	(2)	(543)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>2.986</b>	<b>(33.459)</b>	<b>471</b>	<b>(57)</b>	<b>626</b>	<b>(4.891)</b>	<b>1.498</b>	<b>(32.826)</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(1.814)	-	(1.814)
Participação em investimentos	(563)	(44)	102	(28)	(4)	(3)	-	(540)
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>2.423</b>	<b>(33.503)</b>	<b>573</b>	<b>(85)</b>	<b>622</b>	<b>(6.708)</b>	<b>1.498</b>	<b>(35.180)</b>
Imposto de renda/contribuição social	(985)	11.405	(156)	20	(208)	(1.078)	(510)	8.488
Participação de Empregados	(90)	(83)	(11)	(2)	(15)	(69)	-	(270)
<b>Lucro líquido</b>	<b>1.348</b>	<b>(22.181)</b>	<b>406</b>	<b>(67)</b>	<b>399</b>	<b>(7.855)</b>	<b>988</b>	<b>(26.962)</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(49)	7	(21)	-	1	424	-	362
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>1.299</b>	<b>(22.174)</b>	<b>385</b>	<b>(67)</b>	<b>400</b>	<b>(7.431)</b>	<b>988</b>	<b>(26.600)</b>



Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 3T-2014

R\$ MILHÕES								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>41.460</b>	<b>70.734</b>	<b>10.869</b>	<b>180</b>	<b>28.292</b>	<b>-</b>	<b>(63.158)</b>	<b>88.377</b>
Intersegmentos	40.043	21.308	963	157	687	-	(63.158)	-
Terceiros	1.417	49.426	9.906	23	27.605	-	-	88.377
Custo dos produtos vendidos	(22.290)	(73.669)	(9.850)	(209)	(25.970)	-	64.052	(67.936)
<b>Lucro bruto</b>	<b>19.170</b>	<b>(2.935)</b>	<b>1.019</b>	<b>(29)</b>	<b>2.322</b>	<b>-</b>	<b>894</b>	<b>20.441</b>
<b>Despesas</b>	<b>(5.483)</b>	<b>(9.221)</b>	<b>(4.501)</b>	<b>(39)</b>	<b>(2.532)</b>	<b>(3.723)</b>	<b>137</b>	<b>(25.362)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(351)	(1.850)	(2.858)	(25)	(2.339)	(2.156)	139	(9.440)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(2.314)	-	-	-	-	-	-	(2.314)
Pesquisa e desenvolvimento	(327)	(120)	(50)	(8)	(1)	(159)	-	(665)
Tributárias	(37)	(66)	(99)	-	(14)	(336)	-	(552)
Impairment	-	-	(306)	-	-	-	-	(306)
Baixa por pagamentos indevidos	(1.975)	(3.438)	(654)	-	(26)	(101)	-	(6.194)
Outras	(479)	(3.747)	(534)	(6)	(152)	(971)	(2)	(5.891)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>13.687</b>	<b>(12.156)</b>	<b>(3.482)</b>	<b>(68)</b>	<b>(210)</b>	<b>(3.723)</b>	<b>1.031</b>	<b>(4.921)</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(972)	-	(972)
Participação em investimentos	96	99	45	(47)	5	-	-	198
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>13.783</b>	<b>(12.057)</b>	<b>(3.437)</b>	<b>(115)</b>	<b>(205)</b>	<b>(4.695)</b>	<b>1.031</b>	<b>(5.695)</b>
Imposto de renda/contribuição social	(5.309)	2.975	966	24	63	1.514	(350)	(117)
Participação de Empregados	(48)	(33)	(12)	-	-	(34)	-	(127)
<b>Lucro líquido</b>	<b>8.426</b>	<b>(9.115)</b>	<b>(2.483)</b>	<b>(91)</b>	<b>(142)</b>	<b>(3.215)</b>	<b>681</b>	<b>(5.939)</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(11)	6	6	-	(1)	600	-	600
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>8.415</b>	<b>(9.109)</b>	<b>(2.477)</b>	<b>(91)</b>	<b>(143)</b>	<b>(2.615)</b>	<b>681</b>	<b>(5.339)</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 2T-2014

R\$ MILHÕES								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>41.210</b>	<b>65.668</b>	<b>10.646</b>	<b>141</b>	<b>26.867</b>	<b>-</b>	<b>(62.234)</b>	<b>82.298</b>
Intersegmentos	39.758	20.758	946	113	659	-	(62.234)	-
Terceiros	1.452	44.910	9.700	28	26.208	-	-	82.298
Custo dos produtos vendidos	(21.294)	(69.306)	(8.906)	(178)	(24.766)	-	60.970	(63.480)
<b>Lucro bruto</b>	<b>19.916</b>	<b>(3.638)</b>	<b>1.740</b>	<b>(37)</b>	<b>2.101</b>	<b>-</b>	<b>(1.264)</b>	<b>18.818</b>
<b>Despesas</b>	<b>(2.939)</b>	<b>(2.154)</b>	<b>(901)</b>	<b>(34)</b>	<b>(1.287)</b>	<b>(2.784)</b>	<b>129</b>	<b>(9.970)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(312)	(1.777)	(775)	(27)	(1.306)	(1.293)	138	(5.352)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.803)	-	-	-	-	-	-	(1.803)
Pesquisa e desenvolvimento	(306)	(97)	(53)	(8)	-	(137)	-	(601)
Tributárias	(34)	(87)	(41)	-	(18)	(133)	-	(313)
Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(484)	(193)	(32)	1	37	(1.221)	(9)	(1.901)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>16.977</b>	<b>(5.792)</b>	<b>839</b>	<b>(71)</b>	<b>814</b>	<b>(2.784)</b>	<b>(1.135)</b>	<b>8.848</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(940)	-	(940)
Participação em investimentos	(13)	88	208	(18)	5	1	-	271
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>16.964</b>	<b>(5.704)</b>	<b>1.047</b>	<b>(89)</b>	<b>819</b>	<b>(3.723)</b>	<b>(1.135)</b>	<b>8.179</b>
Imposto de renda/contribuição social	(5.736)	2.000	(281)	23	(269)	1.201	386	(2.676)
Participação de Empregados	(109)	(90)	(13)	1	(22)	(79)	-	(312)
<b>Lucro líquido</b>	<b>11.119</b>	<b>(3.794)</b>	<b>753</b>	<b>(65)</b>	<b>528</b>	<b>(2.601)</b>	<b>(749)</b>	<b>5.191</b>
Resultado atribuível aos não controladores	(11)	4	(12)	-	-	(213)	-	(232)
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>11.108</b>	<b>(3.790)</b>	<b>741</b>	<b>(65)</b>	<b>528</b>	<b>(2.814)</b>	<b>(749)</b>	<b>4.959</b>

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio - 1T-2014

	R\$ MILHÕES							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
<b>Receita de vendas</b>	<b>41.433</b>	<b>65.607</b>	<b>9.839</b>	<b>115</b>	<b>26.377</b>	<b>-</b>	<b>(61.826)</b>	<b>81.545</b>
Intersegmentos	40.224	19.965	856	110	671	-	(61.826)	-
	1.209	45.642	8.983	5	25.706	-	-	81.545
Custo dos produtos vendidos	(20.976)	(70.435)	(8.763)	(136)	(24.105)	-	62.033	(62.382)
<b>Lucro bruto</b>	<b>20.457</b>	<b>(4.828)</b>	<b>1.076</b>	<b>(21)</b>	<b>2.272</b>	<b>-</b>	<b>207</b>	<b>19.163</b>
<b>Despesas</b>	<b>(3.779)</b>	<b>(2.541)</b>	<b>(383)</b>	<b>(45)</b>	<b>(1.415)</b>	<b>(3.545)</b>	<b>122</b>	<b>(11.586)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(300)	(1.798)	(702)	(30)	(1.250)	(1.323)	118	(5.285)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo	(1.525)	-	-	-	-	-	-	(1.525)
Pesquisa e desenvolvimento	(313)	(98)	(41)	(6)	(1)	(133)	-	(592)
Tributárias	(41)	(48)	(75)	(1)	(23)	(139)	-	(327)
Impairment	-	-	15	-	-	-	-	15
Baixa por pagamentos indevidos	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(1.600)	(597)	420	(8)	(141)	(1.950)	4	(3.872)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e</b>	<b>16.678</b>	<b>(7.369)</b>	<b>693</b>	<b>(66)</b>	<b>857</b>	<b>(3.545)</b>	<b>329</b>	<b>7.577</b>
Resultado Financeiro Líquido	-	-	-	-	-	(174)	-	(174)
Participação em investimentos	247	158	137	(31)	5	6	-	522
<b>Lucro antes das participações e impostos</b>	<b>16.925</b>	<b>(7.211)</b>	<b>830</b>	<b>(97)</b>	<b>862</b>	<b>(3.713)</b>	<b>329</b>	<b>7.925</b>
Imposto de renda/contribuição social	(5.629)	2.537	(232)	23	(284)	1.894	(112)	(1.803)
Participação de Empregados	(119)	(92)	(12)	(1)	(23)	(89)	-	(336)
<b>Lucro líquido</b>	<b>11.177</b>	<b>(4.766)</b>	<b>586</b>	<b>(75)</b>	<b>555</b>	<b>(1.908)</b>	<b>217</b>	<b>5.786</b>
Resultado atribuível aos não controladores	9	3	(20)	-	(1)	(384)	-	(393)
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>11.186</b>	<b>(4.763)</b>	<b>566</b>	<b>(75)</b>	<b>554</b>	<b>(2.292)</b>	<b>217</b>	<b>5.393</b>

## Informações por atividade no Exterior

### Informações por atividade no Exterior- 1T2014

	R\$ MILHÕES			
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
<b>Ativo - 31/03/2014</b>	<b>30.478</b>	<b>5.438</b>	<b>1.246</b>	<b>2.456</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.869</b>	<b>4.488</b>	<b>286</b>	<b>2.878</b>
Intersegmentos	853	827	19	1
Terceiros	1.015	3.661	267	2.877
<b>Lucro Bruto</b>	<b>556</b>	<b>202</b>	<b>62</b>	<b>257</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>666</b>	<b>65</b>	<b>73</b>	<b>103</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>619</b>	<b>65</b>	<b>76</b>	<b>91</b>

**Informações por atividade no Exterior- 2T2014**

	<b>R\$ MILHÕES</b>			
	<b>E&amp;P</b>	<b>ABAST</b>	<b>GÁS &amp; ENERGIA</b>	<b>DISTRIB.</b>
<b>Ativo - 30/06/2014</b>	<b>28.363</b>	<b>5.831</b>	<b>1.214</b>	<b>2.303</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.926</b>	<b>4.665</b>	<b>275</b>	<b>2.995</b>
Intersegmentos	761	1.047	20	2
Terceiros	1.165	3.618	255	2.992
<b>Lucro Bruto</b>	<b>538</b>	<b>219</b>	<b>50</b>	<b>244</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>528</b>	<b>130</b>	<b>49</b>	<b>84</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>460</b>	<b>131</b>	<b>53</b>	<b>75</b>

**Informações por atividade no Exterior- 3T2014**

	<b>R\$ MILHÕES</b>			
	<b>E&amp;P</b>	<b>ABAST</b>	<b>GÁS &amp; ENERGIA</b>	<b>DISTRIB.</b>
<b>Ativo - 30/09/2014</b>	<b>31.513</b>	<b>5.606</b>	<b>1.152</b>	<b>2.431</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.699</b>	<b>4.453</b>	<b>302</b>	<b>2.857</b>
Intersegmentos	561	769	20	1
Terceiros	1.138	3.684	282	2.857
<b>Lucro Bruto</b>	<b>481</b>	<b>(264)</b>	<b>72</b>	<b>253</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>383</b>	<b>(307)</b>	<b>53</b>	<b>89</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>359</b>	<b>(262)</b>	<b>54</b>	<b>76</b>

Informações por atividade no Exterior- 4T2014

	R\$ MILHÕES			
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
<b>Ativo - 31/12/2014</b>	<b>25.557</b>	<b>4.944</b>	<b>1.255</b>	<b>2.497</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.529</b>	<b>3.706</b>	<b>288</b>	<b>3.438</b>
Intersegmentos	728	941	20	2
Terceiros	801	2.766	268	3.437
<b>Lucro Bruto</b>	<b>394</b>	<b>(825)</b>	<b>35</b>	<b>179</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>(1.715)</b>	<b>(1.273)</b>	<b>28</b>	<b>(46)</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>(2.833)</b>	<b>(1.143)</b>	<b>30</b>	<b>(59)</b>

Informações por atividade no Exterior- 1T2015

	R\$ MILHÕES			
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
<b>Ativo - 31/03/2015</b>	<b>30.920</b>	<b>5.126</b>	<b>1.493</b>	<b>2.856</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.320</b>	<b>3.295</b>	<b>355</b>	<b>3.104</b>
Intersegmentos	732	834	24	2
Terceiros	588	2.461	331	3.101
<b>Lucro Bruto</b>	<b>417</b>	<b>149</b>	<b>58</b>	<b>288</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>412</b>	<b>8</b>	<b>65</b>	<b>81</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>352</b>	<b>5</b>	<b>69</b>	<b>63</b>



**Informações por atividade no Exterior- 2T2015**

	<b>R\$ MILHÕES</b>			
	<b>E&amp;P</b>	<b>ABAST</b>	<b>GÁS &amp; ENERGIA</b>	<b>DISTRIB.</b>
<b>Ativo - 30/06/2015</b>	<b>29.558</b>	<b>5.370</b>	<b>1.390</b>	<b>2.701</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.554</b>	<b>3.601</b>	<b>366</b>	<b>3.321</b>
Intersegmentos	724	1.164	28	1
Terceiros	830	2.437	338	3.320
<b>Lucro Bruto</b>	<b>587</b>	<b>356</b>	<b>51</b>	<b>321</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>582</b>	<b>232</b>	<b>57</b>	<b>83</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>539</b>	<b>202</b>	<b>59</b>	<b>68</b>

**Informações por atividade no Exterior- 3T2015**

	<b>R\$ MILHÕES</b>			
	<b>E&amp;P</b>	<b>ABAST</b>	<b>GÁS &amp; ENERGIA</b>	<b>DISTRIB.</b>
<b>Ativo - 30/09/2015</b>	<b>37.902</b>	<b>6.724</b>	<b>1.867</b>	<b>3.213</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.688</b>	<b>4.339</b>	<b>583</b>	<b>3.525</b>
Intersegmentos	897	1.711	31	1
Terceiros	791	2.628	552	3.525
<b>Lucro Bruto</b>	<b>545</b>	<b>172</b>	<b>119</b>	<b>299</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>9</b>	<b>51</b>	<b>89</b>	<b>62</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>(44)</b>	<b>95</b>	<b>91</b>	<b>41</b>

**Informações por atividade no Exterior- 4T2015**

	<b>R\$ MILHÕES</b>			
	<b>E&amp;P</b>	<b>ABAST</b>	<b>GÁS &amp; ENERGIA</b>	<b>DISTRIB.</b>
<b>Ativo - 31/12/2015</b>	<b>31.683</b>	<b>5.459</b>	<b>1.577</b>	<b>3.057</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>				
<b>Receita de vendas</b>	<b>1.613</b>	<b>4.104</b>	<b>544</b>	<b>3.764</b>
Intersegmentos	872	3.180	25	1
Terceiros	742	923	519	3.763
<b>Lucro Bruto</b>	<b>316</b>	<b>(69)</b>	<b>105</b>	<b>299</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>(4.343)</b>	<b>(589)</b>	<b>136</b>	<b>56</b>
<b>Lucro líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>	<b>(4.410)</b>	<b>(547)</b>	<b>135</b>	<b>48</b>

# RESULTADOS CONSOLIDADOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2015

Auditados pelos auditores independentes de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

Rio de Janeiro, 21 de março de 2016

- **Prejuízo de R\$ 34.836 milhões em 2015 e de R\$ 36.938 milhões no 4T-2015, ocasionado por :**
  - impairment* de ativos e de investimentos, principalmente em função do declínio dos preços do petróleo e incremento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento (R\$ 49.748 milhões); e
  - despesas de juros e perda cambial (R\$ 32.908 milhões).
- **Redução de R\$ 8.931 milhões no prejuízo operacional em 2015 (R\$ 21.322 milhões em 2014 e R\$ 12.391 milhões em 2015).**
- **EBITDA ajustado de R\$ 73.859 milhões em 2015, 25% superior a 2014 pelos maiores preços de diesel e gasolina, além da redução dos gastos com participações governamentais e importações de petróleo e derivados.**
- **Fluxo de caixa livre positivo de R\$ 15.626 milhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo de R\$ 19.554 milhões em 2014.**
- **Endividamento líquido de US\$ 100.379 milhões em 31.12.2015, 5% inferior em relação a 31.12.2014.**
- **Aumento do prazo médio da dívida de 6,10 anos em 31.12.2014 para 7,14 anos em 31.12.2015.**
- **Investimentos de R\$ 76.315 milhões, 12% inferior a 2014 (R\$ 10.825 milhões).**

Exercício			R\$ milhões			
2015	2014	2015 x 2014 (%)	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(34.836)	(21.587)	(61)	(36.938)	(3.759)	(883)	(26.600)
(12.391)	(21.322)	42	(41.026)	5.813	(806)	(32.826)
73.859	59.140	25	17.064	15.506	10	20.057
			<b>Prejuízo - Acionistas Petrobras</b>			
			<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>			
			<b>EBITDA ajustado</b>			

## Destaques do exercício de 2015:

- Crescimento de 4% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Menores gastos com importações de petróleo e derivados;
- Redução dos gastos com participações governamentais;
- Redução de 9% na demanda de derivados no mercado doméstico (224 mil barris/dia); e
- Aumento de 55% das exportações de petróleo (128 mil barris/dia).

## Destaques do 4T-2015:

- *Impairment* de ativos, principalmente de exploração e produção (R\$ 46.390 milhões);
- Redução de 1% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Redução 5% na demanda de derivados no mercado doméstico (111 mil barris/dia);
- Aumento de 6% das exportações de petróleo (22 mil barris/dia); e
- Menores despesas financeiras líquidas devido à redução da perda cambial (R\$ 6.516 milhões).

## Impairment de ativos e de investimentos em 2015 (R\$ milhões)

<b>Impairment de ativos</b>	<b>47.676</b>
<b>Exploração e Produção - Brasil e Exterior</b>	<b>38.292</b>
Campos de Produção	36.184
Sondas	1.978
Outros	130
<b>Abastecimento</b>	<b>6.399</b>
COMPERJ	5.281
Complexo Petroquímico Suape	782
Outros	336
<b>Gás e Energia (*)</b>	<b>2.507</b>
UFN III - Três Lagoas	1.955
UFN V - Uberaba	585
<b>Outros ativos</b>	<b>478</b>
<b>Impairment de investimentos</b>	<b>2.072</b>
<b>Impairment de ativos e de investimentos</b>	<b>49.748</b>

(\*) Inclui reversão de *impairment* (R\$ 33 milhões).

Para mais informações, vide apêndice 1 – *Impairment* de ativos.

[www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)

Para mais informações:

PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. – PETROBRAS | Relacionamento com Investidores

e-mail: [petroinvest@petrobras.com.br](mailto:petroinvest@petrobras.com.br) / [acionistas@petrobras.com.br](mailto:acionistas@petrobras.com.br)

Av. República do Chile, 65 - 1002 B - 20031-912 - Rio de Janeiro, RJ

Tel.: 55 (21) 3224-1510 / 99471 0800-282-1540



Este documento pode conter previsões segundo o significado da Seção 27A da Lei de Valores Mobiliários de 1933, conforme alterada (Lei de Valores Mobiliários), e Seção 21E da Lei de Negociação de Valores Mobiliários de 1934, conforme alterada (Lei de Negociação) que refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê",

"pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos ou incertezas previstos ou não pela Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Principais itens e indicadores econômicos consolidados

R\$ milhões							
Exercício			Resultados, valor de mercado e investimentos	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
321.638	337.260	(5)	<b>Receita de vendas</b>	85.103	82.239	3	85.040
98.576	80.437	23	<b>Lucro bruto</b>	26.849	23.755	13	22.015
(12.391)	(21.322)	42	<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	(41.026)	5.813	(806)	(32.826)
(28.041)	(3.900)	(619)	<b>Resultado financeiro líquido</b>	(4.928)	(11.444)	57	(1.814)
(34.836)	(21.587)	(61)	<b>Prejuízo - Acionistas Petrobras</b>	(36.938)	(3.759)	(883)	(26.600)
(2,67)	(1,65)	(62)	<b>Prejuízo por ação <sup>1</sup></b>	(2,83)	(0,29)	(876)	(2,04)
101.316	127.506	(21)	<b>Valor de mercado (Controladora)</b>	101.316	104.117	(3)	127.506
73.859	59.140	25	<b>EBITDA ajustado <sup>2</sup></b>	17.064	15.506	10	20.057
31	24	7	<b>Margem bruta (%)</b>	32	29	3	26
(4)	(4)	-	<b>Margem operacional (%) <sup>3</sup></b>	(48)	7	(55)	(39)
(11)	(6)	(5)	<b>Margem líquida (%)</b>	(43)	(5)	(38)	(31)
76.315	87.140	(12)	<b>Investimento total</b>	20.826	19.315	8	24.598
63.321	60.072	5	<b>. E&amp;P</b>	17.330	16.093	8	17.237
8.390	18.510	(55)	<b>. Abastecimento</b>	2.138	2.222	(4)	4.495
2.581	6.064	(57)	<b>. Gás e Energia</b>	617	529	17	1.909
853	1.152	(26)	<b>. Distribuição</b>	285	192	48	405
152	281	(46)	<b>. Biocombustível</b>	94	19	395	258
1.018	1.061	(4)	<b>. Corporativo</b>	362	260	39	294

R\$ milhões							
Exercício			Resultado operacional por área de negócio	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
25.438	(58.776)	143	<b>. Abastecimento</b>	3.236	4.631	(30)	(33.460)
(17.938)	50.328	(136)	<b>. E&amp;P</b>	(36.089)	3.769	(1058)	2.986
817	(1.479)	155	<b>. Gás e Energia</b>	(1.995)	1.056	(289)	471
(1.249)	2.087	(160)	<b>. Distribuição</b>	(2.257)	(304)	(642)	626
(423)	(262)	(61)	<b>. Biocombustível</b>	(249)	(63)	(295)	(57)
(21.076)	(14.943)	(41)	<b>. Corporativo</b>	(6.028)	(4.570)	(32)	(4.890)

R\$ milhões							
Exercício			Indicadores	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
228,18	226,52	1	<b>Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)</b>	239,36	228,15	5	228,81
172,65	231,30	(25)	<b>Brent (R\$/bbl)</b>	167,86	177,38	(5)	193,35
52,46	98,99	(47)	<b>Brent (US\$/bbl)</b>	43,69	50,26	(13)	76,27
<b>Preço de venda - Brasil</b>							
42,16	87,84	(52)	<b>. Petróleo (US\$/bbl) <sup>4</sup></b>	33,50	39,76	(16)	66,49
36,24	47,93	(24)	<b>. Gás natural (US\$/bbl)</b>	32,47	35,47	(8)	45,54
3,34	2,35	42	<b>Dólar médio de venda (R\$)</b>	3,84	3,54	8	2,54
3,90	2,66	47	<b>Dólar final de venda (R\$)</b>	3,90	3,97	(2)	2,66
47,0	13,4	34	<b>Variação - Dólar final de venda (%)</b>	(1,7)	28,1	(30)	8,4
13,38	10,86	3	<b>Selic - Taxa média (%)</b>	14,15	13,99	-	11,22
2.227	2.150	4	<b>Produção total de Petróleo e LGN (mil barris/dia)</b>	2.214	2.234	(1)	2.256
560	519	8	<b>Produção total de Gás natural (mil barris/dia)</b>	563	566	(1)	543
<b>Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)</b>							
2.787	2.669	4	<b>Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)</b>	2.777	2.800	(1)	2.799
3.845	3.967	(3)	<b>Volume total de vendas (mil barris/dia)</b>	3.872	3.889	-	4.010

<sup>1</sup> Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

<sup>2</sup> Somatório do EBITDA, participações em investimentos, impairment e baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

<sup>3</sup> Margem operacional calculada com base no lucro (prejuízo) operacional, excluindo do cálculo a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

<sup>4</sup> Média dos preços de exportação e preços internos de transferência da área de E&P para a área de Abastecimento.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Resultados dos exercícios de 2015 x 2014:

**Lucro bruto 23% superior (R\$ 18.139 milhões) em função do maior recuo dos custos em relação à redução na receita de vendas.**

- Receita de vendas de R\$ 321.638 milhões, 5% inferior (R\$ 15.622 milhões), influenciada por:
  - Redução da demanda de derivados no mercado interno (9%) em função do menor nível de atividade econômica;
  - Menores preços das exportações de petróleo e derivados;
  - Decréscimo nos preços de nafta, QAV e óleo combustível no mercado interno;
  - Maiores preços de diesel e gasolina, refletindo os reajustes ocorridos em novembro de 2014 e setembro de 2015; e
  - Elevação de 55% no volume de petróleo exportado devido ao aumento da produção nacional (5%) e à menor carga processada nas refinarias (6%).
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 223.062 milhões, 13% inferior (R\$ 33.761 milhões), refletindo:
  - Menores custos unitários com importações e participações governamentais;
  - Redução na demanda de derivados no mercado interno, ocasionando menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas; e
  - Aumento dos custos com depreciação.

**Prejuízo operacional de R\$ 12.391 milhões, 42% inferior (R\$ 8.931 milhões) ao prejuízo de R\$ 21.322 milhões em 2014, decorrente de:**

- Aumento do lucro bruto (R\$ 18.139 milhões);
- Acréscimo nas despesas tributárias em decorrência da adesão ao Programa de Recuperação Fiscal– REFIS e aos Programas de Anistias Estaduais (R\$ 7.437 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais, principalmente com processos fiscais e trabalhistas (R\$ 5.103 milhões);
- Maior *impairment* de ativos (R\$ 3.040 milhões), conforme detalhado no apêndice 1; e
- Maior despesa com plano de pensão e saúde com assistidos devido à revisão atuarial de 2014 que resultou no maior saldo de obrigação atuarial líquida, principalmente pela diminuição na taxa de juros real (R\$ 1.352 milhões).

**Despesa financeira líquida de R\$ 28.041 milhões, superior em R\$ 24.141 milhões, em razão de:**

- Acréscimo nas despesas com juros (R\$ 12.290 milhões), refletindo:
  - i) maior endividamento (R\$ 7.118 milhões);
  - ii) menor capitalização ocasionada pela redução do saldo de ativos em construção (R\$ 2.590 milhões), refletindo a conclusão de projetos relevantes ao longo de 2014, bem como as baixas e o *impairment* de ativos em dezembro de 2014; e
  - iii) juros sobre despesa tributária devido à adesão ao REFIS de imposto sobre operações financeiras – IOF (R\$ 1.410 milhões) e de imposto de renda retido na fonte – IRRF (R\$ 1.074 milhões);
- Perda cambial de R\$ 9.240 milhões decorrente da depreciação de 47,0% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar (depreciação cambial de 13,4% no exercício de 2014), já considerados os efeitos do *hedge accounting*, conforme apresentado no item 5 do apêndice; e
- Perda cambial de R\$ 2.100 milhões decorrente da depreciação de 31,7% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (depreciação cambial de 0,02% no exercício de 2014).

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Resultados do 4T-2015 x 3T-2015:

#### Lucro bruto 13% superior (R\$ 3.094 milhões) reflexo do aumento da receita de vendas.

- Receita de vendas de R\$ 85.103 milhões, 3% superior, influenciada por:
  - Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno, refletindo os reajustes nos preços da gasolina (6%) e do diesel (4%) em setembro de 2015;
  - Menor demanda de derivados no mercado interno (5%); e
  - Redução da receita de exportação de petróleo em razão do declínio do *Brent* (5% em reais), compensado parcialmente pelo maior volume em função da realização de estoques formados no 3T-2015.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 58.254 milhões no mesmo patamar do 3T-2015, com destaque para:
  - Menores custos com participações governamentais;
  - Redução da demanda de derivados no mercado interno, ocasionando menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas;
  - Aumento dos custos com depreciação; e
  - Realização de estoques formados a custos maiores no trimestre anterior.

#### Prejuízo operacional de R\$ 41.026 milhões (lucro operacional de R\$ 5.813 milhões no 3T-2015) decorrente de:

- *Impairment* de ativos (R\$ 46.390 milhões);
- Maior lucro bruto (R\$ 3.094 milhões);
- Maiores despesas de vendas, principalmente, pelas perdas com recebíveis do setor elétrico (R\$ 2.573 milhões);
- Menores despesas tributárias devido, principalmente, à redução dos valores incluídos no Programa de Recuperação Fiscal – REFIS (R\$ 1.585 milhões);
- Maiores gastos com paradas não programadas, principalmente com ociosidade de sondas e greve (R\$ 670 milhões);
- Gastos com desmobilização da refinaria Nansei Sekiyu K.K. decorrente do encerramento das atividades de refino no Japão (R\$ 352 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais, principalmente com processos tributários e trabalhistas (R\$ 350 milhões);
- Maiores despesas com baixas de ativos devido, principalmente, ao cancelamento de projetos (R\$ 348 milhões);
- Maiores gastos com devolução de campos à ANP (R\$ 288 milhões); e
- Provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário, tendo em vista o reingresso de participantes inscritos no programa de 2014 que haviam desistido e a adesão ao novo programa da BR Distribuidora (R\$ 307 milhões).

#### Despesas financeiras líquidas de R\$ 4.928 milhões 57% inferior (R\$ 6.516 milhões), impactadas por:

- Menor perda cambial (R\$ 2.712 milhões) decorrente da apreciação de 1,7% do real sobre a exposição passiva média líquida em dólar (depreciação de 28,1% no 3T-2015);
- Menor perda cambial (R\$ 2.406 milhões) decorrente da apreciação de 4,2% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (depreciação de 28,2% no 3T-2015); e
- Menores encargos financeiros relativos à adesão ao REFIS, que oneraram o trimestre anterior (R\$1.121 milhões).

## ANÁLISE DE RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

A Petrobras é uma Companhia que opera de forma integrada, sendo a maior parte da produção de petróleo e gás natural transferida da área de Exploração e Produção para outras áreas de negócio da Companhia. Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e entre empresas do Sistema Petrobras, além das transferências entre áreas de negócio valoradas por preços internos definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado.

Com a extinção da Diretoria Internacional, foram aprovados ajustes organizacionais nas demais áreas de negócio envolvendo a transferência da gestão de atividades da área de negócio internacional. Os resultados dessas atividades foram realocados para as áreas de negócio correlatas no país, assegurando suas especificidades.

Para fins de comparabilidade e avaliação, os resultados divulgados no exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

### EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Exercício			Resultado líquido				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(12.963)	32.008	(140)		(24.567)	2.273	(1.181)	1.299

**(2015 x 2014):** O prejuízo decorreu dos menores preços de venda/transferência de petróleo e do *impairment* nos campos de produção no país e no exterior, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

Parte desses efeitos foi compensada pelo maior volume de petróleo transferido, devido ao aumento na produção.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O prejuízo do trimestre decorreu do *impairment* nos campos de produção no país e no exterior e da redução na receita de venda/transferência de petróleo ocasionados pelo declínio das cotações internacionais da *commodity* (13%).

Exercício			Produção país (mil barris/dia) <sup>(*)</sup>				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2.128	2.034	5	Petróleo e LGN <sup>5</sup>	2.117	2.136	(1)	2.150
469	426	10	Gás natural <sup>6</sup>	468	476	(2)	453
<b>2.597</b>	<b>2.460</b>	6	<b>Total</b>	<b>2.585</b>	<b>2.612</b>	(1)	<b>2.603</b>

**(2015 x 2014):** A produção de petróleo e LGN aumentou 5% devido ao *ramp-up* da P-55 e P-62 (Roncador), da P-58 (Parque das Baleias) e dos FPSOs Cidade de Paraty (Lula NE), Cidade de São Paulo (Sapinhoá), Cidade de Mangaratiba (Iracema Sul, campo de Lula) e Cidade de Ilhabela (Sapinhoá), além da entrada em operação dos sistemas FPSO Cidade de Itaguaí (Iracema Norte, campo de Lula) e P-61 (Papa-Terra). Este aumento foi parcialmente compensado pelo declínio natural dos campos maduros.

A produção de gás natural cresceu 10% devido à entrada em operação dos sistemas já mencionados e ao aumento da produtividade da plataforma de Mexilhão e do FPSO Cidade de Santos (Uruguá-Tambaú), compensando o declínio natural dos campos maduros.

**(4T-2015 x 3T-2015):** A produção de petróleo e LGN reduziu (1%) devido ao movimento de greve ocorrido em novembro.

A produção de gás natural reduziu 2% devido às restrições operacionais ocorridas nas plataformas P-55 (Roncador) e P-56 (Marlim Sul).

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>5</sup> LGN – Líquido de gás natural.

<sup>6</sup> Exclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.



## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Exercício			Lifting cost <sup>7</sup> - país <sup>(*)</sup>	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
<b>US\$/barril:</b>							
11,95	14,57	(18)	· · sem participação governamental	10,58	11,24	(6)	14,21
18,53	30,54	(39)	· · com participação governamental	15,23	16,92	(10)	25,72
<b>R\$/barril:</b>							
39,31	34,26	15	· · sem participação governamental	39,78	40,82	(3)	36,12
61,52	72,04	(15)	· · com participação governamental	57,10	64,33	(11)	66,41

### Lifting Cost sem participações governamentais – US\$/barril

**(2015 x 2014):** Desconsiderando os efeitos cambiais, houve um aumento de 3% devido aos maiores gastos com intervenções em poços e com engenharia e manutenção submarina na Bacia de Campos, compensados parcialmente pelo aumento da produção.

**(4T-2015 x 3T-2015):** Desconsiderando os efeitos cambiais, houve uma redução de 4% devido aos menores gastos com intervenções em poços, transporte *offshore* e com engenharia e manutenção submarina na Bacia de Campos.

### Lifting Cost com participações governamentais – US\$/barril

**(2015 x 2014):** O indicador em dólar reduziu 39% em função dos menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência do decréscimo nas cotações de petróleo nacional em dólares.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O indicador em dólar reduziu 10% em função dos menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência do decréscimo nas cotações de petróleo nacional em dólares, associado ao recuo no custo de extração.

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>7</sup> Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### ABASTECIMENTO

Exercício			Resultado líquido	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
18.034	(39.836)	145		2.317	3.759	(38)	(22.175)

**(2015 x 2014):** O lucro líquido decorrente de:

- menores custos com aquisição/transferência de petróleo devido à redução das cotações internacionais da *commodity*;
- menores participações de óleo importado na carga processada e de derivados importados no mix das vendas; e
- reajustes de preços do diesel e gasolina ocorridos em novembro de 2014 e em setembro de 2015.

A redução da demanda por derivados no mercado interno, em função do menor nível de atividade econômica, e o *impairment* no COMPERJ compensaram em parte esses fatores.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O lucro líquido no trimestre reduziu devido ao *impairment* no COMPERJ, compensado, em parte, pela redução dos custos com transferência de petróleo do E&P, pela menor participação de óleo importado na carga processada e pelos reajustes nos preços da gasolina (6%) e diesel em (4%) em setembro.

Exercício			Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) <sup>(*)</sup>	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
277	392	(29)	Importação de petróleo	215	313	(31)	371
256	413	(38)	Importação de derivados	150	218	(31)	412
<b>533</b>	<b>805</b>	<b>(34)</b>	<b>Importação de petróleo e derivados</b>	<b>365</b>	<b>531</b>	<b>(31)</b>	<b>783</b>
360	232	55	Exportação de petróleo <sup>8</sup>	387	365	6	270
149	158	(6)	Exportação de derivados	145	145	-	123
<b>509</b>	<b>390</b>	<b>31</b>	<b>Exportação de petróleo e derivados</b>	<b>532</b>	<b>510</b>	<b>4</b>	<b>393</b>
<b>(24)</b>	<b>(415)</b>	<b>94</b>	<b>Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados</b>	<b>167</b>	<b>(21)</b>	<b>895</b>	<b>(390)</b>

**(2015 x 2014):** Aumento da produção de petróleo e redução na carga processada, principalmente de óleo importado, contribuíram para as menores importações e o acréscimo da exportação de petróleo.

Menor importação de derivados devido à retração da atividade econômica.

Menores exportações de derivados, acompanhando a redução na carga processada e menor produção de óleo combustível.

**(4T-2015 x 3T-2015):** Sazonalidade das vendas no mercado interno, com destaque para a maior demanda do óleo diesel no 3T-2015, refletiu na redução das importações de petróleo e derivados.

Realização das exportações de petróleo ocorridas em setembro de 2015, efetivamente entregues no 4T-2015, e menor carga processada influenciaram no aumento de 6%.

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>8</sup> Volumes de exportação de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Exercício			Indicadores Operacionais de Refino (mil barris/dia) <sup>(*)</sup>	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2.026	2.170	(7)	Produção de derivados	1.955	2.085	(6)	2.171
2.176	2.176	-	Carga de referência <sup>9</sup>	2.176	2.176	-	2.176
89	98	(9)	Fator de utilização do parque de refino (%) <sup>10</sup>	85	93	(8)	98
1.936	2.065	(6)	Carga fresca processada - país <sup>11</sup>	1.857	2.013	(8)	2.085
1.976	2.106	(6)	Carga processada - país <sup>12</sup>	1.897	2.052	(8)	2.127
86	82	4	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	88	84	4	84

**(2015 x 2014):** A carga processada diária foi 6% inferior, em função de parada programada, principalmente na unidade de destilação da RLAM, e parada não programada na REDUC, em parte compensadas pela entrada em operação da RNEST, em novembro de 2014.

**(4T-2015 x 3T-2015):** A carga processada diária reduziu 8%, devido, principalmente, às paradas programadas na RPBC e REDUC. Esta redução foi parcialmente compensada pela retomada da operação na RECAP, em atividade de parada programada no 3T-2015.

Exercício			Custo de refino - país <sup>(*)</sup>	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2,46	2,90	(15)	Custo de refino (US\$/barril)	2,26	2,12	7	2,71
8,16	6,82	20	Custo de refino (R\$/barril)	8,63	7,89	9	6,90

**(2015 x 2014):** Aumento de 20% em reais devido, principalmente, aos reajustes salariais concedidos pelos Acordos Coletivos de Trabalho 2014/2015 e 2015/2016, e à redução da carga processada.

**(4T-2015 x 3T-2015):** Aumento de 9% em reais devido, principalmente, ao reajuste salarial concedido pelo Acordo Coletivo de Trabalho 2015/2016 e à redução da carga processada.

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>9</sup> Carga de referência ou capacidade instalada de processamento primário – carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, no final do período, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e órgãos ambientais.

<sup>10</sup> Fator de utilização do parque de refino (%) – relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

<sup>11</sup> Carga fresca processada – volume de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino.

<sup>12</sup> Carga processada – volumes de petróleo e LGN processados no país.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### GÁS & ENERGIA

Exercício			Resultado líquido				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
423	(785)	154		(1.482)	680	(318)	385

**(2015 x 2014):** O lucro líquido decorreu de: i) redução nos custos de aquisição de gás importado (GNL e boliviano); ii) maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização; e iii) menores perdas com recebíveis do setor elétrico.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por: i) menor margem de energia elétrica, devido ao recuo de 57% do PLD; ii) *impairment* das Unidades de Fertilizantes Nitrogenados III e V; e iii) despesas tributárias referentes ao diferimento de ICMS sobre a aquisição de gás natural e estorno de crédito de ICMS sobre operações de transporte de gás.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O prejuízo decorreu do *impairment* no ativo da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, perda com recebíveis do setor elétrico, além da menor geração de energia elétrica.

Exercício			Indicadores físicos e financeiros <sup>(*)</sup>				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
858	1.183	(27)	Vendas de energia elétrica (ACL) <sup>13</sup> - MW médio	800	822	(3)	1.128
3.160	2.425	30	Vendas de energia elétrica (ACR) <sup>14</sup> - MW médio	3.058	3.058	-	2.671
4.646	4.637	-	Geração de energia elétrica - MW médio	4.099	4.401	(7)	4.941
287	674	(57)	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh <sup>15</sup>	192	202	(5)	724
105	144	(27)	Importação de GNL (mil barris/dia)	82	92	(11)	190
200	205	(2)	Importação de Gás Natural (mil barris/dia)	193	196	(2)	201

**(2015 x 2014):** A redução de 27% no volume de vendas de energia no ambiente de contratação livre (ACL) ocorreu devido à migração de parte do lastro disponível (1.049 MW/médio) para o ambiente de contratação regulada (ACR).

A geração térmica de 2015 ficou estável em relação ao ano anterior.

O decréscimo de 57% no PLD foi reflexo da alteração da metodologia da ANEEL a partir de 27 de dezembro de 2014, estabelecendo um menor valor para o limite máximo do PLD e da redução da carga projetada de geração termelétrica devido à relativa melhora nas condições hidrológicas.

A redução de 27% na importação de GNL e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da maior oferta de gás nacional, em função do aumento da produção em 10%.

**(4T-2015x 3T-2015):** A redução de 3% no volume de vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) decorreu da sazonalidade dos contratos de venda.

As vendas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) se mantiveram no mesmo patamar.

Recuo de 7% no volume de geração de energia motivado, principalmente, por encerramento do contrato de aluguel da UTE Cuiabá em outubro de 2015 e decisão em agosto de 2015 do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de desligar usinas com custo variável unitário superior a R\$ 600 /MWh.

A redução no PLD de 5% foi reflexo da melhoria das condições hidrológicas dos subsistemas do país.

A redução de 11% na importação GNL e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da menor demanda termelétrica no período.

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>13</sup> ACL - Ambiente de Contratação Livre.

<sup>14</sup> ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

<sup>15</sup> PLD - Preços semanais ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do submercado.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### DISTRIBUIÇÃO

Exercício			Resultado líquido	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(798)	1.339	(160)		(1.393)	(254)	(448)	400

**(2015 x 2014):** O prejuízo decorreu do menor volume de vendas no país (7%), além das maiores perdas com recebíveis do setor elétrico e *impairment* de ativos.

**(4T-2015x 3T-2015):** O resultado refletiu o *impairment* de ativos, as perdas com recebíveis do setor elétrico e as maiores despesas tributárias e com contingências fiscais, compensados pelas maiores margens de comercialização no país (8%).

Exercício			Market Share - Brasil <sup>(*) 16</sup>	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
35,1%	37,0%	(2)		33,7%	34,7%	(1)	36,9%

**(2015 x 2014):** Redução do *market share* devido a: i) expansão do mercado de etanol hidratado (36,5%), em que a Petrobras Distribuidora possui uma menor participação; ii) menores vendas para o setor termoeletrico; e iii) aumento da importação de gasolina/diesel e aquisição de gasolina formulada pelos concorrentes.

**(4T-2015 x 3T-2015):** Perda de *market share* resulta da redução das vendas de óleo diesel para o nicho de grandes consumidores (têrmicas) e TRR (Transportador-Revendedor-Retalhista), bem como de gasolina para o nicho bandeira branca.

As perdas observadas no TRR e bandeira branca decorrem da nova estratégia de melhoria das margens implantada no 4T-2015, e também da importação de diesel pelos concorrentes.

### BIOCOMBUSTÍVEL

Exercício			Resultado líquido	4T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(966)	(298)	(224)		(503)	(110)	(357)	(67)

**(2015 x 2014):** O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos nos setores de etanol e biodiesel, além do *impairment* nas usinas de biodiesel devido à piora nas condições de mercado e à elevação da taxa de desconto pelo aumento do prêmio de risco setorial e risco país.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos no setor de etanol devido à piora nas condições de mercado, bem como do *impairment* nos ativos das usinas de biodiesel.

<sup>(\*)</sup> Não auditado pelo auditor independente.

<sup>16</sup> A partir de 2015, o cálculo do *market share* foi revisado para não mais contemplar as vendas entre distribuidoras. Adicionalmente, passamos a atualizar o indicador em aderência à revisão dos valores históricos efetuados pela ANP e Sindicom. Os trimestres anteriores foram recalculados pelo novo critério, para fins de comparação.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Volume de vendas – mil barris/dia (\*)

Exercício				4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
923	1.001	(8)	Diesel	907	953	(5)	1.010
553	620	(11)	Gasolina	562	540	4	644
104	119	(13)	Óleo combustível	97	97	-	126
133	163	(18)	Nafta	102	137	(26)	152
232	235	(1)	GLP <sup>17</sup>	226	243	(7)	233
110	110	-	QAV <sup>18</sup>	108	113	(4)	113
179	210	(15)	Outros	169	199	(15)	209
<b>2.234</b>	<b>2.458</b>	<b>(9)</b>	<b>Total de derivados</b>	<b>2.171</b>	<b>2.282</b>	<b>(5)</b>	<b>2.487</b>
123	99	24	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	126	134	(6)	113
432	446	(3)	Gás natural	416	418	-	455
<b>2.789</b>	<b>3.003</b>	<b>(7)</b>	<b>Total mercado interno</b>	<b>2.713</b>	<b>2.834</b>	<b>(4)</b>	<b>3.055</b>
510	393	30	Exportação	534	511	5	395
546	571	(4)	Vendas internacionais	625	544	15	560
<b>1.056</b>	<b>964</b>	<b>10</b>	<b>Total mercado externo</b>	<b>1.159</b>	<b>1.055</b>	<b>10</b>	<b>955</b>
<b>3.845</b>	<b>3.967</b>	<b>(3)</b>	<b>Total geral</b>	<b>3.872</b>	<b>3.889</b>	<b>-</b>	<b>4.010</b>

**(2015 x 2014):** O volume de vendas no mercado interno foi 7% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 8%):
  - menor consumo em obras de infraestrutura;
  - aumento das vendas por importadores; e
  - aumento do percentual de biodiesel na mistura diesel/biodiesel.
 Esses fatores suplantaram o crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV).
- Gasolina (redução de 11%):
  - aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27%;
  - maior disponibilização de gasolina por outros concorrentes;
  - maior consumo de etanol hidratado em veículos flex; e
  - redução da frota de veículos movidos somente a gasolina.
- Nafta (redução de 18%): menor demanda por parte de clientes, principalmente Braskem;
- Óleo combustível (redução de 13%): menores entregas para demanda térmica e industrial em vários estados; e
- Gás natural (redução de 3%): redução da demanda do setor elétrico.

**(4T-2015 x 3T-2015):** O volume de vendas no mercado interno foi 4% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 5%): sazonalidade do consumo, maior no 3º trimestre, tendo em vista o plantio da safra de grãos de verão e a atividade industrial;
- Nafta (redução de 26%): menor demanda por parte dos clientes, principalmente Braskem;
- GLP (redução de 7%): temperaturas médias maiores; e
- Gasolina (aumento de 4%): aumento da renda disponível, por conta do décimo terceiro salário, e grande movimentação de veículos devido às festas de final de ano.

(\*) Não auditado pelo auditor independente.

<sup>17</sup> GLP – Gás liquefeito de petróleo.

<sup>18</sup> QAV – Querosene de aviação.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
<b>68.946</b>	<b>46.257</b>	<b>Disponibilidades ajustadas no início do período</b> <sup>19</sup>	<b>104.236</b>	<b>91.636</b>	<b>70.259</b>
(24.707)	(9.085)	Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no início do período	(4.366)	(10.470)	(20.635)
<b>44.239</b>	<b>37.172</b>	<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>99.870</b>	<b>81.166</b>	<b>49.624</b>
86.407	62.241	Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.274	21.816	14.974
(42.218)	(85.208)	Recursos utilizados em atividades de investimento	(14.574)	(11.566)	(16.980)
(70.781)	(81.795)	Investimentos em área de negócios	(17.971)	(17.977)	(22.189)
2.592	9.399	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967	13	8.043
25.971	(12.812)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430	6.398	(2.834)
<b>44.189</b>	<b>(22.967)</b>	<b>(=) Fluxo de caixa líquido</b>	<b>10.700</b>	<b>10.250</b>	<b>(2.006)</b>
(14.434)	35.134	Financiamentos líquidos	(11.347)	(11.668)	(6.163)
56.158	72.871	Captações	6.109	12.577	3.823
(70.592)	(37.737)	Amortizações	(17.456)	(24.245)	(9.986)
-	(8.735)	Dividendos pagos a acionistas	-	-	14
243	(250)	Participação de acionistas não controladores	(72)	(190)	(194)
23.608	3.885	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)	20.312	2.964
<b>97.845</b>	<b>44.239</b>	<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	<b>97.845</b>	<b>99.870</b>	<b>44.239</b>
3.042	24.707	Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no fim do período	3.042	4.366	24.707
<b>100.887</b>	<b>68.946</b>	<b>Disponibilidades ajustadas no fim do período</b> <sup>19</sup>	<b>100.887</b>	<b>104.236</b>	<b>68.946</b>

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de caixa e equivalentes de caixa aumentou 121% em relação a 31 de dezembro de 2014 e as disponibilidades ajustadas<sup>19</sup> aumentaram 46%. As principais aplicações de recursos em 2015 foram destinadas ao cumprimento do serviço da dívida do período e financiamento dos investimentos em áreas de negócio. Esses recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 86.407 milhões, além de captações de R\$ 56.158 milhões. O saldo de disponibilidades ajustadas foi impactado positivamente em 2015 pelo efeito da variação do câmbio sobre as aplicações no exterior.

A geração operacional de caixa aumentou 39% em relação a 2014, principalmente motivada pelos maiores preços de diesel e gasolina, aumento no volume de exportação de petróleo, redução dos gastos com participação governamental e importações de petróleo e derivados, além da maior participação do petróleo nacional na carga processada.

Os investimentos nos negócios da Companhia foram 13% inferiores em 2015, com destaque para a redução de 55% na área de abastecimento.

O montante de R\$ 25.971 milhões recebido de títulos e valores mobiliários refere-se a aplicações financeiras com prazos superiores a três meses vencidas no período e, em sua maior parte, reaplicadas com prazos de até três meses (caixa e equivalentes de caixa).

O fluxo de caixa livre<sup>20</sup> foi positivo em R\$ 15.626 milhões em 2015, comparado ao fluxo de caixa livre negativo em R\$ 19.554 milhões em 2014.

De janeiro a dezembro de 2015 a Companhia captou R\$ 56.158 milhões, com destaque para os acordos de cooperação assinados com o *China Development Bank* (CDB) no valor de US\$ 5 bilhões e a emissão de *Global Notes* com vencimento de 100 anos (US\$ 2 bilhões), além de créditos bilaterais com bancos brasileiros. Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 7,14 anos (6,10 anos em 2014).

As amortizações de juros e principal somaram R\$ 70.592 milhões em 2015, 87% superiores a 2014 e o fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	R\$ milhões							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014
Principal	50.764	44.709	63.124	88.529	60.325	189.838	497.289	354.226
Juros	25.854	23.482	21.809	18.055	13.293	128.038	230.531	123.105
<b>Total</b>	<b>76.618</b>	<b>68.191</b>	<b>84.933</b>	<b>106.584</b>	<b>73.618</b>	<b>317.876</b>	<b>727.820</b>	<b>477.331</b>

<sup>19</sup> A medida disponibilidades ajustadas inclui investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *time deposits* de instituições financeiras de primeira linha com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, a medida disponibilidades ajustadas não deve ser base de comparação com as disponibilidades ajustadas de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

<sup>20</sup> Fluxo de caixa livre corresponde aos recursos gerados pelas atividades operacionais subtraídos dos investimentos em áreas de negócio.



## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

## Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo <sup>21</sup>	57.382	31.565	82
Endividamento longo prazo <sup>22</sup>	435.467	319.470	36
Total	492.849	351.035	40
Disponibilidades	97.845	44.239	121
Títulos públicos federais e <i>Time Deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	3.042	24.707	(88)
Disponibilidades ajustadas	100.887	68.946	46
Endividamento líquido <sup>23</sup>	391.962	282.089	39
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%	12
Passivo total líquido <sup>24</sup>	799.248	724.429	10
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	68%	57%	11
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado <sup>25</sup>	5,31	4,77	11

	U.S.\$ milhões		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo <sup>21</sup>	14.695	11.884	24
Endividamento longo prazo <sup>22</sup>	111.521	120.274	(7)
Total	126.216	132.158	(4)
Endividamento líquido <sup>23</sup>	100.379	106.201	(5)
Prazo médio da dívida (anos)	7,14	6,10	1,04

	R\$ milhões		
	31.12.2015	31.12.2014	Δ%
<b>Informações sumarizadas sobre financiamentos:</b>			
<b>Por taxa</b>			
Indexados a taxas flutuantes	243.293	173.977	40
Indexados a taxas fixas	249.355	176.868	41
<b>Total</b>	<b>492.648</b>	<b>350.845</b>	40
<b>Por moeda</b>			
Reais	80.269	62.223	29
Dólar	365.354	252.787	45
Euro	33.909	25.820	31
Outras moedas	13.116	10.015	31
<b>Total</b>	<b>492.648</b>	<b>350.845</b>	40
<b>Por vencimento</b>			
até 1 ano	57.334	31.523	82
1 a 2 anos	44.505	33.397	33
2 a 3 anos	62.827	31.742	98
3 a 4 anos	88.231	47.254	87
4 a 5 anos	60.670	64.252	(6)
5 anos em diante	179.081	142.677	26
<b>Total</b>	<b>492.648</b>	<b>350.845</b>	40

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 39% em relação a 31.12.2014, principalmente em decorrência da depreciação cambial de 47,0%.

<sup>21</sup> Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 48 milhões em 31.12.2015 e R\$ 42 milhões em 31.12.2014).

<sup>22</sup> Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 154 milhões em 31.12.2015 e R\$ 148 milhões em 31.12.2014).

<sup>23</sup> A medida endividamento líquido não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

<sup>24</sup> Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

<sup>25</sup> Com a finalidade de alinhar às melhores práticas de mercado, salientamos que, a partir do 2T-2015, a Companhia passou a adotar a soma dos últimos 12 meses do EBITDA Ajustado (*Last Twelve Months* - LTM EBITDA Ajustado), em substituição a anualização anteriormente adotada, com base na repetição da média mensal para o restante do ano.



## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

#### Demonstração do Resultado – Consolidado <sup>26</sup>

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
321.638	337.260	<b>Receita de vendas</b>	85.103	82.239	85.040
(223.062)	(256.823)	Custo dos produtos e serviços vendidos	(58.254)	(58.484)	(63.025)
98.576	80.437	<b>Lucro bruto</b>	26.849	23.755	22.015
(15.893)	(15.974)	Vendas	(6.428)	(3.855)	(3.744)
(11.031)	(11.223)	Gerais e administrativas	(2.803)	(2.754)	(3.376)
(6.467)	(7.135)	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.830)	(2.234)	(1.493)
(2.024)	(2.589)	Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(294)	(556)	(731)
(9.238)	(1.801)	Tributárias	(1.470)	(3.055)	(609)
-	(6.194)	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-
(47.676)	(44.636)	Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(46.390)	-	(44.345)
(18.638)	(12.207)	Outras receitas (despesas), líquidas	(8.660)	(5.488)	(543)
(110.967)	(101.759)		(67.875)	(17.942)	(54.841)
<b>(12.391)</b>	<b>(21.322)</b>	<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>(41.026)</b>	<b>5.813</b>	<b>(32.826)</b>
4.867	4.634	Receitas financeiras	1.652	1.866	1.660
(21.545)	(9.255)	Despesas financeiras	(5.890)	(6.403)	(2.882)
(11.363)	721	Var. monetárias e cambiais	(690)	(6.907)	(592)
(28.041)	(3.900)	Resultado financeiro líquido	(4.928)	(11.444)	(1.814)
(797)	451	Resultado de participações em investimentos	(1.339)	200	(540)
-	(1.045)	Participação nos lucros ou resultados	131	232	(270)
<b>(41.229)</b>	<b>(25.816)</b>	<b>Prejuízo antes dos impostos</b>	<b>(47.162)</b>	<b>(5.199)</b>	<b>(35.450)</b>
6.058	3.892	Imposto de renda e contribuição social	11.580	174	8.488
<b>(35.171)</b>	<b>(21.924)</b>	<b>Prejuízo</b>	<b>(35.582)</b>	<b>(5.025)</b>	<b>(26.962)</b>
		Atribuível aos:			
(34.836)	(21.587)	Acionistas Petrobras	(36.938)	(3.759)	(26.600)
(335)	(337)	Acionistas não controladores	1.356	(1.266)	(362)
<b>(35.171)</b>	<b>(21.924)</b>		<b>(35.582)</b>	<b>(5.025)</b>	<b>(26.962)</b>

<sup>26</sup> A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
<b>Circulante</b>	<b>169.581</b>	<b>135.023</b>
Caixa e equivalentes de caixa	97.845	44.239
Títulos e valores mobiliários	3.047	24.763
Contas a receber, líquidas	22.659	21.167
Estoques	29.057	30.457
Impostos e contribuições	10.732	10.123
Ativos classificados como mantidos para venda	595	13
Outros ativos circulantes	5.646	4.261
<b>Não Circulante</b>	<b>730.554</b>	<b>658.352</b>
<b>Realizável a L. Prazo</b>	<b>74.879</b>	<b>50.104</b>
Contas a receber, líquidas	14.327	12.834
Títulos e valores mobiliários	342	290
Depósitos judiciais	9.758	7.124
Imposto de renda e contribuição social diferidos	23.490	2.673
Impostos e contribuições	11.017	10.645
Adiantamento a fornecedores	6.395	6.398
Outros ativos realizáveis a longo prazo	9.550	10.140
<b>Investimentos</b>	<b>13.772</b>	<b>15.282</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>629.831</b>	<b>580.990</b>
<b>Intangível</b>	<b>12.072</b>	<b>11.976</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>900.135</b>	<b>793.375</b>

PASSIVO	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
<b>Circulante</b>	<b>111.572</b>	<b>82.659</b>
Fornecedores	24.913	25.924
Financiamentos	57.382	31.565
Impostos e contribuições	13.549	11.453
Salários, férias, encargos e participações	5.085	5.489
Planos de pensão e saúde	2.556	2.115
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	488	-
Outras contas e despesas a pagar	7.599	6.113
<b>Não Circulante</b>	<b>530.633</b>	<b>399.994</b>
Financiamentos	435.467	319.470
Imposto de renda e contribuição social diferidos	906	8.052
Planos de pensão e saúde	47.618	43.803
Provisão para desmantelamento de áreas	35.728	21.958
Provisão para processos judiciais	8.776	4.091
Outras contas e despesas a pagar	2.138	2.620
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>257.930</b>	<b>310.722</b>
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	49.299	103.416
Participação dos acionistas não controladores	3.199	1.874
<b>Total do passivo</b>	<b>900.135</b>	<b>793.375</b>

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

## Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

Exercício			R\$ milhões		
2015	2014		4T-2015	3T-2015	4T-2014
(35.171)	(21.924)	<b>Prejuízo do período</b>	<b>(35.582)</b>	<b>(5.025)</b>	<b>(26.962)</b>
<b>121.578</b>	<b>84.165</b>	<b>(+) Ajustes</b>	<b>60.856</b>	<b>26.841</b>	<b>41.936</b>
38.574	30.677	Depreciação, depleção e amortização	11.569	9.461	8.808
30.784	8.461	Variações cambiais e monetárias e encargos sobre financiamentos e outras	7.961	10.952	2.954
797	(451)	Resultado de participações em investimentos	1.339	(200)	540
-	6.194	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-
3.641	5.555	Perdas em créditos de liquidação duvidosa	3.075	542	1.392
		Resultado com alienações, baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	1.859	1.223	(3.025)
2.893	743				
(8.911)	(8.025)	Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(11.735)	(988)	(10.213)
4.921	5.048	Baixa de poços secos e/ou subcomerciais	1.503	1.755	786
47.676	44.636	Perda na recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	46.386	-	44.345
1.547	2.461	Ajuste ao valor de mercado dos estoques	664	844	1.349
6.388	4.773	Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	1.333	1.687	1.612
1.730	1.378	Variação dos estoques	2.573	1.811	1.189
(1.496)	(5.929)	Variação de contas a receber	(1.768)	616	(1.324)
(2.526)	(1.194)	Variação depósitos judiciais	(848)	266	(364)
(3.890)	(2.982)	Variação de fornecedores	(1.488)	54	(1.832)
(2.367)	(1.967)	Variação de planos de pensão e de saúde	(766)	(479)	(651)
2.716	(3.171)	Variação de impostos, taxas e contribuições	(1.218)	(2.058)	(2.883)
(899)	(2.042)	Variação de outros ativos e passivos	417	1.355	(747)
<b>86.407</b>	<b>62.241</b>	<b>(=) Recursos gerados pelas atividades operacionais</b>	<b>25.274</b>	<b>21.816</b>	<b>14.974</b>
<b>(42.218)</b>	<b>(85.208)</b>	<b>(-) Recursos utilizados em atividades de investimento</b>	<b>(14.574)</b>	<b>(11.566)</b>	<b>(16.980)</b>
(70.781)	(81.795)	Investimentos em área de negócios	(17.971)	(17.977)	(22.189)
2.592	9.399	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.967	13	8.043
25.971	(12.812)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	1.430	6.398	(2.834)
<b>44.189</b>	<b>(22.967)</b>	<b>(=) Fluxo de caixa líquido</b>	<b>10.700</b>	<b>10.250</b>	<b>(2.006)</b>
<b>(14.191)</b>	<b>26.149</b>	<b>(-) Recursos gerados pelas atividades de financiamento</b>	<b>(11.419)</b>	<b>(11.858)</b>	<b>(6.343)</b>
56.158	72.871	Captações	6.109	12.577	3.823
(49.741)	(23.628)	Amortizações de principal	(12.014)	(18.281)	(6.334)
(20.851)	(14.109)	Amortizações de juros	(5.442)	(5.964)	(3.652)
-	(8.735)	Dividendos pagos a acionistas	-	-	14
243	(250)	Participação de acionistas não controladores	(72)	(190)	(194)
23.608	3.885	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.306)	20.312	2.964
<b>53.606</b>	<b>7.067</b>	<b>(=) Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(2.025)</b>	<b>18.704</b>	<b>(5.385)</b>
44.239	37.172	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870	81.166	49.624
97.845	44.239	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	97.845	99.870	44.239

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

#### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 2015

R\$ milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
<b>Receita de vendas</b>	<b>117.098</b>	<b>245.613</b>	<b>43.185</b>	<b>769</b>	<b>110.030</b>	-	<b>(195.057)</b>	<b>321.638</b>
Intersegmentos	112.071	73.635	6.827	716	1.808	-	(195.057)	-
Terceiros	5.027	171.978	36.358	53	108.222	-	-	321.638
Custo dos produtos e serviços vendidos	(82.908)	(199.596)	(34.490)	(846)	(101.623)	-	196.401	(223.062)
<b>Lucro bruto</b>	<b>34.190</b>	<b>46.017</b>	<b>8.695</b>	<b>(77)</b>	<b>8.407</b>	-	<b>1.344</b>	<b>98.576</b>
<b>Despesas</b>	<b>(52.128)</b>	<b>(20.579)</b>	<b>(7.878)</b>	<b>(346)</b>	<b>(9.656)</b>	<b>(21.076)</b>	<b>696</b>	<b>(110.967)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(2.128)	(8.112)	(2.752)	(102)	(8.204)	(6.330)	704	(26.924)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(6.467)	-	-	-	-	-	-	(6.467)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(499)	(386)	(169)	(30)	(4)	(936)	-	(2.024)
Tributárias	(552)	(2.488)	(1.295)	(6)	(244)	(4.653)	-	(9.238)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(38.292)	(6.399)	(2.507)	(181)	(297)	-	-	(47.676)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.190)	(3.194)	(1.155)	(27)	(907)	(9.157)	(8)	(18.638)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>(17.938)</b>	<b>25.438</b>	<b>817</b>	<b>(423)</b>	<b>(1.249)</b>	<b>(21.076)</b>	<b>2.040</b>	<b>(12.391)</b>
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(28.041)	-	(28.041)
Resultado de participações em investimentos	(1.145)	1.192	403	(687)	31	(591)	-	(797)
Participação nos lucros ou resultados	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	<b>(19.083)</b>	<b>26.630</b>	<b>1.220</b>	<b>(1.110)</b>	<b>(1.218)</b>	<b>(49.708)</b>	<b>2.040</b>	<b>(41.229)</b>
Imposto de renda e contribuição social	6.099	(8.649)	(277)	144	425	9.010	(694)	6.058
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>(12.984)</b>	<b>17.981</b>	<b>943</b>	<b>(966)</b>	<b>(793)</b>	<b>(40.698)</b>	<b>1.346</b>	<b>(35.171)</b>
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(12.963)	18.034	423	(966)	(798)	(39.912)	1.346	(34.836)
Acionistas não controladores	(21)	(53)	520	-	5	(786)	-	(335)
	<b>(12.984)</b>	<b>17.981</b>	<b>943</b>	<b>(966)</b>	<b>(793)</b>	<b>(40.698)</b>	<b>1.346</b>	<b>(35.171)</b>

#### Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – 2014<sup>27</sup>

R\$ milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
<b>Receita de vendas</b>	<b>160.706</b>	<b>268.539</b>	<b>43.213</b>	<b>624</b>	<b>110.178</b>	-	<b>(246.000)</b>	<b>337.260</b>
Intersegmentos	155.380	83.319	4.088	560	2.653	-	(246.000)	-
Terceiros	5.326	185.220	39.125	64	107.525	-	-	337.260
Custo dos produtos e serviços vendidos	(87.475)	(277.281)	(36.853)	(728)	(101.680)	-	247.194	(256.823)
<b>Lucro bruto</b>	<b>73.231</b>	<b>(8.742)</b>	<b>6.360</b>	<b>(104)</b>	<b>8.498</b>	-	<b>1.194</b>	<b>80.437</b>
<b>Despesas</b>	<b>(22.903)</b>	<b>(50.034)</b>	<b>(7.839)</b>	<b>(158)</b>	<b>(6.411)</b>	<b>(14.943)</b>	<b>529</b>	<b>(101.759)</b>
Vendas, gerais e administrativas	(1.479)	(6.686)	(6.041)	(118)	(5.944)	(7.467)	538	(27.197)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(7.135)	-	-	-	-	-	-	(7.135)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.290)	(452)	(199)	(32)	(4)	(612)	-	(2.589)
Tributárias	(176)	(276)	(322)	(2)	(79)	(946)	-	(1.801)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(10.094)	(34.297)	(245)	-	-	-	-	(44.636)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.975)	(3.438)	(654)	-	(26)	(101)	-	(6.194)
Outras receitas (despesas), líquidas	(754)	(4.885)	(378)	(6)	(358)	(5.817)	(9)	(12.207)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	<b>50.328</b>	<b>(58.776)</b>	<b>(1.479)</b>	<b>(262)</b>	<b>2.087</b>	<b>(14.943)</b>	<b>1.723</b>	<b>(21.322)</b>
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(3.900)	-	(3.900)
Resultado de participações em investimentos	(233)	301	492	(124)	11	4	-	451
Participação nos lucros ou resultados	(366)	(298)	(48)	(2)	(60)	(271)	-	(1.045)
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	<b>49.729</b>	<b>(58.773)</b>	<b>(1.035)</b>	<b>(388)</b>	<b>2.038</b>	<b>(19.110)</b>	<b>1.723</b>	<b>(25.816)</b>
Imposto de renda e contribuição social	(17.659)	18.917	297	90	(698)	3.531	(586)	3.892
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>32.070</b>	<b>(39.856)</b>	<b>(738)</b>	<b>(298)</b>	<b>1.340</b>	<b>(15.579)</b>	<b>1.137</b>	<b>(21.924)</b>
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	32.008	(39.836)	(785)	(298)	1.339	(15.152)	1.137	(21.587)
Acionistas não controladores	62	(20)	47	-	1	(427)	-	(337)
	<b>32.070</b>	<b>(39.856)</b>	<b>(738)</b>	<b>(298)</b>	<b>1.340</b>	<b>(15.579)</b>	<b>1.137</b>	<b>(21.924)</b>

<sup>27</sup> A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

### Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(176)	(1.376)	(26)	-	(788)	(3.217)	-	(5.583)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(3.056)	(749)	(327)	-	-	(24)	-	(4.156)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(3.790)	-	(3.790)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(893)	(219)	(654)	(7)	13	(100)	-	(1.860)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(61)	(54)	(5)	-	(205)	(1.076)	-	(1.401)
Perdas s/Multas Aplicadas	(51)	(354)	(6)	-	-	(795)	-	(1.206)
Devolução de Campos e Projetos Cancelados de E&P	(1.033)	-	-	-	-	-	-	(1.033)
Resultado das Revisões Anuais de Estimativa de Abandono	(550)	-	-	-	-	-	-	(550)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(100)	(65)	(126)	(18)	(91)	(17)	-	(417)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(64)	(67)	(23)	(1)	(2)	(157)	-	(314)
Despesas c/Provisão de Distratos	-	(45)	(103)	-	-	-	-	(148)
Subvenções e Assistências Governamentais	18	27	7	-	-	10	-	62
Ressarcimento de Gastos Adicionais Capitalizados Indevidamente	-	-	-	-	-	230	-	230
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	1.863	-	-	-	-	-	-	1.863
Outros	(87)	(292)	108	(1)	166	(221)	(8)	(335)
	<b>(4.190)</b>	<b>(3.194)</b>	<b>(1.155)</b>	<b>(27)</b>	<b>(907)</b>	<b>(9.157)</b>	<b>(8)</b>	<b>(18.638)</b>

### Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 2014<sup>28</sup>

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	251	(226)	-	(1)	(120)	(584)	-	(480)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.950)	(283)	(293)	-	-	(39)	-	(2.565)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	(2.438)	-	(2.438)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	3.135	(3.402)	80	(1)	45	10	-	(133)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(118)	(77)	(11)	-	(197)	(1.339)	-	(1.742)
Perdas s/Multas Aplicadas	(8)	(2)	(40)	-	-	(397)	-	(447)
Devolução de Campos e Projetos Cancelados de E&P	(610)	-	-	-	-	-	-	(610)
Resultado das Revisões Anuais de Estimativa de Abandono	(1.128)	-	-	-	-	-	-	(1.128)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(983)	(497)	(152)	(10)	(158)	(643)	-	(2.443)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(69)	(65)	(23)	(1)	(2)	(176)	-	(336)
Subvenções e Assistências Governamentais	23	77	17	-	-	22	-	139
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	855	-	-	-	-	-	-	855
Acordos Coletivos de Trabalho	(394)	(219)	(40)	-	(58)	(291)	-	(1.002)
Outros	242	(191)	84	7	132	(142)	(9)	123
	<b>(754)</b>	<b>(4.885)</b>	<b>(378)</b>	<b>(6)</b>	<b>(358)</b>	<b>(5.817)</b>	<b>(9)</b>	<b>(12.207)</b>

### Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
<b>Ativo</b>	<b>483.396</b>	<b>177.631</b>	<b>76.023</b>	<b>1.885</b>	<b>20.588</b>	<b>154.065</b>	<b>(13.453)</b>	<b>900.135</b>
<b>Circulante</b>	<b>14.215</b>	<b>35.247</b>	<b>10.398</b>	<b>176</b>	<b>8.979</b>	<b>112.715</b>	<b>(12.149)</b>	<b>169.581</b>
<b>Não circulante</b>	<b>469.181</b>	<b>142.384</b>	<b>65.625</b>	<b>1.709</b>	<b>11.609</b>	<b>41.350</b>	<b>(1.304)</b>	<b>730.554</b>
Realizável a longo prazo	25.250	9.309	5.303	12	3.355	32.792	(1.142)	74.879
Investimentos	7.054	3.431	1.781	1.339	134	33	-	13.772
Imobilizado	428.447	128.982	57.300	358	7.296	7.610	(162)	629.831
Em operação	310.761	112.470	47.611	317	6.175	5.798	(162)	482.970
Em construção	117.686	16.512	9.689	41	1.121	1.812	-	146.861
Intangível	8.430	662	1.241	-	824	915	-	12.072

### Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2014

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
<b>Ativo</b>	<b>428.010</b>	<b>189.854</b>	<b>76.606</b>	<b>2.947</b>	<b>21.677</b>	<b>89.278</b>	<b>(14.997)</b>	<b>793.375</b>
<b>Circulante</b>	<b>17.864</b>	<b>41.147</b>	<b>11.114</b>	<b>173</b>	<b>10.323</b>	<b>64.293</b>	<b>(9.892)</b>	<b>135.023</b>
<b>Não circulante</b>	<b>410.146</b>	<b>148.707</b>	<b>65.491</b>	<b>2.774</b>	<b>11.354</b>	<b>24.985</b>	<b>(5.105)</b>	<b>658.352</b>
Realizável a longo prazo	22.112	9.607	3.780	8	3.349	16.185	(4.938)	50.104
Investimentos	6.030	4.876	1.658	2.221	111	386	-	15.282
Imobilizado	373.412	133.533	59.068	545	7.134	7.465	(167)	580.990
Em operação	271.293	109.910	47.741	502	5.462	5.622	(167)	440.363
Em construção	102.119	23.623	11.327	43	1.672	1.843	-	140.627
Intangível	8.591	690	986	-	760	949	-	11.976

<sup>28</sup> A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras despesas receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

## ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

## Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 2015

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	(12.984)	17.981	943	(966)	(793)	(40.698)	1.346	(35.171)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	28.041	-	28.041
Imposto de renda/Contribuição social	(6.099)	8.649	277	(144)	(425)	(9.010)	694	(6.058)
Depreciação, depleção e amortização	26.563	7.525	2.962	29	597	898	-	38.574
<b>EBITDA</b>	<b>7.480</b>	<b>34.155</b>	<b>4.182</b>	<b>(1.081)</b>	<b>(621)</b>	<b>(20.769)</b>	<b>2.040</b>	<b>25.386</b>
Participação em investimentos	1.145	(1.192)	(403)	687	(31)	591	-	797
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	38.292	6.399	2.507	181	297	-	-	47.676
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>46.917</b>	<b>39.362</b>	<b>6.286</b>	<b>(213)</b>	<b>(355)</b>	<b>(20.178)</b>	<b>2.040</b>	<b>73.859</b>

## Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – 2014

	R\$ milhões							
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	32.070	(39.856)	(738)	(298)	1.340	(15.579)	1.137	(21.924)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	3.900	-	3.900
Imposto de renda/Contribuição social	17.659	(18.917)	(297)	(90)	698	(3.531)	586	(3.892)
Depreciação, depleção e amortização	20.151	7.033	2.033	30	490	940	-	30.677
<b>EBITDA</b>	<b>69.880</b>	<b>(51.740)</b>	<b>998</b>	<b>(358)</b>	<b>2.528</b>	<b>(14.270)</b>	<b>1.723</b>	<b>8.761</b>
Participação em investimentos	233	(301)	(492)	124	(11)	(4)	-	(451)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	10.094	34.297	245	-	-	-	-	44.636
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	1.975	3.438	654	-	26	101	-	6.194
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>82.182</b>	<b>(14.306)</b>	<b>1.405</b>	<b>(234)</b>	<b>2.543</b>	<b>(14.173)</b>	<b>1.723</b>	<b>59.140</b>

## APÊNDICE

### 1. Impairment de ativos

Ativo ou Unidade Geradora de Caixa (UGC)	R\$ milhões			Segmento
	2015	2014	Varição	
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	33.722	4.149	29.573	E&P, Brasil
Comperj	5.281	21.833	(16.552)	Abastecimento, Brasil
Campos de produção de óleo e gás no exterior	2.462	4.429	(1.967)	E&P, Exterior
Equipamentos vinculados à produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.978	1.424	554	E&P, Brasil
UFN III	1.955	-	1.955	Gás e Energia, Brasil
Complexo Petroquímico Suape	782	2.978	(2.196)	Abastecimento, Brasil
UFN V	585	-	585	Gás e Energia, Brasil
Usinas de Biocombustível	181	-	181	Biocombustíveis, Brasil
2º trem de refino da RNEST	-	9.143	(9.143)	Abastecimento, Brasil
Refinaria Nansei Seikiyu K.K. (Japão)	-	343	(343)	Abastecimento, Exterior
Outros	730	337	393	Diversos
<b>Total</b>	<b>47.676</b>	<b>44.636</b>	<b>3.040</b>	

Explicações detalhadas sobre *impairment* de ativos estão disponíveis na nota explicativa 14 das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP da Petrobras.

### 2. Reconciliação do EBITDA Ajustado

Exercício				4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 X 2014 (%)					
(35.171)	(21.924)	(60)	Prejuízo	(35.582)	(5.025)	(608)	(26.962)
28.041	3.900	619	Resultado Financeiro Líquido	4.928	11.444	(57)	1.814
(6.058)	(3.892)	(56)	Imposto de renda e contribuição social	(11.580)	(174)	(6.555)	(8.488)
38.574	30.677	26	Depreciação, depleção e amortização	11.569	9.461	22	8.808
<b>25.386</b>	<b>8.761</b>	190	<b>EBITDA</b>	<b>(30.665)</b>	<b>15.706</b>	(295)	<b>(24.828)</b>
797	(451)	277	Resultado de participações em investimentos	1.339	(200)	770	540
47.676	44.636	7	Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	46.390	-	-	44.345
-	6.194	(100)	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	-	-
<b>73.859</b>	<b>59.140</b>	25	<b>EBITDA ajustado</b>	<b>17.064</b>	<b>15.506</b>	10	<b>20.057</b>
23	18	5	Margem do EBITDA ajustado (%) <sup>29</sup>	20	19	1	24

A Companhia divulga o EBITDA ajustado conforme Instrução CVM n.º 527 de 4 de outubro de 2012, calculado como sendo o resultado líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização, além da participação em investimentos e do *impairment*.

A divulgação do EBITDA ajustado tem como objetivo proporcionar informação suplementar sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, de realização e manutenção de seus investimentos e de cobrir sua necessidade de capital de giro. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

Especificamente em 2014, a Companhia optou por não incluir a *baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente* no cálculo do EBITDA ajustado, por entender que este item não afeta a geração futura de caixa, assim como a posição atual de caixa da Companhia, contribuindo, dessa forma, para o fornecimento de uma informação mais adequada a respeito de seu potencial de geração bruta de caixa.

<sup>29</sup> A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

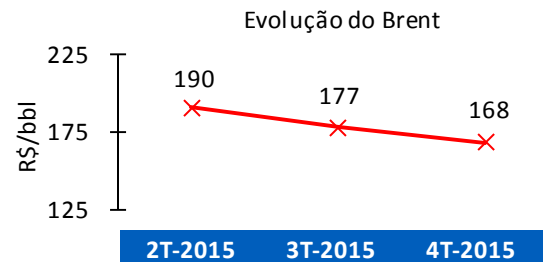


## APÊNDICE

### 3. Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)

Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio, sobre as importações e as participações governamentais, não influenciam integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente. O quadro abaixo demonstra a estimativa dos efeitos no custo das vendas:

	R\$ milhões		
	3T-2015	4T-2015	Δ *
Efeito custo médio no CPV*	28	(369)	(396)



\* O CPV do 4T-2015 foi influenciado negativamente pelo efeito do custo médio dos estoques, diferentemente do trimestre anterior.

() O valor expresso entre parênteses representa o efeito negativo sobre o CPV.

### 4. Participações Governamentais

				R\$ milhões			
Exercício				4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)	País				
11.080	15.474	(28)	Royalties	2.608	2.846	(8)	3.385
7.488	14.803	(49)	Participação Especial	999	2.132	(53)	3.080
166	164	1	Retenção de área	39	43	(9)	40
<u>18.734</u>	<u>30.441</u>	<u>(38)</u>	Subtotal País	<u>3.646</u>	<u>5.021</u>	<u>(27)</u>	<u>6.505</u>
1.078	1.148	(6)	Exterior	354	276	28	257
<b><u>19.812</u></b>	<b><u>31.589</u></b>	<b><u>(37)</u></b>	<b>Total</b>	<b><u>4.000</u></b>	<b><u>5.297</u></b>	<b><u>(24)</u></b>	<b><u>6.762</u></b>

**(2015 x 2014):** A redução nas participações governamentais, no país, em 38%, deve-se, principalmente às menores cotações internacionais de petróleo. Esses fatores foram parcialmente compensados pelo aumento na produção.

**(4T-2015 x 3T-2015):** A redução nas participações governamentais, no país, em 27%, deve-se, principalmente às menores cotações internacionais de petróleo e à queda da produção.



## APÊNDICE

### 5. Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

Exercício			R\$ milhões				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
(73.014)	(13.257)	(451)	<b>Varição Monetária e Cambial Total</b>	6.052	(54.673)	111	(10.166)
68.739	15.641	339	Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	(3.847)	49.628	(108)	10.185
(7.088)	(1.663)	(326)	Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(2.895)	(1.862)	(55)	(611)
(11.363)	721	(1.676)	<b>Varição Monetária e Cambial, Líquidas</b>	(690)	(6.907)	90	(592)

O aumento da reclassificação da despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no 4T-2015 (R\$ 2.895 milhões) em relação ao 3T-2015 (R\$ 1.862 milhões) refletiu as realizações de exportações, protegidas por dívidas em dólares, com maior *spread* de taxa de câmbio (R\$/US\$) entre as datas iniciais das designações e as datas das respectivas exportações.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 é a demonstrada a seguir:

	R\$ milhões									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Total
<b>Expectativa de realização</b>	(10.708)	(12.357)	(12.795)	(11.325)	(9.516)	(9.188)	(9.413)	(6.630)	(6.387)	<b>(88.319)</b>

## APÊNDICE

### 6. Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cujas principais exposições brutas são do real em relação ao dólar norte-americano e do dólar norte-americano em relação ao euro. A partir de meados de maio de 2013 a Companhia estendeu a contabilidade de *hedge* para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

A Companhia designa relações de *hedge* entre exportações e obrigações em dólares norte-americanos para que os efeitos da proteção cambial natural existentes entre essas operações sejam reconhecidas simultaneamente nas demonstrações contábeis. Com a extensão da contabilidade de *hedge*, ganhos ou perdas provocados por variações cambiais são acumulados no patrimônio líquido, somente afetando o resultado na medida em que as exportações são realizadas.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de empresas controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais.

Em 31 de dezembro de 2015, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva.

ITENS	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Ativo	67.040	30.600
Passivo	(350.695)	(222.279)
Hedge Accounting	240.222	135.088
<b>Total</b>	<b>(43.433)</b>	<b>(56.591)</b>

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	31.12.2015	31.12.2014
Real/ Dólar	2.881	(20.844)
Real/ Euro	(8.687)	(6.860)
Real/ Libra esterlina	(73)	(1.919)
Dólar/ Iene japonês	(2.180)	(1.728)
Dólar/ Euro	(24.988)	(18.562)
Dólar/ Libra esterlina	(10.241)	(5.376)
Peso/ Dólar	(145)	(1.302)
<b>Total</b>	<b>(43.433)</b>	<b>(56.591)</b>

VARIAÇÃO DAS PRINCIPAIS MOEDAS 2014/2015	%
Real x Dólar	desvalorização do real em 47,01%
Real x Euro	desvalorização do real em 31,71%
Dólar x Euro	valorização do dólar em 10,40%
Dólar x Libra	valorização do dólar em 4,91%

### 7. Estimativa do efeito cambial

Itens de resultado, patrimônio e indicadores	Efeito	
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	Redução	17.462
EBITDA ajustado	Redução	11.591
Disponibilidades no exterior	Aumento	27.324
Financiamentos em moeda estrangeira	Aumento	132.238
Patrimônio líquido	Redução	34.528
Endividamento líquido / EBITDA ajustado	Aumento	1,95X
Alavancagem	Aumento	10,5pp

## APÊNDICE

### 8. Itens especiais

Período Jan - Dez				R\$ milhões		
2015	2014		Item do Resultado	4T-2015	3T-2015	4T-2014
(49.748)	(44.636)	Impairment de ativos e de investimentos	Diversos	(48.295)	-	(44.345)
(7.617)	-	REFIS	Diversos	(116)	(3.128)	-
(3.746)	2.683	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	Diversos	(1.885)	(1.861)	-
(1.876)	(4.511)	Perdas com recebíveis do setor elétrico	Despesa de vendas	(2.509)	(492)	(755)
(1.296)	-	Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT	Diversos	(428)	(348)	-
(417)	(2.443)	Programa de incentivo ao desligamento voluntário	Outras receitas (despesas)	(307)	(29)	12
-	(6.194)	Baixa de gastos adicionais capitalizados				
-	(2.825)	indevidamente	Linha própria	-	-	-
230	-	Baixa das refinarias Premium I e II	Outras receitas (despesas)	-	-	(118)
464	4.302	Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	Outras receitas (despesas)	-	73	-
		Ganhos/(Perdas) com alienação de ativos	Outras receitas (despesas)	-	-	3.431
<b>(64.006)</b>	<b>(53.624)</b>	<b>Total</b>		<b>(53.540)</b>	<b>(5.785)</b>	<b>(41.775)</b>

#### Detalhamento do efeito do impairment de ativos e de investimentos nos diversos itens de resultado:

(47.676)	(44.636)	Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(46.390)	-	(44.345)
(2.072)	-	Resultado de participações em investimentos	(1.905)	-	-
<b>(49.748)</b>	<b>(44.636)</b>	<b>Impairment de ativos e de investimentos</b>	<b>(48.295)</b>	<b>-</b>	<b>(44.345)</b>

#### Detalhamento do efeito da adesão ao REFIS nos diversos itens do resultado:

(5.090)	-	Despesas tributárias	(63)	(1.954)	-
(2.527)	-	Despesas financeiras - Juros	(53)	(1.174)	-
<b>(7.617)</b>	<b>-</b>	<b>REFIS</b>	<b>(116)</b>	<b>(3.128)</b>	<b>-</b>

#### Detalhamento do efeito das (perdas)/ganhos com contingências judiciais nos diversos itens do resultado:

(3.746)	1.326	Outras receitas (despesas)	(1.885)	(1.861)	-
-	1.357	Variações monetárias e cambiais - Atualização monetária	-	-	-
<b>(3.746)</b>	<b>2.683</b>	<b>(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais</b>	<b>(1.885)</b>	<b>(1.861)</b>	<b>-</b>

#### Detalhamento do efeito dos Programas de Anistias Estaduais e do Programa de Redução de Litígios Tributários (PRORELIT) nos diversos itens do resultado:

(1.074)	-	Despesas tributárias	(308)	(325)	-
(222)	-	Despesas financeiras - Juros	(120)	(23)	-
<b>(1.296)</b>	<b>-</b>	<b>Programas de Anistias Estaduais / PRORELIT</b>	<b>(428)</b>	<b>(348)</b>	<b>-</b>

No julgamento da Administração, os itens especiais apresentados acima, embora relacionados aos negócios da Companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.

**APÊNDICE**

**9. Informações por atividade no exterior**

**Demonstração do Resultado - Jan-Dez 2015**

<b>Receita de vendas</b>
Intersegmentos
Terceiros
<b>Lucro Bruto</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>

**EBITDA Ajustado**

**Demonstração do Resultado - Jan-Dez 2014**

<b>Receita de vendas</b>
Intersegmentos
Terceiros
<b>Lucro Bruto</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras</b>

**EBITDA Ajustado**

**Ativo em 31.12.2015**

**Ativo em 31.12.2014**

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
6.175	15.340	1.849	13.714
3.224	6.890	109	5
2.951	8.450	1.740	13.709
1.866	607	333	1.207
(2.680)	(287)	247	254
(3.562)	(246)	354	220

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
7.022	17.313	1.151	12.168
2.903	3.584	79	5
4.119	13.729	1.072	12.163
1.969	(668)	219	934
147	(1.403)	167	222
(1.395)	(1.210)	213	182

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

R\$ milhões			
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.
31.683	5.459	1.577	3.057
25.557	4.944	1.255	2.497

	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
<b>Atividades de Exploração e Produção (*)</b>				
<b>Produção no exterior consolidada</b>				
(19) Petróleo e LGN	68	69	(1)	75
(2) Gás natural	95	90	6	90
<b>(10) Total</b>	<b>163</b>	<b>159</b>	<b>3</b>	<b>165</b>
(3) Produção no exterior não consolidada	29	29	-	31
<b>(9) Produção total no exterior</b>	<b>192</b>	<b>188</b>	<b>2</b>	<b>196</b>
(11) <b>Lifting Cost - Exterior (US\$/barrel)</b>	8,90	7,21	23	10,40
<b>Preço de venda - Internacional</b>				
(32) Petróleo (US\$/bbl)	49,28	55,69	(12)	73,66
7 Gás natural (US\$/bbl)	19,80	25,84	(23)	22,26

	4T-2015	3T-2015	4T15 X 3T15 (%)	4T-2014
<b>Atividades de Abastecimento (*)</b>				
(15) <b>Carga total processada</b>	146	146	-	149
(15) <b>Produção de derivados</b>	152	150	1	157
- <b>Carga de referência</b>	230	230	-	230
(11) <b>Fator de utilização do parque do refino (%)</b>	61	60	1	64
(3) <b>Custo de refino - Exterior (US\$/barrel)</b>	4,09	4,03	1	5,25

Exercício			Atividades de Exploração e Produção (*)
2015	2014	2015 x 2014 (%)	
69	85	(19)	<b>Produção no exterior consolidada</b>
91	93	(2)	Petróleo e LGN
<b>160</b>	<b>178</b>	<b>(10)</b>	<b>Total</b>
30	31	(3)	Produção no exterior não consolidada
<b>190</b>	<b>209</b>	<b>(9)</b>	<b>Produção total no exterior</b>
8,03	8,98	(11)	<b>Lifting Cost - Exterior (US\$/barrel)</b>
			<b>Preço de venda - Internacional</b>
55,99	82,93	(32)	Petróleo (US\$/bbl)
22,62	21,18	7	Gás natural (US\$/bbl)

Exercício			Atividades de Abastecimento (*)
2015	2014	2015 x 2014 (%)	
138	163	(15)	<b>Carga total processada</b>
149	175	(15)	<b>Produção de derivados</b>
230	230	-	<b>Carga de referência</b>
58	69	(11)	<b>Fator de utilização do parque do refino (%)</b>
4,03	4,14	(3)	<b>Custo de refino - Exterior (US\$/barrel)</b>

(\*) Não auditado pelo auditor independente.