

Demonstrações Financeiras 2017

Em 31 de dezembro de 2017
e 2016 e Relatório do
Auditor Independente.

BALANÇO PATRIMONIAL	3
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO	4
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES	5
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA	6
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO	8
NOTAS EXPLICATIVAS	9
1. A companhia e suas operações	9
2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras	9
3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia	10
4. Sumário das principais práticas contábeis	14
5. Estimativas e julgamentos relevantes	25
6. Novas normas e interpretações	31
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	35
8. Contas a receber	36
9. Estoques	39
10. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias	39
11. Investimentos	46
12. Imobilizado	50
13. Intangível	53
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	55
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás	64
16. Fornecedores	66
17. Financiamentos	66
18. Arrendamentos mercantis	70
19. Partes relacionadas	70
20. Provisões para desmantelamento de áreas	77
21. Tributos	77
22. Benefícios concedidos a empregados	86
23. Patrimônio líquido	96
24. Receita de vendas	98
25. Outras despesas líquidas	99
26. Custos e Despesas por natureza	100
27. Resultado financeiro líquido	101
28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	101
29. Informações por segmento	102
30. Processos judiciais e contingências	105
31. Compromisso de compra de gás natural	116
32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo	116
33. Gerenciamento de riscos	116
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros	123
35. Eventos subsequentes	124
INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)	126
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA EXECUTIVA	143
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E SOBRE O PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES	154
PARECER DO CONSELHO FISCAL	155
RELATÓRIO ANUAL RESUMIDO DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	156

BALANÇO PATRIMONIAL**PETROBRAS**

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

Ativo	Nota	Consolidado		Controladora		Passivo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2017	2016	2017	2016			2017	2016	2017	2016
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	74.494	69.108	1.305	6.267	Fornecedores	16	19.077	18.781	22.179	24.384
Títulos e valores mobiliários	7.2	6.237	2.556	3.531	2.487	Financiamentos	17	23.160	31.796	74.724	62.058
Contas a receber, líquidas	8	16.446	15.543	34.239	31.073	Arrendamentos mercantis financeiros	18	84	59	1.261	1.091
Estoques	9	28.081	27.622	23.165	23.500	Imposto de renda e contribuição social	21.1	990	412	243	--
Imposto de renda e contribuição social	21.1	1.584	1.961	669	786	Impostos e contribuições	21.1	15.046	11.826	14.485	11.219
Impostos e contribuições	21.1	6.478	6.192	5.514	5.064	Salários, férias, encargos e participações		4.331	7.159	3.662	6.158
Adiantamento a fornecedores		258	540	173	361	Planos de pensão e saúde	22	2.791	2.672	2.657	2.533
Outros ativos		4.739	3.716	3.767	3.466	Provisão para processos judiciais	30.1	7.463	--	6.397	--
		138.317	127.238	72.363	73.004	Outras contas e despesas a pagar		8.298	6.857	6.105	5.818
								81.240	79.562	131.713	113.261
Ativos classificados como mantidos para venda	10.2	17.592	18.669	9.520	8.260	Passivos associados a ativos mantidos para venda	10.2	1.295	1.605	606	170
		155.909	145.907	81.883	81.264			82.535	81.167	132.319	113.431
Não circulante						Não Circulante					
Realizável a longo prazo						Financiamentos	17	337.564	353.193	193.393	206.421
Contas a receber, líquidas	8	17.120	14.832	15.211	10.262	Arrendamentos mercantis financeiros	18	675	736	4.108	4.975
Títulos e valores mobiliários	7.2	211	293	204	286	Imposto de renda e contribuição social	21.2	2.219	--	2.169	--
Depósitos judiciais	30.2	18.465	13.032	17.085	11.735	Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.5	3.956	856	2.762	--
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.5	11.373	14.038	--	4.873	Planos de pensão e saúde	22	69.421	69.996	64.519	64.903
Impostos e contribuições	21.1	10.171	10.236	8.999	9.326	Provisão para processos judiciais	30.1	15.778	11.052	12.680	8.391
Adiantamento a fornecedores		3.413	3.742	502	510	Provisão para desmantelamento de áreas	20	46.785	33.412	45.677	32.615
Outros ativos		10.202	10.378	8.815	9.106	Outras contas e despesas a pagar		2.973	1.790	2.243	1.122
		70.955	66.551	50.816	46.098			479.371	471.035	327.551	318.427
								561.906	552.202	459.870	431.858
						Patrimônio líquido					
Investimentos	11	12.554	9.948	149.356	121.191	Capital social realizado	23.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Imobilizado	12	584.357	571.876	435.536	424.771	Transações de capital		2.457	1.035	2.673	1.251
Intangível	13	7.740	10.663	6.264	8.764	Reservas de lucros		77.364	77.800	77.148	77.584
		675.606	659.038	641.972	600.824	Outros resultados abrangentes	23.4	(21.268)	(34.037)	(21.268)	(34.037)
						Atribuído aos acionistas da controladora		263.985	250.230	263.985	250.230
						Atribuído aos acionistas não controladores		5.624	2.513	-	-
								269.609	252.743	263.985	250.230
		831.515	804.945	723.855	682.088			831.515	804.945	723.855	682.088

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO**PETROBRAS**

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

		Consolidado		Controladora	
	Nota	2017	2016	2017	2016
Receita de vendas	24	283.695	282.589	227.964	223.067
Custo dos produtos e serviços vendidos		(192.100)	(192.611)	(156.109)	(153.725)
Lucro bruto		91.595	89.978	71.855	69.342
Receitas (despesas)					
Vendas		(14.510)	(13.825)	(18.490)	(17.023)
Gerais e administrativas		(9.314)	(11.482)	(6.465)	(8.242)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(2.563)	(6.056)	(2.199)	(5.533)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(1.831)	(1.826)	(1.828)	(1.823)
Tributárias		(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	14	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Outras despesas líquidas	25	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)
		(55.971)	(72.867)	(51.590)	(54.752)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		35.624	17.111	20.265	14.590
Resultado financeiro líquido	27	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)
Receitas financeiras		3.337	3.638	2.917	2.418
Despesas financeiras		(23.612)	(24.176)	(17.521)	(18.967)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(11.324)	(6.647)	(7.256)	(9.155)
Resultado de participações em investidas	11	2.149	(629)	6.714	(4.576)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos		6.174	(10.703)	5.119	(15.690)
Imposto de renda e contribuição social	21.6	(5.797)	(2.342)	(5.565)	866
Lucro (Prejuízo) do exercício		377	(13.045)	(446)	(14.824)
Atribuível aos:					
Acionistas da Petrobras		(446)	(14.824)	(446)	(14.824)
Acionistas não controladores		823	1.779	-	-
Lucro (Prejuízo) do exercício		377	(13.045)	(446)	(14.824)
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação ON e PN (em R\$)	23.6	(0,03)	(1,14)	(0,03)	(1,14)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Lucro (prejuízo) do exercício	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Outros resultados abrangentes:				
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	6.199	(17.449)	5.458	(15.510)
Imposto diferido	(887)	3.485	(850)	3.219
	5.312	(13.964)	4.608	(12.291)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	(3)	(12)	536	(1.679)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:				
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - exportações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	(2.073)	40.327	(2.208)	36.607
Transferidos para o resultado	10.067	9.935	8.282	8.994
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.718)	(17.089)	(2.065)	(15.504)
	5.276	33.173	4.009	30.097
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - demais operações				
Reconhecidos no patrimônio líquido	(17)	30	-	-
	(17)	30	-	-
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda				
Reconhecidos no patrimônio líquido	49	-	41	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14)	-	(14)	-
	35	-	27	-
Ajustes acumulados de conversão em investidas (*)				
Reconhecidos no patrimônio líquido	1.782	(15.585)	1.854	(11.209)
Transferidos para o resultado	116	3.693	-	-
	1.898	(11.892)	1.854	(11.209)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas				
Reconhecidos no patrimônio líquido	418	1.285	1.745	4.391
Transferidos para o resultado	69	-	-	-
	487	1.285	1.745	4.391
Outros resultados abrangentes	12.988	8.620	12.779	9.309
Resultado abrangente total	13.365	(4.425)	12.333	(5.515)
Resultado abrangente atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras	12.333	(5.520)	12.333	(5.515)
Acionistas não controladores	1.032	1.095	-	-
Resultado abrangente total	13.365	(4.425)	12.333	(5.515)

(*) Inclui, no Consolidado, efeito credor de R\$ 79 (efeito de R\$ 1.063, devedor, em 31 de dezembro de 2016), referente a coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA
PETROBRAS

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Fluxos de caixa das atividades operacionais				
Lucro (prejuízo) do exercício	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Ajustes para:				
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	8.705	8.001	7.991	7.409
Resultado de participações em investidas	(2.149)	629	(6.714)	4.576
Depreciação, depleção e amortização	42.478	48.543	32.159	37.150
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	3.862	20.297	3.220	11.119
Ajuste a valor de mercado dos estoques	211	1.320	-	-
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	2.271	3.843	1.306	1.072
Baixa de poços secos	893	4.364	561	3.940
Resultado com alienações e baixas de ativos	(4.825)	(951)	(4.564)	(1.399)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	30.653	27.854	20.943	25.604
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	1.452	(3.280)	4.071	(1.010)
Realização do ajuste acumulado de conversão e outros resultados abrangentes	185	3.693	-	-
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	1.339	(2.591)	1.272	(2.601)
Ganho na remensuração de investimento retido com perda de controle	(698)	-	(698)	-
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (<i>Class Action</i>)	11.198	-	9.599	-
Redução (aumento) de ativos				
Contas a receber	(3.140)	397	(26.711)	(22.470)
Estoques	(1.130)	(2.010)	(82)	515
Depósitos Judiciais	(5.383)	(3.357)	(5.351)	(3.145)
Outros ativos	(723)	(1.214)	(990)	(2.961)
Aumento (redução) de passivos				
Fornecedores	(160)	(4.154)	(2.695)	(3.302)
Impostos, taxas e contribuições	9.455	3.216	7.715	539
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.544)	(1.284)	(1.429)	-
Planos de pensão e de saúde	(2.944)	(2.634)	(2.793)	(2.465)
Outros passivos	(2.916)	2.072	(3.062)	(486)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	86.467	89.709	33.302	37.261
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(43.614)	(49.289)	(29.977)	(33.512)
Adições em investimentos	(239)	(455)	(26.783)	(26.782)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	9.907	7.231	8.303	4.304
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários ^(*)	(2.722)	842	(2.475)	(1.652)
Dividendos recebidos ^(**)	1.450	1.607	6.040	3.859
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	(35.218)	(40.064)	(44.892)	(53.783)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Participação de acionistas não controladores	69	122	-	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:				
Captações	86.467	64.786	114.008	105.886
Amortizações de principal	(115.091)	(105.832)	(98.907)	(91.877)
Amortizações de juros ^(**)	(22.295)	(25.563)	(13.379)	(7.773)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(538)	(239)	-	-
Recebimentos pela venda de participações, sem perda de controle	4.906	-	4.906	-
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos	(46.482)	(66.726)	6.628	6.236
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	619	(11.656)	-	-
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	5.386	(28.737)	(4.962)	(10.286)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	69.108	97.845	6.267	16.553
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	74.494	69.108	1.305	6.267

^(*) Na Controladora, inclui valores referentes às movimentações da aplicação em recebíveis do FIDC-NP.

^(**) A companhia classifica dividendos/juros recebidos e juros pagos como fluxo de caixa das atividades de investimentos e fluxo de caixa das atividades de financiamento, respectivamente.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PETROBRAS

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
	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
Saldo em 1º de janeiro de 2016	205.432	237				(43.334)				92.396	-	254.731	3.199	257.930
Realização de custo atribuído						(12)				12	-			-
Transações de capital		1.014										1.014	(1.363)	(349)
Lucro (Prejuízo) do exercício										(14.824)	(14.824)		1.779	(13.045)
Outros resultados abrangentes			(11.209)	(13.958)	33.173	1.303						9.309	(689)	8.620
Destinações:														
Absorção do prejuízo com reservas									(14.812)	14.812	-			-
Dividendos											-		(413)	(413)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	205.432	1.251	22.576	(28.758)	(25.118)	(2.737)	16.524	4.503	1.393	55.164	-	250.230	2.513	252.743
	205.432	1.251				(34.037)				77.584	-	250.230	2.513	252.743
	205.432	1.251	22.576	(28.758)	(25.118)	(2.737)	16.524	4.503	1.393	55.164	-	250.230	2.513	252.743
Saldo em 1º de janeiro de 2017	205.432	1.251				(34.037)				77.584	-	250.230	2.513	252.743
Realização de custo atribuído						(10)				10	-			-
Transações de capital		1.422										1.422	2.577	3.999
Lucro (Prejuízo) do exercício										(446)	(446)		823	377
Outros resultados abrangentes			1.854	5.147	5.276	502						12.779	209	12.988
Destinações:														
Absorção do prejuízo com reservas									(436)	436	-			-
Dividendos											-		(498)	(498)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	205.432	2.673	24.430	(23.611)	(19.842)	(2.245)	16.524	4.503	1.393	54.728	-	263.985	5.624	269.609
	205.432	2.673				(21.268)				77.148	-	263.985	5.624	269.609

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	378.852	373.081	320.584	307.808
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(2.271)	(3.843)	(1.306)	(1.072)
Receitas relativas à construção de ativos para uso	34.753	49.476	31.235	36.710
	411.334	418.714	350.513	343.446
Insumos adquiridos de terceiros				
Matérias-primas e produtos para revenda	(64.102)	(65.864)	(43.470)	(42.210)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(68.389)	(72.846)	(65.289)	(56.412)
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(22.193)	(19.766)	(20.474)	(17.880)
Perdas no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(211)	(1.320)	-	-
	(158.757)	(180.093)	(132.453)	(127.621)
Valor adicionado bruto	252.577	238.621	218.060	215.825
Depreciação, depleção e amortização	(42.478)	(48.543)	(32.159)	(37.150)
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	210.099	190.078	185.901	178.675
Valor adicionado recebido em transferência				
Resultado de participações em investimentos	2.149	(629)	6.714	(4.576)
Receitas financeiras	3.337	3.638	2.917	2.418
Aluguéis, <i>royalties</i> e outros	429	358	893	860
	5.915	3.367	10.524	(1.298)
Valor adicionado a distribuir	216.014	193.445	196.425	177.377
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal e administradores				
Remuneração direta				
Salários	16.673	18.685	12.726	14.445
Participação dos empregados nos lucros ou resultados	487	-	393	-
	17.160	18.685	13.119	14.445
Benefícios				
Vantagens (**)	332	4.629	(51)	4.313
Plano de aposentadoria e pensão	5.117	5.069	4.880	4.304
Plano de saúde	5.013	4.821	4.428	4.359
	10.462	14.519	9.257	12.976
FGTS	1.244	1.273	1.077	1.118
	28.866	34.477	23.453	28.539
Tributos				
Federais (*)	72.411	50.141	66.407	44.449
Estaduais	45.608	49.565	27.160	31.352
Municipais	576	690	202	301
No exterior (*) (***)	(1.282)	5.351	-	-
	117.313	105.747	93.769	76.102
Instituições financeiras e fornecedores				
Juros, variações cambiais e monetárias	41.249	36.819	29.384	32.605
Despesas de aluguéis e afretamento	28.209	29.447	50.265	54.955
	69.458	66.266	79.649	87.560
Acionistas				
Resultado dos acionistas não controladores	823	1.779	-	-
Lucros Retidos (Prejuízos absorvidos)	(446)	(14.824)	(446)	(14.824)
	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Valor adicionado distribuído	216.014	193.445	196.425	177.377

(*) Inclui participações governamentais.

(**) Em 2017, inclui R\$ 757 (R\$ 35 em 2016) referente a reversão de gastos com Plano de Incentivo ao Desligamento voluntário - PIDV.

(***) Em 2017, inclui R\$ 2.740 (R\$ 348 em 2016) referente imposto de renda diferido sobre prejuízos fiscais da PIBBV.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada “Petrobras” ou “companhia”, é uma sociedade de economia mista, sob controle da União com prazo de duração indeterminado, que se regerá pelas normas de direito privado - em geral - e, especificamente, pela Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), pela Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o 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 a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou através de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional qualquer das atividades integrantes de seu objeto social.

A Petrobras poderá ter suas atividades, desde que condizentes com seu objeto social, orientadas pela União de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional de garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal, conforme previsto no art. 1º, inciso V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

No exercício da prerrogativa de que trata o parágrafo acima, a União somente poderá orientar a companhia a assumir obrigações ou responsabilidades, incluindo a realização de projetos de investimento e assunção de custos/resultados operacionais específicos, como aqueles relativos à comercialização de combustíveis, bem como outras atividades correlatas, em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente, inclusive no plano contábil.

Além disso, na hipótese de a Petrobras ser orientada pela União a perseguir o interesse público que justificou a sua criação em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, o Comitê Financeiro e o Comitê de Minoritários, em suas atribuições de assessoramento ao Conselho de Administração, avaliarão e mensurarão, com base nos critérios de avaliação técnico-econômica para projetos de investimentos e para custos/resultados operacionais específicos praticados pela administração da companhia, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia. Nesta hipótese, a União compensará, a cada exercício social, a companhia por essa diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

2. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Controladora foram preparadas de acordo com os International Financial Reporting Standards (IFRS) emitidos pelo International Accounting Standards Board (IASB) e também em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que foram aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações financeiras 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.

A preparação das demonstrações financeiras 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. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgadas na nota explicativa 5.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 14 de março de 2018, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.1. Demonstração do valor adicionado

A legislação societária brasileira exige para as companhias abertas à elaboração da Demonstração do Valor Adicionado – DVA e sua divulgação como parte integrante do conjunto das demonstrações financeiras. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08. O IFRS não exige a apresentação desta demonstração e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

Esta demonstração tem como objetivo apresentar informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas.

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.

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 alienação dos investimentos.

3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada “Operação Lava Jato”, visando 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, 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”. A companhia não realizou qualquer pagamento indevido.

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, denunciados e em alguns casos condenados por crimes como 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.

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 abaixo deveriam ser ajustadas, a companhia avaliará a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

3.1. 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.

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela companhia, a metodologia 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.

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 nota explicativa 3 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014, apresenta a abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais.

A companhia tem monitorado continuamente as investigações da “Operação Lava Jato”, para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014, efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia. Como resultado, não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, 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.

3.2. 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 Ministério da Transparência, e Controladoria Geral da União 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 criminais relacionados ao caso. A nossa posição de vítima foi reconhecida também em decisões do Supremo Tribunal Federal. Por esse motivo, ingressamos em 45 ações penais como assistentes de acusação e em outras quatro como parte interessada, bem como 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, desde 2015, temos tomado diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na “Operação Lava Jato”.

No processo de fortalecimento dos mecanismos internos de integridade para prevenir, detectar e sanar desvios de fraudes, irregularidades e atos ilícitos, a companhia continua implementando medidas para aprimorar fortalecer sua governança corporativa e os sistemas de conformidade (*compliance*), com intuito de estabelecer melhores práticas alinhadas à estratégia da companhia e em conformidade com as exigências de novos regramentos de governança. Desta forma, em 2016, entre outras medidas, aprovamos a nossa política de Conformidade Corporativa, realizamos treinamentos para nossos empregados e administradores sobre prevenção a corrupção e revisamos a iniciativa “Agentes de *Compliance*”, para adequá-la à nossa nova estrutura. Em 2017, criamos a função de Diretor Adjunto de Governança e Conformidade, revisamos o Código de Boas Práticas, publicamos a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa 2016, criamos o Programa de Treinamento para Administradores e mantivemos o procedimento de *Due Dilligence* de integridade sobre nossos fornecedores (aproximadamente 15 mil avaliações foram concluídas até 2017), bem como a avaliação de *Background Check* de integridade realizada antes da tomada de decisão para a designação de pessoas para posições-chave na companhia. Adicionalmente, revisamos o estatuto social da Petrobras, ampliando as funções do comitê de minoritários, dando mais transparência aos processos de revisão de transações com partes relacionadas e de indicação de membros da alta administração e estabelecendo limites para os investimentos de interesse público. O processo contínuo de fortalecimento das práticas de governança na companhia resultou na certificação da Petrobras pela B3 no programa Destaque em Governança das Estatais e obtenção da nota máxima no índice de governança IG-SEST para empresas estatais do Ministério do Planejamento, e possibilitou a apresentação pela companhia de requerimento de adesão ao nível 2 de governança da B3.”

Continua em andamento a investigação interna realizada por dois escritórios independentes contratados em outubro de 2014, que tem como interlocutor um Comitê Especial que responde diretamente ao Conselho de Administração da companhia. O Comitê é composto pelo nosso diretor de Governança 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.

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 em 15 ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

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. Não obstante, a companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Esses valores serão reconhecidos no resultado do exercício como outras despesas líquidas quando forem recebidos ou quando sua realização se tornar praticamente certa.

Nesse sentido, até o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Petrobras já reconheceu o ressarcimento de gastos referentes à “Operação Lava Jato” no montante acumulado de R\$ 1.476 (sendo R\$ 661 até 31 de dezembro de 2016).

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 sobre, dentre outros itens, Operação Lava Jato e qualquer acusação relacionada à violação da Lei de Prática de Corrupção no Exterior (*U.S. Foreign Corrupt Practices Act*). O Departamento de Justiça dos EUA (*U.S. Department of Justice - DoJ*) está conduzindo um procedimento semelhante. A companhia tem atendido às solicitações oriundas de ambas as investigações e pretende continuar contribuindo, atuando em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente. As investigações da SEC e DoJ podem ocasionar em penalidades cíveis ou criminais, pagamento de multas ou outra reparação financeira, determinações ou ordens judiciais quanto a condutas futuras ou outras penalidades.

Considerando que apurações da SEC e do DoJ permanecem em curso até a presente data, não é possível estimar a duração, o alcance ou os resultados dessas apurações. Dessa forma, a companhia não é capaz de fazer uma estimativa confiável sobre eventuais valores e a probabilidade de penalidades que possam ser exigidos.

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 vem prestando todas as informações pertinentes.

3.4. Ações judiciais envolvendo a companhia

A nota explicativa 30 representa 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 financeiras apresentadas.

4.1. Base de consolidação

As demonstrações financeiras 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, sem incluir as participações em entidades estruturadas.

Entidades estruturadas são entidades desenhadas de modo que os direitos de voto, ou similares, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade.

Em 31 de dezembro de 2017, a Petrobras controla e consolida as seguintes entidades estruturadas:

Entidades estruturadas consolidadas	País	Principal segmento de atuação
Charter Development LLC – CDC	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	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 integrais de ativos e passivos, patrimônio líquido, receitas, despesas e fluxos de caixa intragrupo relacionados a transações entre entidades do grupo, bem como eliminação entre o valor contábil do investimento da controladora em cada controlada e a parcela da controladora no patrimônio líquido de cada controlada.

4.2. Informações por segmento de negócio

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocados em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

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

Os segmentos da companhia são os seguintes:

- a) 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.
- b) Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados de petróleo, no Brasil e no exterior, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.
- c) 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 aos demais segmentos, 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 segmento de negócio.

4.3. Instrumentos financeiros

4.3.1. Caixa e equivalentes de caixa

Inclui 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. Inicialmente mensurados ao valor justo, esses instrumentos são classificados e subsequentemente mensurados 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 outra categoria. Mensurados ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado do exercício quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

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 dos juros efetivos, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos tidos como créditos de liquidação duvidosa (*impairment*).

A companhia reconhece 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 e que gera(m) um impacto na estimativa de fluxos de caixa futuro, o qual pode ser confiavelmente estimado. Tais perdas referentes às contas a receber de clientes são apresentadas 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 dos juros efetivos.

Trocas entre a companhia e o credor de instrumentos de dívida com termos substancialmente diferentes são contabilizadas como extinção do instrumento financeiro original e como reconhecimento de novo instrumento financeiro. De forma similar, modificações substanciais dos termos do instrumento financeiro existente ou parte dele são contabilizadas como extinção do passivo financeiro original e reconhecimento de novo passivo financeiro.

Os termos do instrumento financeiro são substancialmente modificados se o valor presente descontado dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, incluindo quaisquer comissões pagas (líquidas de quaisquer comissões recebidas) e descontadas usando a taxa de juros efetiva original, for pelo menos 10% diferente do valor presente descontado dos fluxos de caixa remanescentes do instrumento financeiro original.

Modificações não substanciais no instrumento financeiro não afetam o resultado no momento em que ocorrem, sendo alterada prospectivamente a taxa efetiva de juros do instrumento.

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 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 afetar o resultado do período. 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 uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

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, gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

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 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, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição

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

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. No segmento de exploração e produção, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Nas demonstrações financeiras 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 operações em conjunto, a companhia reconhece seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

As demonstrações financeiras 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. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo.

O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é mensurado pelo montante cuja soma: (i) da contraprestação transferida em troca do controle da adquirida; (ii) do montante de quaisquer participações de não controladores na adquirida; (iii) e no caso de combinação de negócios realizada em estágios, do valor justo da participação do adquirente na adquirida imediatamente antes da combinação; excede o valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando tal somatório for inferior ao valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultam 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, incluindo custos de transação diretamente relacionados, e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

4.7. Gastos com exploração e desenvolvimento da produção 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 no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado;
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Em determinados casos, reservas são identificadas, porém as mesmas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração é finalizada. Nestes casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique sua conclusão 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 companhia 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. Na nota explicativa 5.1, há maiores informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás da companhia;
- 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, por uma comissão interna de executivos técnicos da companhia; e
- 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 o ativo 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 o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. 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 despesas no resultado do exercício.

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 concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

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 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 da área a que o bônus de assinatura se refere.

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 12.1. As vidas úteis estimadas são revisadas anualmente

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 em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, *softwares* e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), decorrente de aquisição de negócio, que nas demonstrações financeiras individuais, é apresentado no Investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões são reclassificados para o ativo imobilizado no momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás são demonstradas, e, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados, sendo os demais intangíveis de vida útil definida, amortizados linearmente pela vida útil estimada. Caso o bônus de assinatura envolva uma área na qual poderão ser realizadas atividades exploratórias em diferentes localidades, o valor do intangível a ser reclassificado para imobilizado quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para uma localidade específica será equivalente à proporção entre o volume total de óleo e gás esperado em um reservatório nessa localidade (*oil in place VOIP*) e o volume de óleo e gás esperado em todos os reservatórios da área.

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 (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos imobilizados e intangível – *Impairment*

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Essa avaliação é efetuada 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 ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) 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, ou quando há indicação de que o valor contábil possa não ser recuperável.

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 em uso de um ativo e seu valor justo líquido de despesa de venda. Considerando-se as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, usualmente 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. 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 de Negócios e Gestão e 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.

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

4.11. Redução ao valor recuperável de investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto – *Impairment*

A companhia avalia os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto quando há indicativos de não recuperação do valor contábil.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

A reversão de perdas por redução ao valor recuperável é permitida.

4.12. Arrendamentos mercantis

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

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 utilizada pela companhia nos 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.

4.13. 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 tem em vigor um plano de desinvestimento e está avaliando 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 é 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.

4.14. 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.

Tais obrigações são passíveis de registro após as declarações de comercialidade dos campos de produção de petróleo e gás natural.

Os gastos com desmantelamento de áreas reconhecidos no ativo imobilizado são amortizados nas mesmas bases que os ativos principais. Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras. As estimativas de gastos com desmantelamento de área são revisadas anualmente, no mínimo.

4.15. 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 e passivos contingentes não são reconhecidos, porém os passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

4.16. 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

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e 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, e são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

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, ao final do período que está sendo reportado aplicando-se as alíquotas vigentes nesse período.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração da companhia.

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 ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

4.17. 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, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

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

4.18. 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.

4.19. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes de: i) variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, ii) parcelas eficazes de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedges* de fluxo de caixa, iii) remensurações em planos de benefício definido e, iv) ajustes acumulados de conversão.

4.20. Subvenções e assistências governamentais

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

4.21. Reconhecimento de receitas de vendas

A receita de produtos, que compreende, entre outros, petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis, energia elétrica, é reconhecida quando satisfeitas todas as seguintes condições:

- a companhia tenha transferido para o comprador os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda;
- a companhia não mantenha envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos em grau normalmente associado à propriedade, nem efetivo controle de tais bens; o valor da receita possa ser confiavelmente mensurado, 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;
- for provável que os benefícios econômicos associados à transação fluirão para a companhia; e

- as despesas incorridas ou a serem incorridas, referentes à transação, possam ser confiavelmente mensuradas.

A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos ou serviços, líquida das devoluções, descontos, impostos e encargos sobre vendas.

5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de 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, nos testes de recuperabilidade dos ativos (impairment), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e para definir exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa.

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.

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 considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE. No critério SEC, são estimadas apenas as reservas provadas, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com a definição estabelecida pela SEC, reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços existentes, com equipamentos e métodos operacionais existentes, ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor quando comparado ao custo de um novo poço; e (ii) por meio do equipamento e infraestrutura de extração instalados, em operação no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

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 periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico 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 no teste de *impairment*

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. Para avaliar a recuperabilidade de tais ativos, 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.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

Assim, revisões de prazo de exaustão das reservas podem afetar a provisão de custos com obrigações de desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano de Negócio e Gestão (PNG) e no Plano Estratégico (PE) e que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, conseqüentemente, as designações de relações de *hedge*. Por exemplo, uma designação de relação de *hedge* deve ser revogada se as exportações futuras que serviram de base para tal designação deixaram de ser consideradas altamente prováveis. Nesse caso, o ganho ou perda acumulado no patrimônio líquido em função dessa relação de *hedge* deve ser reclassificado para o resultado quando a exportação futura ocorrer. Quando não se espera mais que a exportação futura venha a ocorrer, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para o resultado do período.

5.2. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio (Real/Dólar) cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve um alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

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.

As projeções relacionadas às premissas-chave derivam do plano de negócios e gestão para os primeiros cinco anos, e são consistentes com o plano estratégico para os anos subsequentes. Tais projeções são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, também são efetuados para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

O modelo de previsão de preços da companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, conseqüentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização em certos ativos ou UGCs, uma vez que, por exemplo, o preço do *Brent* impacta diretamente as receitas de vendas e margens de refino da companhia, enquanto a taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real impacta essencialmente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

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, bem como decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

O valor recuperável de determinados ativos não excede substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 14.1.1.

5.3. 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. Tais alterações podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, conseqüentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs. As definições adotadas foram as seguintes:

- a) UGCs do segmento de Exploração e Produção:
 - i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2017, os campos de Guriatã e Guriatã Sul foram considerados uma mesma UGC, o polo Guriatã, uma vez que ambos os campos compartilham o mesmo reservatório, fato que também ocorreu com os campos Canário da Terra e Canário da Terra Sul, que formaram o polo Canário da Terra. Assim, em 31 de dezembro de 2017, o segmento de Exploração e Produção possuía 40 áreas tratadas na forma de polos e que englobam 179 campos. Adicionalmente, em 30 de novembro de 2017, a companhia apresentou à ANP a declaração de comercialidade do campo de Mero, considerado como uma UGC em 31 de dezembro de 2017.

As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de Abastecimento:

- i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada dos ativos logísticos e de refino, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas através de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo em que se baseia todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo de petróleo, ou mix de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;
- ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): ativos em construção da Refinaria Trem 1 – Comperj. Em 2014, a companhia optou por postergar este projeto por um extenso período de tempo;
- iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos em construção do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada. Em 2014, a companhia optou por postergar este projeto por um extenso período de tempo;
- iv. UGC Petroquímica: compreendia os ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe. Em dezembro de 2016, os ativos deixaram de compor uma UGC e foram reclassificados para o ativo não circulante mantido para venda, em função da aprovação da venda dos ativos dessas duas empresas pela companhia;
- v. UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro. Em dezembro de 2017, a Administração da Transpetro decidiu pela hibernação por tempo indeterminado de três navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) e, como consequência, estes ativos deixaram de pertencer à UGC Transporte e tiveram seus valores recuperáveis testados isoladamente;
- vi. UGC Comboios-Hidrovia: compreende o conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê). Em 2016, foram removidos da UGC Transportes em função da postergação do projeto por um extenso período de tempo;
- vii. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e
- viii. 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 do segmento 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). Considerando a baixa perspectiva de sucesso na alienação de determinadas plantas de

fertilizantes e a decisão da Administração de dar continuidade ao posicionamento estratégico definido no Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 aprovado em dezembro de 2017 de sair desse negócio, todas as fábricas que ainda faziam parte da UGC Gás Natural foram retiradas e passaram a ter suas recuperabilidades testadas isoladamente;

- ii. UGC Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III): planta de Fertilizantes Nitrogenados III, cuja construção encontra-se paralisada e a data de entrada em operação postergada desde 2014;
 - iii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE).
 - iv. 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 do segmento de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados, principalmente, às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.
- e) UGC do segmento de Biocombustível
- i. 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; e
 - ii. UGC Quixadá: compreende os ativos da Usina de Biodiesel Quixadá-CE. Em setembro de 2016, foi excluída da UGC Biodiesel em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

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.

5.4. 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.

5.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações e utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência, alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

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

5.6. 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: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) 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 iii) 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 4.14 e 20.

5.7. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. 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 21.5.

5.8. 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) correntes, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação em médio e longo prazos. O valor considerado altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, e utilizando-se como teto um percentual histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do PNG e do PE. A metodologia utilizada para seu cálculo, bem como os seus respectivos parâmetros, é reavaliada pelo menos uma vez ao ano.

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

5.9. 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.

5.10. Perdas em crédito de liquidação duvidosa

As perdas referentes a créditos de liquidação duvidosa são constituídas considerando evidências objetivas de perdas que, entre outras, incluem: casos de dificuldades financeiras significativas do emitente ou obrigado, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial. Outras informações sobre perdas em crédito de liquidação duvidosas são apresentadas na nota explicativa 8.

6. Novas normas e interpretações

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 2017 são as seguintes:

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

A partir de 1º de Janeiro de 2018, entrou em vigor o pronunciamento *International Financial Reporting Standard 9 – Financial Instruments* (IFRS 9), emitido pelo IASB em substituição ao pronunciamento IAS 39 – *Financial Instruments: Recognition and Measurement*.

O IFRS 9 estabelece, entre outros, novos requerimentos para: classificação e mensuração de ativos financeiros, mensuração e reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, modificações nos termos de ativos e passivos financeiros, contabilidade de *hedge* e divulgação.

Conforme permitido pelo IFRS 9, a companhia não pretende reapresentar os períodos anteriores em relação a: classificação e mensuração de ativos financeiros, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros e modificações nos termos de ativos e passivos financeiros. As diferenças nos valores contábeis de ativos financeiros e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9 serão reconhecidas nos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2018. Os novos requerimentos de contabilidade de *hedge* geralmente devem ser aplicados de forma prospectiva.

Em 1º de janeiro de 2018, as mudanças trazidas pelo IFRS 9 quanto a classificação e mensuração de ativos financeiros, mensuração e reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros e, modificações nos termos de ativos e passivos financeiros, não impactaram materialmente o Patrimônio Líquido da companhia.

A seguir são apresentadas cada uma das principais mudanças trazidas com os requerimentos do IFRS 9.

Classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros

O IFRS 9 estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa contratual e no modelo de negócios para gerir o ativo.

Modificação de fluxo de caixa contratual de ativos e passivos financeiros

O IFRS 9 estabelece que se um ativo ou passivo financeiro mensurado a custo amortizado tiver seus termos modificados e essa modificação não for substancial, seu saldo contábil deverá refletir o valor presente descontado dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original.

Perda no valor recuperável de ativos financeiros (*Impairment*)

O modelo estabelecido pelo IFRS 9 para reconhecimento de *impairment* é baseado nas perdas de crédito esperadas, substituindo o modelo estabelecido pelo IAS 39 que é baseado nas perdas de crédito incorridas.

Para mensuração das perdas de crédito esperadas das contas a receber de clientes de curto prazo, a companhia optou pela adoção do expediente prático da matriz de provisões por vencimentos.

Contabilidade de *hedge*

O IFRS 9 estabelece novos requerimentos referentes a contabilidade de *hedge*, que incluem, entre outros, a proibição da descontinuação voluntária da contabilidade de *hedge*, alterações na mensuração da efetividade do *hedge*, tornando requerida a consideração do valor do dinheiro no tempo, e expansão dos requerimentos de divulgação.

As relações de *hedge* de fluxo de caixa das exportações futuras altamente prováveis para fins de IAS 39 podem ser consideradas como relações de proteções para fins do IFRS 9, uma vez que também se qualificam para contabilização de *hedge* de acordo com o novo pronunciamento.

O IFRS 9 não altera os princípios gerais para contabilização do *hedge* de fluxo de caixa.

IFRS 15 - Receitas de Contrato com Clientes

A partir de 1º de janeiro de 2018, entrou em vigor o pronunciamento *International Financial Reporting Standard 15 - Revenue from Contracts with Customers* (IFRS 15). Este pronunciamento emitido pelo IASB substitui uma série de pronunciamentos e interpretações, incluindo o pronunciamento IAS 18 – *Revenue*.

O objetivo do IFRS 15 é estabelecer os princípios que devem ser aplicados para que sejam apresentadas informações úteis aos usuários de demonstrações financeiras sobre a natureza, o valor, a época e a incerteza de receitas e fluxos de caixa provenientes de contrato com cliente, o que inclui maiores requerimentos de divulgação. Esse pronunciamento deverá ser aplicado a todos os contratos com clientes, exceto quando a transação envolver permutas não monetárias entre entidades na mesma linha de negócios para facilitar vendas a clientes ou clientes potenciais, ou, quando a transação estiver no escopo de outro pronunciamento.

Os requerimentos do IFRS 15 estabelecem uma abordagem abrangente para determinar quando (ou a que medida) e por quais montantes receitas de contratos com clientes devem ser reconhecidas. Especificamente o novo pronunciamento traz um modelo composto pelas cinco etapas a seguir: 1) identificação do contrato com o cliente; 2) identificação das obrigações de desempenho; 3) determinação do preço da transação; 4) alocação do preço às obrigações de desempenho; 5) reconhecimento quando (ou enquanto) a obrigação de desempenho é satisfeita. Uma obrigação de desempenho é considerada satisfeita quando (ou à medida que) o cliente obtém o controle sobre o bem ou serviço prometido.

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRS 15, uma entidade deverá aplicar o pronunciamento: (i) retrospectivamente, a cada período anterior conforme o IAS 8 e sujeito a determinados expedientes práticos ou, (ii) retrospectivamente, com os efeitos cumulativos da aplicação inicial do pronunciamento reconhecidos na data de sua aplicação inicial. A companhia pretende aplicar a segunda abordagem a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que não foram identificados efeitos cumulativos a serem reconhecidos nessa data.

As principais mudanças nas práticas contábeis da companhia em função da adoção do IFRS 15, alteraram apenas a forma como certas receitas de contratos com clientes eram apresentadas na demonstração de resultados, e não afetaram o lucro líquido da companhia. Em 2017, esta reclassificação seria equivalente a uma redução de 1,7% da receita. Tais mudanças são apresentadas a seguir:

Atuação da companhia como agente

De acordo com as práticas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2017, a companhia considera que atuava como principal em algumas transações, de maneira que apresenta separadamente as receitas dessas vendas, o custo do produto vendido e as despesas de vendas. No entanto, segundo os requerimentos contidos no IFRS 15, a companhia atua como agente, pois não chega a obter o controle dos bens ou serviços que são subsequentemente vendidos ao cliente. Assim, a partir de 1º de janeiro de 2018, as receitas dessas operações continuarão a serem apresentadas na mesma linha na demonstração de resultados, mas líquidas do custo do produto vendido e despesas de vendas.

Receitas de direitos não exercidos (*breakage*)

De acordo com as práticas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2017, a companhia considera como receitas de penalidades, apresentadas na linha de "Outras despesas líquidas" na demonstração de resultados, as receitas oriundas de direitos não exercidos por clientes em certos contratos de *take or pay e ship or pay*. No entanto, segundo os requerimentos contidos no IFRS 15, as receitas oriundas de direitos não exercidos por clientes devem ser consideradas como receitas de vendas e serão apresentadas como tal a partir de 1º de janeiro de 2018.

IFRIC 22 – Foreign Currency Transactions and Advance Consideration

A partir de 1º de janeiro de 2018, entrou em vigor a interpretação técnica IFRIC Interpretation 22 - Foreign Currency Transactions and Advance Consideration (IFRIC 22), emitido pelo IASB.

O IFRIC 22 se aplica à transação em moeda estrangeira (ou parte dela) que resulta no reconhecimento de ativo não monetário ou passivo não monetário, decorrente de pagamento ou recebimento antecipado (adiantamento), antes que seja reconhecido o ativo, a despesa ou a receita relacionada ao adiantamento. O IFRIC 22 esclarece que a data da taxa de câmbio a ser utilizada no reconhecimento inicial do ativo, da despesa ou da receita relacionada ao adiantamento é a mesma utilizada no reconhecimento inicial do adiantamento.

Conforme previsto nas disposições transitórias do IFRIC 22, a companhia aplicará os requerimentos prospectivamente a partir da sua entrada em vigor. A companhia não identificou impactos materiais na aplicação do IFRIC 22.

IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 – *Leases* (IFRS 16), que vigorará para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, em substituição aos seguintes pronunciamentos e interpretações: IAS 17 - *Leases*; IFRIC 4 - *Determining whether an Arrangement contains a Lease*; SIC-15 - *Operating Leases – Incentives*; e SIC-27 - *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*.

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. Esse pronunciamento deverá ser aplicado a todos os contratos de arrendamento mercantil, exceto:

- Arrendamentos para explorar ou usar minerais, petróleo, gás natural e recursos não renováveis similares;
- Arrendamentos de ativos biológicos dentro do alcance do IAS 41 - *Agriculture* mantidos por arrendatário;
- Acordos de concessão de serviço dentro do alcance da IFRIC 12 - *Service Concession Arrangements*;
- Licenças de propriedade intelectual concedidas por arrendador dentro do alcance do IFRS 15; e
- Direitos detidos por arrendatário previstos em contratos de licenciamento dentro do alcance do IAS 38 - *Intangible Assets* para itens como: filmes, gravações de vídeo, reproduções, manuscritos, patentes e direitos autorais.

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. Consequentemente, a companhia espera que ocorra um aumento nos saldos de seus ativos e passivos totais, quando da adoção inicial do IFRS 16.

A partir da adoção inicial do IFRS 16, a companhia deixará de reconhecer despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantil operacional e passará a reconhecer em sua demonstração de resultado: (i) os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados; e (ii) a despesa financeira e a variação cambial (se aplicável) apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento mercantil. A despesa financeira poderá ser objeto de capitalização, conforme previsto no IAS 23 – *Borrowing Costs*, e a variação cambial poderá ser parcial ou integralmente diferida no patrimônio líquido, caso os passivos financeiros sejam designados como instrumentos de *hedge*, conforme previsto no IFRS 9.

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.

Para avaliar o efeito que os arrendamentos têm sobre a posição financeira, o desempenho financeiro e os fluxos de caixa, bem como sua aplicação nos contratos existentes, a companhia iniciou um projeto de implementação desta IFRS. No atual estágio do projeto, ainda não é possível determinar os efeitos quantitativos da adoção desse pronunciamento. Estas avaliações, quando razoavelmente estimadas, poderão implicar na necessidade da companhia negociar, em determinados contratos de dívida com BNDES e outras instituições financeiras, cláusulas relacionadas ao nível de endividamento (*covenants*).

6.2. Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC)

O CPC emite pronunciamentos e interpretações tidos como análogos às IFRS, tal como emitidas pelo IASB. A seguir são apresentados os principais pronunciamentos e interpretações emitidos pelo CPC que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2017, bem como os IFRS equivalentes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Pronunciamento ou interpretação do CPC	IFRS equivalente	Data de vigência
CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente	IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers	1º de janeiro de 2018
CPC 48 - Instrumentos Financeiros	IFRS 9 - Financial Instruments	1º de janeiro de 2018
ICPC 21 - Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento	IFRIC 22 - Foreign Currency Transactions and Advance Consideration	1º de janeiro de 2018
CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento Mercantil	IFRS 16 - Leases	1º de janeiro de 2019

As disposições transitórias e os efeitos esperados de adoção inicial referentes a cada pronunciamento ou interpretação do CPC listado acima são os mesmos que foram apresentados para o respectivo IFRS no item 6.1.

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

7.1. Caixa e bancos

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Caixa e bancos	5.193	1.926	8	17
Aplicações financeiras de curto prazo				
- No País				
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	3.889	3.845	1.050	849
Outros fundos de investimentos	57	427	10	1
	3.946	4.272	1.060	850
- No exterior				
Time deposits	20.632	10.053	-	-
Auto Invest e contas remuneradas	37.337	31.875	237	5.400
Títulos do Tesouro Americano	-	17.004	-	-
Outras aplicações financeiras	7.386	3.978	-	-
	65.355	62.910	237	5.400
Total das aplicações financeiras de curto prazo	69.301	67.182	1.297	6.250
Total de caixa e equivalentes de caixa	74.494	69.108	1.305	6.267

As principais aplicações de caixa em 2017 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos, no total de R\$ 137.386, além de financiamento dos investimentos nos segmentos de negócio no montante de R\$ 43.614. Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de R\$ 86.467, captações de R\$ 86.467 e recebimentos pela venda de ativos e de participações de R\$ 14.813.

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas), cujos prazos de vencimentos são de até três meses contados a partir da data de aquisição. As aplicações no exterior são compostas por *time deposits* com prazos de até três meses contados a partir da data de aquisição, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	Consolidado			Controladora		
	País	Exterior	Total	País	Total	Total
Para negociação	3.531	-	3.531	2.556	3.531	2.487
Disponíveis para venda	505	2.015	2.520	1	42	1
Mantidos até o vencimento	397	-	397	292	162	285
Total	4.433	2.015	6.448	2.849	3.735	2.773
Circulante	4.222	2.015	6.237	2.556	3.531	2.487
Não circulante	211	-	211	293	204	286

Os títulos classificados como para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Os títulos classificados como disponíveis para venda referem-se basicamente, no país, ao montante equivalente a 24 milhões de ações ordinárias emitidas pela São Martinho em substituição e na proporção das ações que a Petrobras Biocombustível S.A.(PBIO) detinha na Nova Fronteira, conforme nota explicativa 10.3 e no exterior, referem-se a títulos do tesouro britânico (GBP 475 milhões) com vencimento em março de 2018.

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Terceiros	23.138	19.972	9.898	7.585
Partes relacionadas				
Investidas (nota explicativa 19.7)	1.752	1.809	14.874	20.304
Aplicações no Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC-NP (nota explicativa 19.4)	-	-	14.222	11.301
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 8.4) ⁽¹⁾	17.362	16.042	13.467	5.995
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 19.8)	829	875	829	875
Arrendamento mercantil financeiro	1.818	3.986	-	-
Recebíveis por desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste (nota explicativa 10.1)	2.885	-	2.885	-
Outras	5.449	5.373	2.109	2.951
	53.233	48.057	58.284	49.011
Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(19.667)	(17.682)	(8.834)	(7.676)
Total	33.566	30.375	49.450	41.335
Circulante	16.446	15.543	34.239	31.073
Não circulante	17.120	14.832	15.211	10.262

⁽¹⁾ Inclui o valor de R\$ 795 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 817 em 31 de dezembro de 2016) referente a arrendamento mercantil financeiro a receber com empresa AME. O aumento do saldo da controladora deve-se à reestruturação da BR Distribuidora conforme nota explicativa 10.3

8.2. Contas a receber vencidos - Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Até 3 meses	1.972	1.313	1.465	609
De 3 a 6 meses	171	218	101	90
De 6 a 12 meses	275	1.339	146	412
Acima de 12 meses	11.819	8.637	4.540	4.332
Total	14.237	11.507	6.252	5.443

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

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	17.682	14.274	7.676	6.514
Adições	2.697	4.532	1.384	1.400
Baixas	(349)	(28)	(147)	-
Reversões	(428)	(595)	(79)	(238)
Ajuste Acumulado de Conversão	65	(501)	-	-
Saldo final	19.667	17.682	8.834	7.676
Circulante	6.842	6.551	4.632	4.414
Não circulante	12.825	11.131	4.202	3.262

A partir de 1º de janeiro de 2018, o reconhecimento da provisão será com base nas perdas de crédito esperadas (IFRS 9) e não mais no modelo que se baseia nas perdas de crédito incorridas (IAS 39), conforme descrito na nota explicativa 6.

8.3.1. Provisão de Recebíveis – Sonda Vitória 10.000

Em 22 de maio de 2017, a Drill Ship International BV – DSI BV, controlada da PIB BV, rescindiu o contrato de arrendamento financeiro (“CLC”) do navio sonda Vitória 10.000 celebrado com a Deep Black Drilling LLP – DBD, empresa integrante do grupo Schahin. Em 19 de julho de 2017, foi publicada decisão judicial que reconheceu esta rescisão. Na mesma data, a Schahin interpôs recurso requerendo a concessão de efeito suspensivo, o qual foi indeferido por meio de decisão publicada em 28 de julho de 2017.

Considerando esta situação, onde houve a rescisão do CLC e se configurou para fins legais o direito de retomada do navio sonda pela DSI, a companhia avaliou o valor em uso do navio sonda, baseando-se na projeção dos fluxos de caixa oriundos do uso deste ativo em projetos no Sistema Petrobras, em comparação ao contas a receber relativo ao CLC em 30 de junho de 2017. Desta forma, foi reconhecida uma perda de R\$ 818 registrada em outras despesas líquidas no segundo trimestre de 2017.

Em 9 de agosto de 2017, medidas foram adotadas para restabelecer a posse do navio sonda, o que efetivamente ocorreu em 16 de agosto de 2017. Como resultado, a companhia desreconheceu o contas a receber relativo ao arrendamento financeiro e reconheceu o navio sonda como um equipamento em Ativo Imobilizado, no montante de R\$ 1.224, e uma perda adicional de R\$ 76, referente ao complemento do faturamento do CLC e cobrança de multa contratual até a retomada do navio sonda, reconhecida no terceiro trimestre de 2017.

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

	31.12.2016	Faturamen- tos	Recebimen- tos	Transferên- cias(*)	Baixas	Constituição de PCLD, líquida de reversão	Atualização Monetária	Consolidado 31.12.2017
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)								
Eletrobras Distribuição Amazonas - AME-D	8.065	789	(1.752)	1.300	-	(889)	967	8.480
Centrais Elétricas de Rondônia - CERON	1.201	-	(68)	-	-	-	111	1.244
Outros	313	151	(160)	-	(55)	80	37	366
Subtotal	9.579	940	(1.980)	1.300	(55)	(809)	1.115	10.090
Terceiros								
Cia de Gás do Amazonas - Cigás	468	2.533	(1.251)	(1.300)	-	(8)	25	467
Centrais Elétricas do Pará - Celpa	-	336	(413)	-	(25)	111	-	9
Outros	15	670	(627)	-	(61)	25	6	28
Subtotal	483	3.539	(2.291)	(1.300)	(86)	128	31	504
Contas a receber líquido	10.062	4.479	(4.271)	-	(141)	(681)	1.146	10.594
Contas a receber - Sistema Eletrobras	16.042	940	(1.980)	1.300	(55)	-	1.115	17.362
(-) PCLD	(6.463)	-	-	-	-	(809)	-	(7.272)
Subtotal	9.579	940	(1.980)	1.300	(55)	(809)	1.115	10.090
Contas a receber - Terceiros	1.683	3.539	(2.291)	(1.300)	(86)	-	31	1.576
(-) PCLD	(1.200)	-	-	-	-	128	-	(1.072)
Subtotal	483	3.539	(2.291)	(1.300)	(86)	128	31	504
Total de contas a receber	17.725	4.479	(4.271)	-	(141)	-	1.146	18.938
(-) PCLD	(7.663)	-	-	-	-	(681)	-	(8.344)
Contas a receber líquido	10.062	4.479	(4.271)	-	(141)	(681)	1.146	10.594

(*) Transferência de recebíveis vencidos da Cigás para AME-D, conforme previsto no contrato comercial de compra e venda de gás natural (contratos *upstream* e *downstream*) entre Petrobras, Cigás e AME-D.

O Sistema Petrobras fornece óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termelétrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIE) que compõem o Sistema Isolado de energia na região norte do país (Isolados e Manaus). Este sistema corresponde ao serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não está ainda em condições de ter a totalidade de sua demanda de energia elétrica atendida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

O custo do fornecimento de combustíveis líquidos e gás natural para os Sistemas Isolados e Manaus compõe o custo total de geração desses sistemas que é apenas parcialmente pago pelos consumidores locais (até o limite do custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada), sendo a maior parte reembolsada pela da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), uma das rubricas do Fundo setorial CDE (Conta de Desenvolvimento Energético).

Os marcos legais da CCC e do Fundo CDE passaram por algumas alterações nos últimos anos, merecendo destaque a MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 e a MP 735/2016, convertida na Lei 13.360/2016.

Essas alterações legais aliadas a processos fiscalizatórios movidos pela ANEEL contra o gestor do Fundo, e contra os beneficiários da CCC (concessionárias do grupo Eletrobras) causaram instabilidades e reduções nos reembolsos da CCC a partir do ano de 2013, situação que gerou deficiência de caixa nas concessionárias do grupo Eletrobras, que por sua vez passaram a efetuar pagamentos menores do que aqueles devidos ao Sistema Petrobras pelo fornecimento de combustíveis líquidos e gás natural para geração de energia elétrica, aumentando suas inadimplências, notadamente da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas (AME-D).

A fim de regularizar esta situação, a companhia intensificou negociações com as concessionárias estaduais, PIE, empresas privadas e controladas da Eletrobras e, em 31 de dezembro de 2014, foram celebrados contratos de confissão de dívida (CCD), no montante de R\$ 8.601, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, para pagamentos em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015, dos quais R\$ 7.380 possuíam garantia real por penhor de créditos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A amortização da dívida estabelecida nos CCDs ocorre em duas etapas, sendo a primeira com amortização de 15% do valor repactuado, nos primeiros 36 meses, e os 85% restantes em 84 parcelas que começam a vencer a partir de janeiro de 2018. Com isso, é esperada a partir de 2018 uma redução progressiva de contas a receber do setor elétrico, o que não ocorreu até 31 de dezembro de 2017 em função da característica do fluxo de amortização pactuado. O Grupo Eletrobras tem cumprido com os pagamentos dos CCDs assinados em 2014 mesmo que com atrasos intermitentes.

Considerando principalmente a reestruturação do Setor e os efeitos previstos na Resolução Normativa nº 679/15 publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esperava-se uma redução da inadimplência, o que de fato não ocorreu.

Assim, a companhia vem adotando medidas visando reduzir a referida inadimplência, com destaque para:

- cobrança judicial de créditos inadimplidos pelas empresas do Sistema Eletrobras, pelo fornecimento de gás natural, óleo combustível e outros combustíveis líquidos;
- suspensão de fornecimento de óleo combustível e outros combustíveis líquidos a prazo;
- inscrição pela BR Distribuidora de controladas da Eletrobras no Cadastro de Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN); e
- Inscrição pela Petrobras da AME no cadastro de inadimplentes da ANEEL no período de abril de 2016 a maio de 2017. A partir de maio de 2017, a ANEEL excluiu tal débito do cadastro, com o argumento de que a compra de combustível não configura dívida intrassetorial, o que foi contestado administrativamente pela Petrobras junto ao Regulador, que por sua vez indeferiu o pedido da Petrobras.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a companhia reconheceu PCLD de R\$ 681 (constituição de R\$ 1.242 em 31 de dezembro de 2016), líquida de reversão, principalmente em função de inadimplências parciais relativas a fornecimento de gás natural, parcialmente compensadas pelos recebimentos de valores vencidos da CELPA.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Adicionalmente, negociações entre a companhia e a Eletrobras encontram-se em curso para o equacionamento da dívida com o Sistema Eletrobras. A Petrobras está em avaliação de eventuais impactos decorrentes da 170ª Assembleia Geral de Extraordinária da Eletrobras de 8 de fevereiro de 2018 que endereçou temas como desverticalização do segmento e privatização das distribuidoras controladas.

9. Estoques

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Petróleo	12.065	11.485	10.197	9.961
Derivados de petróleo	9.309	8.634	7.347	7.091
Intermediários	2.027	2.281	2.027	2.281
Gás Natural e GNL ^(*)	222	435	66	310
Biocombustíveis	572	686	64	74
Fertilizantes	83	85	80	66
Total de produtos	24.278	23.606	19.781	19.783
Materiais, suprimentos e outros	3.803	4.053	3.384	3.755
Total	28.081	27.659	23.165	23.538
Circulante	28.081	27.622	23.165	23.500
Não circulante	-	37	-	38

^(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, para ajuste ao seu valor realizável líquido, no montante de R\$ 4 (R\$ 92 em 31 de dezembro de 2016), 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, foi de R\$ 211 (R\$ 1.320 em 31 de dezembro de 2016).

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia possuía um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados em 2008 com a Petros, no valor de R\$ 13.454 (R\$ 6.449 em 31 de dezembro de 2016), conforme nota explicativa 22.1. O valor dessa garantia foi revisado e atualizado no terceiro trimestre de 2017 para refletir o aumento dos compromissos atualizados no TCF.

10. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem em vigor um programa de parcerias e desinvestimentos e avalia oportunidades de desinvestimentos em suas diversas áreas de atuação. A carteira de desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações depende das condições negociais, legais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos seus negócios. O programa de parcerias e desinvestimentos é uma iniciativa importante do Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 (PNG 2018-2022) e para o biênio 2017-2018 a meta é atingir o valor de US\$ 21 bilhões, a qual permitirá, em conjunto com as demais iniciativas listadas do Plano, ter um indicador financeiro (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) declinante e convergente para 2,5 em dezembro de 2018.

Em 7 de dezembro de 2016, o Tribunal de Contas da União (TCU) proferiu medida cautelar impedindo a Petrobras de iniciar novos projetos de desinvestimentos e concluir os projetos em andamento, exceto para transações que estavam em fase final, até decisão de mérito sobre a sistemática para desinvestimentos da companhia.

A companhia revisou sua sistemática de desinvestimentos e, em 15 de março de 2017, o TCU revogou a referida cautelar e autorizou a companhia a prosseguir com seu programa de desinvestimento conforme a metodologia revisada.

Neste sentido, em 30 de março de 2017, a Diretoria Executiva da companhia aprovou a construção de sua nova carteira de desinvestimento, composta por projetos que, desde o início, seguem os procedimentos conforme sistemática de desinvestimentos revisada e aprovada pelo TCU.

10.1. Vendas de ativos

Venda dos ativos de distribuição no Chile

Em 22 de julho de 2016, foi assinado com a Southern Cross Group o contrato de compra e venda (*Sale and Purchase Agreement – SPA*) de 100% da Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD), empresa do segmento de distribuição, detida através da Petrobras Caribe Ltda.

Em 4 de janeiro de 2017, a operação de venda da Petrobras Chile Distribución (“PCD”) foi concluída, resultando na entrada de caixa de US\$ 470 milhões, dos quais US\$ 90 milhões foram oriundos da distribuição de dividendos líquidos de impostos da PCD, ocorrida em 09 de dezembro de 2016, e os demais US\$ 380 milhões através de pagamento pela Southern Cross, tendo sido apurado um ganho de R\$ 2, reconhecido em outras despesas líquidas, considerando *impairment* de R\$ 266 em 31 de dezembro de 2016.

Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificada para resultado, como outras despesas líquidas, a perda de R\$ 248, oriunda da depreciação cambial do peso chileno frente ao dólar, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão, conforme nota explicativa 23.4.

Venda de Participação na Nova Transportadora do Sudeste e reestruturações societárias previstas

Em 22 de setembro de 2016, o Conselho de Administração da companhia aprovou a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), empresa do segmento de gás e energia, para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas, por meio de um Fundo de Investimento em Participações (FIP), cujos demais cotistas são British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiária integral da China Investment Corporation - CIC) e GIC Private Limited (GIC). A venda das ações ocorreu após reestruturação societária em que a NTS passou a concentrar os ativos de transporte do Sudeste, exceto os ativos do Espírito Santo.

A reestruturação societária da NTS contemplou um aumento de capital realizado pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) no valor de R\$ 2.310, correspondente a ativos (líquidos) de transporte de gás do Sudeste. Posteriormente, a TAG teve seu capital reduzido em R\$ 2.600 com a entrega da totalidade das ações da NTS para a Petrobras. Esta reestruturação não modificou as condições contratuais previstas nos contratos de transporte de gás relacionados aos ativos envolvidos na transação.

Em 4 de abril de 2017, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato de compra e venda, a operação foi concluída por US\$ 5,08 bilhões, com o recebimento, nesta mesma data, de US\$ 4,23 bilhões, sendo US\$ 2,59 bilhões referente à venda das ações, dos quais US\$ 109 milhões foram destinados a uma *Escrow Account* como garantia para pagamento de gastos com remediações de dutos e US\$ 1,64 bilhão referente a debêntures conversíveis em ações emitidas pela NTS, com vencimento em 10 anos, para substituição de dívida com a Petrobras Global Trading B.V. (“PGT”). O restante referente à venda de ações, no valor de US\$ 850 milhões, será pago no quinto ano, com juros anuais a uma taxa fixa, conforme estabelecido no contrato de compra e venda.

Na data de conclusão da operação foi apurado um ganho de R\$ 6.977, incluindo o ganho na remensuração a valor justo da parcela de participação acionária remanescente (10%), no valor de R\$ 698, reconhecido em outras despesas líquidas.

Em 10 de outubro 2017, houve pagamento do ajuste de preço final no valor de R\$ 63, conforme previsto contratualmente, totalizando um ganho na operação de R\$ 7.040.

Venda da Guarani

Em 28 de dezembro de 2016, a Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO) alienou a totalidade de sua participação na Guarani S.A., empresa do segmento de biocombustível, correspondente a 45,97% de seu capital, para Tereos Participations S.A., empresa do grupo francês Tereos.

Em 3 de fevereiro de 2017, a operação de venda foi concluída com o pagamento de US\$ 203 milhões pela Tereos Participations S.A., após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato. Em 2016, foram registradas perdas referentes ao investimento na Guarani no montante de R\$ 578.

Adicionalmente, em decorrência desta operação, foi reclassificado para resultado, como outras despesas líquidas, um ganho de R\$ 132, oriundo da apreciação cambial do metical moçambicano frente ao real, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão, conforme nota explicativa 23.4, compensado pela reclassificação do saldo de R\$ 69 referente a *hedge* de fluxo de caixa.

Aprovação da venda da Liquigás

Em 17 de novembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda da Liquigás Distribuidora S.A., empresa do segmento de abastecimento, para a Companhia Ultragaz S.A., subsidiária da Ultrapar Participações S.A. Em janeiro de 2017, a operação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Ultrapar e da Petrobras, pelo valor de R\$ 2.666.

Em 30 de junho de 2017, a Superintendência-Geral (SG) do CADE publicou despacho declarando complexo o Ato de Concentração e determinou diligências adicionais a serem executadas. Em 28 de agosto de 2017, encerrou-se a fase de análise da operação pela referida SG, onde foram apresentadas preocupações concorrenciais nessa operação, razão pela qual a SG submeteu sua recomendação de reprovação dessa operação ao Tribunal do CADE.

Neste sentido, levando-se em consideração a necessidade de cumprimento de condições precedentes, incluindo a aprovação pelo CADE, os ativos e passivos correspondentes objetos da transação mantiveram-se classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2017.

Em 28 de fevereiro de 2018, o Tribunal do CADE decidiu, por maioria de seus membros, pela reprovação da alienação da Liquigás para a Ultragaz S.A. A referida decisão constitui hipótese de rescisão do contrato de compra e venda da Liquigás, aplicando-se à Companhia Ultragaz S.A. multa, em favor da Petrobras, no valor total de R\$ 286, devida a partir da data da publicação da decisão no Diário Oficial da União, cuja liquidação financeira ocorreu em 13 de março de 2018..

Venda da PetroquímicaSuape e da Citepe

Em 28 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a assinatura do contrato de compra e venda das ações da Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), empresa do segmento de abastecimento, para o Grupo Petrotex S.A. de C.V. e para a Dak Americas Exterior S.L, subsidiárias da Alpek, S.A.B. de C.V. (Alpek) pelo valor de US\$ 385 milhões, sujeito a ajustes de capital de giro, dívida líquida e impostos a recuperar, que serão pagos na data do fechamento da operação. A Alpek é uma empresa mexicana do Grupo Alfa, S.A.B. de C.V. (Alfa), de capital aberto.

Em 21 de fevereiro de 2017, a operação foi aprovada pelo Conselho de Administração do Grupo Alfa e em 27 de março de 2017 na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Petrobras.

A Superintendência-Geral (SG) do CADE analisou o processo e em 10 de outubro de 2017 e publicou despacho declarando complexo o Ato de Concentração, determinando a realização de algumas diligências. Em 15 de dezembro de 2017, a SG concluiu o parecer sobre a operação, recomendando ao Tribunal do CADE a sua aprovação, condicionada à celebração de Acordo em Controle de Concentrações (ACC).

Em 31 de dezembro de 2017, considerando a necessidade de cumprimento de condições precedentes usuais, incluindo aprovação do Tribunal do CADE, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação continuam classificados como mantidos para venda.

Em 07 de fevereiro de 2018, o Tribunal do CADE aprovou a operação de alienação da PetroquímicaSuape e da Citepe para a empresa Alpek. Além dessa aprovação, a conclusão da transação ainda está sujeita ao cumprimento de outras condições precedentes usuais.

Aliança Estratégica entre Petrobras e a Total

Em 21 de dezembro de 2016, a companhia e a empresa Total assinaram um Acordo Geral de Colaboração (*Master Agreement*), em conexão com a Aliança Estratégica estabelecida no Memorando de Entendimentos firmado em 24 de outubro de 2016. Desta forma, certos ativos do segmento de E&P foram classificados como mantidos para venda na data base de 31 de dezembro de 2016, em função do compartilhamento de gestão em participações, conforme apresentado a seguir:

- cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total, na área da concessão denominada Iara (campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, que estão sujeitos a acordos de unitização com a área denominada Entorno de Iara, sob regime de cessão onerosa, na qual a Petrobras detém 100% de participação), no Bloco BM-S-11. A companhia permanece como operadora do Bloco;
- cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, na área da concessão do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9, ficando a Petrobras com 10%; e
- venda de 50% de participação detida pela Petrobras na Termobahia para a Total, incluindo as térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia. Em 31 de dezembro de 2016, a companhia reconheceu uma perda por *impairment* de R\$156.

Em 28 de fevereiro de 2017, a Petrobras e a Total assinaram os contratos de compra e venda relacionados aos referidos ativos no valor de US\$ 1,675 bilhão à vista pelos ativos e serviços, sujeito a ajuste de preço, além de pagamentos contingentes no valor de US\$ 150 milhões, associado ao volume produzido no campo de Lapa. Adicionalmente, será disponibilizado pela Total, uma linha de crédito de longo prazo no valor de US\$ 400 milhões que poderá ser acionada para financiar os investimentos da Petrobras nos campos da área de Iara.

Os contratos acima se somam a outros acordos já firmados em 21 de dezembro de 2016, que são: (i) carta que concede à Petrobras a opção de aquisição de 20% de participação no bloco 2 da área de Perdido Foldbelt, no setor mexicano do Golfo do México, assumindo apenas as obrigações futuras proporcionais à sua participação; (ii) carta de intenção para estudos exploratórios conjuntos nas áreas exploratórias da Margem Equatorial, e na Bacia de Santos; e (iii) acordo de parceria tecnológica nas áreas de petrofísica digital, processamento geológico e sistemas de produção submarinos.

Em 31 de dezembro de 2017, as conclusões das operações estavam sujeitas às aprovações dos órgãos reguladores competentes e ao potencial exercício do direito de preferência dos atuais parceiros na área de Iara, além de outras condições precedentes. Desta forma, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação permaneceram classificados como mantidos para venda.

Em 15 de janeiro de 2018, diante do cumprimento das condições precedentes relativas às cessões de direitos, a Petrobras e a Total concluíram as transações referentes à cessão de direitos de 35% da Petrobras para a Total, assim como a operação, do campo de Lapa no bloco BM-S-9A, no pré-sal da Bacia de Santos, além da Cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total da área de Iara, que contém os campos de Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11A, no pré-sal da Bacia de Santos.

O valor pago nessas transações totaliza US\$ 1,95 bilhão, incluindo ajustes de preço no fechamento da operação. Este valor não contempla a linha de crédito e os pagamentos contingentes.

A conclusão da parceria na Termobahia continua sujeita às aprovações dos órgãos reguladores competentes e ao cumprimento de condições precedentes usuais.

Oferta pública de ações da Petrobras Distribuidora (BR)

O Conselho de Administração da Petrobras, em reunião de 11 de julho de 2017, aprovou a abertura de capital da BR por meio de oferta pública secundária de ações ordinárias, com a pretensão de aderir, durante esse processo, ao segmento especial do mercado de ações da B3, denominado Novo Mercado, nível mais elevado de governança corporativa.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em função deste novo cenário, em 5 de setembro de 2017, a Assembleia Geral de Acionistas (AGE) da BR aprovou a reforma do seu Estatuto Social, considerando as exigências da Lei nº 13.303/2016 e do Decreto 8.945/2016, além de contemplar as regras legais relativas às companhias abertas e ao regulamento do Novo Mercado.

Com isso, a Petrobras protocolou, junto a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), o pedido de registro de companhia aberta para a BR, bem como o pedido de registro de distribuição pública secundária de ações ordinárias de emissão da BR. Além disso, foi solicitada à B3 a adesão da BR ao Novo Mercado.

Em 14 de dezembro de 2017, a CVM deferiu o registro da oferta pública de distribuição secundária de ações da BR ("Oferta") que foi realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

O Prospecto definitivo da oferta envolveu a alienação de 291.250.000 ações ordinárias ("Lote Base"), pelo preço de R\$ 15,00 (quinze reais) por ação, perfazendo um montante de R\$ 4.368, com a possibilidade de acréscimo de um lote suplementar de 43.687.500 ações, nas mesmas condições e aos mesmos preços de emissão inicialmente ofertados ("Lote Suplementar").

Em 22 de dezembro de 2017, a Oferta foi encerrada com a distribuição secundária de 334.937.500 ações ordinárias, incluindo as ações do Lote Suplementar, perfazendo um total de R\$ 5.023, equivalente a 28,75% do capital da BR. Considerando o custo contábil do investimento proporcional ao percentual de ações alienadas e os custos com a transação, o resultado final para a Petrobras foi de R\$ 2.399 (R\$ 1.597, líquido de impostos), que foi registrado no patrimônio líquido como contribuição adicional ao capital (APIC), uma vez que a Petrobras manteve o controle da BR, conforme nota explicativa 23.2.

	Lote Base	Lote Suplementar	Total
% de participação alienado	25,00%	3,75%	28,75%
Quantidade de ações	291.250.000	43.687.500	334.937.500
Valor de ações conforme oferta (em reais)	15,00	15,00	15,00
Valor da oferta	4.368	655	5.023
Custo contábil do investimento	(2.180)	(327)	(2.507)
Custos com a transação	(102)	(15)	(117)
Impacto Contábil no Patrimônio Líquido	2.086	313	2.399

Cessão de Direitos do Campo de Azulão

Em 22 de novembro de 2017, a companhia assinou, com a Parnaíba Gás Natural S.A., subsidiária da empresa Eneva S.A., o contrato de cessão da totalidade de sua participação no Campo de Azulão (Concessão BA-3), localizado no estado do Amazonas. O valor total da transação é de US\$ 54,5 milhões e será pago na data do fechamento da operação.

A conclusão dessa operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pela ANP. Desta forma, os ativos e passivos correspondentes objetos dessa transação continuam classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2017.

Parceria Estratégica entre Petrobras e Statoil

Em 18 de dezembro de 2017, a companhia e a empresa norueguesa Statoil assinaram contratos relacionados aos ativos da parceria estratégica, em continuidade ao Acordo Preliminar ("Heads of Agreement" ou "HoA"), firmado e divulgado em 29 de setembro de 2017. Os principais contratos assinados são:

- Strategic Alliance Agreement ("SAA") - acordo que descreve todos os documentos e iniciativas relacionadas à Parceria Estratégica abrangendo todas as iniciativas negociadas;
- Sale and Purchase Agreement ("SPA") - cessão de 25% da participação da Petrobras no campo de Roncador para a Statoil;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Strategic Technical Alliance Agreement (“STAA”) - acordo estratégico de cooperação técnica visando a maximização do valor do ativo e com foco em aumentar o volume recuperável de petróleo (fator de recuperação), incluindo a extensão da vida útil do campo;
- Gas Term Sheet - Statoil poderá contratar uma determinada capacidade de processamento de gás natural no terminal de Cabiúnas (TECAB) para o desenvolvimento da área do BM-C-33, onde as companhias já são parceiras, sendo a Statoil a operadora da área.

A Parceria Estratégica tem entre seus objetivos aproveitar a experiência da Statoil no gerenciamento de campos maduros no Mar do Norte, aplicando esse conhecimento para o aumento do fator de recuperação do Campo de Roncador. Com esse objetivo, as empresas assinaram o STAA para cooperação técnica e o desenvolvimento em conjunto de projetos para o aumento do fator de recuperação, controle de custos, e aplicação de novas tecnologias.

O contrato SPA prevê a cessão de 25% de participação no campo de Roncador pelo valor total de US\$ 2,9 bilhões, sendo US\$ 2,35 bilhões no fechamento da operação e o restante em pagamentos contingentes relacionados aos investimentos dos projetos que visam o aumento do fator de recuperação do campo, limitados a US\$ 550 milhões. Na data da assinatura dos contratos, a Statoil realizou um adiantamento no valor de US\$ 117,50 milhões referente a esta aquisição. Os ativos e passivos referentes a essa transação foram classificados como mantidos para venda, resultando no reconhecimento de perdas por *impairment* em 31 de dezembro de 2017, conforme nota explicativa 14.1.

Em 13 de março de 2018, o CADE aprovou sem restrições o processo de venda permanecendo ainda a necessidade de cumprimento das demais condições precedentes, incluindo a aprovação da ANP.

10.2. Ativos classificados como mantidos para venda

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

					31.12.2017	Consolidado 31.12.2016
	E&P	Distribuição	Abastecimen- to	Gás & Energia	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	26	-	26	355
Contas a receber	4	-	536	-	540	667
Estoques	-	-	423	-	423	560
Investimentos	-	-	17	-	17	1.233
Imobilizado	14.301	2	944	315	15.562	14.409
Outros	-	-	1.024	-	1.024	1.445
Total	14.305	2	2.970	315	17.592	18.669
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Fornecedores	95	-	239	-	334	440
Financiamentos	-	-	-	-	-	45
Provisão para desmantelamento de área	563	-	-	-	563	170
Outros	-	-	398	-	398	950
Total	658	-	637	-	1.295	1.605

Em 31 de dezembro de 2017, os valores referem-se, principalmente, aos ativos e passivos transferidos pela aprovação da venda, da Liquigás, PetroquímicaSuape e Citepe, cessão de direitos das áreas de concessão denominadas Lapa e Lapa e Térmicas Rômulo Almeida e Celso Furtado, 25% no campo de Roncador e a totalidade na participação no campo de Azulão. Em 31 de dezembro de 2016, os ativos e passivos transferidos após aprovação de venda também compreendiam Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD), Nova Transportadora do Sudeste, Guarani e Nova Fronteira.

10.3. Outras reestruturações societárias

Reestruturação da Petrobras Distribuidora (BR)

Em 25 de agosto de 2017, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a reestruturação societária de sua subsidiária Petrobras Distribuidora S.A. (BR), com a realização das seguintes operações:

- aporte de capital da Petrobras na BR no valor aproximadamente de R\$ 6.313, efetuado em 31 de agosto de 2017 para o pré-pagamento de dívidas contraídas anteriormente pela BR e garantidas pela Petrobras (nota explicativa 11.2); e
- cisão parcial da BR com incorporação da parcela cindida na Downstream Participações Ltda. ("Downstream"), subsidiária cujo capital social pertence integralmente à Petrobras. A parcela cindida contempla os recebíveis detidos pela BR decorrentes de Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) com o Sistema Eletrobras que possuem garantias reais e os recebíveis com outras sociedades do Sistema Petrobras, em montante aproximado ao do aporte acima descrito. A parcela cindida foi incorporada pela Downstream em 31 de agosto 2017.

Incorporação da Nova Fronteira Bioenergia

Em 15 de dezembro de 2016, a Petrobras celebrou um acordo de incorporação e outras avenças com o grupo São Martinho S.A. (São Martinho), por meio de sua subsidiária Petrobras Biocombustível S.A. (PPIO), empresa do segmento de biocombustíveis. O acordo previa que a participação de 49% detida pela PPIO na Nova Fronteira Bioenergia S.A. fosse incorporada pela São Martinho.

Em 23 de fevereiro de 2017, a operação foi concluída com o recebimento pela PPIO de 24.000.000 de novas ações ordinárias emitidas pela São Martinho, representando 6,593% das ações totais desta companhia. Estas ações foram classificadas como títulos e valores mobiliários disponíveis para venda, conforme nota explicativa 7.

Em 27 de dezembro de 2017, foi deliberado em Assembléia Geral Extraordinária (AGE) da PPIO, a autorização da venda das ações da São Martinho em bloco de ações (modalidade *block trade*).

Em 16 de fevereiro de 2018, a PPIO alienou, por meio de leilão na B3, os 24.000.000 de ações da São Martinho S.A., ao preço de R\$ 18,51 (dezoito reais e cinquenta e um centavos) por ação, encerrando com essa venda sua participação no capital social total da São Martinho S.A. A liquidação da operação ocorreu em 21 de fevereiro de 2018.

Incorporação da Downstream

Em 07 de novembro de 2017, a AGE da Petrobras aprovou a incorporação da Downstream Participações Ltda na Petrobras com a sua consequente extinção, sem aumento do capital social da Petrobras.

10.4 Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

Conforme apresentado na nota explicativa 10.1, dentre outras transações no escopo do programa de parcerias e desinvestimentos, a companhia realizou, em 2017, vendas de participações societárias que resultaram em perdas de controle em certas subsidiárias. A tabela a seguir apresenta os fluxos de caixa advindos dessas transações:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
NTS	7.917	282	7.635
Petrobras Chile Distribución	1.556	328	1.228
Total	9.473	610	8.863

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
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias e controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	89.713	8.202	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	71,25	71,25	8.826	1.151	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Diversos (iii)	100,00	100,00	27.116	(5.429)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00	100,00	4.227	121	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.934	789	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	12.457	2.334	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	1.953	257	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00	100,00	1.490	159	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	621	312	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00	100,00	971	106	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	175	(485)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	100,00	100,00	86	(600)	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	581	29	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	726	45	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00	100,00	269	(177)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	614	61	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00	100,00	(9)	(84)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	324	96	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91	99,91	94	13	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	150	43	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	100,00	100,00	37	3	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	99,99	99,99	10	-	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	1	-	Brasil
PDET Offshore S.A.	Corporativo	100,00	100,00	(169)	(171)	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00	50,00	256	69	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	187	39	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	17,14	17,14	1.043	(150)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	129	7	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00	50,00	184	60	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20	33,20	179	106	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	84	5	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	87	2	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimento	34,54	34,54	28	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	44	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	42	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	40	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	39	3	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00	45,00	(6)	(9)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOB	Biocombustível	50,00	50,00	-	-	Brasil
Coligadas						
Sete Brasil Participações S.A. (iv)	E&P	5,00	5,00	(22.460)	(258)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	(1)	(2)	Brasil
Braskem S.A. (v)	Abastecimento	36,20	47,03	7.779	3.697	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	522	(50)	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88	27,88	393	60	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	324	122	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	109	1	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80	38,80	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	Gás e Energia	10,00	10,00	3.943	1.381	Brasil

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

(ii) Participação de 0,0034% da 5283 Participações Ltda.

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

(iv) As obrigações da companhia estão limitadas aos investimentos realizados na Sete Brasil Participações S.A., portanto, embora o patrimônio líquido da empresa esteja negativo, não há provisão para perda constituída.

(v) Informações relativas a 30.09.2017, últimas disponibilizadas ao mercado.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As principais investidas da PNBV, constituídas com o propósito de construção e aluguel de equipamentos e plataformas para os consórcios espelho no Brasil, todas com sede na Holanda são: Tupi BV (65%), Guarã BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%). Nestas empresas a participação é igual ao capital votante. Cabe ainda informar que as empresas Tupi BV e Guarã BV, possuem 100% de participação nas empresas Lapa BV e Lapa BV, respectivamente.

A PIB BV tem como principais controladas: Petrobras Global Trading B.V. - PGT (100%, sediada na Holanda) que atua basicamente na comercialização de petróleo, derivados de petróleo, biocombustíveis e gás natural líquido (GNL), assim como concessão e obtenção de empréstimos como parte de suas operações financeiras no âmbito do Sistema Petrobras; Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, sediada na Holanda), que tem por objetivo principal efetuar captações de recursos no mercado internacional através de emissão de *bonds* e empréstimos para repassar às empresas do Sistema Petrobras; Petrobras America Inc. - PAI (100%, sediada nos Estados Unidos) com atividades de E&P e refino (Pasadena). Destaca-se também a coligada Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G (50%, sediada na Holanda), joint venture para exploração e produção de petróleo e gás em países na África.

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, controlada da Petrobras (51%), que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado.

11.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2016	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos ^(*)	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2017
Controladas								
PNBV	68.167	9.261	80	8.045	1.540	-	-	87.093
PIB BV	20.076	10.345	-	(5.525)	410	(16)	-	25.290
TAG	8.494	4.015	(842)	1.082	-	1.275	(1.677)	12.347
BR Distribuidora	7.294	6.313	(8.846)	1.019	-	401	(195)	5.986
Transpetro	3.879	-	-	124	18	134	(53)	4.102
PB-LOG	3.348	-	-	649	-	-	(1.060)	2.937
PBIO	1.350	38	-	160	(132)	74	-	1.490
Logigás	1.190	-	(523)	312	-	3	(361)	621
Gaspetro	952	-	-	122	-	-	(80)	994
Termomacaré Ltda	705	-	-	(599)	-	-	(20)	86
Breitener	633	-	-	48	-	-	(3)	678
Araucária Nitrogenados	194	529	-	(556)	-	8	-	175
Downstream (vide nota 10.3)	3	-	(59)	56	-	-	-	-
Outras Controladas	805	1	169	118	(1)	(11)	(41)	1.041
Operações em conjunto	233	-	-	54	-	-	(64)	223
Empreendimentos controlados em conjunto	314	210	3	(206)	-	4	(61)	264
Coligadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS ^(**)	-	-	1.150	138	-	-	(194)	1.094
Demais coligadas	3.535	-	(177)	1.507	19	410	(378)	4.916
Subsidiárias, controladas, operações/empreendimentos em conjunto e coligadas	121.172	30.712	(9.045)	6.548	1.854	2.282	(4.187)	149.337
Outros investimentos	19	-	-	-	-	-	-	19
Total dos Investimentos	121.191	30.712	(9.045)	6.548	1.854	2.282	(4.187)	149.356
Provisão para perda em controladas				(86)				
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda				251				
Resultado de participações em investimentos e outros resultados abrangentes					6.714			

^(*) Inclui lucros não realizados de transações entre empresas.

^(**) Investimento remanescente de 10% na NTS (R\$ 452), que inclui remensuração a valor justo (R\$ 698).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Os aportes de capital foram realizados, principalmente, para pagamento de dívida (PIB BV), cumprimento de projetos de investimento (PNBV) e, pagamento de empréstimo junto ao BNDES (TAG), além da reestruturação societária da BR Distribuidora, descrita na nota explicativa 10.3.

11.3. Mutações dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2016	Aportes de capital	Reorganiza- ções, redução de capital e outros	Resultado de participação em investi- mentos	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2017
Empreendimentos controlados em								
Conjunto								
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.654	-	-	425	63	-	(478)	4.664
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	1.076	-	-	255	-	-	(191)	1.140
Companhia Mega S.A. - MEGA	115	-	-	81	4	-	(37)	163
Setor Petroquímico	83	-	-	26	-	-	(14)	95
Demais empresas	337	322	(9)	(258)	-	5	(51)	346
Coligadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	-	-	1.150	138	-	-	(194)	1.094
Setor Petroquímico	3.464	-	(177)	1.478	19	410	(361)	4.833
Demais empresas	169	-	(10)	41	(7)	-	(35)	158
Outros Investimentos	50	13	(2)	-	-	-	-	61
Total dos Investimentos	9.948	335	952	2.186	79	415	(1.361)	12.554
Resultado de empresas classificadas como mantidas para venda				(37)				
Resultado de participação em investimentos				2.149				

11.4. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2017	31.12.2016		31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	43,50	29,99	9.241	6.371
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	42,87	34,25	3.248	2.595
						12.489	8.966

Em 18 julho de 2017, a Petrobras iniciou tratativas com a Odebrecht S.A. para promover a revisão dos termos e condições do Acordo de Acionistas da Braskem S.A., celebrado em 08 de fevereiro de 2010, com o objetivo de aprimorar a governança corporativa da Braskem e o relacionamento societário entre as partes, visando à criação de valor para todos os acionistas. As tratativas evoluíram para estudos, que ainda se encontram em fase preliminar, com objetivo de realizar uma reorganização societária com a unificação das espécies de ações da Braskem.

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

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, estão sendo apresentadas na nota explicativa 14, das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

11.5. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia é de R\$ 5.624 (R\$ 2.513 em 2016), dos quais, principalmente, R\$ 2.620 são atribuíveis aos acionistas não controladores da BR Distribuidora, R\$ 957 da Gaspetro S.A. (R\$ 917 em 2016), R\$ 251 da TBG (R\$ 213 em 2016) e R\$ 940 das Entidades Estruturadas (R\$ 570 em 2016).

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas ⁽¹⁾		TBG		BR
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	Distribuidora 2017
Ativo circulante	263	269	2.407	2.429	463	1.073	10.703
Ativo realizável a longo prazo	246	275	3.658	5.452	2	2	6.754
Investimentos	1.343	1.279	-	-	-	-	35
Imobilizado	3	3	-	277	1.964	2.087	5.816
Outros ativos não circulantes	295	304	-	-	11	9	453
	2.150	2.130	6.065	8.158	2.440	3.171	23.761
Passivo circulante	78	150	749	1.657	821	1.284	4.413
Passivo não circulante	119	109	4.374	5.931	1.107	1.228	10.523
Patrimônio líquido	1.953	1.871	942	570	512	659	8.825
	2.150	2.130	6.065	8.158	2.440	3.171	23.761
Receita operacional líquida	356	334	-	-	1.332	1.476	84.567
Lucro líquido do exercício	238	252	338	1.002	542	847	1.151
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	48	3	181	40	228	652	(172)

⁽¹⁾ Inclui Charter Development LLC - CDC, Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI S.A.. Em 31 dezembro de 2016, inclui também a PDET Offshore S.A., a qual passou a ser controlada.

A Petrobras Distribuidora (BR) é uma empresa que atua, basicamente, na distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo, de outros combustíveis e de todas as formas de energia, controlada da Petrobras, a qual possui 71,25% de participação. Vide nota 10.1 para informações sobre a oferta pública de ações da BR realizada em dezembro de 2017.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia –Brasil e controlada da Logigás S.A., que possui 51 % de participação nesta companhia.

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:

	Empreendimentos controlados em conjunto				Empreendimentos controlados em conjunto				2017
	em conjunto			Coligadas	em conjunto			Coligadas	
	País	PO&G	Outras empresas no exterior	No país	País	PO&G	Outras empresas no exterior	No país	
Ativo Circulante	3.104	2.068	237	18.952	3.311	2.722	497	16.992	
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.659	236	4	4.810	1.818	115	67	5.369	
Imobilizado	2.968	12.261	25	30.904	2.826	10.767	60	30.452	
Outros ativos não circulantes	2.397	1	-	3.240	2.346	4	-	3.121	
	10.128	14.566	266	57.906	10.301	13.608	624	55.934	
Passivo Circulante	3.324	914	96	19.758	3.997	1.273	273	14.002	
Passivo não Circulante	2.114	7.268	2	53.498	1.627	5.928	3	60.663	
Patrimônio Líquido	4.690	6.384	168	(14.522)	4.677	6.407	348	(15.609)	
Participação dos Acionistas não Controladores	-	-	-	(828)	-	-	-	(3.122)	
	10.128	14.566	266	57.906	10.301	13.608	624	55.934	
Receita Operacional Líquida	10.244	1.780	463	50.421	9.411	2.688	1.156	49.407	
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	510	869	83	4.274	647	219	237	(4.510)	
Percentual de Participação - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	

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 desenvolvimento (campos produtores de petróleo e gás) ^(***)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2016	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Adições	361	3.223	41.337	720	45.641	33.657
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	3.113	3.113	2.868
Juros capitalizados	-	-	5.982	-	5.982	4.470
Baixas	(210)	(465)	(4.689)	(153)	(5.517)	(5.210)
Transferências ^(****)	1.479	16.645	(55.069)	20.570	(16.375)	(5.516)
Depreciação, amortização e depleção	(1.479)	(26.102)	-	(20.422)	(48.003)	(36.742)
Impairment - constituição	(1.036)	(12.652)	(1.510)	(6.357)	(21.555)	(13.709)
Impairment - reversão	-	2.511	-	584	3.095	2.514
Ajuste acumulado de conversão	(180)	(15.128)	(7.210)	(1.818)	(24.336)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Custo	32.589	415.663	125.702	262.886	836.840	624.946
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(9.833)	(159.092)	-	(96.039)	(264.964)	(200.175)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Adições	6	3.720	35.232	98	39.056	26.930
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	14.617	14.617	14.366
Juros capitalizados	-	-	6.299	-	6.299	4.593
Baixas	(47)	(19)	(1.745)	(113)	(1.924)	(1.708)
Transferências ^(****)	1.007	10.406	(24.259)	9.766	(3.080)	546
Depreciação, amortização e depleção	(1.393)	(23.383)	-	(17.115)	(41.891)	(31.793)
Impairment - constituição	(470)	(3.041)	(1.842)	(2.895)	(8.248)	(6.516)
Impairment - reversão	169	2.698	536	2.247	5.650	4.347
Ajuste acumulado de conversão	20	1.156	733	93	2.002	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Custo	32.795	425.419	140.656	286.112	884.982	664.479
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(10.747)	(177.311)	-	(112.567)	(300.625)	(228.943)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida		

(*) Composto por plataformas, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos, direito de uso e outras instalações de operação, armazenagem e produção, contemplando ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

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

(***) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados a exploração e produção.

(****) Inclui transferências para ativos classificados como mantidos para venda.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2017 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal da Bacia de Santos, com destaque para os campos de Lula, Búzios, Atapu e área de Libra. No E&P, também foram realizados investimentos na manutenção de produção de campos maduros e na melhoria da eficiência operacional da produção, principalmente em ativos da Bacia de Campos. Em relação à infraestrutura de escoamento e tratamento de gás natural, foram realizados investimentos na construção e ampliação da capacidade de gasodutos (Rotas 1, 2 e 3) e unidades de processamento de gás natural, visando a atender à produção do polo pré-sal da Bacia de Santos.

Em 2017, destacamos a entrada em operação das plataformas (FPSOs) Pioneiro de Libra, no campo de Mero, e a P-66, no campo de Lula Sul, além da interligação de novos poços aos FPSOs Cidade de Saquarema, Cidade de Maricá e Cidade de Itaguaí, no pré-sal da Bacia de Santos.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em adição aos compromissos anteriormente divulgados e em linha com os investimentos definidos no Plano Estratégico e o Plano de Negócios e Gestão da companhia, em 2017, a companhia celebrou contratos para aquisição e construção de ativo imobilizado, com destaque para a conclusão de projeto de conversão do casco da P-76 no montante de R\$ 1.644 e o de o suprimento de dutos flexíveis de produção, *gas-lift* e injeção de água para diversos projetos do Pré-Sal no montante de R\$ 1.970, com vigências até março de 2018 e maio de 2022, respectivamente.

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\$ 390 e de R\$ 5.969, respectivamente (R\$ 407 e R\$ 6.004 em 31 de dezembro de 2016).

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 31.12.2017
até 5 anos	13.287	(9.583)	3.704
6 - 10 anos	38.347	(22.629)	15.718
11 - 15 anos	4.561	(2.343)	2.218
16 - 20 anos	128.882	(48.167)	80.715
21 - 25 anos	62.451	(20.304)	42.147
25 - 30 anos	46.258	(12.887)	33.371
30 anos em diante	79.492	(21.951)	57.541
Método da Unidade Produzida	83.783	(50.194)	33.589
	457.061	(188.058)	269.003
Edificações e benfeitorias	31.642	(10.747)	20.895
Equipamentos e outros bens	425.419	(177.311)	248.108

12.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

A Petrobras e a União assinaram, em 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, pelo qual a União cedeu à Petrobras o direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados na área do pré-sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 anos, renováveis por mais cinco anos, sob determinadas condições. Em contrapartida, a Petrobras pagou à União o montante de R\$ 74.808, que em 31 de dezembro de 2017, encontra-se registrado no Ativo Imobilizado da companhia.

A Petrobras já declarou comercialidade em campos de todos os seis blocos previstos no Contrato: Franco (Búzios), Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia), Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Atapu), Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) e Sul de Tupi (Sul de Lula).

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, são iniciados os procedimentos de revisão, os quais devem estar baseados em laudos técnicos de certificadores independentes, contratados pela Petrobras e pela ANP.

Caso a revisão conclua que os direitos adquiridos alcançam 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. Se a revisão concluir que os direitos adquiridos resultam em um valor menor do que o inicialmente pago pela companhia, a União reembolsará a diferença em moeda corrente, títulos ou outro meio de pagamento, sujeito às leis orçamentárias.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos realizados na fase de exploração e as previsões de custo e de produção estimadas para o desenvolvimento. Como previsto no Contrato, para a conclusão do processo de revisão, poderão ser renegociados: (i) Valor do Contrato; (ii) Volume Máximo de barris a serem produzidos; (iii) Prazo de Vigência; e (iv) Percentuais mínimos de Conteúdo Local.

Com o volume de informações adquiridas através da perfuração de mais de 50 poços e de testes de produção de longa duração, e com o amplo conhecimento da camada pré-sal da Bacia de Santos, foi possível caracterizar a existência de volumes excedentes aos 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo contratados originalmente.

Em novembro de 2017, a companhia constituiu uma comissão interna responsável pela negociação da revisão do Contrato com representantes da União Federal, com representantes das diretorias de Exploração e Produção e Financeira e de Relacionamento com Investidores.

Em janeiro de 2018, a União Federal instituiu, via Portaria Interministerial 15/2018, a Comissão Interministerial com a finalidade de negociar e concluir os termos da revisão do Contrato, no prazo de até 60 dias, prorrogáveis por igual período.

Com a instituição das comissões e a disponibilização dos laudos contratados pela Petrobras e pela ANP, encontram-se em andamento as negociações relativas à revisão do contrato. Até o momento, não há definições sobre o resultado da revisão.

A Petrobras considera que a existência de volumes excedentes nas áreas sob Cessão Onerosa constitui oportunidade para ambas as partes, Governo e a companhia, construírem um acordo relacionado ao ressarcimento à Petrobras no processo de revisão do Contrato. Visando embasar uma eventual negociação relacionada ao pagamento na forma de direitos sobre os volumes excedentes, a Petrobras está complementando sua avaliação acerca desses volumes através de opinião de certificadora independente.

O processo de revisão do Contrato está sendo acompanhado pelo Comitê de Acionistas Minoritários, composto por dois conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários e por um membro externo independente com notório saber na área de análise técnico financeira de projetos de investimento, emitindo opinião que respalde decisões do Conselho de Administração a respeito desse tema.

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 2017: Mosquito, Siri e Saíra. Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos. No entanto, em função de perdas no valor de recuperação reconhecidas em exercícios anteriores para esses ativos, o valor das baixas foi R\$ 240 mil.

Em 2016, os campos de Tiziu, Japuaçu, Rio Joanes, parte de Golfinho e parte de Tambuatá foram devolvidos à ANP também principalmente em função da inviabilidade econômica dos campos. Em adição às perdas no valor de recuperação reconhecidas em exercícios anteriores para esses ativos, a companhia reconheceu, em 2016, R\$ 12 como outras despesas, líquidas referentes às respectivas baixas.

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

					Consolidado	Controladora
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Softwares Desenvolvidos internamente	Ágio (goodwill)	Total	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2016	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Adições	39	53	204	-	296	208
Juros capitalizados	-	-	14	-	14	14
Baixas	(523)	-	(4)	-	(527)	(177)
Transferências	(44)	(15)	(1)	(332)	(392)	(7)
Amortização	(78)	(120)	(342)	-	(540)	(407)
Impairment - constituição	(7)	-	-	-	(7)	-
Ajuste acumulado de conversão	(178)	(4)	(4)	(67)	(253)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Custo	9.367	1.587	3.941	718	15.613	12.459
Amortização acumulada	(642)	(1.365)	(2.943)	-	(4.950)	(3.695)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Adições	3.035	51	194	-	3.280	3.145
Juros capitalizados	-	-	14	-	14	14
Baixas	(256)	-	(8)	-	(264)	(34)
Transferências	(5.376)	5	-	-	(5.371)	(5.257)
Amortização	(64)	(91)	(323)	-	(478)	(366)
Impairment - constituição	(108)	(1)	-	-	(109)	(2)
Ajuste acumulado de conversão	3	-	-	2	5	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Custo	6.637	1.638	4.055	720	13.050	10.266
Amortização acumulada	(678)	(1.452)	(3.180)	-	(5.310)	(4.002)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
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.

Durante o ano de 2017, a companhia participou de rodadas de licitações realizadas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) efetuando as seguintes aquisições:

- Em 27 de setembro de 2017, aquisição de sete blocos na 14ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, sendo seis marítimos e um terrestre. A companhia será a operadora nos sete blocos. Nos blocos marítimos, a Petrobras terá 50% de participação, em parceria com a ExxonMobil que detém os outros 50%. No bloco terrestre, a Petrobras deterá 100% de participação. O valor total do bônus de assinatura pago pela companhia foi de R\$ 1.798. Os contratos foram assinados no dia 29 de janeiro de 2018.
- Em 27 de outubro de 2017, aquisição de três blocos marítimos nas 2ª e 3ª Rodadas de Licitações no regime de Partilha de Produção, em parceria com a Shell, British Petroleum (BP), Repsol, CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. O valor total do bônus de assinatura pago pela companhia foi de R\$ 1.140. Os contratos foram assinados no dia 31 de janeiro de 2018.

Em função da constatação das viabilidades técnico e comercial da porção noroeste do bloco de Libra, gerando a declaração de comercialidade do Campo de Mero, houve a transferência de parte do valor do bônus de assinatura no montante de R\$ 5.240, do ativo intangível para o ativo imobilizado.

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade do 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 2017, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram R\$ 10 (R\$ 27 em 2016), localizados nas áreas abaixo:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Área	Em fase exploratória	
	Exclusivo	Parceria
Bacia de Sergipe-Alagoas	1	
Bacia de Jequitinhonha		1

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 de produção Libra P1, foram outorgados ao consórcio direitos e obrigações para explorar uma área estratégica do pré-sal chamada de bloco de Libra, que compreende uma área de cerca de 1.550 km², 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 ou prorrogação.

Um bônus de assinatura no valor de R\$ 15 bilhões foi pago em parcela única, dos quais R\$ 6 bilhões couberam à companhia, referente à sua participação de 40% no consórcio, registrado inicialmente como Direitos e Concessões.

Dentro da fase inicial de exploração (quatro anos), o programa exploratório mínimo (PEM) foi concluído em 2017 quando foi realizado o Teste de Longa Duração (TLD). Além do TLD, o PEM também incluía uma aquisição sísmica 3D para todo o bloco e a perfuração de dois poços exploratórios.

O TLD foi realizado pela unidade de produção do tipo Floating Production Storage and Offloading, FPSO Pioneiro de Libra, que continua produzindo no mesmo poço após a Declaração de Comercialidade, através de um Sistema de Produção Antecipada e está planejada para o segundo semestre de 2018 sua mudança de locação e início de produção em outro poço. Em janeiro de 2018 foi realizado o primeiro carregamento de óleo oriundo de Libra pela companhia.

Em 30 de novembro de 2017, foi apresentada à ANP a Declaração de Comercialidade da área Noroeste do Bloco, o que confirma o potencial da área e a possibilidade de desenvolver o Campo de petróleo em condições econômicas. Ao todo, foram perfurados doze poços em toda área do Bloco Libra, sendo 9 na área Noroeste. Com a declaração de comercialidade, a área Noroeste de Libra passou a ser chamada de Campo de Mero. Os resultados da perfuração confirmaram a existência de reservatórios de carbonato com óleo de espessura de até 410 metros que mostram elevada porosidade e permeabilidade. Os testes de produção confirmaram a elevada produtividade e qualidade do óleo desses reservatórios. Em função da declaração de comercialidade, o montante de R\$ 5.240, referente à parcela do bônus de assinatura da área Noroeste, foi reclassificado para o Ativo Imobilizado.

Em dezembro de 2017, a companhia contratou o afretamento do primeiro sistema definitivo de produção da área noroeste, o FPSO do MERO 1, que terá capacidade de produzir 180 mil barris de óleo por dia e processar 12 milhões de m³ de gás, com entrada em operação prevista para 2021.

O Consórcio obteve do Ministério de Minas e Energia a prorrogação da Fase de Exploração por mais 27 meses para as áreas Central e Sudeste do bloco, onde serão realizados novos estudos para avaliar melhor a comercialidade dessa área.

13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2017, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de R\$ 565 (R\$ 578 em 2016), com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação desses 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 preveem indenização à companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

Em 02 de fevereiro de 2016 foi publicada, no Diário Oficial do Espírito Santo, a Lei 10.493/2016 que reconhece a extinção/nulidade do contrato de concessão do serviço de distribuição de gás canalizado, por aplicação do disposto no art. 43 da Lei Federal 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. A referida Lei prevê a realização de licitação da concessão ou a criação de empresa estatal estadual para assumir os serviços, cabendo à Concessionária a indenização nos termos da Lei, a qual foi contestada judicialmente pela companhia.

Diante disso, em 12 de agosto de 2016, a companhia assinou Memorando de Entendimentos com o Governo do Estado do Espírito Santo visando avaliar a criação de empresa estatal estadual para prestação de serviço público de distribuição de gás natural canalizado. As avaliações encontram-se em andamento na data de 31 de dezembro de 2017.

A companhia não efetuou nenhuma provisão para perda, pois até o presente momento, o valor contábil existente em 31 de dezembro de 2017 no valor de R\$ 270 (R\$ 274 em 31 de dezembro de 2016) está garantido pela indenização prevista na referida Lei.

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

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização. Em 2017, perdas e reversões de perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas principalmente no quarto trimestre, decorrentes da gestão de seu portfólio e atualização das premissas econômicas de médio e longo prazo da companhia, no âmbito do novo Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 (PNG 2018-2022), que foi concluído e aprovado no quarto trimestre de 2017.

A melhora na percepção de risco do mercado brasileiro, que resultou em redução nas taxas de desconto, em conjunto com a maior eficiência operacional em certos campos de E&P, acarretou na reversão de perdas reconhecidas em períodos anteriores quando da realização dos testes na data base de 31 de dezembro de 2017, com destaque para a UGC Polo Norte, situado na Bacia de Campos.

Perdas na recuperabilidade de certos ativos no escopo do plano de desinvestimentos e parcerias da companhia foram reconhecidas, com destaque para os equipamentos vinculados à atividade de exploração e produção e a parcela vendida do Campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos. Os maiores custos com aquisição de matéria prima e a redução da margem de refino, previstos no PNG 2018-2022, se refletiram em perdas na recuperabilidade na UGC do 2º trem da refinaria Abreu e Lima (RNEST).

Adicionalmente, a continuidade das obras nas utilidades do Trem 1 do Comperj, que também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e a decisão da Administração de hibernar as construções dos cascos referentes a três navios do projeto PANAMAX que ocasionou a retirada desses ativos da UGC de Transporte no quarto trimestre de 2017, também acarretaram na necessidade de reconhecimento de perdas por desvalorização desses ativos. Além disso, foram reconhecidas perdas referentes a fábricas de fertilizantes que, em função da baixa perspectiva de sucesso na alienação e da decisão da Administração de dar continuidade ao posicionamento estratégico de sair desse negócio, definido no Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, foram retiradas da UGC de Gás Natural no quarto trimestre de 2017.

A seguir está apresentado o total de perda na redução ao valor recuperável dos ativos, líquida de reversão, por natureza de ativo ou UGC, reconhecido no resultado do exercício:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Consolidado					
Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (***)	Segmento	Comentários
2017					
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	39.119	53.160	(2.824)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Conjunto de navios da Transpetro	5.554	5.565	(11)	Abastecimento, Brasil	Ver item (b1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	5.677	4.170	1.507	Abastecimento, Brasil	Ver item (c1)
Fábricas de Fertilizantes	1.337	-	1.337	Gás e Energia, Brasil	Ver item (d)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.190	12	1.178	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (e1)
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	710	296	414	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (f)
Navios Panamax - Transpetro	364	-	364	Abastecimento, Brasil	Ver item (g)
Araucária	226	-	226	Gás e Energia, Brasil	Ver item (h1)
Comperj	167	-	167	Abastecimento, Brasil	Ver item (i1)
Conecta e DGM	122	-	122	Distribuição, Exterior	Ver item (j)
Outros	610	380	230	Diversos	
			2.710		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás Roncador	10.465	9.151	1.314	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 14.2
Outros	1.049	1.211	(162)	Diversos	
Total			3.862		
2016					
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	41.584	34.855	7.381	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	2.980	208	2.772	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (e2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	8.077	5.546	2.531	Abastecimento, Brasil	Ver item (c2)
Complexo Petroquímico Suape	3.569	1.558	2.011	Abastecimento, Brasil	Ver item (k)
Comperj	1.315	-	1.315	Abastecimento, Brasil	Ver item (i2)
Conjunto de Navios da Transpetro	5.822	5.024	798	Abastecimento, Brasil	Ver item (b2)
UFN III	1.699	1.202	497	Gás e Energia, Brasil	Ver item (l)
Araucária	638	185	453	Gás e Energia, Brasil	Ver item (h2)
Outros	2.099	1.390	709	Diversos	
			18.467		
Ativos mantidos para venda					
Complexo Petroquímico Suape	2.689	1.255	1.434	Abastecimento, Brasil	Ver item 14.2
Petrobras Chile Distribución	1.773	1.507	266	Distribuição, Exterior	Ver item 14.2
Térmicas Celso Furtado e Rômulo Almeida	394	238	156	Abastecimento, Brasil	Ver item 14.2
Outros	315	341	(26)	Diversos	
Total			20.297		

(*) Os valores contábeis líquidos e valores recuperáveis apresentados referem-se apenas aos ativos ou UGCs que sofreram perdas por *impairment* ou reversões.

(**) O valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, com exceção para os ativos de equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços e ativos mantidos para venda, para os quais o valor recuperável utilizado para teste é o valor justo.

(***) Valores entre parênteses referem-se a reversões de perdas por *impairment*.

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a companhia considerou as seguintes projeções:

- 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e as definições das UGCs são apresentadas na nota explicativa 5.2 e 5.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2017 foram:

	2018	2019	2020	2021	2022	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	53	58	66	70	73	71
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2017)	3,44	3,47	3,47	3,46	3,49	3,40

Em 2016, as projeções utilizadas nos testes de *impairment* foram:

	2017	2018	2019	2020	2021	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US\$/barrel)	48	56	68	71	71	70
Taxa média de câmbio em termos reais - R\$/US\$ (a preços de 2016)	3,46	3,54	3,48	3,42	3,38	3,36

Informações sobre as principais perdas no valor de recuperação em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2017

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 uma reversão líquida de provisão no valor de R\$ 2.824. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e, taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7.6% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de exploração e produção. O montante deve-se principalmente a:

- Reversões de perdas no montante de R\$ 5.627, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Norte (R\$ 2.961), Espadarte (R\$ 406), Papa Terra (396), Polo Uruguá (R\$ 325), Pampo (R\$ 296), Polo Fazenda Alegre (R\$ 146), Polo Cidade de São Mateus (R\$ 142), Riachuelo (R\$ 131), Polo Fazenda Imbé (R\$ 91), Fazenda Bálsamo (R\$ 83), Polo de Peroá (R\$ 80), Polo São Mateus (R\$ 62) e Riacho da Forquilha (R\$ 58), devido à redução da taxa de desconto, revisão de escopo do projeto de revitalização de campos maduros e aprovação do novo Repetro com redução dos gastos de desembolso de tributos federais e estaduais decorrentes da nacionalização de equipamentos; e
- Perdas no montante de R\$ 2.803, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Piranema (R\$ 737), Salgo (R\$ 339), Polo Ceará Mar (R\$ 309), Polo Cvit (R\$ 204), Polo Miranga (R\$ 190), Polo Fazenda Belém (R\$ 159), Frade (R\$ 131), Dom João (R\$ 87) e Candeias (R\$ 60), devido, principalmente, ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, decorrente da alteração na carteira de investimentos, com a consequente antecipação do encerramento da produção econômica de alguns campos, bem como a redução da taxa de desconto adotada para ajuste a valor presente da obrigação futura de abandono.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2016

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\$ 7.381. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, de 9,1% a.a. em dezembro. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Polo Norte (R\$ 3.823), Polo Ceará Mar (R\$ 693), Guaricema (R\$ 415), Bijupirá e Salema (R\$ 317), Dourado (R\$ 284), Maromba (R\$ 281), Trilha (R\$ 228), Papa-Terra (R\$ 234), Pampo (R\$ 216), Frade (R\$ 213), Polo Uruguá (R\$ 196), Badejo (R\$ 183), Bicudo (R\$ 160), Riachuelo (R\$ 146), Fazenda Bálamo (R\$ 135) e Polo Água Grande (R\$ 101), devido à apreciação do real frente ao dólar norte-americano, revisão de premissas de preço, revisão anual de reservas, revisão anual da provisão de desmantelamento de áreas, bem como o aumento da taxa de desconto, decorrente, principalmente, do maior prêmio de risco para o Brasil. Adicionalmente, há uma reversão da provisão do Polo Centro Sul (R\$ 1.347) ocorrida no terceiro trimestre, devido a maiores estimativas de reservas e produção conforme replanejamento das operações de campos, prevista no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, que considerou a desmobilização de uma unidade, com a substituição por uma nova planta de processamento em uma unidade existente com maiores custos operacionais, acarretando em redução significativa da projeção de custos operacionais.

b1) Conjunto de navios da Transpetro – 2017

Em nossas avaliações do conjunto de navios da Transpetro foram identificadas reversões de perdas por *impairment* de R\$ 11. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia aprovadas no PNG 2018-2022, incluindo as entradas e saídas de navios em operação ou em construção; e taxas de descontos pós-imposto em moeda constante que variam entre 4,11% a.a. e 9,19% a.a., derivadas da metodologia WACC para o setor de transporte, considerando a estrutura de endividamento e respectivo benefício fiscal.

b2) Conjunto de navios da Transpetro – 2016

Em nossas avaliações do conjunto de navios da Transpetro foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 798. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxas de descontos pós-imposto em moeda constante que variam entre 4,53% a.a. e 9,97% a.a., derivadas da metodologia WACC para o setor de transporte, considerando a estrutura de endividamento e respectivo benefício fiscal. Essas perdas foram reconhecidas no terceiro e quarto trimestre de 2016. As perdas do terceiro trimestre devem-se, principalmente, a (i) retirada do conjunto de embarcações (comboios) do projeto hidrovias da UGC Transporte em função de cancelamentos e postergações e (ii) aumento da taxa de desconto. No quarto trimestre as perdas decorreram, principalmente, de (i) novo aumento da taxa de desconto, que acumulou um ponto percentual de aumento em 2016, e (ii) início da construção de cinco navios Aframax na UGC de Transporte, após garantida a financiabilidade dos projetos e evitando possíveis contingências oriundas de rescisões contratuais.

c1) 2º trem de refino da RNEST – 2017

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 1.507. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,7% 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) maior custo de aquisição de matéria-prima e ii) redução da margem de refino, previstos no PNG 2018-2022.

c2) 2º trem de refino da RNEST – 2016

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de R\$ 2.531. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,7% 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 para 2023 considerando a conclusão da obra com recursos próprios, prevista no PNG 2017-2021.

d) Fábricas de Fertilizantes – 2017

A Administração, considerando a baixa perspectiva de sucesso na alienação de determinadas plantas, decidiu dar continuidade ao posicionamento estratégico de sair desse negócio. Como consequência, estes ativos passaram a ter suas recuperabilidades testadas isoladamente e não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrente do uso dessas plantas no horizonte do PNG 2018-2022, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 1.337 em 31 de dezembro de 2017, correspondendo ao valor contábil líquido total desses ativos.

e1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2017

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas líquidas por desvalorização de R\$ 1.178, decorrentes principalmente de: i) estimativa de valor justo inferior ao valor contábil líquido de compressores e sistemas de remoção de CO₂, associados ao projeto das plataformas P-72 e P-73, que não puderam ser aproveitados em outros projetos da companhia e serão destinados à venda (R\$ 413); ii) desmobilização e encerramento das operações da Balsa Guindaste e de Lançamento BGL-1 (R\$ 370); e iii) hibernação de instalações e equipamentos do Estaleiro Inhaúma, que estão fora do escopo inicial do projeto de implantação do Terminal Logístico Inhaúma (R\$ 407).

e2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2016

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de R\$ 2.772. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,9% 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 incertezas sobre a continuidade da construção dos cascos das FPSOs P-71, P-72 e P-73, no montante de R\$ 1.925, referente ao saldo destes ativos, conforme nota explicativa 14.4.

f) Campos de produção de óleo e gás no Exterior (diversas UGCs) – 2017

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Exterior, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de uma perda no valor de R\$ 414. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e, taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, que deriva da metodologia do WACC para o setor de exploração e produção, específicas para cada país: nos EUA de 5,7% a.a. (5,5% a.a. em 2016). Esta perda está relacionada, principalmente, ao campo de Hadrian South, nos Estados Unidos, devido à decisão da parada de produção e abandono permanente do campo.

g) Navios Panamax – Transpetro - 2017

Em dezembro de 2017, a Administração da Transpetro decidiu pela hibernação por tempo indeterminado de três navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) e, como consequência, estes ativos deixaram de pertencer à UGC Transporte e foram testados isoladamente. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrente do uso dos navios no horizonte do PNG 2018-2022, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de R\$ 364 em 31 de dezembro de 2017, correspondendo ao valor contábil líquido total desses ativos.

h1) Araucária – 2017

Em 2017, foram verificados indicativos de desvalorização de alguns ativos decorrentes da deterioração das condições previstas para o mercado, tais como aumento nos custos de produção e redução nos volumes e preços de vendas, que resultaram em estimativa de fluxos de caixa negativos. Os fluxos de caixa futuros consideraram as premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,6% a.a., que deriva da metodologia WACC para o setor de fertilizantes. Dessa forma, a companhia reconheceu perdas por *impairment* de R\$ 226, principalmente no segundo trimestre de 2017.

h2) Araucária – 2016

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Araucária Nitrogenados S.A. resultou em uma perda de R\$ 453. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,8% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de fertilizantes. Essas perdas decorreram, principalmente, de: (i) aumento da taxa de desconto; (ii) apreciação do real frente ao dólar norte-americano; e (iii) aumento da projeção dos custos de produção.

i1) Comperj – 2017

No último plano de negócios aprovado pela Administração – PNG 2018-2022, a decisão sobre a retomada das obras referente ao Trem 1 permanece condicionada a identificação de parceiros para a sua continuidade. Como às obras inerentes as utilidades do Trem 1 da refinaria também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), estas permanecem em andamento, pois fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos. Porém, em função da interdependência entre a referida infraestrutura e o Trem 1, perdas adicionais foram reconhecidas em 31 de dezembro de 2017, totalizando o montante de R\$ 167 como perda por *impairment* referente ao projeto em 2017.

i2) Comperj – 2016

Diante da reavaliação do projeto no segundo trimestre de 2016, que manteve suas unidades referentes ao Trem 1 postergadas até dezembro de 2020, com esforços em busca de parceiros para dar continuidade aos investimentos, a companhia reconheceu uma perda por *impairment* referente ao saldo remanescente do projeto. No entanto, as obras inerentes às utilidades do Trem 1 da refinaria que também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), permanecem em andamento, pois fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos. Porém, em função da interdependência entre a referida infraestrutura e o Trem 1, perdas adicionais foram reconhecidas em 31 de dezembro de 2016, totalizando o montante de R\$ 1.315 como perda por *impairment* referente ao projeto em 2016.

j) Conecta e DGM – 2017

Considerando o atual cenário de preços e contratos de fornecimento de gás natural no Uruguai, foram reconhecidas perdas por *impairment* no montante de R\$ 122, registrados no Ativo Intangível e Imobilizado, associadas à concessão de distribuição de gás natural da Conecta e DGM, subsidiárias no Uruguai.

k) Complexo Petroquímico Suape – 2016

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. -- CITEPE e companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. – PetroquímicaSuape resultou em uma provisão para perda de R\$ 2.011. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,5% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à redução das projeções de mercado e apreciação do real frente ao dólar norte-americano. Em dezembro de 2016, em decorrência da aprovação da alienação do Complexo Petroquímico Suape, foi reconhecida uma perda adicional, conforme nota 14.2.

l) UFN III – 2016

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\$ 497. 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 fertilizantes e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) apreciação do real frente ao dólar norte-americano.

14.1.1 Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

Conforme descrito na nota 4.10, o montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. A tabela a seguir contém informações sobre os ativos ou UGCs que apresentaram valores recuperáveis estimados próximos aos seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

	Consolidado			
	31.12.2017			
Ativos próximos aos seus valores recuperáveis	Segmento	Valor Contábil	Valor recuperável	Sensibilidade (*)
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (3 UGCs)	E&P	556	584	(31)

(*) Perda estimada por *impairment*, considerando uma redução de 10% no valor recuperável das UGCs.

14.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro 2017, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos no decorrer de 2017, conforme nota explicativa 10, a companhia reconheceu perdas no montante de R\$ 1.152, refletindo principalmente, a cessão de 25% de participação no campo de Roncador.

Esta transação faz parte da parceria estratégica com a Statoil para o compartilhamento de tecnologia e aumento prospectivo do fator de recuperação do campo, de forma alinhada com o Plano de Negócios e Gestão da companhia. Em função da diferença entre o valor da oferta e o valor contábil do ativo, a companhia reconheceu uma perda no montante de R\$ 1.314.

Em 2016, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos a companhia reconheceu perdas de R\$ 1.935, principalmente em função dos desinvestimentos do Complexo Petroquímico Suape (R\$ 1.434), da subsidiária Petrobras Chile Distribución (R\$ 266) e das Térmicas Romulo Almeida e Celso Furtado (R\$ 156).

14.3. 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: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) 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 2017, que contemplam ágio:

Investimento	Segmento	% Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.)	Valor recuperável	Valor contábil
Braskem S.A. (*)	Abastecimento	9,6	18.895	4.791
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	5,9	1.715	943

(*) 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.

14.3.1. 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 2017, 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\$ 12.489, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2017, 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\$ 3,44 para US\$ 1,00 em 2018 (convergindo para R\$ 3,40 a longo prazo);
- brent médio de US\$ 53 em 2018, alcançando US\$ 71 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
- redução na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

14.3.2. Perdas em Investimentos

Em 2017, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, no resultado do exercício perdas líquidas por desvalorização no total de R\$ 64, principalmente atribuíveis às investidas Logum, Belém Bioenergia Brasil (BBB) e Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR).

Em 2016, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, no resultado do exercício perdas por desvalorização no total de R\$ 594, principalmente atribuíveis às investidas no segmento de Biocombustível, com destaque para as vendas aprovadas das investidas Guarani S.A. (R\$ 578) e Nova Fronteira S.A. (R\$ 100).

14.4. Construção de cascos de plataformas pelos estaleiros Ecovix e Enseada

A companhia possuía contratos com os fornecedores Ecovix-Engevix Construções Oceânicas S.A. (Ecovix) e Enseada Indústria Naval S.A (Enseada) para os serviços de fornecimento de oito cascos para FPSOs Replicantes (P-66 a P-73) e para o serviço de conversão dos cascos de quatro FPSOs (P-74 a P-77), respectivamente.

No último trimestre de 2015, face às dificuldades financeiras enfrentadas pelos fornecedores e considerando a importância estratégica dos referidos ativos para seu Plano de Negócios, a companhia implantou uma sistemática de conta vinculada para esses contratos de construção, no intuito de permitir a continuidade da execução das obras.

A referida sistemática envolvia o adiantamento de recursos para a realização de pagamentos por parte dos estaleiros, restritos ao escopo dos contratos e limitados a seu saldo total. Os valores aportados seriam compensados com os serviços e equipamentos a serem prestados ou adquiridos e reembolso do saldo remanescente no encerramento das contas vinculadas. Essa estratégia demonstrou-se eficaz, pois os projetos apresentaram evolução física relevante até o terceiro trimestre de 2016, viabilizando a entrega do casco da plataforma P-67 para o integrador (na China), a retomada das obras do casco da plataforma P-69 também na China, e o avanço nas obras do casco da P-68 no Estaleiro Rio Grande, além do avanço nas atividades prioritárias para conclusão de escopo mínimo nos cascos das plataformas P-74 e P-76, com entrega das unidades aos integradores chineses e o condicionamento dos mesmos para instalação das estruturas acima dos cascos (*topsides*).

Ao longo do terceiro trimestre de 2016, a Petrobras reavaliou a evolução dos projetos dos cascos e a continuidade das contas vinculadas, concluindo que a estratégia financeira adotada, que inicialmente alcançou o objetivo de impedir a descontinuidade das obras, não se demonstrava mais eficiente.

Em função das incertezas sobre a continuidade da construção dos cascos FPSOs P-71, P-72 e P-73 diante de atrasos significativos nestes projetos, a companhia reconheceu, no terceiro trimestre de 2016, provisão para perda na recuperabilidade desses ativos (*impairment*) no montante de R\$ 1.925, conforme destacado na nota explicativa 14.1.

Adicionalmente, no escopo dos contratos de construção das doze FPSOs e com base no julgamento da Administração, a companhia reconheceu em 2016, provisão para perdas no resultado em outras despesas líquidas, no montante de R\$ 2.353, referente ao saldo remanescente dos adiantamentos a fornecedores concedidos no escopo das contas vinculadas, (R\$ 1.256) e a assunção de dívidas e obrigações (R\$ 1.097), originalmente à cargo da Ecovix e Enseada reservando-se o direito de cobrar esses valores nas esferas apropriadas.

A Petrobras também reconheceu em 2016, baixas dos investimentos em direito de uso e benfeitorias realizados no estaleiro Rio Grande, no montante de R\$ 505, assim como de outros investimentos relacionados aos projetos das FPSOs P-71, P72 e P73 no valor de R\$ 480.

Após a reestruturação dos contratos originais e o acesso aos cascos das plataformas, os projetos de construção dos FPSOs apresentaram progresso relevante. As plataformas P-67 a P-69 e P-74 a P-76 estão previstas para entrar em operação em 2018, e as plataformas P-70 e P-77 no primeiro semestre de 2019. A plataforma P-66 encontra-se em operação desde maio de 2017. Esse cenário consolida a eficácia da estratégia da companhia para a continuidade da execução das obras das FPSOs, sem impacto negativo na sua curva de produção futura.

Os efeitos das negociações com os estaleiros estão detalhados abaixo.

14.4.1. Negociações com Ecovix

A partir do terceiro trimestre de 2016 a Petrobras reavaliou a sistemática da conta vinculada implementada para garantir o acesso aos cascos das plataformas P-66 a P-73, concluindo sobre a necessidade de reconhecer uma provisão para perda no resultado no montante de R\$ 375.

Em 9 de dezembro de 2016, através de suas investidas TUPI BV e Petrobras Netherlands BV, a Petrobras assinou com a Ecovix resilições dos contratos de EPC assinados em 2010 para construção de oito cascos dos FPSOs replicantes. Desta forma, a Petrobras assumiu obrigações, originalmente a cargo da Ecovix, como solução mais adequada aos interesses do Sistema Petrobras: assegurar o rápido acesso aos cascos da P-66 a P-70 e o cumprimento das metas de produção do PNG 2017-2021. Essas obrigações foram registradas nas demonstrações financeiras em 2016 com um impacto no resultado em outras despesas líquidas de R\$ 764.

Com a assinatura desses acordos, a Petrobras realizou, durante o 4º trimestre de 2016, estudos sobre as opções mais adequadas para a destinação dos bens e investimentos adquiridos/incorridos para a construção dos cascos da P-71, P-72 e P-73. Como consequência dessas avaliações, foi identificada a necessidade de se efetuar baixas contábeis de investimentos no montante de R\$ 480, com impacto em outras despesas líquidas. Em 2017, em função de reavaliação sobre a utilização de bens adquiridos para as plataformas P-72 e P-73, a Petrobras reconheceu perdas no valor de R\$ 413, conforme nota explicativa 14.1.

As negociações com a Ecovix resultaram, ainda, na transferência do direito de uso do Estaleiro Rio Grande (ERG) da Petrobras para a contratada através de contrato de arrendamento financeiro assinado entre as partes. Considerando a situação econômica da Ecovix, a companhia avaliou que os investimentos em direito de uso e benfeitorias realizadas no estaleiro, que em 31 de dezembro de 2016 totalizavam R\$ 505 e foram reclassificados para recebíveis em função do contrato de arrendamento, não seriam recuperados, razão pela qual reconheceu, no 4º trimestre de 2016, provisão para perda pelo valor total.

14.4.2. Negociações com Enseada

Com a sistemática da conta vinculada, a companhia eliminou qualquer risco de acesso aos cascos das plataformas P-74 a P-77. Em 2016, a PNBV realizou adiantamentos no total de R\$ 881 mediante esta sistemática para pagamento de obrigações, originalmente de responsabilidade da Enseada, relativas aos cascos destas plataformas. Em função das evidências de perda de recuperabilidade desses adiantamentos, tendo em vista a situação econômica da contratada, a Petrobras reconheceu provisão para perdas na totalidade deste valor, com o consequente impacto em outras despesas líquidas.

Como parte da estratégia para assegurar a conclusão das obras dos cascos das FPSOs P-75 e P-77, a Petrobras aprovou a sub-rogação do contrato existente entre Enseada e o estaleiro chinês COSCO (Dalian) Shipyard Co., Ltd à sua subsidiária Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), implicando no reconhecimento de uma obrigação de pagamento referente a dívidas já existentes no escopo do contrato, para a qual a companhia reconheceu, no 3º trimestre de 2016, uma provisão no montante de R\$ 333 em outras despesas líquidas.

Adicionalmente, em 2016, a companhia também avaliou a recuperabilidade das benfeitorias realizadas no Estaleiro Inhaúma para a realização dos serviços de conversão dos cascos das FPSOs P-74 a P-77, bem como o direito de uso deste estaleiro, não identificando, à época, a necessidade de redução ao valor recuperável destes ativos em função da utilização do espaço como centro logístico, principalmente voltado para os projetos da Bacia de Santos. Em 2017, com a revisão do escopo inicial de implantação do Terminal Logístico, houve o reconhecimento de perdas líquidas por desvalorização, no montante de R\$ 407, conforme nota explicativa 14.1.

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:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Custos exploratórios reconhecidos no Ativo ^(*)		
Imobilizado		
Saldo inicial	16.728	20.310
Adições	2.543	3.543
Baixas	(345)	(3.603)
Transferências	(3.974)	(3.304)
Ajustes acumulados de conversão	5	(218)
Saldo final	14.957	16.728
Intangível	4.599	7.288
Total dos custos exploratórios reconhecidos no ativo	19.556	24.016

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

Novos bônus pagos e declarações de comercialidade ocorridos em 2017 são detalhados na nota explicativa 13.1.

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 a seguir:

	Consolidado	
	Jan-Dez/2017	Jan-Dez/2016
Custos exploratórios reconhecidos no resultado		
Despesas com geologia e geofísica	1.154	1.292
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	893	4.364
Penalidades contratuais de conteúdo local	486	162
Outras despesas exploratórias	30	238
Total das despesas	2.563	6.056
Caixa utilizado nas atividades		
Operacionais	1.185	1.529
Investimentos	5.776	3.778
Total	6.961	5.307

No exercício de 2017, a Petrobras reconheceu provisão de R\$ 486 (R\$ 162 no exercício de 2016), decorrentes de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 118 blocos com fase exploratória encerrada.

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	
	2017	2016
Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência ^(*)		
Custos de prospecção capitalizados até um ano	367	2.628
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	14.590	14.100
Saldo final	14.957	16.728
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	54	57
		Número de poços
	2017	
2016	1.046	4
2015	2.933	19
2014	3.819	19
2013	1.971	11
2012 e anos anteriores	4.821	27
Saldo Total	14.590	80

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 14.590 para 54 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, R\$ 13.772 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\$ 818 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Terceiros no país	12.144	10.690	9.651	9.000
Terceiros no exterior	4.564	6.580	2.934	3.268
Partes relacionadas	2.369	1.511	9.594	12.116
Saldo total no Passivo Circulante	19.077	18.781	22.179	24.384

17. Financiamentos

Em linha com o Plano de Negócios e Gestão da companhia, os empréstimos e financiamentos vêm se destinando, principalmente, à liquidação de dívidas antigas e ao gerenciamento de passivos, visando melhoria no perfil da dívida e maior adequação aos prazos de maturação de investimentos de longo prazo, viabilizando assim o uso do caixa gerado pelas atividades operacionais e pelas parcerias e desinvestimentos como principais fontes de recursos da carteira de investimentos.

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de dívida (*covenants*) atendidas em 31 de dezembro de 2017 com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras 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 esse períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de Negative Pledge/Permitted Liens, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) as leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos (incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control -OFAC) Departamento de Estado e Departamento de Comércio), pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

17.1. Pré-pagamento de dívida bancária e novos financiamentos

Em 2017, a companhia captou R\$ 86.467, destacando-se: (i) diversas ofertas de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) com vencimentos em 2022, 2025, 2027, 2028 e 2044, no valor de R\$ 32.574 (US\$ 10.218 milhões); (ii) emissão de debêntures no mercado de capitais doméstico com vencimentos em 2022 e 2024 no valor de R\$ 4.989; e (iii) captações no mercado bancário nacional e internacional, com vencimentos de aproximadamente 5 anos em média, no valor total de R\$ 41.645.

Adicionalmente, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos no valor total de R\$ 137.386, destacando-se: (i) a recompra e/ou resgate de R\$ 24.356 (US\$ 7.569 milhões) de títulos no mercado de capitais internacional, com vencimentos entre 2018 e 2021, com o pagamento de prêmio aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis na operação no valor de R\$ 1.067; (ii) o pré-pagamento de R\$ 52.000 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; (iii) o pré-pagamento de R\$ 2.963 de financiamentos com agências de crédito à exportação; e (iv) pré-pagamento de R\$ 9.531 de financiamentos junto ao BNDES.

A companhia ainda realizou operações de trocas de dívidas que não envolveram liquidações financeiras, destacando-se: (i) troca de R\$ 21.217 (US\$ 6.768 milhões) em títulos no mercado de capitais internacional com vencimentos entre 2019 e 2021 para novos títulos no valor de R\$ R\$ 23.815 (US\$ 7.597 milhões) e com vencimentos em 2025 e 2028; e (ii) alongamento de dívidas no mercado bancário nacional e internacional cujos vencimentos ocorreriam entre 2018 e 2020, no valor total de R\$ 13.577 (US\$ 4.257 milhões), para novas dívidas, nos mesmos valores, com vencimentos entre 2020 e 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

17.2. Movimentação dos saldos dos financiamentos

	Agência de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Consolidado Total	Controladora Total
Circulante e Não Circulante						
No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	-	106.909	7.666	74	114.649	94.005
Ajuste acumulado de conversão	-	(342)	-	-	(342)	-
Adições de Financiamentos	-	1.635	-	-	1.635	45.051
Amortizações de Principal	-	(4.993)	(519)	(6)	(5.518)	(48.261)
Amortizações de Juros	-	(9.833)	(796)	(6)	(10.635)	(6.933)
Encargos incorridos no período (*)	-	10.566	653	54	11.273	10.205
Variações monetárias e cambiais	-	(4.472)	383	5	(4.084)	(2.987)
Pré-pagamentos	-	(22.456)	-	-	(22.456)	(12.572)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(45)	-	-	(45)	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2016	-	76.969	7.387	121	84.477	78.508
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2016	22.773	135.277	217.365	2.583	377.998	204.348
Ajuste acumulado de conversão	(2.819)	(18.532)	(33.930)	(321)	(55.602)	-
Adições de Financiamentos	1.019	29.169	33.450	-	63.638	60.794
Amortizações de Principal	(2.892)	(18.834)	(21.434)	(387)	(43.547)	(26.454)
Amortizações de Juros	(435)	(3.314)	(10.411)	(91)	(14.251)	(5.783)
Encargos incorridos no período (*)	559	3.858	10.334	69	14.820	7.996
Variações monetárias e cambiais	(759)	(3.993)	(1.782)	(86)	(6.620)	(33.377)
Pré-pagamentos	-	(2.569)	(32.259)	-	(34.828)	(17.553)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	-	(6)	(1.090)	-	(1.096)	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2016	17.446	121.056	160.243	1.767	300.512	189.971
Saldo total em 31 de dezembro de 2016	17.446	198.025	167.630	1.888	384.989	268.479
Circulante					31.796	62.058
Não Circulante					353.193	206.421
Circulante e Não Ciculante						
No País						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2017	-	76.969	7.387	121	84.477	78.508
Ajuste acumulado de conversão	-	50	-	-	50	-
Adições de Financiamentos	-	16.658	4.989	-	21.647	66.573
Amortizações de Principal	-	(6.704)	(535)	(8)	(7.247)	(50.662)
Amortizações de Juros	-	(6.677)	(642)	(5)	(7.324)	(4.977)
Encargos incorridos no período (*)	-	6.715	593	18	7.326	6.998
Variações monetárias e cambiais	-	80	278	(2)	356	43
Pré-pagamentos	-	(26.739)	-	-	(26.739)	(19.031)
Saldo final em 31 de dezembro de 2017	-	60.352	12.070	124	72.546	77.452
No Exterior						
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2017	17.446	121.056	160.243	1.767	300.512	189.971
Ajuste acumulado de conversão	129	545	2.861	14	3.549	-
Adições de Financiamentos	727	26.341	32.574	391	60.033	47.435
Amortizações de Principal	(2.914)	(10.365)	(3.048)	(151)	(16.478)	(30.276)
Amortizações de Juros	(399)	(4.110)	(9.022)	(46)	(13.577)	(1.390)
Encargos incorridos no período (*)	523	4.661	10.249	65	15.498	8.902
Variações monetárias e cambiais	33	429	2.975	2	3.439	2.368
Pré-pagamentos	(3.403)	(35.137)	(25.111)	(1.147)	(64.798)	(26.345)
Saldo final em 31 de dezembro de 2017	12.142	103.420	171.721	895	288.178	190.665
Saldo total em 31 de dezembro de 2017	12.142	163.772	183.791	1.019	360.724	268.117
Circulante					23.160	74.724
Não Circulante					337.564	193.393

(*) Incluem apropriações de âgios, desâgios e custos de transações associados.

A partir de 1º de janeiro de 2018, modificações de fluxo de caixa contratual passam a ser tratadas segundo os termos do IFRS 9, conforme nota explicativa 6.1.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

17.3. Reconciliação da dívida com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

								Consolidado
	Saldo em 31.12.2016	Captações	Amortizações (⁽¹⁾)	Encargos incorridos	Variações Monetárias e Cambiais	Ajuste Acumulado de Conversão	Saldo em 31.12.2017	
Movimentação dos financiamentos								
Financiamentos	384.989	81.680	(136.163)	22.824	3.795	3.599	360.724	
Conciliação com a Demonstração do Fluxo de Caixa								
Mantidos para venda		5.200	(49)					
Aquisição de imobilizado a prazo		(413)						
Despesas com reestruturação de dívida			(1.067)					
Depósitos vinculados a financiamentos			(171)					
Movimentação de arrendamento financeiro			64					
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		86.467	(137.386)					

⁽¹⁾ Inclui amortização de principal, juros e pré-pagamento.**17.4. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)**

								Consolidado
Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (⁽¹⁾)	Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$):	4.828	9.192	13.573	10.099	15.377	18.060	71.129	61.194
Indexados a taxas flutuantes	2.553	7.723	12.167	8.708	14.123	14.011	59.285	
Indexados a taxas fixas	2.275	1.469	1.406	1.391	1.254	4.049	11.844	
Taxa média dos Financiamentos	6,6%	6,6%	6,8%	7,3%	6,8%	5,9%	6,6%	
Financiamentos em Dólares (US\$):	16.948	9.308	17.294	28.833	41.586	148.291	262.260	294.307
Indexados a taxas flutuantes	12.878	5.176	12.962	10.427	31.555	43.442	116.440	
Indexados a taxas fixas	4.070	4.132	4.332	18.406	10.031	104.849	145.820	
Taxa média dos Financiamentos	5,4%	5,8%	5,8%	5,7%	5,6%	6,5%	6,1%	
Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:	281	271	271	271	260	-	1.354	1.292
Indexados a taxas flutuantes	65	64	64	64	53	-	310	
Indexados a taxas fixas	216	207	207	207	207	-	1.044	
Taxa média dos Financiamentos	3,8%	3,7%	3,6%	3,3%	2,6%		3,6%	
Financiamentos em Libras (£):	206	-	-	-	-	7.678	7.884	8.568
Indexados a taxas fixas	206	-	-	-	-	7.678	7.884	
Taxa média dos Financiamentos	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,3%	
Financiamentos em Ienes (¥):	302	-	-	-	-	-	302	322
Indexados a taxas flutuantes	302	-	-	-	-	-	302	
Taxa média dos Financiamentos	0,4%	-	-	-	-	-	0,4%	
Financiamentos em Euro (€):	573	2.652	758	2.965	2.371	8.454	17.773	20.075
Indexados a taxas flutuantes	4	-	602	-	-	-	606	
Indexados a taxas fixas	569	2.652	156	2.965	2.371	8.454	17.167	
Taxa média dos Financiamentos	4,3%	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%	4,6%	4,5%	
Financiamentos Outras Moedas:	22	-	-	-	-	-	22	22
Indexados a taxas fixas	22	-	-	-	-	-	22	
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%	
Total em 31 de dezembro de 2017	23.160	21.423	31.896	42.168	59.594	182.483	360.724	385.780
Taxa média dos financiamentos	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	5,7%	6,4%	6,1%	
Total em 31 de dezembro de 2016	31.796	36.557	68.112	53.165	61.198	134.161	384.989	387.077
Taxa média dos financiamentos	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%	

⁽¹⁾ Em 31 de dezembro de 2017, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 8,62 anos (7,46 anos em 31 de dezembro de 2016).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Em 31 de dezembro de 2017, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

- Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de R\$ 179.451 (R\$ 151.582 em 31 de dezembro de 2016); e
- Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas *spot* interpoladas dos indexadores (ou *proxies*) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de R\$ 206.329 (R\$ 235.495 em 31 de dezembro de 2016).

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

17.5. 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 6,16 % a.a. em 2017 (5,80 % a.a. em 2016).

17.6. Linhas de Crédito

Empresa	Instituição financeira	Data da abertura	Prazo	Contratado	Utilizado	Valor Saldo
No exterior (Valores em US\$ milhões)						
Petrobras	China Development Bank	04/12/2017	14/12/2019	5.000	3.000	2.000
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	Indefinido	1.000	-	1.000
Total				6.000	3.000	3.000
No país						
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	9.878	2.726	7.152
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	1.763	567	1.196
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	78	33	45
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				12.048	3.326	8.722

17.7. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos, que contam com garantias reais. Adicionalmente, os contratos de financiamento obtidos junto ao China Development Bank (CDB) também possuem garantias reais, conforme nota explicativa 19.5.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidas pelos próprios 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

	Recebimentos					Consolidado	Controladora
	Valor futuro	Juros anuais	Valor presente	Valor futuro	Juros anuais	Pagamentos presente	Pagamentos presente
Compromissos estimados							
2018	407	(227)	180	172	(88)	84	1.261
2019 - 2022	1.592	(730)	862	489	(247)	242	2.903
2023 em diante	1.993	(422)	1.571	1.283	(850)	433	1.205
Em 31 de dezembro de 2017 ⁽¹⁾	3.992	(1.379)	2.613	1.944	(1.185)	759	5.369
Circulante			180			84	1.261
Não circulante			2.433			675	4.108
Em 31 de dezembro de 2017 ⁽¹⁾			2.613			759	5.369
Circulante			297			59	1.091
Não circulante			4.506			736	4.975
Em 31 de dezembro de 2016			4.803			795	6.066

⁽¹⁾ Rescisão do contrato de arrendamento financeiro do navio sonda Vitória 10.000, conforme nota explicativa 8.3.1.

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.

	Consolidado	Controladora
2018	27.844	50.235
2019	20.814	41.312
2020	20.602	40.635
2021	21.646	41.491
2022	20.443	39.689
2023 em diante	193.049	271.944
Em 31 de dezembro de 2017	304.398	485.306
Em 31 de dezembro de 2016	315.865	527.410

Em 31 de dezembro de 2017, 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\$ 174.336 no Consolidado e R\$ 174.332 na Controladora (R\$ 161.884 no Consolidado e R\$ 161.882 na Controladora, em 2016).

No exercício de 2017, a companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de R\$ 32.674 no Consolidado e R\$ 48.825 na Controladora (R\$ 34.438 no Consolidado e R\$ 53.228 na Controladora em 2016).

As operações de arrendamento mercantil operacional tem como base normativa o IFRS 16 a partir de 1º de janeiro de 2019, conforme nota explicativa 6.1.

19. Partes relacionadas

A companhia possui uma política de Transações com Partes Relacionadas que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração, que também se aplica às demais Sociedades do Sistema Petrobras, observados seus trâmites societários, conforme disposto no Estatuto Social da Petrobras.

Esta política orienta a Petrobras e sua força de trabalho na celebração de Transações com Partes Relacionadas e em situações em que haja potencial conflito de interesses nestas operações, de forma a assegurar os interesses da companhia, alinhada à transparência nos processos e às melhores práticas de Governança Corporativa, com base nas seguintes regras e princípios:

Priorização dos interesses da companhia independente da contraparte no negócio;

Aplicação de condições estritamente comutativas, prezando pela transparência, equidade e interesses da companhia;

Condução de transações sem conflito de interesses e em observância às condições de mercado, especialmente no que diz respeito a prazos, preços e garantias, conforme aplicável, ou com pagamento compensatório adequado; e

Divulgação de forma adequada e tempestiva em observância à legislação vigente

As transações que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na política e celebradas com coligadas, União, incluindo suas autarquias, fundações e empresas controladas, e com a Fundação Petros, são previamente aprovadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário (CAE), com reporte mensal destas análises ao Conselho de Administração.

Transações com sociedades controladas por pessoal chave da administração, ou membro próximo de sua família, também são previamente aprovadas pelo CAE e reportadas mensalmente para ao Conselho de Administração, independente do valor da transação.

As transações com partes relacionadas envolvendo a União, suas empresas e entidades, que estejam na alçada de aprovação do Conselho de Administração, deverão ser precedidas de avaliação pelo Comitê de Auditoria Estatutário e pelo Comitê de Minoritários e deverá ser aprovada por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros eleitos do Conselho de Administração.

A política também visa a garantir a adequada e diligente tomada de decisões por parte da administração da companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

19.1. Transações comerciais por operação com empresas do sistema (controladora)

	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Ativo						
Contas a receber						
Contas a receber, principalmente por vendas	11.776	-	11.776	10.031	-	10.031
Dividendos a receber	1.161	-	1.161	3.045	-	3.045
Operações de mútuo	-	34	34	-	225	225
Adiantamento para aumento de capital	-	-	-	-	3.882	3.882
Valores vinculados à construção de gasoduto	-	845	845	-	1.126	1.126
Arrendamentos mercantis financeiros	103	-	103	98	914	1.012
Outras operações	491	466	957	558	425	983
Ativos mantidos para venda	820	-	820	702	-	702
Total	14.351	1.345	15.696	14.434	6.572	21.006
Passivo						
Arrendamentos mercantis financeiros	(1.242)	(3.592)	(4.834)	(1.096)	(4.452)	(5.548)
Operações de mútuo	-	(3.315)	(3.315)	-	(28.903)	(28.903)
Pré pagamento de exportação	(37.373)	(112.835)	(150.208)	(28.115)	(101.011)	(129.126)
Fornecedores	(9.525)	-	(9.525)	(12.116)	-	(12.116)
Compras de petróleo, derivados e outras	(5.001)	-	(5.001)	(6.373)	-	(6.373)
Afretamento de plataformas	(3.927)	-	(3.927)	(5.282)	-	(5.282)
Adiantamento de clientes	(597)	-	(597)	(461)	-	(461)
Outros	-	-	-	-	-	-
Outras operações	(69)	(439)	(508)	-	-	-
Passivos mantidos para venda	(44)	-	(44)	-	-	-
Total	(48.253)	(120.181)	(168.434)	(41.327)	(134.366)	(175.693)
					2017	2016
Resultado						
Receitas, principalmente de vendas					134.264	129.260
Variações monetárias e cambiais líquidas					(4.405)	(7.595)
Receitas (despesas) financeiras líquidas					(10.297)	(11.970)
Total					119.562	109.695

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

19.2. Transações comerciais com Empresas do Sistema (controladora)

	Resultado				31.12.2017	31.12.2016			31.12.2017	31.12.2016
	2017	2016	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Ativo Total	Ativo Total	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Passivo Total	Passivo Total
Controladas (*)										
BR	69.573	75.343	1.566	-	1.566	2.259	(307)	-	(307)	(211)
PIB BV	23.871	11.272	6.213	117	6.330	4.395	(37.921)	(116.151)	(154.072)	(158.760)
Gaspetro	7.565	6.341	847	106	953	849	(372)	-	(372)	(291)
PNBV	2.199	2.717	1.799	13	1.812	1.880	(4.281)	-	(4.281)	(5.891)
Transpetro	916	955	792	219	1.011	1.169	(1.216)	-	(1.216)	(1.093)
Logigás	32	(115)	304	845	1.149	1.368	(238)	-	(238)	(205)
Termoelétricas	(162)	(209)	54	32	86	322	(204)	(808)	(1.012)	(1.103)
Fundo de Investimento										
Imobiliário	(190)	(260)	98	-	98	66	(255)	(1.228)	(1.483)	(1.723)
TAG	205	(554)	612	-	612	5.942	(1.068)	-	(1.068)	(1.938)
PDET Off Shore (**)	(100)	(114)	-	-	-	-	(397)	(440)	(837)	(888)
Outras Controladas	2.788	2.282	1.712	11	1.723	2.272	(679)	-	(679)	(1.634)
	106.697	97.658	13.997	1.343	15.340	20.522	(46.938)	(118.627)	(165.565)	(173.737)
Entidades estruturadas										
CDMPI	(310)	(250)	-	-	-	-	(447)	(1.115)	(1.562)	(1.876)
	(310)	(250)	-	-	-	-	(447)	(1.115)	(1.562)	(1.876)
Coligadas e Empreendimentos Controlados em Conjunto										
Empresas do Setor										
Petroquímico	12.782	12.251	172	-	172	412	(34)	-	(34)	(72)
Outras Coligadas e Empreendimentos										
Controlados em Conjunto	393	36	182	2	184	72	(834)	(439)	(1.273)	(8)
	13.175	12.287	354	2	356	484	(868)	(439)	(1.307)	(80)
Total	119.562	109.695	14.351	1.345	15.696	21.006	(48.253)	(120.181)	(168.434)	(175.693)

(*) Inclui suas controladas e negócios em conjunto.

(**) Em 23 de agosto de 2017, a Petrobras adquiriu ações da PDET Offshore S.A., que deixou de ser uma Entidade Estruturada para ser uma controlada com 100% de participação.

19.3. Taxas anuais de operações de mútuo

	Controladora		Controladora	
	Ativo		Passivo	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
De 5,01% a 7%	-	77	(3.315)	(28.903)
De 7,01% a 9%	-	100	-	-
Acima de 9,01%	34	48	-	-
Total	34	225	(3.315)	(28.903)

19.4. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados (FIDC-NP)

A controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados, preponderantemente, à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por controladas do Sistema Petrobras. Os valores investidos estão registrados em contas a receber.

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016
Contas a receber, líquidas	14.222	11.301
Cessões de direitos creditórios	(25.499)	(23.121)
	2017	2016
Receita Financeira FIDC-NP	1.179	1.018
Despesa Financeira FIDC-NP	(1.965)	(2.680)
Resultado financeiro	(786)	(1.662)

19.5. Garantias

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	PGF ^(*)	PGT ^(**)	PNBV	TAG	Outros	31.12.2017 Total	31.12.2016 Total
2017	-	-	-	-	-	-	6.374
2018	918	-	316	-	546	1.780	20.935
2019	7.883	-	-	-	43	7.926	45.463
2020	5.723	4.962	1.237	-	3.575	15.497	41.270
2021	21.361	-	579	-	782	22.722	47.950
2022	12.306	18.765	3.308	3.878	1.895	40.152	9.008
2023 em diante	124.321	39.062	10.522	-	1.407	175.312	116.870
Total	172.512	62.789	15.962	3.878	8.248	263.389	287.870

(*) Petrobras Global Finance B.V., controlada da PIB BV.

(**) Petrobras Global Trading B.V., controlada da PIB BV.

A PGT, subsidiária integral da Petrobras, presta garantia real em três operações de financiamento que a Petrobras obteve junto ao China Development Bank (CDB), com vencimentos em 2019, 2026 e 2027, por meio da colateralidade de seus recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto, originadas das exportações da Petrobras, para compradores específicos (no máximo 400.000 bbl/d até 2019, máximo 300.000 bbl/d de 2020 até 2026 e 100.000 bbl/d em 2027), sendo o valor da garantia limitado ao saldo devedor da dívida, que em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 35.775 (US\$ 10.815 milhões), e em 31 de dezembro de 2016 era R\$ 30.011 (US\$ 9.208 milhões).

Destaque-se que em 30 de janeiro de 2018, foi liquidado o saldo de US\$ 2,8 bilhões do financiamento que vencia em 2019, conforme nota explicativa 35.1. Com a liquidação do financiamento com vencimento em 2019, a colateralidade de recebíveis futuros das vendas de petróleo bruto passa a ser no máximo 200.000 bbl/dia até 2019, máximo 300.00 bbl/d de 2020 até 2026 e 100.000 bbl/d em 2027.

Em linha com o Plano de Negócios e Gestão da companhia, o alongamento dos prazos de garantia está associado à melhoria do perfil da dívida, conforme nota explicativa 17.

19.6. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2017, 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 PGF, da controlada PDET e de entidades estruturadas consolidadas relacionados principalmente aos projetos CDMPI e Charter, equivalentes a R\$ 4.675 (R\$ 10.389, em 31 de dezembro de 2016).

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

A companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2017		31.12.2017		2016		Consolidado	
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	31.12.2016	
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas								
Distribuidoras estaduais de gás natural	7.040	971	468	6.088	803	226		
Empresas do setor petroquímico	12.273	194	53	12.337	426	88		
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	(2.043)	587	2.286	1.624	580	1.245		
Subtotal	17.270	1.752	2.807	20.049	1.809	1.559		
Entidades governamentais								
Títulos públicos federais	488	5.631	-	454	3.628	-		
Bancos controlados pela União Federal	(4.678)	19.317	40.986	(10.740)	13.408	64.727		
Setor elétrico (nota explicativa 8.4)	2.055	17.362	1	3.359	16.042	8		
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal	4	829	-	18	875	-		
Outros	705	149	716	687	1.326	1.081		
Subtotal	(1.426)	43.288	41.703	(6.222)	35.279	65.816		
Planos de Pensão	1	226	311	1	158	324		
Total	15.845	45.266	44.821	13.828	37.246	67.699		
Receitas, principalmente de vendas	23.995			23.067				
Compras e serviços	(5.105)			(309)				
Variações monetárias e cambiais líquidas	759			(1.035)				
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(3.804)			(7.895)				
Ativo circulante		8.347			9.979			
Ativo não circulante		36.919			27.267			
Passivo circulante			5.109			13.157		
Passivo não circulante			39.712			54.542		
Total	15.845	45.266	44.821	13.828	37.246	67.699		

Em adição às transações acima apresentadas, a Petrobras e a União assinaram, em 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, pelo qual a União cedeu à Petrobras o direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos na área do pré-sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Vide nota explicativa 12.3 para maiores informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa.

19.8. Contas petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da conta atualizado monetariamente é de R\$ 829 (R\$ 875 em 31 de dezembro de 2016) 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Na sentença judicial de 28 de outubro de 2016, o Juiz acolheu a manifestação do perito judicial afastando a compensação do crédito requerido pela União relacionado à suposta dívida da extinta Petrobras Comércio Internacional S.A. - Interbrás.

Em 18 de julho de 2017, a União ingressou com recurso de apelação que se encontra pendente de julgamento do Tribunal Regional Federal.

19.9. Remuneração da administração da companhia

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 2017 e 2016 foram as seguintes:

Remuneração do empregado	Expresso em reais	
	Dez/2017	Dez/2016
Menor remuneração	3.131,40	3.078,15
Remuneração média	18.151,73	17.707,71
Maior remuneração	99.490,61	92.203,64
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	116.761,20	116.761,20

As remunerações totais dos membros do conselho de administração e da diretoria executiva da Petrobras Controladora são apresentadas a seguir:

	2017			2016		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração (Titulares)	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração (Titulares e suplentes)	Total
Salários e benefícios	12,2	0,9	13,1	11,8	1,2	13,0
Encargos sociais	3,5	0,1	3,6	3,4	0,3	3,7
Previdência complementar	1,0	-	1,0	1,0	-	1,0
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	0,7	-	0,7
Remuneração total	16,7	1,0	17,7	16,9	1,5	18,4
Número de membros - média no período (*)	7,92	9,00	16,92	7,67	11,00	18,67
Número de membros remunerados - média no período (**)	7,92	5,75	13,67	7,67	9,33	17,00

(*) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.

(**) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício de 2017, a despesa consolidada com a remuneração total de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou R\$ 77,4 (R\$ 81,4 em 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 membros do Conselho de Administração que participarem do Comitê de Auditoria Estatutário renunciam à remuneração de Conselheiro de Administração, conforme estabelece o art. 38, § 8º do Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016 e os mesmos fizeram jus a uma remuneração total de R\$ 302 mil no período de abril a dezembro de 2017 (R\$ 362 mil, considerando os encargos sociais).

A Assembleia Geral Ordinária da Petrobras, realizada em 27 de abril de 2017, fixou os honorários mensais dos membros do Comitê de Auditoria em 10% da remuneração média mensal dos membros da Diretoria Executiva, excluídos os valores relativos à adicional de férias e benefícios.

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	33.412	35.728	32.615	34.641
Revisão de provisão	13.522	(1.785)	13.272	(2.029)
Transferências referentes a passivos mantidos para venda	(379)	(60)	(379)	323
Utilização por pagamentos	(2.265)	(2.606)	(2.183)	(2.600)
Atualização de juros	2.418	2.290	2.352	2.280
Outros	77	(155)	-	-
Saldo final	46.785	33.412	45.677	32.615

A companhia revisa anualmente, com data base em 31 de dezembro, seus custos estimados com desmantelamento de áreas de produção de petróleo e gás, em conjunto com seu processo de certificação anual de reservas e quando houver indicativo de mudanças em suas premissas.

Em 2017, a revisão da provisão no montante de R\$ 13.522 refletiu principalmente a redução da taxa de desconto ajustada ao risco de 7,42% a.a. em 2016 para 5,11% a.a. em 2017, devido à melhora na percepção risco de mercado no país, bem como pela antecipação do cronograma de abandono em alguns projetos.

21. Tributos

21.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social					Consolidado		Controladora	
	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante		Ativo Circulante	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2016	
No país								
Tributos sobre o lucro	1.464	1.938	130	364	-	669	786	
Programas de regularização de débitos federais ^(*)	-	-	753	-	2.219	-	-	
	1.464	1.938	883	364	2.219	669	786	
No exterior	120	23	107	48	-	-	-	
Total	1.584	1.961	990	412	2.219	669	786	

^(*) Detalhamento na nota explicativa 21.2.

Demais impostos e contribuições	Consolidado							
	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante		Passivo não circulante*	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Impostos no país:								
ICMS / ICMS diferido	3.089	3.156	2.338	2.202	3.377	3.513	-	-
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	2.711	2.314	7.548	7.374	2.711	1.509	-	-
CIDE	47	71	-	-	344	386	-	-
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	5.311	4.015	-	-
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	520	1.584	-	-
Programas de regularização de débitos federais (**)	-	-	-	-	2.144	90	-	-
Outros	566	540	237	623	545	621	284	65
Total no país	6.413	6.081	10.123	10.199	14.952	11.718	284	65
Impostos no exterior	65	111	48	37	94	108	-	-
Total	6.478	6.192	10.171	10.236	15.046	11.826	284	65

^(*) Os valores de demais impostos e contribuições no passivo não circulante estão classificados em "Outras contas e despesas a pagar".

^(**) Inclui valor de R\$ 6, referente REFIS de exercícios anteriores

21.2. Programas de regularização de débitos federais

Em 2017, foram instituídos programas de regularização tributária de débitos que possibilitaram à companhia a quitação de débitos beneficiando-se de reduções de juros, multas e encargos legais, bem como da utilização de créditos de prejuízo fiscal, observando as obrigações impostas por cada programa, permitindo assim o encerramento de relevantes disputas judiciais (vide nota explicativa 30) com redução de débitos de natureza tributária e não tributária no total de R\$ 38.136, junto a Receita Federal do Brasil (RFB), Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e de autarquias e fundações públicas federais, conforme demonstrado a seguir:

Medida Provisória	Convertida em Lei	Programas	Débitos Existentes	Benefício de Redução	Valor a ser pago, após benefício
766	-	Instituiu o Programa de Regularização Tributária (PRT) ^(*)	1.660	-	1.660
783	13.496	Instituiu o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)	7.259	3.285	3.974
780	13.494	Instituiu o Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)	1.076	358	718
795	13.586	Regularização de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de afretamento de embarcações	28.141	26.418	1.723
			38.136	30.061	8.075

(*) Benefício de quitação de 80% dos débitos com créditos de prejuízo fiscal

A seguir está apresentada a movimentação das obrigações da companhia referentes aos programas de regularização de débitos federais:

	Pagamento					Consolidado	
	Adesão com benefícios	Caixa	Prejuízo Fiscal	Total	Atualização Monetária	31.12.2017	
PRT							
IRPJ/CSLL	1.061	(212)	(342)	(554)	-	507	
Outros tributos	599	(120)	(479)	(599)	-	-	
	1.660	(332)	(821)	(1.153)	-	507	
PERT							
IRPJ/CSLL*	3.739	(1.344)	-	(1.344)	66	2.461	
Outros tributos	235	(109)	-	(109)	5	131	
	3.974	(1.453)	-	(1.453)	71	2.592	
PRD							
Participações especiais e royalties	718	(430)	-	(430)	-	288	
Lei nº 13.586/17							
IRRF	1.723	-	-	-	-	1.723	
Total	8.075	(2.215)	(821)	(3.036)	71	5.110	
Circulante						2.891	
Não Circulante						2.219	

* Redução pelo reprocessamento das parcelas vincendas no valor de R\$ 776 conforme Lei nº 13.496/17.

Os saldos relativos aos programas de regularização de débitos federais apresentam os prazos de vencimento a seguir:

	A partir de						Consolidado	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL	
PRT	507	-	-	-	-	-	507	
PERT	392	199	199	199	199	1.404	2.592	
PRD	288	-	-	-	-	-	288	
LEI 13.586/17	1.723	-	-	-	-	-	1.723	
TOTAL	2.910	199	199	199	199	1.404	5.110	

21.2.1. Programa de Regularização Tributária (PRT)

O PRT permitiu a inclusão de débitos de natureza tributária e não tributária, junto à RFB e PGFN, vencidos até 30 de novembro de 2016.

A companhia incluiu neste programa processos na esfera administrativa no montante de R\$ 1.660, relativos a pedidos de compensação não homologados de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e de outros tributos federais, cujas expectativas de perdas, em sua maioria, eram consideradas como prováveis.

A companhia avaliou as opções do programa e decidiu pelo pagamento dos débitos tributários no montante de R\$ 1.660, sendo R\$ 332 em espécie e R\$ 1.328 com o benefício da utilização de créditos de prejuízo fiscal, dos quais R\$ 821 já foram compensados até 31 de dezembro de 2017 e para o restante, no valor de R\$ 507, tem-se a expectativa de compensação nos próximos 12 meses, tão logo seja publicada a regulamentação da consolidação do PRT pela RFB.

Com a adesão ao PRT, em maio de 2017, houve a reversão de processos judiciais provisionados no montante de R\$ 1.560 e o impacto negativo no resultado foi de R\$ 264, líquido de efeitos fiscais, conforme apresentado na nota 21.2.5.

21.2.2. Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)

O PERT permitiu a inclusão de débitos de natureza tributária e não tributária, junto à RFB e à PGFN, vencidos até 30 de abril de 2017, constituídos ou não, em discussão administrativa ou judicial.

A companhia incluiu inicialmente neste programa o processo judicial de R\$ 6.541, relacionado ao auto de infração da RFB sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 nos Termos de Compromissos Financeiros (TCF), celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados, na base de cálculo do IRPJ e da CSLL. A obrigação assumida por intermédio do TCF representou contrapartida às adesões feitas aos participantes do Plano Petros à repactuação para a alteração de benefícios do plano e ao encerramento de litígios existentes na época.

A sentença publicada em maio e confirmada em junho de 2017 reconheceu a dedutibilidade na base de cálculo IRPJ e da CSLL, porém, limitada a 20% da folha de salários dos empregados e da remuneração dos dirigentes vinculados ao Plano. Após análise dos fundamentos das referidas decisões, a companhia alterou a expectativa de perda de parte deste processo para provável.

Considerando que este processo tramitava no âmbito da PGFN, não havendo assim a possibilidade de utilização de créditos de prejuízo fiscal, a companhia avaliou as demais opções do programa e decidiu pela resolução deste processo judicial de R\$ 6.541, com benefício de redução de juros, multas e encargos legais, com pagamento de R\$ 4.356, sendo R\$ 1.344 até 31 de dezembro de 2017, e o restante em 145 parcelas mensais e sucessivas, acrescidas de juros, a partir de janeiro de 2018.

Contudo, com a adesão realizada em agosto de 2017 e posterior publicação da Lei nº 13.496 de 24 de outubro de 2017 ampliando os percentuais de descontos, houve a necessidade de atualização do processo judicial e reprocessamento do valor das parcelas vincendas, conforme previsto na Portaria PGFN nº 1.032, de 25 de outubro de 2017, o que significou uma economia adicional de aproximadamente R\$ 779 e redução das parcelas mensais, para um valor total de R\$ 2.295, sujeito à atualização pela taxa SELIC.

Originalmente, o prazo de adesão ao programa encerraria em 31 de agosto de 2017. Contudo, a Medida Provisória nº 807, de 31 de outubro de 2017, prorrogou esse prazo até 14 de novembro de 2017. Desse modo, a companhia incluiu débitos administrados pela RFB que tiveram decisões desfavoráveis no período com alteração de sua expectativa de perda para provável, no montante de R\$ 718, que após os benefícios de reduções serão liquidados no montante de R\$ 394, cuja modalidade de adesão foi preponderantemente à vista, com pagamento de R\$ 325 até janeiro de 2018 e o saldo remanescente em 141 parcelas, cujos processos são relacionados a:

- Benefício fiscal de redução integral das alíquotas do Imposto de Importação (II) e do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) na importação de equipamentos necessários à instalação das unidades geradoras de energia elétrica da Termorio S.A., atualmente incorporada na Petrobras, no montante de R\$ 330. Após os descontos, o valor é reduzido para R\$ 150.

- Aproveitamento de prejuízo fiscal de IRPJ e base de cálculo negativa da CSLL da Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos (CLEP), atualmente incorporada na Petrobras, no montante de R\$ 120. Após os descontos, o valor é reduzido para R\$ 63.
- Contribuições destinadas às entidades privadas de serviço social e de formação profissional, além de programas de integração social (PIS) e de financiamento da seguridade Social (COFINS) no montante de R\$ 80. Após os descontos, o valor é reduzido para R\$ 60.
- Débitos relativos a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS, INSS e IPI de controladas (BR e Transpetro) no montante de R\$ 188. Após os descontos, o valor é reduzido para R\$ 121.

Dessa forma, o impacto negativo no resultado de 2017 foi de R\$ 5.905, conforme nota 21.2.5. Este impacto considera a adesão líquida dos efeitos fiscais no valor de R\$ 3.582, reversão de processos judiciais provisionados no montante de R\$ 35 e a revisão do procedimento adotado pela Petrobras para os exercícios de 2012 a 2017, que não gera efeito sobre o caixa, mas apenas sobre o saldo de prejuízo fiscal no valor de R\$ 2.287, além da atualização monetária de R\$71..

21.2.3. Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)

O PRD abrange débitos de natureza não tributária junto a autarquias e fundações públicas federais, vencidos até 25 de outubro de 2017, constituídos ou não, em discussão administrativa ou judicial, incluindo débitos objetos de parcelamentos anteriores rescindidos ou ativos.

A companhia incluiu neste programa débitos relativos a participações especiais e royalties incidentes sobre a produção de petróleo e gás natural, cujas expectativas de perda estavam classificadas como prováveis, em virtude de decisões judiciais ocorridas em agosto de 2017, acolhendo os argumentos da Agência Nacional de Petróleo (ANP) nos processos em discussão.

A companhia avaliou as opções do programa e decidiu pela resolução desses processos, no total de R\$ 1.076, com os benefícios de redução de juros, multas e encargos legais, com pagamento de R\$ 718, sendo R\$ 430 pagos no quarto trimestre de 2017 e R\$ 288 em janeiro de 2018, sujeito à atualização pela taxa SELIC.

Com a adesão ao PRD impacto negativo no resultado foi de R\$ 519, líquido de efeitos fiscais, conforme apresentado na nota 21.2.5.

21.2.4. Programa de Parcelamento instituído pelo art. 3º da Lei nº 13.586/17

Conforme apresentado na nota explicativa 21.2, a Lei nº 13.586 de 28 de dezembro de 2017, originária da Medida Provisória (MO) nº 795/17, dispôs sobre o tratamento tributário de várias questões relevantes inerentes às atividades de exploração e produção de petróleo ou de gás natural. Adicionalmente, a Lei instituiu o programa de parcelamento por meio do pagamento do IRRF sobre remessas ao exterior referentes a contratos de afretamento de embarcações que excederam aos percentuais legais, possibilitando assim a regularização de fatos geradores ocorridos no período de 2008 a 2014.

A decisão de adesão ao programa foi baseada nos benefícios econômicos, uma vez que a manutenção das discussões implicaria em esforço financeiro para oferecimento de garantias judiciais, e a possibilidade de encerramento de discussões administrativas e judiciais de IRRF relativo aos exercícios de 2008 a 2013, no montante de R\$ 28.141, além do exercício de 2014, não autuado. A companhia realizará o pagamento de R\$ 1.723 em 12 parcelas de R\$ 144, sendo a primeira paga em 31 de janeiro de 2018 e as demais no último dia útil dos meses subsequentes, acrescidas de juros atualizados pela taxa SELIC.

Com a adesão a esse parcelamento, o impacto negativo no resultado de 2017, inteiramente reconhecido em seu quarto trimestre, foi de R\$1.137, líquido de efeitos fiscais, conforme apresentado na nota 21.2.5.

21.2.5. Efeitos dos programas no resultado do exercício

	Consolidado				
	PRT (*)	PERT	PRD	Lei nº 13.586/17	Total
Custo dos produtos e serviços vendidos	-	-	(412)	-	(412)
Despesa tributária	(544)	(1.169)	(80)	(1.048)	(2.841)
Resultado financeiro	(802)	(990)	(226)	(675)	(2.693)
IRPJ/CSLL - principal do auto de infração	(314)	(1.815)	-	-	(2.129)
Total da adesão com redução	(1.660)	(3.974)	(718)	(1.723)	(8.075)
Efeito de PIS/COFINS sobre valor da anistia	-	(222)	(21)	-	(243)
IRPJ/CSLL - benefício fiscal por dedutibilidade, líquido	(164)	614	220	586	1.256
Outras despesas operacionais - reversão de provisão ^(*)	1.560	35	-	-	1.595
Adesão Líquida com efeitos fiscais	(264)	(3.547)	(519)	(1.137)	(5.467)
IRPJ/CSLL - reversão do prejuízo fiscal (2012 a 2017)	-	(2.287)	-	-	(2.287)
Efeito total na adesão	(264)	(5.834)	(519)	(1.137)	(7.754)
Atualização monetária	-	(71)	-	-	(71)
Efeito total no resultado	(264)	(5.905)	(519)	(1.137)	(7.825)

(*) Parte da provisão no valor de R\$ 627 foi registrada em 1T-2017.

21.3. Programas de anistias estaduais

Em 2017, a Petrobras aderiu a programas de anistias estaduais para pagamento à vista de débitos de ICMS administrados pelos estados do Amazonas, Ceará, Minas Gerais e Pernambuco, com redução de 100% de multa e juros. Consequentemente, a companhia reconheceu como despesas tributárias o total de R\$ 376.

21.4. Legislação Tributária

21.4.1. Federal

Em 28 de dezembro de 2017, a Medida Provisória (MP) 795 de 17 de agosto de 2017 foi convertida em Lei nº 13.586, e veio dispor sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural e instituir o regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.

A aprovação do novo modelo de tributação do setor conferiu maior estabilidade e segurança jurídica às empresas, possibilitando maiores investimentos e redução de litígios. A seguir estão relacionados os principais temas abordados nessa lei:

- Dedutibilidade, para fins da determinação do lucro real (IRPJ) e da base de cálculo da CSLL, das despesas relativas à exploração e produção de petróleo e gás natural integral e imediatamente no exercício em que incorridas, e dos gastos associados à formação de ativos para o desenvolvimento da produção, por meio de exaustão acelerada, a ser apurada multiplicando-se a quota de 2,5 vezes sobre a taxa calculada pelo método das unidades produzidas, revogando-se o art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966, que assegurava a dedução imediata dos investimentos relacionados à exploração e produção de petróleo e gás natural;
- Previsão de exclusão, na determinação do lucro real (IRPJ) e na base de cálculo da CSLL da pessoa jurídica controladora domiciliada no país, até 31/12/2019, da parcela do lucro auferido no exterior, por controlada, direta ou indireta, ou coligada, correspondente às atividades de afretamento por tempo ou casco nu, arrendamento mercantil operacional, aluguel, empréstimo de bens ou prestação de serviços diretamente relacionados às fases de exploração e de produção de petróleo e gás natural, no território brasileiro;
- Criação do Repetro-Sped com validade até 31/12/2040, aprimorando o regime especial destinado às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, por meio de previsões constantes na Lei nº 13.586/2017 em conjunto com o Decreto nº 9.128, de 17 de agosto de 2017, cuja principal alteração foi a previsão de desoneração dos bens permanentes e não mais apenas para bens admitidos temporariamente. Além disso, o Repetro-Sped trouxe outros importantes avanços, tais como: i) possibilidade de migração dos bens amparados

pelo antigo regime para o novo, sem o pagamento da carga tributária federal no processo de nacionalização; ii) ampliação da possibilidade de utilização do regime para os equipamentos de poços; iii) desoneração de tributos federais para insumos adquiridos pelos fornecedores nacionais, estendida inclusive aos fabricantes-intermediários; e iv) maior aderência e racionalidade em relação às operações da indústria, minimizando riscos de descumprimento do regime;

- Novas regras quanto à tributação pelo Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre as remessas ao exterior para pagamento de afretamento de embarcações, e regularização dos fatos geradores de IRRF anteriores a 2014.

Conforme descrito na nota explicativa 21.2.4, a Lei também instituiu o programa de parcelamento de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de contratos de afretamento realizadas até 2014, possibilitando a regularização de disputas judiciais entre a indústria e o fisco sobre essa matéria.

Adicionalmente, em julho de 2017 foi publicado o Decreto nº 9.101/2017 majorando as alíquotas de PIS e COFINS sobre o faturamento de gasolina e óleo diesel. Esses valores são integralmente considerados no preço de realização dos combustíveis, contribuindo para o crescimento significativo do montante destas contribuições recolhido em 2017.

Por outro lado, deve-se destacar a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF), em outubro de 2017, que excluiu o ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, por não compor faturamento ou receita bruta.

Resolução nº 703/17

A Agência Nacional do Petróleo, do Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP) publicou em 26 de setembro de 2017 a Resolução nº 703 estabelecendo os novos critérios para a fixação do preço de referência a ser utilizado na apuração das participações governamentais, sendo o novo cálculo aplicado a partir de 1º de janeiro de 2018 de forma gradual até 2022, partindo-se de um percentual de 20% conforme as novas regras. O cálculo das participações governamentais passará a ter como base o chamado Preço de Referência do Petróleo, que leva em consideração suas diferentes características em cada área exploratória.

21.4.2. Estadual

ICMS na Extração e Taxa de Fiscalização das Atividades de Exploração de Petróleo e Gás Natural

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

- Lei nº 7.182 - criou 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 - estabeleceu a cobrança de ICMS sobre as operações de circulação de petróleo, desde os poços de extração.

A companhia entende que não são juridicamente sustentáveis as obrigações decorrentes dessas leis, tendo por este motivo apoiado iniciativas da ABEP – Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás - junto ao Supremo Tribunal Federal (STF).

Em ambas as ações propostas pela ABEP, a Procuradoria Geral da República manifestou-se favoravelmente, opinando pela concessão das liminares em favor da Indústria para afastar as obrigações trazidas nas leis e, ainda, pela legitimidade processual da Associação.

Como não houve decisão pelo STF dos pedidos de liminar formalizados nas referidas ações da ABEP, a companhia optou por ingressar com ações individuais no Judiciário fluminense contra as referidas leis, tendo obtido em dezembro de 2016 decisões liminares que suspenderam a exigibilidade desses tributos, as quais permanecem válidas até a presente data.

REPETRO-SPED aplicável ao ICMS

Com a instituição do REPETRO-SPED a partir da MP 795/2017, posteriormente convertida na Lei nº. 13.586, de 28 de dezembro de 2017, fez-se necessária a edição de novo Convênio pelo CONFAZ com o objetivo de autorizar os Estados a concederem os incentivos fiscais aplicáveis ao ICMS, em conformidade com o novo modelo de regime especial para as atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural aprovado no âmbito federal.

Nesse contexto, em 17 de janeiro de 2018 foi publicado o Convênio ICMS nº. 03/2018, ratificado em âmbito nacional por meio do Ato Declaratório CONFAZ nº. 03, de 1º de fevereiro de 2018, pelo qual os Estados foram autorizados a reduzir a base de cálculo do ICMS na importação ou na venda, no mercado nacional, de bens permanentes, assim como a isentar o ICMS na importação de bens temporários. Além disso, foi prevista a isenção do ICMS para a migração entre regimes de bens admitidos anteriormente a 31/12/2017, além da isenção na transferência de beneficiários.

Até o presente momento, apenas os Estados do Rio de Janeiro, através do Decreto Executivo nº. 46.233, de 5 de fevereiro de 2018, e de São Paulo, através do Decreto Executivo nº. 63.208, de 8 de fevereiro de 2018, introduziram em suas ordens normativas internas, os incentivos autorizados pelo Convênio ICMS nº. 03/2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

21.5. 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	Benefícios concedidos a empregados	Outros	Total	Total
Custo com prospecção e desmantelamento de áreas	Outros ^(*)										
Em 1º de janeiro de 2016	(40.310)	5.043	29.727	(1.366)	3.092	20.365	1.379	4.681	(27)	22.584	15.156
Reconhecido no resultado do exercício	3.792	(2.161)	(1.192)	108	663	(362)	19	1.731	682	3.280	1.010
Reconhecido no patrimônio líquido ^(****)	-	-	(17.089)	992	-	(10)	-	3.485	-	(12.622)	(11.305)
Ajuste acumulado de conversão	-	(77)	47	-	5	(190)	-	(13)	(43)	(271)	-
Outros ^(**)	-	250	(47)	(28)	(84)	(119)	-	(77)	316	211	12
Em 31 de dezembro de 2016	(36.518)	3.055	11.446	(294)	3.676	19.684	1.398	9.807	928	13.182	4.873
Reconhecido no resultado do período ^(****)	1.148	(4.108)	(3.569)	(200)	3.671	888	434	-	446	(1.290)	(4.070)
Reconhecido no patrimônio líquido ^(****)	-	-	(2.718)	-	-	(223)	-	(892)	28	(3.805)	(2.827)
Ajuste acumulado de conversão	-	10	-	-	-	88	-	-	-	98	-
Utilização de créditos tributários	-	-	-	-	-	(873)	-	-	-	(873)	(841)
Outros	-	(598)	(51)	64	(67)	386	51	(31)	351	105	103
Em 31 de dezembro de 2017	(35.370)	(1.641)	5.108	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.753	7.417	(2.762)
Impostos diferidos ativos										14.038	4.873
Impostos diferidos passivos										(856)	-
Em 31 de dezembro de 2016										13.182	4.873
Impostos diferidos ativos										11.373	-
Impostos diferidos passivos										(3.956)	(2.762)
Em 31 de dezembro de 2017										7.417	(2.762)

^(*) Inclui, principalmente, ajustes de perda no valor de recuperação de ativos e juros capitalizados.

^(**) Inclui R\$ 249 transferido para Passivos associados a ativos mantidos para venda, pela venda das controladas Liquigás, PESA e NTS.

^(***) Não inclui R\$ 162 referentes ao IR diferido de empresas transferidas para ativos mantidos para venda.

^(****) Os valores reconhecidos como empréstimos, contas a receber/pagar e financiamentos, referem-se ao efeito tributário sobre a variação cambial registrada em outros resultados abrangentes (*hedge* de fluxo de caixa), conforme nota explicativa 33.2.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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 – 2018-2022, 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 2017, 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
2018	2.259	(1.229)	-	-
2019	1.333	319	-	-
2020	1.313	399	-	248
2021	1.537	2.851	-	2.514
2022	1.649	80	-	-
2023 em diante	3.282	1.536	-	-
Parcela registrada contabilmente	11.373	3.956	-	2.762
País	1.691	-	-	-
Exterior	8.799	-	-	-
Parcela não registrada contabilmente	10.490	-	-	-
Total	21.863	3.956	-	2.762

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de R\$ 8.799 (R\$ 8.252 em 31 de dezembro de 2016), 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\$ 7.837 (R\$ 7.416 em 31 de dezembro de 2016) e na Espanha no valor de R\$ 959 (R\$ 834 em 2016).

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

Ano	Créditos tributários não registrados
2020	138
2021	502
2022	19
2023	183
2024	119
2025	19
2026	375
2027	430
2028	487
2029	537
2030 em diante	5.990
Total	8.799

21.6. 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	
	2017	2016	2017	2016
Lucro (prejuízo do período) antes dos impostos	6.174	(10.703)	5.119	(15.690)
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(2.099)	3.639	(1.740)	5.335
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	2.154	(391)	-	-
Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior ^(*)	(227)	(1.089)	(227)	(1.089)
Incentivos fiscais	541	171	13	18
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(475)	(913)	-	-
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas ^(**)	(1.513)	(3.242)	358	(2.749)
Adesão aos programas de regularização de tributos federais ^(***)	(4.415)	-	(4.231)	-
Outros	237	(517)	263	(649)
Imposto de renda e contribuição social	(5.797)	(2.342)	(5.564)	866
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.452)	3.280	(4.071)	1.010
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.345)	(5.622)	(1.494)	(144)
Total	(5.797)	(2.342)	(5.565)	866
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	93,9%	(21,9)%	108,7%	5,5%

^(*) Imposto de renda e contribuição social no país, referentes aos lucros auferidos nos períodos por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

^(**) Inclui equivalência patrimonial e despesa com plano de saúde.

^(***) Refere-se a "IRPJ/CSLL - principal do auto de infração" e "IRPJ/CSLL - reversão do prejuízo fiscal (2012 a 2017)", conforme nota explicativa 21.2.

22. Benefícios concedidos a empregados

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Passivo				
Plano de pensão Petros	35.487	35.040	33.559	33.191
Plano de pensão Petros 2	861	955	687	778
Plano de saúde AMS	35.732	36.549	32.930	33.467
Outros planos	132	124	-	-
	72.212	72.668	67.176	67.436
Circulante				
Circulante	2.791	2.672	2.657	2.533
Não Circulante	69.421	69.996	64.519	64.903
	72.212	72.668	67.176	67.436

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 Fundação Petros possui Comitês específicos para análise e deliberação acerca do gerenciamento de riscos aos quais a Fundação está exposta e Programa de Integridade contra atos lesivos, ambos criados em 2017, com propósito de aprimorar sua governança.

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 desde setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Fundação 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.

Em 31 de dezembro de 2017, os saldos do TCF, Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Fundação Petros para cobrir obrigações do plano, totalizavam R\$ 12.307 (R\$ 11.902 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\$ 13.454, revisado e atualizado no 3º trimestre de 2017 para refletir o aumento dos compromissos assumidos no TCF.

Para o exercício de 2018, as contribuições esperadas para o plano somam R\$ 728 (R\$ 692 na Controladora) e o pagamento de juros sobre os TCFs, R\$ 735 (R\$ 710 na Controladora).

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2017, é de 12,51 anos (13,06 anos em 31 de dezembro de 2016).

Plano de equacionamento do déficit do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP)

Em 26 de maio de 2017, o Conselho Deliberativo da Fundação Petros aprovou as demonstrações contábeis do exercício de 2016 com um déficit acumulado de R\$ 26,7 bilhões (R\$ 22,6 bilhões de déficit até o exercício de 2015) para o Plano Petros Sistema Petrobras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPIC).

O déficit apurado pela Fundação Petros vem sendo calculado anualmente por atuário independente e já se encontra reconhecido nas demonstrações financeiras da Petrobras, de acordo com os pronunciamentos técnicos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Em 19 de junho de 2017, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) publicou o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) da Fundação Petros estabelecendo prazos para implementação do plano de equacionamento do déficit acumulado em 2015.

Em 12 de setembro de 2017, o Conselho Deliberativo da Fundação Petros aprovou o Plano de Equacionamento do Déficit (PED) do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), no valor total do déficit registrado em 2015, de R\$ 22,6 bilhões. Esse montante, atualizado até dezembro de 2017 é de R\$ 27,3 bilhões.

O PED foi apreciado pelo Conselho de Administração da Petrobras e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST). Com isso, contribuições extras por parte dos participantes e patrocinadoras começarão em março de 2018.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho de Gestão de Previdência Complementar - CGPC 26/2008, o déficit deverá ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora e Fundação Petros) e os participantes e assistidos do PPSP. Sendo assim, caberá à Petrobras um valor total de R\$ 12,8 bilhões e à Distribuidora, R\$ 0,9 bilhão.

O desembolso pelas patrocinadoras será decrescente ao longo de 18 anos, e é estimado, no primeiro ano, em R\$ 1,4 bilhão para a Petrobras e R\$ 89 para a BR.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As contribuições extraordinárias dos participantes durante a fase laborativa e assistida foram consideradas na avaliação atuarial de 2017 sendo redutora do valor presente da obrigação, no montante de R\$ 13,7 bilhões, enquanto as contribuições extraordinárias da Patrocinadora reduzirão a obrigação atuarial no momento do desembolso, sem representar impacto no resultado.

Cisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP)

Em 15 de fevereiro de 2018, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) autorizou a cisão do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), prevista para o dia 31 de março de 2018, com a divisão em dois planos independentes: PPSP - Repactuados (PPSP-R) e PPSP - Não Repactuados (PPSP-NR).

A cisão teve origem nos processos de repactuação das regras do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP), ocorridos nos anos de 2006-2007 e 2012, quando os participantes tiveram a opção de escolher entre a alteração ou não das regras de reajuste do seu benefício. Neste processo, cerca de 75% dos participantes do plano aceitaram mudar a forma de reajuste e passaram a ter a correção de seu benefício vinculada apenas à inflação (variação do IPCA). E os demais, que não repactuaram, continuaram com o benefício atrelado aos reajustes de salário dos trabalhadores ativos da Petrobras e demais patrocinadoras do plano.

A Fundação Petros realizará estudos para avaliar possíveis impactos da cisão, especialmente, sobre o plano de equacionamento do déficit acumulado pelo PPSP em 2015 que já se encontra em andamento, com o início das cobranças previsto para março de 2018. O resultado da análise poderá acarretar, para 2019, numa revisão do plano de equacionamento.

Reconciliação entre os critérios CNPC e CVM

A reconciliação das informações financeiras do Plano Petros reconhecidas pela Fundação Petros, de acordo as regras CNPC, e pela patrocinadora Petrobras, de acordo com as regras do CPC 33, está demonstrada a seguir:

	Consolidado	
	2017	2016
Déficit acumulado de acordo com o CNPC - Fundação Petros	3.998	26.688
Contribuições extraordinárias (PED) dos patrocinadores	13.355	-
Ajuste no valor dos ativos do plano	12.187	11.870
Contribuições normais dos patrocinadores	9.359	10.001
Hipóteses financeiras (taxa de juros e inflação)	5.055	3.200
Metodologia de cálculo	(9.273)	(17.507)
Outros	806	788
Passivo atuarial líquido de acordo com a CVM - Patrocinadora	35.487	35.040

Os principais itens de conciliação são:

- Contribuições dos patrocinadores (normais e extraordinárias) - A Fundação Petros considera o fluxo futuro das contribuições patronais dos participantes assistidos, descontado a valor presente, enquanto a Petrobras só as considera na medida em que são realizadas.
- Ajuste no valor dos ativos do Plano - A Fundação Petros reconhece como ativo o contas a receber decorrente do TCF assinado com a Petrobras.
- Hipóteses financeiras - A principal diferença está na definição da taxa real de juros: meta atuarial para Fundação Petros (Previc) e curva futura de NTN para Petrobras (CVM), conforme detalhado na nota 5.4.
- Metodologia de cálculo - Determina como serão acumuladas as reservas necessárias ao custeio dos benefícios e a velocidade com que serão constituídas. A Petrobras utiliza o método de crédito unitário projetado, que apresenta um ritmo de capitalização mais acelerado em relação ao método utilizado na Fundação Petros, que considera o método agregado de capitalização ortodoxa.

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, Petrobras Biocombustível e Araucária Nitrogenados. O Plano Petros 2 está aberto para novas adesões, sem 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 2017, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 936 (R\$ 809 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2018, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2018, são de R\$ 922 (R\$ 793 na Controladora), referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2017, é de 43,53 anos (43,20 anos em 31 de dezembro de 2016).

22.2. Outros planos

A companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior. 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.

O passivo atuarial associado à subsidiária Liquigás está classificado como passivo associado a ativo mantido para venda conforme apresentado na nota explicativa 10.2.

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 do uso 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 Fundação 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 2018 a 2022 são de: 45% a 75% em renda fixa, 10% a 35% em renda variável, 4% a 8% em imóveis, 2% a 8% em empréstimos a participantes e 0% a 5% em investimentos estruturados. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 65% a 90% em renda fixa, 5% a 20% em renda variável, 0% a 5% em imóveis, 2% a 8% em empréstimos a participantes, 0% a 5% em investimentos estruturados e de 0% a 2% em investimentos no exterior.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

Categoria do Ativo	2017					Consolidado 2016	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total ^(*)	%	
Recebíveis	-	3.769	3.769	8	4.257	8	
Renda fixa	22.107	6.626	28.733	58	23.068	46	
Títulos privados	-	390	390		202		
Títulos públicos	22.107	201	22.308		19.618		
Fundos de renda fixa	-	6.005	6.005		3.213		
Outros investimentos	-	30	30		35		
Renda variável	9.518	943	10.461	21	15.179	30	
Ações à vista	9.518	-	9.518		14.644		
Outros investimentos	-	943	943		535		
Investimentos Estruturados	-	1.235	1.235	2	2.381	5	
Fundos de Private Equity	-	1.017	1.017		2.074		
Fundos de Venture Capital	-	47	47		51		
Fundos Imobiliários	-	171	171		256		
Imóveis	-	3.456	3.456	7	3.719	7	
	31.625	16.029	47.654	96	48.604	96	
Empréstimos a participantes	-	2.050	2.050	4	2.057	4	
	31.625	18.079	49.704	100	50.661	100	

(*) Valores reapresentados para melhor comparabilidade com o exercício atual.

Em 31 de dezembro de 2017, os investimentos incluem debêntures, no valor de R\$ 105, além ações ordinárias e preferenciais, no valor de R\$ 47 e de R\$ 67, respectivamente, todos emitidos por empresas do Sistema Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 1.312.

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

Em 2017, a companhia aprimorou o modelo de supervisão sobre a Fundação Petros com destaque para: melhorias dos controles internos quanto ao acompanhamento sobre a análise da carteira de investimentos e criação de comitês específicos com finalidade de assessoria técnica aos membros indicados pela patrocinadora aos Conselhos Deliberativos e Fiscal, em conformidade com a Resolução nº9 de 10 de maio de 2016 da CGPAR que estabelece atividades que devem ser desempenhadas pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva da companhia sobre o Fundo de Pensão em que ela patrocina.

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 relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, decorrente 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 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, sendo a participação financeira da companhia na proporção de 70% (setenta por cento) e os 30% (trinta por cento) restantes pelos beneficiários, nas formas previstas no acordo coletivo de trabalho.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2017, é de 22,08 anos (22,04 anos em 31 de dezembro de 2016).

Resoluções CGPAR

Em 18 de janeiro de 2018, a Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações da União (CGPAR), através das Resoluções CGPAR nº 22 e 23 de 18 de janeiro de 2018, estabeleceu diretrizes e parâmetros de governança e de limites de custeio das empresas estatais federais sobre benefícios de assistência à saúde na modalidade de autogestão.

O objetivo principal das resoluções é viabilizar a sustentabilidade e o equilíbrio econômico-financeiro e atuarial dos planos de saúde das empresas estatais.

A companhia tem até 48 meses para adequação do seu plano de saúde AMS às novas regras e está avaliando os impactos que a implementação da Resolução CGPAR nº 23 poderá causar, dentre eles, uma provável redução no passivo atuarial, tendo em vista a mudança da regra de participação da empresa no custeio do plano, que passará a respeitar limite paritário, entre a companhia e os participantes.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS

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

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

	Consolidado									
	2017					2016				
	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				
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais										
Obrigação atuarial no início do exercício	84.318	2.211	36.549	251	123.329	70.952	1.160	26.369	556	99.037
Custo dos juros:					-					
· Com termo de compromisso financeiro	1.038	-	-	-	1.038	1.506	-	-	-	1.506
· Atuarial	7.825	235	3.900	28	11.988	8.560	166	3.792	28	12.546
Custo do serviço	288	143	510	14	955	288	74	446	64	872
Contribuições de participantes	217	-	-	1	218	321	-	-	1	322
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência ^(*)	(8.796)	195	(1.659)	21	(10.239)	(4.735)	(42)	(2.716)	5	(7.488)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	71	(96)	(200)	(28)	(253)	260	(20)	(138)	5	107
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	4.091	357	(1.879)	21	2.590	11.815	930	10.020	44	22.809
Outros	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	(445)	(445)
Obrigação atuarial no fim do exercício	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
Movimentação no valor justo dos ativos do plano										
Ativos do plano no início do exercício	49.278	1.256	-	127	50.661	47.767	883	-	213	48.863
Receita de juros	5.136	132	-	8	5.276	6.788	125	-	10	6.923
Contribuições pagas pela empresa	733	-	1.489	10	2.232	672	-	1.224	32	1.928
Contribuições de participantes	217	-	-	1	218	321	-	-	1	322
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	712	-	-	-	712	706	-	-	-	706
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(2.511)	796	-	12	(1.703)	(2.327)	305	-	1	(2.021)
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	(123)
Ativos do plano no fim do exercício	47.481	2.074	-	149	49.704	49.278	1.256	-	127	50.661
Valores reconhecidos no balanço patrimonial										
Valor presente das obrigações	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
(-) Valor justo dos ativos do plano	(47.481)	(2.074)	-	(149)	(49.704)	(49.278)	(1.256)	-	(127)	(50.661)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668
Movimentação do passivo atuarial líquido										
Saldo em 1º de janeiro	35.040	955	36.549	124	72.668	23.185	277	26.369	343	50.174
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	(2.123)	(340)	(3.738)	2	(6.199)	9.667	563	7.166	53	17.449
(+) Custos incorridos no exercício	4.015	246	4.410	34	8.705	3.566	115	4.238	82	8.001
(-) Pagamento de contribuições	(733)	-	(1.489)	(10)	(2.232)	(672)	-	(1.224)	(32)	(1.928)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(712)	-	-	-	(712)	(706)	-	-	-	(706)
Outros	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	(322)	(322)
Saldo em 31 de dezembro	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668

(*) Inclui efeito das contribuições extraordinárias dos participantes em função do equacionamento do déficit com o plano de pensão Petros conforme nota explicativa 22.1

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

b) Componentes do benefício definido

					Consolidado
	Planos de pensão		Saúde	Outros Planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Custo do serviço	288	143	510	14	955
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	3.727	103	3.900	20	7.750
Custo Líquido do exercício	4.015	246	4.410	34	8.705
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	755	129	841	2	1.727
Diretamente no resultado	331	77	426	28	862
Relativa aos assistidos	2.929	40	3.143	4	6.116
Custo Líquido do exercício	4.015	246	4.410	34	8.705
					2016
Custo do serviço	288	74	446	64	872
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	3.278	41	3.792	18	7.129
Custo líquido do exercício	3.566	115	4.238	82	8.001
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	888	61	995	5	1.949
Diretamente no resultado	446	38	539	72	1.095
Relativa aos assistidos	2.232	16	2.704	5	4.957
Custo líquido do exercício	3.566	115	4.238	82	8.001

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	(8.739)	10.741	(4.194)	5.188	5.581	(4.564)
Custo do serviço e juros	(209)	259	(200)	238	704	(564)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

d) Principais premissas atuariais adotadas no cálculo

	2017	2016
Taxa de desconto (Real)	5,35% ⁽¹⁾ / 5,45% ⁽²⁾ / 5,41% ⁽³⁾	5,74% ⁽¹⁾ / 5,69% ⁽²⁾ / 5,72% ⁽³⁾
Inflação (IPCA)	3,96% ^{(1) (2) (3) (4)}	4,87% ^{(1) (2) (3)}
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	9,52% ⁽¹⁾ / 9,63% ⁽²⁾ / 9,59% ⁽³⁾	10,89% ⁽¹⁾ / 10,84% ⁽²⁾ / 10,87% ⁽³⁾
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,19% ^{(1) (5)} / 2,53% ^{(2) (5)}	1,53% ^{(1) (5)} / 2,58% ^{(2) (5)}
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	5,19% ^{(1) (5)} / 6,59% ^{(2) (5)}	6,47% ^{(1) (5)} / 7,57% ^{(2) (5)}
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,498% a.a ⁽⁶⁾	0,597% a.a ⁽⁶⁾
Taxa de rotatividade dos planos de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	11,3% a 4,5%a.a ⁽⁷⁾	13,91% a 4,00%a.a ⁽⁷⁾
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) ^{(1) (3)} AT-2000 Feminina suavizada em 10% ⁽²⁾	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) ^{(1) (3)} AT-2000 Feminina suavizada em 10% ⁽²⁾
Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana ^{(1) (3)} Grupo americana desagravada em 40% ⁽²⁾	TASA 1927 ^{(1) (3)} / LIGHT fraca ⁽²⁾
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Masculina ^{(1) (3)} IAPB 1957 Forte ⁽²⁾	AT-49 Masculina agravada em 10% ^{(1) (3)} IAPB 1957 Forte ⁽²⁾
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos ⁽⁸⁾	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos ⁽⁸⁾

⁽¹⁾ Plano Petros Sistema Petrobras.

⁽²⁾ Plano Petros 2.

⁽³⁾ Plano AMS.

⁽⁴⁾ Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,96 % para 2018 e atingindo 4,50 % de 2025 em diante.

⁽⁵⁾ Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

⁽⁶⁾ Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.

⁽⁷⁾ Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

⁽⁸⁾ 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				
	2017				
	Plano de pensão		Saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Até 1 ano	4.944	105	1.334	5	6.388
De 1 a 2 anos	4.782	102	1.386	3	6.273
De 2 a 3 anos	4.637	100	1.428	4	6.169
De 3 a 4 anos	4.512	98	1.467	4	6.081
Acima de 4 anos	64.093	2.530	30.117	265	97.005
Total	82.968	2.935	35.732	281	121.916

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 2017, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 8.

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 pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST, 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.

O montante a ser distribuído aos empregados a título de PLR é calculado com base em seis indicadores corporativos cujas metas são definidas a cada ano pela Diretoria Executiva da companhia e aprovadas pelo Conselho de Administração durante a revisão do Plano de Negócios e Gestão - PNG. Os indicadores são:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

- Limite de volume de petróleo e derivados vazado;
- Custo unitário de extração sem participação governamental-Brasil;
- Produção de óleo e LGN-Brasil;
- Carga fresca processada-Brasil;
- Eficiência das Operações com Navio; e
- Atendimento à programação de entrega de gás natural.

O percentual de 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 líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras a ser distribuído aos empregados. Entretanto, 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, conforme acordo de metodologia para definição e pagamento de PLR no Sistema Petrobras assinado com os sindicatos e válido até março de 2019.

As empresas Liquigás, FCC e Ibiritermo possuem metodologia específica para cálculo de PLR, negociada com os seus respectivos sindicatos, por meio de convenção coletiva de trabalho, distinta do acordo de PLR das demais empresas do Sistema Petrobras.

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia apurou prejuízo consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras antes do provisionamento da PLR, porém, todas as metas estabelecidas pela Administração para 2017 foram alcançadas e, conforme previsto no ACT, a companhia provisionou a PLR equivalente à metade da remuneração mensal dos empregados, conforme quadro a seguir:

		2017	
		Efeito fiscal IRPJ e CSLL (34%)	Efeito Líquido
	PLR		
PLR estabelecida no ACT da Petrobras e Controladas	(455)	155	(300)
PLR Liquigás, FCC e Ibiritermo	(32)	11	(21)
	(487)	166	(321)

22.8. Plano de incentivo ao desligamento voluntário

A companhia implementou alguns programas de incentivo ao desligamento voluntário no período de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2017, conforme descrito a seguir:

	Inscritos	Desligados	Desistentes	Empregados Ativos
Petrobras (PIDV 2014 e 2016)	19.499	(16.441)	(2.801)	257
Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014, 2015 e 2016)	2.163	(1.678)	(468)	17
Total	21.662	(18.119)	(3.269)	274

A movimentação da provisão em 31 de dezembro de 2017 está representada a seguir:

	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	2.644	777
Inscritos no PIDV da Petrobras e BR 2016	-	4.117
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(757)	(35)
Utilização por desligamento	(1.775)	(2.215)
Saldo final	112	2.644
Circulante	112	2.644
Não circulante	-	-

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2017, 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

23.2.1. Gastos com emissão de ações

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

23.2.2. 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. Em 2017 a principal mudança de participação em controlada refere-se à BR Distribuidora, com efeito de R\$ 1.597, líquido de imposto de impostos, cuja operação foi relatada na nota explicativa 10.1.

23.3. Reservas de lucros

23.3.1. 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.

23.3.2. 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.

23.3.3. 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.

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 a 2017, a ser utilizado para constituição de reserva de incentivo em períodos subsequentes é de R\$ 129.

23.3.4. 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 2017, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros, no montante de R\$ 436.

23.4. Outros Resultados Abrangentes

No exercício de 2017 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão credor, no montante de R\$ 1.782, decorrente da tradução das demonstrações financeiras de controladas no exterior em moeda funcional diferente do real. Adicionalmente, motivada pela venda da totalidade de sua participação na Petrobras Chile Distribución Ltda e Guarani S.A., conforme nota explicativa 10.1, a companhia transferiu o montante de R\$ 116 para outras despesas líquidas, referente aos efeitos cambiais acumulados desde a data de aquisição destes investimentos até a data de sua alienação.
- ganhos atuarias com planos de benefícios definidos no montante de R\$ 5.312, líquido de imposto;
- hedge de fluxo de caixa de exportações, aumentando o patrimônio líquido no período de R\$ 5.276, líquido de impostos e do efeito de reclassificação de parte da variação cambial para resultado, totalizando em 31 de dezembro de 2017 o valor de R\$ 19.843, líquido de impostos, conforme nota explicativa 33.2.

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 2017 e 2016, 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

	2017			Consolidado e Controladora 2016		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Numerador básico e diluído						
Lucro (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras atribuído igualmente entre as classes de ações	(254)	(192)	(446)	(8.458)	(6.366)	(14.824)
Denominador básico e diluído						
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (R\$ por ação)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(1,14)	(1,14)	(1,14)

O resultado por ação básico é calculado dividindo-se o lucro ou (prejuízo) do exercício atribuído aos acionistas da companhia pela média ponderada da quantidade de ações em circulação.

O resultado por ação diluído é calculado ajustando-se o lucro ou (prejuízo) e a média ponderada da quantidade de ações levando-se em conta a conversão de todas as ações potenciais com efeito de diluição (instrumentos patrimoniais ou contratos capazes de resultar na emissão de ações).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Os resultados apurados do prejuízo básico e diluído apresentam o mesmo valor por ação em virtude da Petrobras não possuir ações potenciais.

24. Receita de vendas

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Receita bruta de vendas	362.577	357.366	306.796	296.101
Encargos de vendas ^(*)	(78.882)	(74.777)	(78.832)	(73.034)
Receita de vendas ^(**)	283.695	282.589	227.964	223.067
Diesel	79.993	88.750	62.711	74.471
Gasolina automotiva	53.534	56.540	39.052	43.540
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	12.786	10.669	11.109	8.966
Querosene de aviação (QAV)	10.003	8.931	10.426	9.288
Nafta	8.410	8.500	8.410	8.500
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.447	4.068	4.536	3.634
Outros derivados de petróleo	12.053	11.676	10.607	10.074
Subtotal de derivados	181.226	189.134	146.851	158.473
Gás natural	16.539	13.801	15.932	13.204
Etanol, nitrogenados e renováveis	12.388	13.024	10.896	10.881
Eletricidade	11.578	6.773	11.486	6.705
Serviços e outros	2.920	2.838	3.541	4.414
Mercado interno	224.651	225.570	188.706	193.677
Exportações	41.724	28.910	39.258	29.390
Vendas no exterior ^(***)	17.320	28.109	-	-
Mercado externo	59.044	57.019	39.258	29.390
Receitas de vendas ^(**)	283.695	282.589	227.964	223.067

^(*) Inclui, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

^(**) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.

^(***) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações. Em 2016, incluía vendas da PESA.

A receita de vendas foi superior à do período de 2016, devido ao crescimento da receita no mercado externo, influenciado pelo aumento da comercialização de petróleo, em razão da sua maior disponibilização devido à retração das vendas de derivados, em decorrência da maior colocação por importadores no mercado doméstico, bem como pelos maiores preços de petróleo e de derivados, acompanhando a elevação das cotações internacionais, compensados, em parte, pela redução das receitas com atividades no exterior, devido ao desinvestimento na Petrobras Argentina S.A. (PESA) e na Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD).

A redução da receita no mercado interno deve-se à retração do volume de vendas de derivados e redução dos preços de diesel e gasolina, em função da colocação desses produtos por importadores, compensadas, em parte, pelo maior preço médio de realização dos demais derivados, destacando os reajustes de preços do GLP e do QAV, refletindo o aumento das cotações internacionais.

Adicionalmente, contribuíram o aumento da receita de energia elétrica, pelos maiores despachos termelétricos com elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), em função da piora nas condições hidrológicas e maior volume de comercialização de gás natural, para atender o aumento dos despachos termelétricos, com preços mais elevados.

No exercício de 2017, não houve clientes que representassem 10% do total de vendas da companhia isoladamente. Em 2016 dois clientes terceiros representaram aproximadamente este percentual, com receitas de R\$ 30.156 e R\$ 26.743, impactando principalmente o segmento de abastecimento.

Destacamos que a partir de 1º de janeiro de 2018 o reconhecimento de receitas tem como base normativa o IFRS 15, conforme nota explicativa 6.1.

25. Outras despesas líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (<i>Class Action</i>)	(11.198)	-	(9.599)	-
Plano de pensão e saúde (inativos)	(6.116)	(4.956)	(5.710)	(4.722)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(5.100)	(6.560)	(4.718)	(6.460)
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.835)	(4.817)	(2.159)	(2.725)
PCLD/perdas sobre outros recebíveis	(1.382)	(2.225)	(383)	(148)
Relações institucionais e projetos culturais	(828)	(879)	(654)	(775)
Participação nos lucros ou resultados	(487)	-	(393)	-
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(224)	(281)	(221)	(276)
Despesas operacionais c/ termelétricas	(214)	(337)	(292)	(332)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	(116)	(3.693)	-	-
Provisão para assunção de dívidas de fornecedores com subcontratadas	-	(333)	-	-
Subvenções e assistências governamentais	292	587	46	122
Ganhos/ perdas na remensuração - Participações societárias	698	-	698	-
Gastos (reversões) com PIDV	757	(4.082)	613	(3.647)
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	814	432	732	430
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	1.093	4.864	1.093	4.886
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	1.189	1.988	1.189	1.988
Contratos de <i>Ship/ Take or Pay</i>	1.737	949	1.666	956
Resultado com alienações e baixas de ativos ^(*)	4.825	951	4.565	1.399
Outros	(875)	1.467	(1.204)	(403)
Total	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)

^(*) Inclui áreas devolvidas e projetos cancelados e o ganho no desinvestimento da NTS, no segundo trimestre de 2017, conforme nota explicativa 10.1, bem como R\$ 972 de perdas de materiais decorrentes de reavaliação da carteira de projetos, reconhecidos, principalmente, no terceiro trimestre de 2017.

Outras despesas operacionais superiores ao exercício anterior, com destaque para:

- acordo para encerramento da ação coletiva consolidada (*class action*) em curso nos Estados Unidos;
- menor resultado positivo relacionado com desmantelamento de áreas;
- aumento da despesa com planos de pensão e saúde com assistidos, em função dos juros sobre um maior saldo de obrigação atuarial líquida.

Esses efeitos foram compensados por:

- reversão de parte da provisão para o PIDV, decorrente da desistência de alguns participantes no exercício de 2017, comparada à constituição de provisão no ano anterior;
- menor efeito da realização de ajustes acumulados de conversão - CTA -, decorrentes de desinvestimentos de ativos, principalmente o da PESA, no 3º trimestre de 2016 (R\$ 3.627), proveniente da depreciação cambial, anteriormente reconhecida no patrimônio líquido;
- maior ganho na alienação/baixa de ativos com destaque para a venda da participação na Nova Transportadora do Sudeste (NTS) – nota explicativa 10.1; e
- maior ressarcimento de recursos recuperados pela Operação Lava Jato.

26. Custos e Despesas por natureza

	Consolidado		Controladora	
	Jan-Dez/2017	Jan-Dez/2016	Jan-Dez/2017	Jan-Dez/2016
Matérias-primas e produtos para revenda	(64.102)	(65.864)	(43.470)	(42.210)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(60.894)	(52.308)	(61.977)	(58.332)
Depreciação, depleção e amortização	(42.478)	(48.543)	(32.159)	(37.150)
Gastos com pessoal	(28.866)	(34.477)	(23.452)	(28.539)
Participação governamental	(25.241)	(16.688)	(25.168)	(15.888)
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (<i>Class Action</i>)	(11.198)	-	(9.599)	0
Tributárias ^(*)	(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(5.100)	(6.560)	(4.718)	(6.460)
Reversão/(perda) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
(Perdas)/ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(2.835)	(4.817)	(2.159)	(2.725)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(2.271)	(3.843)	(1.306)	(1.072)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(893)	(4.364)	(561)	(3.940)
Relações institucionais e projetos culturais	(828)	(879)	(654)	(775)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(224)	(281)	(221)	(276)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	(116)	(3.693)	-	-
Provisão para assunção de dívidas de fornecedores com subcontratadas	-	(333)	-	-
Varição dos estoques	421	(1.458)	(373)	(515)
Ganhos/ perdas na remensuração - Participações societárias	698	-	698	-
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	814	432	732	430
Resultado com alienações e baixas de ativos ^(**)	4.825	951	4.565	1.399
Total	(248.071)	(265.478)	(207.699)	(208.477)
Na Demonstração do Resultado				
Custo dos produtos e serviços vendidos	(192.100)	(192.611)	(156.109)	(153.725)
Despesas com vendas	(14.510)	(13.825)	(18.490)	(17.023)
Despesas gerais e administrativas	(9.314)	(11.482)	(6.465)	(8.242)
Tributárias ^(*)	(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.563)	(6.056)	(2.199)	(5.533)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.831)	(1.826)	(1.828)	(1.823)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Outras despesas líquidas	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)
Total	(248.071)	(265.478)	(207.699)	(208.477)

^(*) Inclui os efeitos do Programa de Regularização Tributária (PRT) e do Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), no valor de R\$ 2.568, reconhecidos, principalmente, no segundo trimestre de 2017.

^(**) Inclui áreas devolvidas e projetos cancelados e o ganho no desinvestimento da NTS, conforme nota explicativa 10.1.

Custo dos produtos vendidos inferior a 2016, refletindo:

- menores gastos com importações de petróleo e derivados devido à maior participação do óleo nacional processado nas refinarias e à redução do volume de vendas de derivados no mercado interno;
- menores gastos com importações de gás natural em função da maior participação do gás nacional no *mix* das vendas;
- redução dos custos associados às atividades no exterior em função, principalmente, do desinvestimento na Petrobras Argentina S.A. (PESA) e na Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD);
- menor depreciação influenciada pelo efeito das provisões de *impairment* de ativos, ocorridas em 2016;
- maiores gastos com participações governamentais, influenciados pelo aumento das cotações internacionais das *commodities*, bem como pelo aumento da produção do campo de Lula, que tem maior alíquota efetiva de Participação Especial; e
- maiores gastos de energia elétrica, em função do aumento do PLD.

As despesas de vendas foram superiores a 2016, com destaque para aumento dos gastos logísticos pela utilização dos gasodutos, em função do pagamento de tarifas a terceiros, a partir da venda da NTS (R\$ 2.082), menor provisão para créditos de liquidação duvidosa, em grande parte de recebíveis do setor elétrico e efeito do desinvestimento da PESA e da PCD.

As despesas gerais e administrativas refletem os menores gastos com pessoal, principalmente, pelo impacto dos desligamentos de funcionários (PIDV 2014 e 2016), e com serviços administrativos prestados por terceiros.

27. Resultado financeiro líquido

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Despesa com endividamentos	(23.570)	(26.955)	(16.619)	(20.523)
Variações cambiais e monetárias sobre endividamento líquido ^(*)	(13.184)	(8.971)	(8.269)	(10.550)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.850	1.894	638	664
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(34.904)	(34.032)	(24.250)	(30.409)
Encargos financeiros capitalizados	6.313	5.996	4.607	4.484
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	(212)	(375)	12	(66)
Resultado com títulos e valores mobiliários	76	21	1.199	1.046
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(2.432)	(2.296)	(2.365)	(2.285)
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(2.011)	979	(2.076)	68
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	1.571	2.522	1.013	1.458
Resultado financeiro líquido	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)
Receitas	3.337	3.638	2.917	2.418
Despesas	(23.612)	(24.176)	(17.521)	(18.967)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(11.324)	(6.647)	(7.256)	(9.155)
Total	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)

^(*) Inclui variação monetária sobre financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

As despesas financeiras líquidas foram superiores em 2017, principalmente por:

- maior variação cambial líquida, devido à depreciação do dólar frente libra e euro, e apreciação do dólar em relação ao real, apurados sobre a exposição cambial líquida da companhia;
- encargos decorrentes da adesão aos Programas de Regularização de Débitos Federais no período (nota explicativa 21); e
- redução nas despesas com financiamentos, em função de pré-pagamentos (nota explicativa 17).

28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Valores pagos e recebidos durante o período				
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	2.729	3.297	2.640	2.828
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa				
Aquisição de imobilizado a prazo	427	417	-	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	277	296	277	355
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	14.617	3.113	14.367	2.868
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	1.004	464	916	390
Pré pagamento de exportação	-	-	22.384	26.429

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

29. Informações por segmento

As informações segmentadas refletem a estrutura de avaliação da alta administração em relação ao desempenho e à alocação de recursos aos negócios.

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2017

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
Não circulante	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizável a longo prazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Investimentos	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Imobilizado	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
Em operação	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
Em construção	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Intangível	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740
Ativo	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515

Ativo Consolidado por Segmento de Negócio - 31.12.2016

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	18.262	40.609	11.707	1.319	9.906	81.262	(17.158)	145.907
Não circulante	438.332	130.750	51.808	380	10.398	28.795	(1.425)	659.038
Realizável a longo prazo	24.870	10.793	6.539	12	3.314	22.285	(1.262)	66.551
Investimentos	4.722	3.597	1.520	43	47	19	-	9.948
Imobilizado	401.057	115.745	42.675	325	6.308	5.929	(163)	571.876
Em operação	295.656	101.520	38.659	315	5.389	4.798	(163)	446.174
Em construção	105.401	14.225	4.016	10	919	1.131	-	125.702
Intangível	7.683	615	1.074	-	729	562	-	10.663
Ativo	456.594	171.359	63.515	1.699	20.304	110.057	(18.583)	804.945

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2017

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	134.737	214.067	39.549	682	88.050	-	(193.390)	283.695
Intersegmentos	130.195	51.549	9.672	644	1.330	-	(193.390)	-
Terceiros	4.542	162.518	29.877	38	86.720	-	-	283.695
Custo dos produtos vendidos	(89.222)	(184.469)	(28.118)	(706)	(81.451)	-	191.866	(192.100)
Lucro bruto	45.515	29.598	11.431	(24)	6.599	-	(1.524)	91.595
Despesas	(11.969)	(11.548)	(2.158)	(72)	(4.047)	(26.408)	231	(55.971)
Vendas	(397)	(5.526)	(5.745)	(6)	(3.180)	86	258	(14.510)
Gerais e administrativas	(1.049)	(1.461)	(529)	(72)	(874)	(5.328)	(1)	(9.314)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.563)	-	-	-	-	-	-	(2.563)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.066)	(40)	(83)	-	(2)	(640)	-	(1.831)
Tributárias	(1.633)	(651)	(827)	(21)	(132)	(2.657)	-	(5.921)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	142	(2.297)	(1.684)	(23)	-	-	-	(3.862)
Outras receitas (despesas), líquidas	(5.403)	(1.573)	6.710	50	141	(17.869)	(26)	(17.970)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	33.546	18.050	9.273	(96)	2.552	(26.408)	(1.293)	35.624
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(31.599)	-	(31.599)
Resultado de participações em investimentos	440	1.411	374	(85)	8	1	-	2.149
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	33.986	19.461	9.647	(181)	2.560	(58.006)	(1.293)	6.174
Imposto de renda e contribuição social	(11.406)	(6.137)	(3.154)	33	(867)	15.294	440	(5.797)
Lucro líquido (prejuízo)	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	22.453	13.510	6.113	(148)	1.663	(43.184)	(853)	(446)
Acionistas não controladores	127	(186)	380	-	30	472	-	823
Lucro líquido (prejuízo)	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio - 31.12.2016

	E&P	Abasteci- mento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	116.033	217.181	32.809	839	97.101	-	(181.374)	282.589
Intersegmentos	110.946	59.522	8.638	807	1.461	-	(181.374)	-
Terceiros	5.087	157.659	24.171	32	95.640	-	-	282.589
Custo dos produtos vendidos	(86.186)	(167.686)	(23.829)	(919)	(89.563)	-	175.572	(192.611)
Lucro bruto	29.847	49.495	8.980	(80)	7.538	-	(5.802)	89.978
Despesas	(23.086)	(18.376)	(4.894)	(212)	(7.246)	(19.357)	304	(72.867)
Vendas	(510)	(6.430)	(2.651)	(6)	(4.590)	29	333	(13.825)
Gerais e administrativas	(1.216)	(1.535)	(716)	(83)	(937)	(6.994)	(1)	(11.482)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(6.056)	-	-	-	-	-	-	(6.056)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(696)	(199)	(62)	(2)	(1)	(866)	-	(1.826)
Tributárias	(295)	(342)	(762)	(10)	(103)	(944)	-	(2.456)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(10.700)	(8.090)	(1.217)	(24)	(266)	-	-	(20.297)
Outras receitas (despesas), líquidas	(3.613)	(1.780)	514	(87)	(1.349)	(10.582)	(28)	(16.925)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	6.761	31.119	4.086	(292)	292	(19.357)	(5.498)	17.111
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(27.185)	-	(27.185)
Resultado de participações em investimentos	97	(176)	282	(862)	30	-	-	(629)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	6.858	30.943	4.368	(1.154)	322	(46.542)	(5.498)	(10.703)
Imposto de renda e contribuição social	(2.299)	(10.581)	(1.389)	99	(99)	10.058	1.869	(2.342)
Lucro líquido (prejuízo)	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	4.762	20.594	2.557	(1.055)	220	(38.273)	(3.629)	(14.824)
Acionistas não controladores	(203)	(232)	422	-	3	1.789	-	1.779
Lucro líquido (prejuízo)	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia apresentou um maior lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos (lucro operacional), devido às maiores exportações líquidas de petróleo e derivados a preços mais elevados, à redução dos gastos com pessoal, ao ganho com a venda da NTS e ao menor *impairment*. Por outro lado, a celebração do acordo para encerramento da *Class Action* e a adesão aos Programas de Regularização de Débitos Federais, que foram importantes para eliminar riscos e incertezas, atenuaram o aumento do lucro. A maioria dos segmentos de negócios da companhia contribuiu para o crescimento do lucro operacional no período.

O segmento de Exploração e Produção (E&P) teve crescimento do lucro bruto decorrente do aumento das cotações do *Brent* somada a uma redução dos custos com depreciação, tendo sido parcialmente compensado pelos maiores gastos com participações governamentais. Esta melhora no desempenho operacional aliada à reversão de *impairment* e aos menores gastos com ociosidade de equipamentos resultaram em crescimento significativo do lucro operacional.

As operações do segmento de Abastecimento apresentaram menor lucro bruto decorreu da redução das margens de comercialização, principalmente de diesel e gasolina, da valorização do *Brent* e de óleos nacionais, e da queda do volume de vendas de derivados no mercado interno. O lucro operacional também apresentou queda, embora tenha havido menores despesas de vendas, com PIDV e com *impairment* de ativos.

Em relação ao segmento de Gás e Energia, o maior lucro bruto decorreu do aumento das vendas de gás natural, maiores preços de venda e do aumento da participação do gás nacional no total ofertado. Estes fatores, aliados ao reconhecimento do ganho com a venda da NTS resultaram em aumento do lucro operacional, parcialmente compensado pelo maior *impairment*.

No segmento de Distribuição o decréscimo no lucro bruto refletiu a queda no volume de vendas e *market share*, em função, principalmente, do menor volume vendido às térmicas, além do maior avanço dos *players* regionais, compensado parcialmente pelo aumento nas margens de comercialização. Já o lucro operacional apresentou crescimento, refletindo, principalmente, menores perdas com créditos de liquidação duvidosa, com processos judiciais, bem como com reversão de gastos com PIDV provisionados em 2016.

30. Processos judiciais e contingências

30.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime; (ii) diferenças de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados; e (iii) ações de terceirizados.
- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; (ii) demandas relacionadas ao recolhimento de ICMS na venda de querosene de aviação; e (iii) aproveitamento de créditos de ICMS na importação de plataformas.
- Processos cíveis referentes a: (i) acordo em negociação para encerrar a ação coletiva consolidada perante a Corte Federal de Nova Iorque; (ii) cobrança de royalties sobre a atividade de extração de xisto; (iii) reclamação por descumprimento contratual relacionado à construção de plataforma; (iv) indenização decorrente de ação de desapropriação de área para constituição de servidão de passagem; (v) cobrança de royalties e participações governamentais sobre produção de gás; e (vi) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo circulante e não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Processos trabalhistas	4.513	3.995	4.020	3.594
Processos fiscais	4.065	4.981	2.581	3.241
Processos cíveis	14.362	1.873	12.190	1.377
Processos ambientais	300	194	286	179
Outros processos	1	9	-	-
Total	23.241	11.052	19.077	8.391
Passivo circulante	7.463	-	6.397	-
Passivo não circulante	15.778	11.052	12.680	8.391

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	11.052	8.776	8.391	7.282
Adição, líquido de reversão	12.726	3.462	10.982	1.630
Utilização	(1.448)	(2.213)	(1.072)	(1.615)
Atualização de juros	909	1.211	776	1.094
Outros	2	(184)	-	-
Saldo final	23.241	11.052	19.077	8.391

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2017, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

No exercício de 2017, as principais movimentações na provisão para processos judiciais ocorreram principalmente pelo acordo da ação coletiva provisionado no quarto trimestre e por decisões judiciais e administrativas desfavoráveis à companhia, que resultaram na alteração da expectativa de perda para provável, bem como pela atualização monetária do saldo provisionado, conforme apresentado a seguir:

30.1.2. Processos trabalhistas

A provisão para processos trabalhistas aumentou R\$ 518 em função de análise de decisões ocorridas no período sobre diversas reclamações trabalhistas, além de atualização monetária do saldo provisionado, compensado parcialmente pela reversão de provisão da ação coletiva do SINDIPETRO/NF sobre diferenças de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, em virtude de êxito na ação rescisória no Tribunal Superior do Trabalho (TST).

30.1.3. Processos fiscais

A provisão para processos fiscais reduziu R\$ 916, principalmente refletindo a reversão da provisão, constituída em 2016, para processos judiciais e administrativos relacionados a não homologação de compensações de tributos federais, em virtude da adesão ao Programa de Regularização Tributária (PRT), conforme nota explicativa 21.2.1.

Adicionalmente, de janeiro a setembro de 2017, ocorreram provisões que foram integralmente constituídas, em virtude de decisões desfavoráveis, e revertidas devido à adesão a programas de regularização de tributos, conforme os principais processos a seguir:

- não homologação de compensações de tributos federais, conforme nota explicativa 21.2.1 de adesão ao PRT;
- dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos ao Plano Petros, benefício fiscal de redução de alíquotas de II e IPI na importação de equipamentos e aproveitamento de prejuízo fiscal de IRPJ e base de cálculo negativa da CSLL, conforme nota explicativa 21.2.2 de adesão ao PERT.

30.1.4. Processos cíveis

A provisão para processos cíveis aumentou R\$ 12.489 principalmente em função da assinatura do Acordo da Ação Coletiva pela Petrobras (juntamente com sua subsidiária PGF) no montante de R\$ 11.198, conforme nota explicativa 30.4.1, análise de decisões ocorridas no período a respeito da cobrança de *royalties* e participações governamentais sobre produção de gás no campo de Urucu, de multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição e de diversos outros processos, bem como pela atualização monetária do saldo provisionado.

Adicionalmente, em 2017, ocorreram provisões que foram integralmente constituídas, em virtude de acordos realizados e decisões desfavoráveis, revertidas devido ao pagamento e adesão a programas de regularização de tributos, além de cumprimento de pagamento por decisão arbitral desfavorável, conforme a seguir:

- ações individuais propostas perante a corte federal de Nova Iorque, conforme nota explicativa 30.4.1;
- diferença de participação especial e *royalties* incidentes sobre a produção de petróleo e gás, conforme nota explicativa 21.2.3 de adesão ao PRD; e
- decisão arbitral proferida pela Câmara de Comércio Internacional contra a PNBV no montante de R\$ 425, relativa à construção da plataforma P-62.

30.2. Depósitos judiciais

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

Ativo não circulante	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais	10.922	5.875	10.052	5.013
Cíveis	2.947	3.588	2.842	3.483
Trabalhistas	3.998	3.277	3.637	2.989
Ambientais	581	275	554	250
Outros	17	17	-	-
Total	18.465	13.032	17.085	11.735

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	13.032	9.758	11.735	8.590
Adição, líquido de reversão	5.155	3.232	5.044	2.946
Utilização	(441)	(499)	(343)	(389)
Atualização de juros	721	635	649	588
Outros	(2)	(94)	-	-
Saldo final	18.465	13.032	17.085	11.735

Em 2017, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de R\$ 5.155 decorrentes, em grande parte, da decisão desfavorável proferida pelo Tribunal Regional Federal do RJ em outubro de 2017, ao entender que as remessas para pagamento de afretamento, no período de 1999 a 2002, estariam sujeitas ao IRRF, conforme nota explicativa 30.3.

30.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer 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, acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2017, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Natureza	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais	129.466	155.882
Trabalhistas	23.825	23.547
Cíveis - Gerais	31.825	29.491
Cíveis - Ambientais	7.787	7.079
Outras	-	4
Total	192.903	216.003

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	
	31.12.2017	31.12.2016
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 embarcações. Situação atual: Em outubro de 2017, o Tribunal Regional Federal do RJ proferiu decisão desfavorável à companhia ao entender que as remessas para pagamento de afretamento, no período de 1999 a 2002, estariam sujeitas ao IRRF, cujo débito atualizado em setembro de 2017 é de R\$ 8,8 bilhões. A discussão jurídica trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da Companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. A companhia aderiu ao programa de pagamento e parcelamento instituído pela Lei nº 13.586/17, possibilitando o encerramento de discussões administrativas e judiciais de IRRF relativo aos exercícios de 2008 a 2013, incluindo a autuação fiscal recebida pela companhia no dia 2 de janeiro de 2018 relativo ao exercício de 2013, conforme nota explicativa 21.2.4. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fase administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da Companhia, incluindo a autuação fiscal recebida pela companhia no dia 2 de janeiro de 2018.	43.141	50.446
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Em 2017, a companhia recebeu novo auto de infração relacionado à não adição de lucro de controladas no exterior, que somado às demais questões deste assunto, envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível face ao fato de haver manifestações favoráveis ao entendimento da Companhia nos Tribunais Superiores.	13.191	10.088
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	11.977	11.000
4) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa, incluindo novo auto de infração recebido pela companhia.	5.097	3.431
5) Cobrança da CIDE-Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial em fases distintas.	2.224	2.137
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A sentença publicada em maio e confirmada em junho de 2017 reconheceu a dedutibilidade na base de cálculo IRPJ e da CSLL, porém, limitada a 20% da folha de salários dos empregados e da remuneração dos dirigentes vinculados ao Plano. Após análise dos fundamentos das referidas decisões, a companhia alterou a expectativa de perda deste processo para provável. As demais questões remanescentes deste item, cujo fundamento jurídico é distinto, permanecem como expectativa de perda possível e encontram-se em fase administrativa e judicial diversas.	2.028	7.675
7) Dedução imediata da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento da produção de petróleo. Situação atual: Revisão da expectativa de perda para remota, em virtude do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF) ter proferido por unanimidade, decisões favoráveis à companhia em processo administrativo.	-	20.549
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
8) Cobrança de ICMS por falta de emissão de nota fiscal na movimentação da sonda para o bloco exploratório e no retorno desta embarcação, bem como cobrança decorrente do desenquadramento da admissão temporária pelo fato de o desembarço aduaneiro da importação da sonda ter sido realizado no Estado do RJ e não no Estado de SP. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial. Em relação ao processo de falta de emissão de nota fiscal na movimentação da sonda, houve decisão definitiva favorável à companhia, motivo pelo qual o valor deste item foi reduzido.	2.518	5.551
9) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como 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.	2.933	2.718
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, BA e AL.		
10) 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.	4.519	4.412
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Maratáizes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
11) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES 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.	4.050	3.642

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, SP, PR, RO e MG.

12) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno e outros questionamentos decorrentes da utilização de benefício fiscal de ICMS.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial.

3.595 4.189

Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, ES, PA, PE e PB.

13) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.

3.227 2.739

Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL e SE.

14) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.

Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa, e outros na esfera judicial.

3.287 1.598

Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, RN, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.

15) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas promovidas por terceiros em operações subsequentes.

Situação atual: A questão envolve processos que se encontram na esfera administrativa e judicial diversas.

3.404 2.459

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.

16) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia, 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.

2.817 2.696

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA e PA e AL.

17) 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.

1.912 1.846

Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do AM, BA, RS e RJ.

18) Cobrança de ICMS pelos Estados em razão de controvérsia quanto à formação da base de cálculo nas operações interestaduais e internas de transferências entre estabelecimentos de um mesmo contribuinte.

Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial.

1.481 1.143

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.

19) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.

Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.

1.696 1.321

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP e PR.

20) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.

941 1.111

Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de PE.

21) 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 consequentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência.

Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa, e outros na esfera judicial.

1.108 1.018

22) Processos diversos de natureza fiscal

14.320 14.113

Total de processos de natureza fiscal**129.466 155.882**

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Descrição dos processos de natureza trabalhista

	Estimativa	
	31.12.2017	31.12.2016
Autor: SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, SE, AL, RN, CE, PI, 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: Aguarda-se julgamento de incidente de recurso repetitivo pelo Pleno do Tribunal Superior do Trabalho, o qual determinou a suspensão do julgamento do dissídio coletivo de natureza jurídica, instaurado pela Companhia, até o julgamento do mencionado incidente. Diante do precedente desfavorável na Seção de Dissídios Individuais e de decisão favorável na Seção de Dissídios Coletivos, ambos no âmbito do Tribunal Superior do Trabalho, a Companhia entende que a melhor expectativa para as demandas é de perda possível.	14.940	14.286
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF.		
2) O Autor objetiva a condenação da companhia 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 companhia seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobreaviso e o intervalo interjornada de 11 horas, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho para julgamento do recurso de revista do reclamante.	1.286	1.203
Autor: SINDIPETROS dos Estados do ES, RJ, MG, BA, SP, PR, CE, PI, SC, AL, SE e RS.		
3) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes de pretendida alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, considerando proporção superior à instituída pela Lei nº 605/49, que é de 1/6. Situação atual: O Tribunal Superior do Trabalho (TST) uniformizou, em todas as suas turmas, entendimento acerca dos reflexos do Repouso Semanal Remunerado em sentido favorável à tese da companhia, sendo que há processos individuais e coletivos julgados favoravelmente aos autores antes da referida uniformização, cuja estimativa é retratada neste item. Todavia, duas dessas ações coletivas (SINDIPETRO/MG e SINDIPETRO/NF) tiveram suas decisões rescindidas pelo TST, por força de ações rescisórias propostas pela companhia, em sessões de julgamento em 26/09/2017 e 20/02/2018, respectivamente, razão pela qual, diante da remota possibilidade de reversão das decisões do TST firmadas nas rescisórias, as expectativas de perdas dessas duas ações coletivas foram alteradas de possível para remota.	403	1.016
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	7.196	7.042
Total de processos de natureza trabalhista	23.825	23.547

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa	
	31.12.2017	
	31.12.2016	
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.		
1) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula e Cernambi no Consórcio BM-5-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça; 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: A lista envolve processos judiciais e arbitrais. No caso dos campos de Lula/Cernambi e Baúna/Piracaba, os valores das supostas diferenças de participações especiais foram depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, atualmente as diferenças têm sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente. No caso da unificação dos Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, o STJ concluiu seu julgamento no sentido de que é o tribunal arbitral quem deve avaliar se o caso é arbitrável, ou não. No processo referente à unificação de Tartaruga Verde e Mestiça, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem. Desse modo, atualmente, estão suspensas as arbitragens de Lula e Cernambi e Baúna e Piracaba, ao passo que o Poder Judiciário declarou a inexistência de óbice ao prosseguimento das arbitragens relativas ao Parque das Baleias e aos Campos de Tartaruga Verde e Mestiça. A alteração de valor se refere a atualização monetária e ao acréscimo das participações governamentais dos Campos do Parque das Baleias, cuja cobrança está suspensa por força de decisão arbitral/judicial.	8.711	6.493
2) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em vários campos, destacando a divergência na interpretação da aplicação dos preços do petróleo utilizados para o cálculo das participações governamentais no campo de Lula. A linha também inclui discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo. Situação atual: Em agosto de 2017, a companhia obteve decisão judicial desfavorável em um dos processos de multa ANP, o que motivou a alteração da expectativa de perda para provável de parte dos processos relativos ao item. Em contrapartida, um processo envolvendo campo de Lula foi transferido para perda remota em virtude de decisão favorável na esfera administrativa. As demais questões remanescentes envolvem processos em fase administrativa e judicial em diversas fases.	5.410	5.437
Autor: Diversos autores no país e EIG Management Company nos Estados Unidos.		
3) Arbitragens no país e ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete") Situação atual: As arbitragens estão em diversos estágios, sem que tenha sido proferida sentença em qualquer delas. A ação judicial proposta pela EIG e afiliadas alega que a Companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na "Sete", através de comunicações que teriam deixado de revelar o suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a "Sete". A Corte Distrital de Colúmbia, EUA, acolheu em parte a defesa preliminar da Petrobras (motion to dismiss). A Petrobras recorreu da parte em que foi vencida na decisão e, o processo atualmente está suspenso em primeira instância, em virtude da interposição do recurso. No dia 30 de outubro, a Petrobras apresentou uma resposta às contrarrazões da EIG ao recurso.	7.036	5.358
Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.		
4) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina, diesel e GLP no mercado interno. Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial. Em julgamento recente o Poder Judiciário reconheceu a inexistência de direito à indenização por parte da Refinaria de Manguinhos. A decisão do Poder Judiciário acompanha o entendimento anteriormente manifestado pelo CADE, refletindo na expectativa do processo que foi alterada para remota.	-	1.875
Autor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc.		
5) Arbitragem nos Estados Unidos sobre rescisão unilateral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer. Situação atual: Foram realizadas audiências para oitiva de testemunhas e alegações finais das partes. A decisão do tribunal arbitral é esperada para o primeiro trimestre de 2018.	1.323	1.304
6) Processos diversos de natureza cível	9.345	9.024
Total de processos de natureza cível	31.825	29.491
Descrição dos processos de natureza ambiental		
	Estimativa	
	31.12.2017	
	31.12.2016	
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
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 de julho de 2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a companhia, ré, interpuseram recursos de apelação.	3.115	2.786
Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.		
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação de exploração e produção (upstream) impugnadas em virtude de divergência quanto à interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36. Situação atual: Quanto às multas, algumas aguardam julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa e outras já estão sendo discutidas judicialmente. E no que toca à ação civil pública, a companhia recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso em julgamento pelo Tribunal Regional Federal.	1.469	1.439
3) Processos diversos de natureza ambiental	3.203	2.854
Total de processos de natureza ambiental	7.787	7.079

30.4. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

30.4.1. Ação coletiva nos Estados Unidos 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, Petrobras International Finance Company S.A. ("PifCo"), Petrobras Global Finance BV ("PGF," e coletivamente com a Companhia e PifCo, a "Petrobras"), certos subscritores de ofertas públicas de títulos de dívida feitas pelos Réus da Petrobras (os "Subscritores"), entre outros réus (os "Réus"), 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, "SDNY" ou a "Corte Distrital"). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 ("Ação Coletiva Consolidada" ou "Ação Coletiva"). A Corte designou um autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), em 4 de março de 2015.

Em resumo, na Ação Coletiva Consolidada, foram apresentados pedidos com base no United States Securities Exchange Act de 1934 (o "Exchange Act") e no United States Securities Act de 1933 (o "Securities Act"), sob a alegação de que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na United States Securities and Exchange Commission (a "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 financeiras e as políticas anticorrupção, 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.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, trinta e três ações foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte, e uma ação foi proposta na Corte Federal para o Distrito Leste da Pennsylvania, nos Estados Unidos (United States District Court for the Eastern District of Pennsylvania, coletivamente as "Ações Individuais"), com alegações similares àquelas apresentadas na Ação Coletiva Consolidada.

Entre agosto de 2015 e Dezembro de 2015, a companhia e determinados réus apresentaram *Motion to Dismiss* requerendo a extinção sumária de pedidos feitos na Ação Coletiva Consolidada e em determinadas Ações Individuais. Alguns pedidos foram extintos de forma definitiva, e outros foram extintos, mas com permissão para que fossem formulados novamente. Portanto, as ações continuaram contra a companhia e outros réus em relação a determinados pedidos. Após a fase de *Motion to Dismiss*, a petição inicial que passou a ser considerada para fins de julgamento, na Ação Coletiva Consolidada, foi a quarta petição consolidada, apresentada em 30 de novembro de 2015 pelos autores USS, Employees' Retirement System of the State of Hawaii ("Hawaii"), North Carolina Department of State Treasurer ("North Carolina", coletivamente "Autores Principais"), e um outro autor cujos pedidos foram posteriormente extintos.

O Juiz determinou que a audiência de julgamento da Ação Coletiva e das Ações Individuais começaria no dia 19 de setembro de 2016, tendo determinado, também, que quaisquer Ações Individuais apresentadas perante a Corte Distrital após 31 de dezembro de 2015 seriam suspensas para todos os efeitos até o encerramento do julgamento das ações consolidadas. Seis das Ações Individuais foram suspensas como resultado desta decisão.

Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu o pedido dos Autores Principais para certificação de classe, certificando uma classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act representada por Hawaii e North Carolina (a "Classe do Securities Act"), e uma classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no Exchange Act, representada por USS (a "Classe do Exchange Act"). A Classe do Securities Act foi definida, em grande parte, como todos os adquirentes de valores mobiliários emitidos por Petrobras, PifCo e/ou PGF, em transações nos Estados Unidos, diretamente em, nos termos de e/ou rastreáveis a ofertas públicas de 15 de maio de 2013 e 11 de março de 2014, e que sofreram prejuízos. A Classe do Exchange Act foi definida, em grande parte, como todos os adquirentes de valores mobiliários da Petrobras, da PifCo e/ou da PGF, entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015, na Bolsa de Valores de Nova Iorque (New York Securities Exchange) ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos, e que sofreram prejuízos.

Em 15 de junho de 2016, a Corte Federal de Apelações (United States Court of Appeals for the Second Circuit, a “Corte de Apelações”) admitiu recurso da Petrobras e (outros réus) contra a decisão da Corte Distrital que certificou as classes da Ação Coletiva. A Petrobras (e outros réus) requereram ao Juiz que suspendesse os processos perante a Corte Distrital. Em 24 de junho de 2016, o Juiz negou o pedido de suspensão, e, em 27 de junho de 2016, as partes apresentaram seus pedidos de julgamento sumário da causa. A Petrobras (e outros réus), então, solicitaram à Corte de Apelações a suspensão de todos os processos. Em 2 de agosto de 2016, a Corte de Apelações acolheu o pedido de suspensão de todos os processos perante a Corte Distrital, enquanto o recurso estivesse pendente de julgamento.

Entre 21 de outubro de 2016 e 13 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou acordos para encerrar vinte e uma Ações Individuais (as “Ações Individuais Encerradas”), deixando treze Ações Individuais pendentes (seis das quais estavam suspensas desde o ajuizamento) (as “Ações Individuais Pendentes”). Os termos dos acordos das Ações Individuais Encerradas são sigilosos e a Petrobras nega todas as alegações de prática de atos contrários à legislação. Os acordos têm por objetivo eliminar incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessas disputas.

Para refletir os acordos celebrados nas Ações Individuais Encerradas, assim como as negociações em estágio avançado com outros autores de ações individuais, a companhia reconheceu R\$ 1.476 no resultado (R\$ 261 em 2017 e R\$ 1.215 em 2016).

Em 7 de julho de 2017, a Corte de Apelações anulou, em parte, a decisão de certificação de classes da Ação Coletiva e determinou que a Corte Distrital reavaliasse o tema.

A Corte de Apelações acolheu parcialmente o recurso da Petrobras (e outros réus), ao rejeitar alguns aspectos da decisão da Corte Distrital e confirmar outros. Dentre outras questões, a Corte de Apelações entendeu que o Juiz deveria ter considerado a necessidade de prova de localização das transações nos Estados Unidos através de evidências comuns aos membros da classe e, caso negativo, se questões coletivas prevaleceriam sobre questões individuais. O efeito da decisão da Corte de Apelações é a anulação das classes certificadas pela Corte Distrital, enquanto pendente a reavaliação do tema em primeira instância.

Em 21 de julho de 2017, a Petrobras (e outros réus) interpuseram recurso para o órgão colegiado superior da Corte de Apelações, impugnando os aspectos da decisão da Corte de Apelações que confirmaram a decisão da Corte Distrital, o qual foi rejeitado em 24 de agosto de 2017.

Em 1º de novembro de 2017, a Petrobras (e outros réus) apresentaram recurso à Suprema Corte contra a decisão da Corte de Apelações referente à certificação de classe. Em 3 de novembro de 2017, a Corte de Apelações acatou o pedido de suspensão do processo apresentado pela Petrobras em 30 de agosto de 2017.

Ao final de dezembro de 2017, a companhia assinou um acordo para encerrar a Ação Coletiva Consolidada, ainda sujeito à aprovação judicial (o “Acordo da Ação Coletiva”).

O Acordo da Ação Coletiva tem por objetivo encerrar todas as demandas atualmente em curso e que poderiam ser propostas por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras nos Estados Unidos ou por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras listados para transações ou que foram liquidados por meio da Depository Trust Company nos Estados Unidos, inclusive as Ações Individuais Pendentes. Nos termos do Acordo da Ação Coletiva, para fins do acordo apenas, as partes concordaram com a certificação de uma nova classe definida como todos os indivíduos que (i) durante o período entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015 (o “Período da Classe”) adquiriram valores mobiliários da Petrobras, incluindo valores emitidos por PifCo e/ou PGF, na Bolsa de Valores de Nova Iorque ou nos termos de outras Transações Cobertas; e/ou (ii) adquiriram valores mobiliários emitidos por Petrobras, PifCo e/ou PGF em Transações Cobertas, diretamente em, nos termos de e/ou rastreáveis à oferta pública de 13 de maio de 2013 registrada nos Estados Unidos e/ou à oferta pública de 10 de março de 2014 registrada nos Estados Unidos, antes que a Petrobras tornasse disponível aos detentores de seus valores mobiliários uma declaração financeira cobrindo um período de pelo menos doze meses a partir da data efetiva das ofertas (11 de agosto de 2014 para a oferta pública de 13 de maio de 2013, e 15 de maio de 2015 para a oferta pública de 10 de março de 2014).

Transações Cobertas foram definidas como (i) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras listados para transações na Bolsa de Valores de Nova Iorque; (ii) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras que foram liquidados por meio do sistema de registro da Depository Trust Company; ou (iii) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras que de outra forma se qualifique como “doméstica” nos termos da decisão da Suprema Corte em *Morrison v. National Australia Bank*, 561 U.S. 247 (2010). Aquisições de valores mobiliários da Petrobras na B3 estão excluídas da definição de Transações Cobertas.

Caso seja aprovado, o Acordo da Ação Coletiva elimina o risco de um julgamento desfavorável, que, conforme anteriormente reportado pela Petrobras, poderia causar um efeito material adverso à companhia e a sua situação financeira, bem como elimina incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessa disputa.

No Acordo da Ação Coletiva, a Petrobras (juntamente com sua subsidiária PGF) concordou em pagar US\$ 2.950 milhões (R\$ 9.759), em duas parcelas de US\$ 983 milhões (R\$ 3.252) e uma última parcela de US\$ 983 milhões (R\$ 3.255). A primeira parcela do acordo foi paga em 1º de março de 2018. A segunda parcela será paga em até dez dias da aprovação final do Acordo da Ação Coletiva. A terceira parcela será paga (i) em até seis meses da aprovação final, ou (ii) em 15 de janeiro de 2019, o que acontecer por último. Desta forma, a companhia reconheceu no resultado do quarto trimestre de 2017, em outras despesas líquidas, o valor de R\$ 11.198 considerando impostos (*gross up*) da parcela referente à Petrobras.

Em 16 de janeiro de 2018, a Suprema Corte dos Estados Unidos acolheu um pedido consensual das partes para postergar a análise do recurso da Petrobras enquanto estiver pendente a aprovação final do Acordo da Ação Coletiva.

O Acordo da Ação Coletiva foi apresentado à Corte Distrital para aprovação preliminar. Em 23 de fevereiro de 2018, foi realizada audiência perante a Corte Distrital, tendo o juiz decidido favoravelmente à aprovação preliminar no dia 28 de fevereiro de 2018. Os potenciais membros da classe serão notificados e terão a oportunidade de aderir ou não ao acordo e apresentar eventuais objeções que serão apreciadas pela Corte Distrital.

Após a notificação e o período para objeções, a Corte Distrital conduzirá uma audiência, em 4 de junho de 2018, para decidir sobre a aprovação final do Acordo da Ação Coletiva. Caso a aprovação final não seja concedida pela Corte Distrital, ou se o acordo não se tornar final por outras razões, a companhia retornará à posição em que estava antes do Acordo da Ação Coletiva e, dependendo do resultado da disputa subsequente, a companhia pode ser obrigada a pagar quantias substanciais, que podem ter um efeito material adverso à sua condição financeira, seus resultados operacionais consolidados ou seu caixa consolidado para um período de declaração específico.

Algumas pessoas físicas estão buscando medidas no Brasil contra a Petrobras para anular e/ou suspender o Acordo da Ação Coletiva. Até o momento, nenhuma medida adversa foi tomada contra o referido acordo.

Se o Acordo da Ação Coletiva for aprovado de forma definitiva, os autores das Ações Individuais Pendentes serão elegíveis a participar do acordo. Estes autores também terão a opção de não aderir ao Acordo da Ação Coletiva e, se o fizerem, tais ações continuarão.

As Ações Individuais Pendentes envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, o cronograma definido pela corte, o tempo das decisões judiciais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, a decisão da corte em questões chave, e análises de peritos. Ressalvado o disposto acima, a companhia não é capaz de determinar neste momento se os autores das Ações Individuais Pendentes vão decidir participar do Acordo da Ação Coletiva ou de fazer uma estimativa confiável de eventuais perdas, se houver, com as Ações Individuais Pendentes se os autores decidirem não aderir ao Acordo da Ação Coletiva.

A companhia pretende se defender firmemente nessas ações.

30.4.2. Ação coletiva movida por Fundação de investidores na Holanda

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, e suas subsidiárias, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) e, Petrobras Global Finance B.V. (PGF), e empreendimento controlado em conjunto Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa um grupo não identificado de investidores e requer declaração judicial de que os réus teriam atuado ilegalmente em relação a investidores que adquiriram ações ou valores mobiliários emitidos por Petrobras e PGF fora dos EUA antes de 28 de julho de 2015, em conexão com os alegados atos ilegais, afirmando que a suposta perda financeira desses investidores se relacionaria com fatos revelados pela Operação Lava-Jato e por supostas informações financeiras falsas divulgadas pela companhia.

Petrobras, PGF, PIB BV e PO&G apresentaram petição ao juízo no dia 3 de maio de 2017, comparecendo ao processo e indicando os seus advogados.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência, na Corte Distrital de Rotterdam, para estabelecer o cronograma do processo. Foram definidas, então, as datas das próximas etapas da ação coletiva: (i) apresentação pelas rés de defesas preliminares (novembro de 2017), (ii) a resposta escrita da Fundação (março de 2018) e (iii) realização de audiência acerca dessas manifestações das partes (28 de junho de 2018). O tribunal apresentará sua decisão sobre os temas acima em setembro de 2018. A Petrobras (e outros réus) apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017.

A demanda diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os investidores, as leis aplicáveis ao caso, a produção de provas na posse de terceiros, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo. Não é possível prever no momento se a empresa será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações, eis que essa análise dependerá do resultado desses procedimentos, bem como se e quais investidores poderiam apresentar pedidos indenizatórios.

Além disso, as alegações feitas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades. Todos estes elementos fazem com que o possível impacto dos pedidos da Fundação seja altamente incerto na atual fase do processo. Independentemente disso, a Petrobras acredita ter sido vítima do sistema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato, bem como busca demonstrar e provar essa condição também perante as autoridades holandesas.

Tendo em vista as incertezas presentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A Fundação não tem direito a reclamar quaisquer perdas e danos e, caso estes sejam reconhecidos, deverão ser fixados em processos específicos posteriores a serem ajuizados pelos próprios investidores ou em nome dos mesmos, a menos que um acordo seja celebrado incluindo esses investidores.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e irão se defender firmemente na ação em referência.

30.4.3. Outros processos relacionados iniciados por investidores

A companhia também é parte em arbitragens e processos judiciais no Brasil, os quais estão atualmente em suas etapas iniciais. Esses processos foram propostos por investidores que compraram ações na B3 e alegam prejuízos decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

30.5. Contingências Ativas

30.5.1. Recuperação de PIS e COFINS

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre:

i) PIS: fevereiro de 1999 e novembro de 2002; e

ii) COFINS: fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes e têm o mérito transitado em julgado. O pedido de restituição dos valores requer a prévia homologação pelo Juízo dos laudos de liquidação e posteriormente a execução judicial do direito. Em 2017, para a maior parcela a ser recuperada, houve a publicação de laudo de liquidação favorável à Petrobras. O processo ainda aguarda a homologação pelo Juízo.

Em 31 de dezembro de 2017, a companhia possui registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, atualizado monetariamente, o montante de R\$ 3.212 (R\$ 3.193 em 31 de dezembro de 2016) referente a PIS e COFINS.

31. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (Gas Supply Agreement) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB possui vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA será automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue.

Assim sendo, em 31 de dezembro de 2017, a quantidade contratada do GSA para os anos de 2018 e 2019 é de aproximadamente 22 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 3,42 bilhões.

Em 1º de janeiro de 2018, o dispositivo contratual referente à prorrogação anteriormente mencionado indica uma extensão do GSA até abril de 2022, na base de 30,08 milhões de m³ por dia, representando um valor total adicional estimado de US\$ 3,40 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\$ 7.295 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 2.904 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 2.665 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 239 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. 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. 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. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela companhia em 31 de dezembro de 2017, 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				Vencimento
	Valor nominal		Valor Justo		
	31.12.2017	31.12.2016	Posição Ativa (Passiva)	31.12.2016	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros ^(*)	(15.561)	(1.866)	(323)	(25)	
Compra/Petróleo e Derivados	43.862	88.303	-	-	2018
Venda/Petróleo e Derivados	(59.423)	(90.169)	-	-	2018
Contratos de Opções ^(*)	-	120	-	-	
Compra/Petróleo e Derivados	-	-	-	-	2018
Venda/Petróleo e Derivados	-	120	-	-	2018
Contratos a Termo			-	1	
Compra/Câmbio (BRL/USD) ^(**)	US\$ 55	-	1	-	2018
Venda/Câmbio (BRL/USD) ^(**)	US\$ 78	US\$ 15	(1)	1	2018
SWAP			346	-	
Câmbio - cross currency swap ^(**)	GBP 700	-	305	-	2026
Câmbio - cross currency swap ^(**)	GBP 600	-	41	-	2034
Derivativos designados como Hedge			-	(34)	
SWAP			-	(34)	
Juros - Libor/taxa fixa ^(**)	US\$ 0	US\$ 371	-	(34)	-
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			23	(58)	

^(*) Valor nominal em mil bbl

^(**) Valores em US\$ representam milhões de dólares e valores em GBP representam milhões de libras.

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do exercício ^(*)		Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido ^(**)		Garantias dadas (recebidas) como colaterais	
	2017	2016	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
	Derivativos de commodities	(470)	(169)	(30)	-	679
Derivativos de moeda	286	(181)	-	21	(166)	-
Derivativos de juros	(28)	(24)	13	9	-	-
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações ^(***)	(10.067)	(9.935)	7.994	50.262	-	-
Total	(10.279)	(10.309)	7.977	50.292	513	180

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

^(**) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no exercício.

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

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado em 31 de dezembro de 2017 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável ^(*)	Consolidado	
			Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(793)	(1.585)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	(1)	18	36
		(1)	(775)	(1.549)

^(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Preços de Petróleo e Derivados: valor justo em 31/Dez/2017 / Real x Dólar - valorização do real em 1,8%. Fonte: Focus e Bloomberg

33.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras tem preferência pela exposição ao ciclo de preços, à realização sistemática de proteção das operações de compra ou venda de mercadorias, cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais, com utilização de instrumentos financeiros derivativos. Entretanto, condicionada à análise do ambiente de negócios e das perspectivas de realização do plano de negócios, a execução de estratégia de proteção ocasional com derivativos pode ser aplicável. As operações com derivativos realizadas em 2017 tiveram como objetivo exclusivo a 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 Política de Gestão de Riscos da Petrobras prevê que a companhia pratique, por princípio, uma gestão integrada de riscos cujo foco não está nos riscos individuais – das operações ou das unidades de negócio – mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis benefícios oriundos da diversificação dos negócios.

Para gerir o risco de variação cambial, a companhia considera conjuntamente todos os fluxos de caixa de suas operações. Isso se aplica especialmente ao risco de variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano, para o qual, em situações que não sejam de curtíssimo prazo, a companhia avalia de forma integrada não apenas os seus fluxos de caixa futuros denominados em dólares norte-americanos, como também os fluxos de caixa denominados em reais, mas que sofrem influência da moeda norte-americana, tais como as vendas de diesel e gasolina no mercado interno.

Nesse sentido, a gestão de riscos financeiros envolve, preferencialmente, a adoção de ações estruturais, ou seja, utilizando proteções naturais, muitas vezes derivadas dos negócios da Petrobras.

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, especialmente quando da existência de compromissos em moedas para as quais a companhia não possua expectativa de fluxos de recebimentos, como ocorre no caso da libra esterlina, por exemplo.

No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

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

Considerando a relação de proteção natural descrita anteriormente, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de “exportações futuras altamente prováveis” (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos ao mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas (instrumentos financeiros não derivativos), bem como de contratos de câmbio a termo, foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do período foram substituídos por 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, as “exportações futuras altamente prováveis” de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedge* individual, possuem o mesmo valor em dólares norte-americanos. A companhia considera como “exportações futuras altamente prováveis” apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

Caso as exportações cujas variações cambiais foram 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.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

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

Também podem ocorrer situações em que as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge* deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedge* em uma nova relação de *hedge*.

Os valores de referência, a valor presente, dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2017, além da expectativa de reclassificação para o resultado do saldo da variação cambial acumulada no patrimônio líquido em períodos futuros, tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 3,3080, são apresentados a seguir:

Instrumento de <i>hedge</i>	Objeto de <i>hedge</i>	Tipo de risco protegido	Período de proteção	Valor de referência (a valor presente) dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2017	
				US\$ milhões	R\$
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais de parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa <i>Spot</i> R\$ x US\$	Janeiro de 2018 a Dezembro de 2027	58.400	193.189
Movimentação do valor de referência (principal e juros)				US\$ milhões	R\$
Designação em 31 de dezembro de 2016				61.763	201.293
Novas designações, revogações e redesignações				21.129	68.252
Realização por exportações				(3.986)	(12.703)
Amortização de endividamento				(20.506)	(65.726)
Variação Cambial				-	2.073
Valor em 31 de dezembro de 2017				58.400	193.189

As exportações futuras designadas como objetos de proteção nas relações de *hedge* de fluxo de caixa representam, em média, 65,8% das exportações futuras altamente prováveis.

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial acumulada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2017, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2016	(88.320)	30.028	(58.292)
Reconhecido no patrimônio líquido	40.327	(13.711)	26.616
Transferido para resultado por realização	8.819	(2.998)	5.821
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	1.116	(379)	737
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(38.058)	12.940	(25.118)
Reconhecido no patrimônio líquido	(2.073)	705	(1.368)
Transferido para resultado por realização	10.059	(3.420)	6.639
Transferido para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas/realizadas	8	(3)	5
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(30.064)	10.222	(19.842)

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 2017-2021, não indica a necessidade de reclassificação de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2017 é demonstrada a seguir:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Consolidado Total
Expectativa de realização	(10.495)	(7.227)	(5.828)	(4.977)	(5.658)	(3.016)	(644)	7.781	(30.064)

A partir de 1º de Janeiro de 2018, entrou em vigor o pronunciamento IFRS 9, que contém novos requerimentos para a aplicação da contabilidade de *hedge*. A nota explicativa 6, traz maiores informações sobre os efeitos do IFRS 9 na companhia.

b) Contratos de *swap* – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, devido à emissão de *bonds*; no valor nocional total de GBP 1300 milhões, sendo GBP 700 milhões com vencimento em dezembro de 2026 e GBP 600 milhões com vencimento em janeiro de 2034. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

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 31.12.2017	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)	Consolidado
Ativos	12.513		(219)	3.128	6.257	
Passivos*	(209.910)	Dólar / Real	3.680	(52.478)	(104.955)	
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	193.189		(3.387)	48.297	96.595	
	(4.208)		74	(1.053)	(2.103)	
Passivos	(316)	lene / Dólar	1	(79)	(158)	
	(316)		1	(79)	(158)	
Ativos	11	Euro / Real	-	3	6	
Passivos	(87)		2	(22)	(44)	
	(76)		2	(19)	(38)	
Ativos	20.866	Euro / Dólar	(169)	5.217	10.433	
Passivos	(35.038)		284	(8.760)	(17.519)	
	(14.172)		115	(3.543)	(7.086)	
Ativos	7	Libra / Real	-	2	4	
Passivos	(76)		3	(19)	(38)	
	(69)		3	(17)	(34)	
Ativos	10.616	Libra / Dólar	(167)	2.654	5.308	
Passivos	(15.931)		251	(3.983)	(7.966)	
Derivativo - <i>cross currency swap</i>	5.813		(92)	1.453	2.907	
	498		(8)	124	249	
Total	(18.343)		187	(4.587)	(9.170)	

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - valorização do real em 1,8% / lene x Dólar - desvalorização do lene em 0,4% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 0,8% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 1,6% / Real x Euro - valorização do real em 2,6% / Real x Libra - valorização do real em 3,3%. Fonte: Focus e Bloomberg

(**) Inclui provisão da *Class Action* (nota explicativa 30.4).

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 o retorno de sua estrutura de capital a 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 desinvestimentos.

Conforme o Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, não há necessidade de novas captações líquidas no horizonte do plano. Contudo, a empresa continuará avaliando oportunidades de *funding* objetivando operações de gerenciamento de passivos, visando à melhora do perfil de amortização e à redução do custo da dívida, mantendo um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos. Em 2017, o endividamento bruto recuou 6%, principalmente em decorrência da amortização de dívidas. O endividamento líquido reduziu 11% e o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 8,62 anos (7,46 anos em 31 dezembro de 2016).

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa, dos títulos públicos federais e títulos governamentais dos EUA, Alemanha e Inglaterra 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, perda no valor recuperável de ativos (*impairment*), resultado com alienação e baixas de ativos. 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.

	31.12.2017	31.12.2016
Endividamento total	361.483	385.784
Caixa e equivalentes de Caixa	74.494	69.108
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> (vencimento superior a 3 meses)	6.237	2.556
Endividamento líquido	280.752	314.120
EBITDA ajustado	76.557	88.693
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	3,67	3,54

O índice apurado em 31 de dezembro de 2017 reflete um acréscimo de 0,46 p.p. pelo impacto do acordo da *Class Action*.

O plano de parcerias e desinvestimentos para o biênio 2017-2018, no valor total de US\$ 21 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da companhia que visa à redução da alavancagem mensurada através do índice de endividamento líquido/LTM EBITDA ajustado para 2,5 em 2018, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo e gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Entretanto, essa carteira de desinvestimentos 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 4.13.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e na definição de contrapartes em operações de derivativos, sendo 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:

	Caixa e equivalentes de caixa		Consolidado Títulos e valores Mobiliários (*)	
	2017	2016	2017	2016
AAA	-	17.004	-	-
AA	2.488	24	2.015	-
A	49.169	37.064	-	-
BBB	2.650	138	-	-
BB	11.797	9.107	-	-
B	12	32	-	-
AAA.br	417	1.217	-	2.848
AA.br	2.707	4.463	-	1
A.br	4.097	-	-	-
BB.br	1.050	-	3.843	-
Outras classificações	107	59	-	-
	74.494	69.108	5.858	2.849

(*) Não inclui valor de ações, compostos principalmente pelas ações da São Martinho, classificadas como mantidos para venda conforme nota explicativa 7.

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, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro; manutenção de um caixa adequado para dar segurança à continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado; bem como através do alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional, desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados), além da utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

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

Vencimento	2018	2019	2020	2021	2022	2023 em diante	Consolidado	
							31.12.2017	31.12.2016
Principal	18.275	21.732	32.581	42.761	60.148	190.135	365.632	390.227
Juros	20.029	19.336	17.858	15.820	13.233	114.611	200.887	190.352
Total	38.304	41.068	50.439	58.581	73.381	304.746	566.519	580.579

33.7. Seguros

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 autoseguro 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\$ 180 milhões.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2017 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	513.905	350.187
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	11.661	1.449
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	113.265	20.445
Total em 31 de dezembro de 2017		638.831	372.081
Total em 31 de dezembro de 2016		643.493	388.876

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, 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 destes, no valor presente de fluxos de caixa futuros esperados.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

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

	Valor justo medido com base em			
	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	6.051	-	-	6.051
Derivativos de Moeda Estrangeira	-	346	-	346
Saldo em 31 de dezembro de 2017	6.051	346	-	6.397
Saldo em 31 de dezembro de 2016	2.557	1	-	2.558
Passivos				
Derivativos de <i>commodities</i>	(323)	-	-	(323)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(323)	-	-	(323)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(25)	(34)	-	(59)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

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.

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

35. Eventos subsequentes

35.1. Segunda parcela da venda de participação no Bloco Exploratório BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda do total de sua participação (equivalente a 66%) no bloco exploratório BM-S-8 onde está localizada a área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, para a Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA, pelo valor de US\$ 2,5 bilhões.

A primeira parcela de US\$ 1,25 bilhão, correspondente a 50% do valor da transação, foi recebida em 22 de novembro de 2016. O restante do valor refere-se a duas parcelas contingentes.

Em 2 de Fevereiro de 2018, foi publicado no Diário Oficial da União o extrato do Contrato de Partilha de Produção de Norte de Carcará celebrado entre Statoil, Petrogal e Exxon com a União, sendo esta publicação uma das condições precedentes previstas contratualmente para o recebimento da segunda parcela, no valor de US\$ 300 milhões, que deverá ocorrer ainda no primeiro trimestre de 2018. A terceira parcela, no valor de US\$ 950 milhões, permanece contingente, na dependência da ocorrência de eventos futuros relativos à celebração do Acordo de Individualização da Produção.

35.2. Mediação Extrajudicial com a Sete Brasil

Em 01 de março de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou os principais termos para um possível acordo, no âmbito do procedimento da mediação extrajudicial em curso com a Sete Brasil Participações S.A. – Em Recuperação Judicial (“Sete Brasil”).

A celebração de acordo entre Petrobras e Sete Brasil está condicionada à apresentação pela Sete Brasil de operador de sondas de classe internacional e com experiência em águas profundas, em conformidade com os critérios de aprovação da Petrobras. O referido acordo está condicionado também ao êxito na negociação e aprovação, pelos órgãos competentes de ambas as empresas, dos termos e condições finais dos documentos necessários à implementação do acordo.

35.3. Contratação de Linha de Crédito

Em 07 de março de 2018, a Petrobras assinou, com um sindicato de 17 bancos, uma linha de crédito compromissada (*revolving credit facility- RCF*) no valor de US\$ 4,35 bilhões, com vencimento em março de 2023. Através do instrumento, a companhia poderá efetuar saques até o mês anterior ao vencimento. A linha tem um custo 0,51% a.a. pela manutenção do limite junto aos bancos. Em caso de saque, o custo da linha está fixado em Libor 6M + 1,7% a.a., caso a classificação de risco da companhia (*rating*) no momento do saque seja inferior ao grau de investimento, e Libor 6M + 1,3% a.a., caso a companhia tenha classificação de grau de investimento na data do saque.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Balço Social (nŁo auditado)

	Consolidado	
1- Base de CŁculo	2017	2016
Receita de vendas Consolidada (RL)	283.695	282.589
Lucro (Prejuízo) antes da participaŁo no lucro e impostos consolidados (RO)	6.174	(10.703)
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB) (i)	27.164	33.309

2- Indicadores Sociais Internos	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
AlimentaŁo	1.039	3,82	0,37	1.095	3,29	0,39
Encargos sociais compulsÓrios	5.633	20,74	1,99	5.867	17,61	2,08
PrevidŁncia privada	2.451	9,02	0,86	2.349	7,05	0,83
Saúde	2.030	7,47	0,72	1.750	5,25	0,62
SeguranŁa e saŁde no trabalho	183	0,67	0,06	177	0,53	0,06
EducaŁo	283	1,04	0,10	271	0,81	0,10
Cultura	1	-	-	1	-	-
CapacitaŁo e desenvolvimento profissional	141	0,52	0,05	146	0,44	0,05
Creches ou auxÍlio-creche	70	0,26	0,02	72	0,22	0,03
ParticipaŁo nos lucros ou resultados	487	1,79	0,17	-	-	-
Outros	67	0,25	0,02	74	0,22	0,03
Total - Indicadores sociais internos	12.385	45,59	4,37	11.802	35,43	4,18

3- Indicadores Sociais Externos	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Socioambiental	60	0,97	0,02	120	(1,12)	0,04
Cultural	61	0,99	0,02	71	(0,66)	0,03
Esportivo	21	0,34	0,01	50	(0,47)	0,02
Total de investimentos para a sociedade	142	2,30	0,05	241	(2,25)	0,09
Tributos (excluÍdos encargos sociais)	117.313	1.900,11	41,35	104.403	(975,46)	36,95
Total - Indicadores sociais externos	117.455	1.902,41	41,40	104.644	(977,71)	37,03

4- Indicadores Ambientais	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
Investimentos relacionados com a produŁo/operaŁo da empresa	2.522	40,85	0,89	3.011	(28,13)	1,07
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resÍduos, o consumo em geral na produŁo/ operaŁo e aumentar a eficŁcia na utilizaŁo de recursos naturais, a empresa (I):						
	() nŁo possui metas	() cumpre de 0 a 50%	() nŁo 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%		

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

		Consolidado
5- Indicadores do Corpo Funcional	2017	2016
Número de empregados(as) ao final do período	62.703	68.829
Número de admissões durante o período (II)	1.047	2.108
Número de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços (III)	117.201	117.555
Número de estagiários(as) (IV)	987	765
Número de empregados(as) acima de 45 anos (V)	24.082	27.123
Número de mulheres que trabalham na empresa (V)	10.411	12.030
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres (V)	15,4%	14,5%
Número de negros(as) que trabalham na empresa (VI)	17.491	18.193
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as) (VII)	22,2%	20,8%
Número de empregados com deficiência (VIII)	342	441

6- Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial

	2017	Metas 2018
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (IX)	31,8	-
Número total de acidentes de trabalho (X)	1.322	1.210
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção e gerências empregados(as)	() direção e gerências empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(X) direção e gerências empregados(as)	() direção e gerências empregados(as)
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
A previdência privada contempla:	() direção e gerências empregados(as)	() direção e gerências empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção e gerências empregados(as)	() direção e gerências empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apoia
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (XI)	na empresa 94.297	na Justiça 101
Percentual de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (XII)	na empresa 80,5%	na Justiça 19,8%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2017: 216.014	Em 2016: 193.445
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	54% governo acionistas 32% terceiros 0% retido	55% governo acionistas 34% terceiros -7% retido

7 - Outras Informações

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

I. O Limite de Alerta para resíduos em 2017 foi de 179,5 mil toneladas e o valor realizado no período foi de aproximadamente 112 mil toneladas.

II. Informações do Sistema Petrobras, que inclui admissões por processo seletivo público no Brasil e outras modalidades de ingresso, tanto no Brasil, como nas empresas controladas no exterior.

III. Em dezembro de 2015, na Petrobras Controladora esse dado passou a abranger apenas os empregados de empresas prestadoras de serviços que trabalham nas instalações da Petrobras.

IV. Informações relativas aos estagiários da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, TBG, Termobahia e Termomacaé. As demais controladas não possuem programas de estágio.

V. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liqueigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, TBG, Termobahia, Termomacaé e Petrobras Biocombustível.

VI. Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liqueigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, TBG, Termobahia e Petrobras Biocombustível que se autodeclararam negros (pretos e pardos). Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

VII. Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 22,2% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta). Não temos em nossos controles a raça/cor autodeclarados dos cedidos para a Petrobras Holding (requisitados), não sendo possível incluí-los na contagem de negros em cargos de chefia. Por questões culturais de alguns países, esta informação não tem como ser obtida e consolidada para todas as empresas no exterior.

VIII. Dados obtidos por meio dos registros internos de saúde a partir da análise médica durante os exames ocupacionais dos empregados que se autodeclararam portadores de deficiência ou reabilitados pelo INSS. Informações de 2017 abrangem apenas a Petrobras Controladora.

IX. Informações da Petrobras Controladora.

X. Refere-se ao número de acidentados. Não há meta específica para o número total de acidente de trabalho. O número apresentado para 2018 foi estimado com base no Limite de Alerta estabelecido para o indicador TOR e no HHER (Homens-Hora de Exposição ao Risco) projetado para o ano. Adicionalmente, há como Métrica de Topo o indicador TAR (Taxa de Acidentados Registráveis) fixada em 1,08 para 2017, com limite de alerta em 1,00 em 2018.

XI. As informações "na empresa", "no Procon" e "na Justiça" incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2017 pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liqueigás. A previsão "na empresa" para 2018 inclui apenas Petrobras Controladora e Liqueigás. Não há previsão "no Procon" para 2018. A previsão "na Justiça" inclui apenas Petrobras Controladora.

XII. As informações "na empresa", "no Procon" e "na Justiça" incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas em 2017 pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liqueigás. A previsão "na empresa" refere-se Petrobras Controladora e Liqueigás. Não há previsão "no Procon" e "na Justiça" para 2018.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em 29 de junho de 2017, a companhia publicou a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa 2016, apresentando as principais informações relativas a compromissos com a consecução de objetivos de políticas públicas, as quais resumimos a seguir:

I – PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade

O Programa, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, visou à implantação de usinas termelétricas. Estas usinas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade, fazem jus a suprimento de gás natural por um prazo de até 20 anos, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação americana. O suprimento de gás para o programa, em 2017, gerou receitas de aproximadamente R\$ 1.121 e custos de R\$ 2.314, resultado este custeado pelo orçamento da companhia. Em 31 de dezembro de 2017, a companhia possuía três usinas integrantes deste programa, das quais, uma teve seu contrato resilido em 2018.

II– CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. Participamos também do Programa Brasileiro de Etiquetagem, em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos que utilizam gás. Em 2017, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia foram considerados imateriais.

III – PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto nº 4.945, de 19 de dezembro de 2003, visa fomentar a participação da indústria nacional de bens e serviços, de forma competitiva e sustentável, na implantação de projetos de petróleo e gás no Brasil e no exterior. Em 2017, o projeto foi descontinuado.

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 2017, mantém atividades no Brasil, na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; além da 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. Contudo, somente nos países Brasil, Estados Unidos da América, Nigéria e Argentina, a companhia registra reservas.

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

A companhia aplica o método dos esforços bem sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 4.7. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 4.8 e 4.9.

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:

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

							Consolidado		Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior Total	Total		
31 de dezembro de 2017									
Reservas de petróleo e gás não provadas	19.195	361	-	-	-	361	19.556	-	
Reservas de petróleo e gás provadas	318.214	366	15.401	-	-	15.767	333.980	10.369	
Equipamentos de suporte	284.558	2.005	267	-	1.298	3.570	288.128	19	
Custos capitalizados brutos	621.966	2.732	15.668	-	1.298	19.698	641.664	10.388	
Depreciação, Depleção e Amortização	(209.213)	(1.666)	(7.334)	-	(39)	(9.040)	(218.253)	(4.257)	
Custos capitalizados, líquidos	412.753	1.065	8.334	-	1.259	10.658	423.411	6.131	
31 de dezembro de 2016									
Reservas de petróleo e gás não provadas	22.741	376	899	-	-	1.275	24.016	-	
Reservas de petróleo e gás provadas	284.439	288	13.896	-	-	14.184	298.623	9.162	
Equipamentos de suporte	272.926	1.541	228	-	13	1.782	274.708	20	
Custos capitalizados brutos	580.106	2.205	15.023	-	13	17.241	597.347	9.182	
Depreciação, Depleção e Amortização	(181.213)	(1.134)	(6.247)	-	(13)	(7.394)	(188.607)	(3.796)	
Custos capitalizados, líquidos	398.893	1.071	8.776	-	-	9.847	408.740	5.386	
31 de dezembro de 2015									
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)	
Custos capitalizados, líquidos	420.582	4.601	11.694	-	-	16.295	436.877	6.657	

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	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior Total	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2017								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	2.932	-	-	-	-	-	2.932	-
Custos de exploração	3.905	106	14	-	-	121	4.026	12
Custos de desenvolvimento	36.898	75	734	-	-	809	37.707	939
Total	43.735	181	748	-	-	930	44.665	951
31 de dezembro de 2016								
Custos de aquisição de áreas								
Provadas	-	347	-	-	-	347	347	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	5.127	155	21	-	4	180	5.307	16
Custos de desenvolvimento	42.342	622	523	-	-	1.145	43.487	1.374
Total	47.469	1.124	544	-	4	1.672	49.141	1.390
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
Total	57.895	1.665	1.585	-	-	3.250	61.145	1.454

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 2017, 2016 e 2015 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.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Exterior Total		
31 de dezembro de 2017								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	1.538	687	2.317	-	-	3.004	4.542	1.423
Intersegmentos	130.194	1	-	-	-	1	130.195	-
	131.732	688	2.317	-	-	3.005	134.737	1.423
Custos de produção	(57.160)	(228)	(520)	-	-	(748)	(57.908)	(164)
Despesas de exploração	(2.199)	(119)	(245)	-	-	(364)	(2.563)	5
Depreciação, depleção e amortização	(30.220)	(141)	(963)	-	(25)	(1.129)	(31.349)	(394)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	556	(43)	(371)	-	-	(414)	142	-
Outras despesas operacionais líquidas	(8.174)	(40)	(410)	-	(889)	(1.339)	(9.513)	(61)
Resultados antes dos impostos	34.535	117	(192)	-	(914)	(989)	33.546	809
Imposto de renda e contribuição social	(11.742)	(40)	65	-	311	336	(11.406)	(316)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	22.793	77	(127)	-	(603)	(653)	22.140	493
31 de dezembro de 2016								
Receitas operacionais líquidas								
Vendas a terceiros	2.363	776	1.948	-	-	2.724	5.087	1.165
Intersegmentos	109.101	1.845	-	-	-	1.845	110.946	96
	111.464	2.621	1.948	-	-	4.569	116.033	1.261
Custos de produção	(48.162)	(1.119)	(464)	-	-	(1.583)	(49.745)	(171)
Despesas de exploração	(5.533)	(115)	(404)	-	(4)	(523)	(6.056)	(13)
Depreciação, depleção e amortização	(34.958)	(349)	(1.150)	-	-	(1.499)	(36.457)	(520)
Impairment dos ativos de produção de petróleo	(10.134)	(418)	(148)	-	-	(566)	(10.700)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(5.425)	(347)	(634)	-	77	(904)	(6.329)	(84)
Resultados antes dos impostos	7.252	273	(852)	-	73	(506)	6.746	473
Imposto de renda e contribuição social	(2.466)	(162)	(1)	-	45	(118)	(2.584)	(330)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	4.786	111	(853)	-	118	(624)	4.162	143
31 de dezembro de 2015								
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)

d) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 5.1, as 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 reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem certeza razoável da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2017, 2016 e 2015 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por profissionais de geoengenharia especialistas da companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela Securities and Exchange Commission.

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, que são chamadas de reservas não desenvolvidas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre reservatórios, as estimativas das reservas estão sujeitas a alterações à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado

	América				Exterior		Total de todos os produtos
	Óleo no Brasil (*)	do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2014	10.850,9	66,5	119,9	-	186,5	7,9	11.045,1
Revisão de estimativas anteriores	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)
Extensões e descobertas	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9
Recuperação melhorada	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1
Vendas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)
Reservas em 31.12.2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9
Revisão de estimativas anteriores	179,5	0,1	17,9	-	18,0	0,8	198,4
Extensões e descobertas	87,8	-	-	-	-	-	87,8
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(46,6)	-	-	(46,6)	-	(46,6)
Aquisição de reservas	-	0,7	-	-	0,7	-	0,7
Produção no ano	(748,5)	(5,7)	(12,1)	-	(17,8)	(0,9)	(767,2)
Reservas em 31.12.2016	8.063,0	0,8	96,4	-	97,3	6,8	8.167,1
Revisão de estimativas anteriores	649,3	0,3	31,4	-	31,7	0,2	681,1
Extensões e descobertas	69,1	0,3	-	-	0,3	-	69,4
Recuperação melhorada	212,7	-	-	-	-	-	212,7
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(744,6)	(0,2)	(13,2)	-	(13,4)	(1,0)	(759,0)
Reservas em 31.12.2017	8.249,4	1,2	114,6	-	115,8	6,0	8.371,3

(*) Em 2017, inclui o valor de 263,7 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda.

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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	América				Exterior		Total de todos os produtos
	Óleo no Brasil	do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2014	-	18,0	-	54,1	72,1	-	72,1
Revisão de estimativas anteriores	-	(2,2)	-	5,2	3,1	-	3,1
Recuperação melhorada	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(1,2)	-	(9,7)	(10,9)	-	(10,9)
Reservas em 31.12.2015	-	14,6	-	65,8	80,4	-	80,4
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	11,9	11,9	-	11,9
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(14,1)	-	-	(14,1)	-	(14,1)
Produção no ano	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas em 31.12.2016	-	-	-	69,0	69,0	-	69,0
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	2,6	2,6	-	2,6
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	-	-	(8,2)	(8,2)	-	(8,2)
Reservas em 31.12.2017	-	-	-	63,4	63,4	-	63,4

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado

	Gás natural no Brasil (*)	América			Exterior		Total de todos os produtos
		do Sul	América do Norte	África	Total de Gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5
Revisão de estimativas anteriores	(1.178,3)	16,8	(17,0)	-	(0,2)	0,2	(1.178,3)
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)
Reservas em 31.12.2015	9.587,7	680,5	138,5	-	819,1	9,3	10.416,1
Revisão de estimativas anteriores	(476,2)	22,9	(19,3)	-	3,6	1,2	(471,4)
Extensões e descobertas	92,1	-	-	-	-	-	92,1
Recuperação melhorada	0,1	-	-	-	-	-	0,1
Vendas de reservas	-	(631,9)	-	-	(631,9)	-	(631,9)
Aquisição de reservas	-	93,3	-	-	93,3	-	93,3
Produção no ano	(809,7)	(50,9)	(32,1)	-	(82,9)	(1,4)	(894,0)
Reservas em 31.12.2016	8.394,0	113,9	87,2	-	201,1	9,2	8.604,3
Revisão de estimativas anteriores	(81,5)	19,5	(24,9)	-	(5,5)	0,1	(86,9)
Extensões e descobertas	37,4	41,0	-	-	41,0	-	78,4
Recuperação melhorada	204,2	-	-	-	-	-	204,2
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(877,9)	(14,2)	(21,3)	-	(35,5)	(1,2)	(914,6)
Reservas em 31.12.2017	7.676,1	160,2	40,9	-	201,1	8,1	7.885,3

(*) Em 2017, inclui o valor de 173,7 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.

A produção de gás natural apresentada nesta tabela é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás combustível consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás combustível, que representam 33% de nossa reserva provada total de gás natural em 2017.

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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	Gás natural no Brasil	América			Exterior		Total de todos os produtos
		do Sul	América do Norte	África	Total de Gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	
Reservas em 31.12.2014	-	27,6	-	19,3	46,9	-	46,9
Revisão de estimativas anteriores	-	(10,4)	-	(2,7)	(13,1)	-	(13,1)
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
Reservas em 31.12.2015	-	16,9	-	16,6	33,5	-	33,5
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	(4,1)	(4,1)	-	(4,1)
Vendas de reservas	-	(16,8)	-	-	(16,8)	-	(16,8)
Produção no ano	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Reservas em 31.12.2016	-	(0,0)	-	12,5	12,5	-	12,5
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	5,7	5,7	-	5,7
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	-	-	(0,9)	(0,9)	-	(0,9)
Reservas em 31.12.2017	-	-	-	17,3	17,3	-	17,3

A produção de gás natural apresentada nesta tabela é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás combustível consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás combustível, que representam 100% de nossa reserva provada total de gás natural em 2017.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2017, 2016 e 2015:

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado

	Óleo equivalente no Brasil ^(*)	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2014	12.712,6	188,3	150,1	-	338,3	9,6	13.060,7
Revisão de estimativas anteriores	(2.165,3)	(0,7)	(20,9)	-	(21,6)	0,1	(2.187,1)
Extensões e descobertas	476,7	17,2	-	-	17,2	-	494,0
Recuperação melhorada	0,4	5,3	-	-	5,3	-	5,8
Vendas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(879,9)	(24,9)	(15,3)	-	(40,2)	(1,3)	(921,3)
Reservas em 31.12.2015	10.142,1	165,7	113,7	-	279,4	8,5	10.430,0
Revisão de estimativas anteriores	100,2	3,9	14,7	-	18,6	1,0	119,8
Extensões e descobertas	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(151,9)	-	-	(151,9)	-	(151,9)
Aquisição de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Produção no ano	(883,4)	(14,2)	(17,4)	-	(31,6)	(1,2)	(916,2)
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	-	130,8	8,3	9.601,1
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	-	30,7	0,2	666,6
Extensões e descobertas	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Recuperação melhorada	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(19,3)	(1,2)	(911,4)
Reservas em 31.12.2017	9.528,8	27,9	121,5	-	149,3	7,4	9.685,5

^(*) Em 2017, inclui o valor de 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda.

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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial

	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
				África	Total de óleo equivalente no Exterior		
Reservas em 31.12.2014	-	22,6	-	57,3	79,9	-	79,9
Revisão de estimativas anteriores	-	(3,9)	-	4,8	0,9	-	0,9
Recuperação melhorada	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	(1,3)	-	(9,7)	(11,0)	-	(11,0)
Reservas em 31.12.2015	-	17,4	-	68,6	86,0	-	86,0
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	11,2	11,2	-	11,2
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(16,9)	-	-	(16,9)	-	(16,9)
Produção no ano	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas em 31.12.2016	-	0,0	-	71,1	71,1	-	71,1
Revisão de estimativas anteriores	-	-	-	3,5	3,5	-	3,5
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	-	-	-	(8,3)	(8,3)	-	(8,3)
Reservas em 31.12.2017	-	-	-	66,3	66,3	-	66,3

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado e Investidas por Equivalência Patrimonial

	Exterior				Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
	Óleo equivalente no Brasil ^(*)	América do Sul	América do Norte	África		
Reservas em 31.12.2014	12.712,6	211,0	150,1	57,3	418,4	13.140,6
Revisão de estimativas anteriores	(2.165,3)	(4,6)	(20,9)	4,8	(20,8)	(2.186,2)
Extensões e descobertas	476,7	17,2	-	-	17,2	493,9
Recuperação melhorada	0,4	5,3	-	16,2	21,5	21,9
Vendas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	(22,0)
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(879,9)	(26,2)	(15,3)	(9,7)	(51,2)	(932,3)
Reservas em 31.12.2015	10.142,1	183,1	113,7	68,6	365,4	10.516,0
Revisão de estimativas anteriores	100,2	3,9	14,7	11,2	29,8	131,0
Extensões e descobertas	103,2	-	-	-	-	103,2
Recuperação melhorada	-	-	-	-	-	-
Vendas de reservas	-	(168,8)	-	-	(168,8)	(168,8)
Aquisição de reservas	-	16,3	-	-	16,3	16,3
Produção no ano	(883,4)	(14,7)	(17,4)	(8,7)	(40,8)	(925,4)
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	71,1	201,8	9.672,2
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	3,5	34,3	670,1
Extensões e descobertas	75,4	7,1	-	-	7,1	82,5
Recuperação melhorada	246,7	-	-	-	-	246,7
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(919,8)
Reservas em 31.12.2017	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	9.751,7

(*) Em 2017, inclui o valor de 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda.

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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2017, incorporamos 670,1 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 355,4 milhões de boe devido a revisões de economicidade, principalmente em função do aumento do preço, e 314,7 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente em função de melhor resposta de reservatórios dos sistemas de produção em operação no pré-sal, na Bacia de Santos e de Campos, ambas no Brasil.

Adicionalmente, incorporamos 246,7 milhões de boe em nossas reservas provadas resultante de respostas positivas do mecanismo de recuperação suplementar (injeção de água), e acrescentamos 82,5 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a extensões e descobertas, principalmente na Bacia de Santos.

Considerando uma produção de 919,8 milhões de boe em 2017, a reserva provada total da companhia resultou em 9.751,7 milhões de boe.

Em 2016, incorporamos 103 milhões de boe de reservas provadas por extensões e descobertas no Brasil (Bacia de Santos), e acrescentamos 131 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a revisões de estimativas anteriores, em função de perfurações de novos poços de desenvolvimento da produção e melhor resposta de reservatórios tanto em terra, como no pós-sal *offshore*, no Brasil e nos EUA, além de resultados positivos nas respostas dos reservatórios, nos mecanismos de recuperação (injeção de água) e na eficiência operacional dos sistemas de produção em operação, bem como as crescentes atividades de perfuração e atividades de *tie-back*, no pré-sal, na Bacia de Santos e de Campos, ambas no Brasil.

Reduzimos 169 milhões de boe de nossas reservas provadas devido às vendas de minerais in situ e aumentamos 16 milhões de boe em nossas reservas provadas devido à compra de minerais in situ, resultando em um efeito líquido de uma queda de 153 milhões de boe em nossas reservas provadas. O resultado líquido dessas adições e alienações, excluindo a produção, foi um aumento de 81 milhões de boe para nossas reservas provadas em 2016. Considerando uma produção de 925 milhões de boe em 2016, a nossa reserva provada reduziu 844 milhões de boe.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)

PETROBRAS

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

Em 2015, nossas reservas provadas diminuíram 2.186 milhões de boe devido a revisões de estimativas anteriores, principalmente em razão da queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015, e diminuíram 22 milhões de boe devido às vendas de reservas provadas. Esta redução foi parcialmente compensada pela incorporação de 494 milhões de boe de reservas provadas das descobertas de novas acumulações e extensões no Brasil, especificamente nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, e na Argentina, na Bacia de Neuquina, e a incorporação de 22 milhões de boe devido a uma melhor recuperação. O resultado líquido (excluindo a produção) foi uma diminuição de 1.692 milhões de boe em nossas reservas provadas em 2015. Considerando-se uma produção de 932 mmbœ em 2015, a nossa redução líquida de reservas provadas foi 2.625 milhões de boe.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS

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

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

	2017				2016				2015			
	Óleo		Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético	Óleo		Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético	Óleo		Gás Natural (bilhões de pés cúbicos)	Gás Sintético
	Óleo Bruto (milhões de barris)	Sintético			Óleo Bruto (milhões de barris)	Sintético			Óleo Bruto (milhões de barris)	Sintético		
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil ^(*)	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3
América do Sul	0,7	-	56,7	-	0,5	-	33,7	-	39,7	-	366,3	-
América do Norte	72,1	-	24,2	-	79,6	-	83,6	-	53,6	-	122,5	-
Exterior	72,8	-	80,9	-	80,1	-	117,3	-	93,4	-	488,8	-
Total Entidades Consolidadas	4.355,0	6,0	4.596,8	8,1	4.330,2	6,8	5.151,5	9,2	4.359,8	6,9	5.809,3	9,3
Investidas por Equivalência Patrimonial												
América do Sul	-	-	-	-	-	-	-	-	6,6	-	8,0	-
África	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	28,0	-	10,4	-
Exterior	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.384,6	6,0	4.606,0	8,1	4.362,7	6,8	5.160,1	9,2	4.394,5	6,9	5.827,7	9,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil ^(**)	3.967,2	-	3.160,2	-	3.812,9	-	3.359,7	-	4.277,7	-	4.267,2	-
América do Sul	0,5	-	103,5	-	0,3	-	80,2	-	12,5	-	314,2	-
América do Norte	42,6	-	16,7	-	16,8	-	3,6	-	37,0	-	16,0	-
Exterior	43,0	-	120,2	-	17,1	-	83,8	-	49,5	-	330,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.010,2	-	3.280,5	-	3.830,0	-	3.443,6	-	4.327,2	-	4.597,5	-
Investidas por Equivalência Patrimonial												
América do Sul	-	-	-	-	-	-	-	-	7,9	-	8,9	-
África	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	37,8	-	6,2	-
Exterior	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-
Total Investidas por Equivalência Patrimonial	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.044,0	-	3.288,5	-	3.866,5	-	3.447,5	-	4.372,9	-	4.612,6	-

^(*) Em 2017, inclui o valor de 191,9 milhões de barris de óleo e 131,8 bilhões de pés cúbicos de gás natural referente a ativos mantidos para venda.

^(**) Em 2017, inclui o valor de 71,9 milhões de barris de óleo e 41,9 bilhões de pés cúbicos de gás natural referente a ativos mantidos para venda.

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

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

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 primeiro preço 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 financeiras. 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.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

Fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

					Consolidado	
	Brasil (**)	América do Sul	América do Norte	Exterior Total no Exterior	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2017						
Fluxos de caixa futuros	1.400.992	2.912	17.107	20.019	1.421.011	11.127
Custos de produção futuros	(679.781)	(1.314)	(7.311)	(8.625)	(688.406)	(2.734)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.113)	(469)	(2.071)	(2.540)	(151.653)	(1.671)
Despesa futura de imposto de renda	(201.304)	(284)	(273)	(558)	(201.862)	(1.082)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	370.794	844	7.452	8.296	379.090	5.640
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(167.574)	(441)	(2.256)	(2.697)	(170.271)	(1.513)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Em 31 de dezembro de 2016						
Fluxos de caixa futuros	1.260.888	2.116	13.437	15.553	1.276.441	10.407
Custos de produção futuros	(738.852)	(843)	(7.597)	(8.440)	(747.292)	(3.839)
Custos de desenvolvimento futuros	(149.444)	(425)	(1.875)	(2.300)	(151.744)	(2.481)
Despesa futura de imposto de renda	(163.121)	(229)	(141)	(370)	(163.491)	(808)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	209.471	619	3.824	4.443	213.914	3.279
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados (*)	(88.016)	(274)	(898)	(1.172)	(89.188)	(1.221)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	121.455	345	2.926	3.271	124.726	2.058
Em 31 de dezembro de 2015						
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)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685

(*) Capitalização semestral

(**) Inclui o valor de R\$ 5.649 referente a ativos classificados como mantidos para venda em 2017.

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	
	Brasil(**)	América do Sul	América do Norte	Exterior Total no Exterior	Total	Investidas por Equivalência Patrimonial
Saldo em 1º de janeiro de 2017						
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(74.716)	(192)	(1.798)	(1.990)	(76.706)	(832)
Custos de desenvolvimento incorridos	36.898	75	734	809	37.707	939
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-	-	-
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	13.360	221	-	221	13.581	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	26.369	119	1.413	1.533	27.902	161
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	160.586	9	2.345	2.354	162.940	1.575
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(50.665)	(98)	(461)	(559)	(51.224)	(80)
Acréscimo de desconto	12.145	45	242	287	12.433	186
Varição líquida de imposto de renda	(29.474)	(58)	(6)	(64)	(29.538)	(293)
Outros - não especificados	-	(29)	79	50	50	608
Ajuste acumulado de conversão	(12.738)	(33)	(280)	(313)	(13.051)	(197)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR (Não Auditada)
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Total	
				Total	Total		
Saldo em 1º de janeiro de 2016	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685	
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(63.242)	(1.238)	(1.524)	(2.762)	(66.004)	(733)	
Custos de desenvolvimento incorridos	42.342	622	523	1.145	43.487	1.374	
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	(3.860)	-	(3.860)	(3.860)	(189)	
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias, menos custos relacionados	4.353	-	1.709	1.709	6.062	236	
Revisões de estimativas anteriores de volumes	4.225	-	785	785	5.010	854	
Varição líquida dos preços, preços de transferências e custos de produção	(95.372)	-	(2.681)	(2.681)	(98.053)	(1.682)	
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	32.372	-	814	814	33.186	(65)	
Acréscimo de desconto	14.099	572	290	862	14.961	184	
Varição líquida de imposto de renda	31.044	-	(4)	(4)	31.040	217	
Outros - não especificados	-	(2)	(66)	(68)	(68)	59	
Ajuste acumulado de conversão	10.644	279	202	481	11.125	118	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058	

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Exterior		Total	
				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	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685	

(**) Inclui o valor de R\$ 5.649 referente a ativos classificados como mantidos para venda em 2017.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas. Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIZ NELSON GUEDES DE CARVALHO

PRESIDENTE

PEDRO PULLEN PARENTE

CONSELHEIRO

JERÔNIMO ANTUNES

CONSELHEIRO

SEGEN FARID ESTEFEN

CONSELHEIRO

GUILHERME AFFONSO FERREIRA

CONSELHEIRO

DURVAL JOSÉ SOLEDADE SANTOS

CONSELHEIRO

BETANIA RODRIGUES COUTINHO

CONSELHEIRA

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS

CONSELHEIRO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO

CONSELHEIRO

DIRETORIA EXECUTIVA

PEDRO PULLEN PARENTE

PRESIDENTE

IVAN DE SOUZA MONTEIRO

**DIRETOR EXECUTIVO FINANCEIRO E DE
RELACIONAMENTO COM INVESTIDORES**

HUGO REPSOLD JÚNIOR

**DIRETOR EXECUTIVO DE DESENVOLVIMENTO
DA PRODUÇÃO E TECNOLOGIA**

NELSON LUIZ COSTA SILVA

**DIRETOR EXECUTIVO DE ESTRATÉGIA,
ORGANIZAÇÃO E SISTEMA DE GESTÃO**

EBERALDO DE ALMEIDA NETO

**DIRETOR EXECUTIVO DE ASSUNTOS
CORPORATIVOS**

JORGE CELESTINO RAMOS

**DIRETOR EXECUTIVO DE REFINO
E GÁS NATURAL**

SOLANGE DA SILVA GUEDES

**DIRETORA EXECUTIVA DE
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO**

JOÃO ADALBERTO ELEK JUNIOR

**DIRETOR EXECUTIVO DE GOVERNANÇA
E CONFORMIDADE**

RODRIGO ARAUJO ALVES

CONTADOR-CRC-RJ-115.881/O-3



KPMG Auditores Independentes

Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro

20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000

www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Rio de Janeiro - RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 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, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2017, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 - “Operação Lava Jato” e seus reflexos na companhia

Conforme Nota Explicativa nº 3 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Em conexão com os processos de investigação conduzidos pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como “Lava Jato” e seus desdobramentos, a Companhia, por meio de uma investigação independente e considerando seu conhecimento e informação disponível, reconheceu em 2014, uma baixa no montante de R\$ 6.194 milhões (R\$ 4.788 milhões na Controladora), referente a estimativa de gastos capitalizados de forma indevida, os quais foram pagos adicionalmente pela Companhia na aquisição de ativos imobilizados em períodos anteriores. A referida estimativa considerou premissas que, desde então, vem sendo monitoradas pela Companhia na medida em que a investigação avança e novos fatos surjam. Dessas premissas, as mais significativas foram: (i) período de contrato e pagamentos realizados a empresas envolvidas; (ii) nome das empresas e das pessoas envolvidas, bem como relacionamentos diretos e indiretos com essas; e (iii) percentual adotado sobre os contratos para realização dos pagamentos indevidos. Esse assunto foi tratado como significativo em nossa auditoria em função do acompanhamento de informações relacionadas às investigações em andamento pela Companhia, que podem alterar as premissas que resultaram no reconhecimento da baixa referente a gastos capitalizados de forma indevida nas demonstrações contábeis, bem como impactar o valor destes ativos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, e no valor da equivalência patrimonial das demonstrações contábeis individuais.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação das informações relacionadas às investigações em andamento pela Companhia, testando a integridade das informações do canal de denúncias, tratamento destas denúncias e comunicação dos resultados aos órgãos de governança competentes.</p> <p>Com base em testes, avaliamos as principais ações investigatórias da Companhia conduzidas pelas Comissões Internas de Apuração e por escritórios de advocacia independentes e avaliamos se a posição da Companhia sobre a estimativa e premissas adotadas se mantêm adequadas.</p> <p>Nossos especialistas em <i>forensic</i> nos auxiliaram a avaliar o escopo, inclusive completude e abrangência da investigação independente, notadamente no que diz respeito aos projetos avaliados como de maior exposição ao risco de associação com atos ilícitos objeto da Lava Jato e na avaliação crítica dos procedimentos e metodologias utilizados pela investigação independente, inclusive quanto aos procedimentos de coleta e análise de documentos e/ou informações críticas, seleção de aspectos de maior criticidade para execução de procedimentos adicionais, acompanhamento de informações relevantes pelos meios de comunicação e utilização de informações relevantes oriundas das delações e acordos de leniência homologados visando avaliar a adequação da estimativa referente a gastos capitalizados de forma indevida.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos</p>

	procedimentos acima descritos, consideramos que o saldo de gastos capitalizados de forma indevida, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.
--	--

2 - Processos judiciais e Contingências

Conforme Nota Explicativa nº 30.1 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza fiscal, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades.</p> <p>A avaliação da classificação de perda pela Companhia é suportada por critérios e premissas que envolvem elevado grau de complexidade e que são influenciadas por teses e/ou julgamentos resultantes de interpretação quanto a aspectos legais complexos e por vezes controversos de matéria jurídica em variadas instâncias e diferentes cortes judiciais.</p> <p>Esse assunto foi considerado como significativo em nossa auditoria em função do reconhecimento e mensuração das provisões e passivos contingentes requerer que a Companhia exerça julgamentos relevantes para estimar os valores envolvidos, a probabilidade de saída de recursos e a existência de uma obrigação presente dos processos judiciais dos quais a Companhia é parte envolvida, bem como impactar o valor destes passivos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e no valor da equivalência patrimonial das demonstrações contábeis individuais.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação das provisões para contingências e passivos contingentes.</p> <p>Avaliamos as estimativas e julgamentos relevantes feitos pela Companhia e seus assessores, por meio da análise dos critérios e premissas utilizados para mensuração dos valores provisionados e/ou divulgados e que levaram em consideração as avaliações preparadas pelos consultores jurídicos internos e externos da Companhia, incluindo a adesão aos diversos programas de regularização tributária.</p> <p>Avaliamos as informações relacionadas aos principais processos e reclamações envolvendo a Companhia, por meio de confirmação com os consultores jurídicos internos e externos e demais documentos produzidos pela Companhia.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que o saldo das provisões para contingências, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.</p>

3 - Redução ao valor recuperável dos ativos

Conforme Nota Explicativa nº 14 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A avaliação quanto a redução ao valor recuperável do ativo ("impairment") imobilizado e dos ativos intangíveis, bem como a definição das Unidades Geradoras de Caixa (UGC) incorpora julgamentos significativos relacionadas a premissas, tais como: (i) preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio (Real/Dólar) cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia; (ii) estimativas de recuperação das reservas de petróleo e gás; (iii) definição das taxas de desconto e taxa de câmbio.

Devido ao grau de complexidade adotado na avaliação da definição e revisão das unidades geradoras de caixa para fins de testes de redução ao valor recuperável dos ativos, e o nível de incertezas inerentes às projeções de fluxo de caixa, as estimativas para determinar a capacidade de recuperação de ativos, bem como a complexidade do processo, o qual requer um grau significativo de julgamento por parte da Companhia para determinação da estimativa contábil, que pode impactar o valor destes ativos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora, consideramos esse assunto como significativo em nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação da redução ao valor recuperável e da estimativa das reservas de petróleo e gás.

Outros aspectos relevantes da nossa abordagem de auditoria incluíram o entendimento do processo de preparação e revisão do plano de negócios, orçamentos e análises ao valor recuperável disponibilizados pela Companhia. Avaliamos a razoabilidade da estimativa preparada pela Companhia, a determinação das Unidades Geradoras de Caixa (UGC) e a metodologia utilizada para o teste de redução ao valor recuperável.

Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos as premissas e as metodologias utilizadas pela Companhia na preparação do modelo de valorização dos ativos e comparamos as premissas com dados obtidos de fontes externas, quando disponível, como o preço futuro do petróleo e gás natural, o crescimento econômico projetado, a inflação projetada no modelo e as taxas de desconto, assim como realizamos uma análise de sensibilidade sobre essas premissas.

No que tange à determinação da estimativa de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparamos o estudo efetuado por especialista externo contratado pela Companhia com os totais de Reservas utilizados, bem como verificamos a movimentação das reservas no exercício com base em informações de produção internas e externas.

Verificamos o valor recuperável dos ativos com o valor registrado de ativo imobilizado e intangível da Companhia para determinação de perdas por valor recuperável de seus ativos para cada UGC. Avaliamos também a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia.

Com base nas evidências obtidas por meio dos

	<p>procedimentos acima descritos, consideramos que o saldo do ativo imobilizado e dos ativos intangíveis, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.</p>
--	---

4 - Benefícios concedidos a empregados

Conforme Nota Explicativa nº 22 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia patrocina planos de pensão e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados.</p> <p>O passivo atuarial é determinado com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método de crédito unitário projetado, com referência em premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.</p> <p>Devido ao alto grau de julgamento por parte da Companhia para determinação das estimativas, bem como geração dos dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários, que pode impactar o valor destes passivos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, e no valor da equivalência patrimonial das demonstrações contábeis individuais, consideramos esse assunto como significativo em nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave, adotados pela Companhia associados ao processo de mensuração e divulgação do passivo atuarial.</p> <p>Realizamos procedimentos sobre as informações das bases de dados utilizadas nos cálculos das obrigações, com base em amostragem, bem como obtivemos informações sobre a competência técnica e experiência do atuário independente responsável pelo cálculo atuarial.</p> <p>Com o auxílio dos nossos especialistas em cálculos atuariais, avaliamos as premissas e as metodologias utilizadas pela Companhia na preparação do cálculo do passivo atuarial e comparamos com dados obtidos de fontes externas, quando disponível, como: taxa de desconto, crescimento salarial, rotatividade do plano de pensão e saúde, tábua de mortalidade e invalidez e custos médicos.</p> <p>Adicionalmente, com o auxílio de nossos especialistas em instrumentos financeiros, testamos a estimativa do valor justo dos ativos relacionados. Avaliamos também as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas.</p> <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação do passivo atuarial, os quais não foram registrados e divulgados pela administração, por terem sido considerados imateriais.</p> <p>Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração do passivo atuarial, bem como</p>

	as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.
--	--

5 - Contas a receber do setor elétrico

Conforme Nota Explicativa nº 8.4 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia fornece óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termoeletrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIE) que compõem o sistema isolado de energia na região norte do país.</p> <p>Parte significativa do valor utilizado na liquidação financeira das contas a receber da Companhia provém do fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis. Contudo, foram impostas restrições legais que reduziram os valores ressarcidos pelo referido fundo, o que acarretou um aumento da inadimplência das empresas que operam neste setor.</p> <p>Devido às circunstâncias supracitadas, à relevância do saldo das contas a receber, bem como ao grau significativo de julgamento por parte da Companhia para determinação da estimativa contábil das perdas em crédito de liquidação duvidosa, que pode impactar o valor destes ativos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, consideramos esse assunto como significativo em nossa auditoria.</p>	<p>Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração e reconhecimento contábil relacionado ao saldo das contas a receber do setor elétrico.</p> <p>Realizamos procedimentos para verificar a perda por redução ao valor recuperável do contas a receber do setor elétrico, com base em amostragem realizamos confirmação de saldo com as empresas do setor elétrico, analisamos os contratos de confissão de dívida, bem como a avaliamos o estágio atual das negociações entre a Companhia, Eletrobrás e Governo Federal.</p> <p>Avaliamos também as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas.</p> <p>Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que o saldo do contas a receber do setor elétrico, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.</p>

6 - Contabilidade de Hedge de fluxo de caixa

Conforme Notas Explicativas nº 4.3.6 e 33.2 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

A Companhia 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 em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período. A parcela não eficaz é registrada no resultado financeiro do período.

Devido à relevância dos instrumentos financeiros protegidos e critérios significativos utilizados pela Companhia para determinação das exportações futuras consideradas como altamente prováveis e das perdas e ganhos cambiais registrados, que pode impactar o valor apresentado nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração, reconhecimento contábil e divulgação da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa.

Com o auxílio dos nossos especialistas em instrumentos financeiros, analisamos os critérios usados pela Companhia para definir a parcela das exportações futuras consideradas "altamente prováveis", bem como avaliamos as premissas utilizadas na aplicação da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa.

Adicionalmente, realizamos procedimentos de recálculo da variação cambial e avaliamos os testes de eficácia prospectivos e retrospectivos.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a contabilidade de *hedge* de fluxos de caixa, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

7 - Provisões para desmantelamento de áreas

Conforme Nota Explicativa nº 20 das demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria

Como consequência das suas operações, a Companhia incorre em obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas.

Estimar os custos associados ao desmantelamento de áreas envolve julgamentos significativos, uma vez que: (i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; (ii) os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas quanto às práticas de

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chaves, adotados pela Companhia associados a captura dos processos, avaliação de risco, mensuração e reconhecimento contábil da provisão para desmantelamento de áreas.

Com auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos as premissas utilizadas

remoção e restauração e aos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e (iii) as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

Devido à relevância da provisão para desmantelamento de áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa que pode impactar o valor dessa provisão nas demonstrações contábeis, que pode impactar o valor destes passivos nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, consideramos esse assunto como significativo em nossa auditoria.

no cálculo desta estimativa, principalmente a natureza e a composição dos gastos futuros previstos para o desmantelamento de áreas, taxas de inflação, de desconto e de risco, e as informações de mercado que suportam as taxas aplicadas. Avaliamos ainda a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que o saldo das provisões para desmantelamento de áreas, bem como as divulgações relacionadas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado de 21 de março de 2017, que não conteve modificação.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório Anual e o Relatório ao Mercado Financeiro ("RMF").

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas não abrange o Relatório Anual e o Relatório ao Mercado Financeiro e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esses relatórios.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório Anual e o Relatório ao Mercado Financeiro e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório Anual e o Relatório ao Mercado Financeiro, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e 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 erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 14 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Marcelo Gavioli
Contador CRC 1SP201409/O-1

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 as demonstrações financeiras foram elaboradas nos termos da lei ou do estatuto social e que:

(i) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2017;

(ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da Petrobras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Rio de Janeiro, 14 de março de 2018.

Pedro Pullen Parente
Presidente

Ivan de Souza Monteiro
Diretor Executivo Financeiro e de
Relacionamento com Investidores

Hugo Repsold Júnior
Diretor Executivo de Desenvolvimento da
Produção e Tecnologia

Nelson Luiz Costa Silva
Diretor Executivo de Estratégia,
Organização e Sistema de Gestão

Eberaldo de Almeida Neto
Diretor Executivo de Assuntos Corporativos

Jorge Celestino Ramos
Diretor Executivo de Refino e Gás Natural

Solange da Silva Guedes
Diretora Executiva de Exploração e Produção

João Adalberto Elek Junior
Diretor Executivo de Governança e Conformidade

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-Exercício de 2017; e II- o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

2. Com base nos exames efetuados, considerando as práticas contábeis adotadas pela Companhia, e nas informações prestadas pela Administração, assim como o Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, sem ressalvas, da KPMG Auditores Independentes, de 14.03.2018, o Conselho Fiscal, com votos contrários dos Conselheiros Fiscais Reginaldo Ferreira Alexandre e Walter Luís Bernardes Albertoni, opina que os documentos apresentados estão em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 14 de março de 2018.

Marisete Fátima Dadald Pereira
Presidente

Adriano Pereira de Paula
Conselheiro

Eduardo Cesar Pasa
Conselheiro

Walter Luis Bernardes Albertoni
Conselheiro

Reginaldo Ferreira Alexandre
Conselheiro

Antonio Roberto da Silva
Assessor Técnico
CRC/RJ-055019/0-5

Aos Conselheiros de Administração da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

1. Apresentação

O Comitê de Auditoria Estatutário ("CAE" ou "Comitê") é um órgão de caráter permanente, vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ("Companhia"), regido pela Instrução CVM nº 308 da Comissão de Valores Mobiliários, de 14 de maio de 1999, alterada pela Instrução CVM nº 509, de 16 de novembro de 2011, e demais regulações aplicáveis, inclusive a Sarbanes-Oxley Act ("SOx") e regras emitidas pela Securities and Exchange Commission ("SEC") e pela Bolsa de Valores de Nova Iorque ("NYSE"), possuindo Regimento Interno próprio ("Regimento").

O Comitê de Auditoria Estatutário tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando principalmente sobre (i) a qualidade, transparência e integridade das demonstrações contábeis individuais e consolidadas (doravante, "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.

No cumprimento de suas responsabilidades, o CAE não é responsável pelo planejamento ou condução de auditorias ou por qualquer afirmação de que as demonstrações contábeis da Companhia sejam completas e exatas e estejam apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Esta é a responsabilidade da Administração e dos auditores independentes. No cumprimento de suas responsabilidades descritas em seu Regimento Interno, os membros do CAE não estão desempenhando as funções de auditores ou contadores.

O Comitê de Auditoria é composto pelos seguintes Conselheiros de Administração: Jerônimo Antunes (Presidente do Comitê), Marcelo Mesquita de Siqueira Filho e Durval José Soledade Santos, sendo o Conselheiro Jerônimo Antunes o especialista financeiro e de contabilidade societária do CAE, conforme previsto nas legislações brasileira e norte-americana.

Importa destacar que todos os atuais membros do CAE atendem aos critérios de independência estabelecidos no artigo 22, §1º, da Lei nº 13.303 de 30/06/2016 e no artigo 31-C, §2º, da Instrução CVM nº 308 de 14/05/1999, alterada pela Instrução CVM nº 509 de 16/11/2011, bem como aos critérios de independência exigidos pela legislação norte-americana no que são aplicáveis à Petrobras e, também pelos critérios do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC.

2. Atribuições e Responsabilidades

2.1 Administração da Companhia

A Administração da Companhia é responsável: (i) pela definição e implementação de processos e procedimentos que visam coletar dados na elaboração das demonstrações contábeis, com observância da legislação societária, das práticas contábeis adotadas no Brasil, além das emitidas pelo IASB, dos atos normativos pertinentes da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e, por ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque, das normas estabelecidas pela SEC e pela SOx; (ii) por elaborar e garantir a integridade das demonstrações contábeis, gerir os riscos, manter sistema de controles internos efetivo e zelar pela conformidade das atividades em atendimento às normas legais e regulamentares, e (iii) pelos processos, políticas e procedimentos de controles internos que assegurem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos e a eliminação ou redução, a níveis aceitáveis, dos fatores de risco.

2.2 Auditoria Interna

A Auditoria Interna, diretamente subordinada ao Conselho de Administração, é supervisionada tecnicamente pelo Comitê de Auditoria Estatutário, e 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.

2.3 Auditoria Independente

Desde maio de 2017, a KPMG é responsável pela auditoria independente das demonstrações contábeis anuais publicadas e pela revisão das informações trimestrais (ITRs) arquivadas na CVM, emitindo relatórios que refletem o resultado de suas verificações e apresentam a sua opinião independente a respeito da fidedignidade das demonstrações contábeis em relação as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), além da aderência às normas da CVM, preceitos da legislação societária brasileira e regulamentação norte-americana aplicável à Petrobras.

2.4 Conformidade e Controles Internos

A atual Diretoria de Governança e Conformidade (“DGC”) 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.

A Gerência Executiva de Conformidade, que faz parte da DGC, tem a atribuição de planejar, orientar, coordenar e avaliar atividades de controle, conformidade 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. A investigação e apuração de denúncias é atribuição da Gerência Geral de Apuração de Denúncias (APD), cujo porte e atribuições foram aprovados pelo Conselho de Administração em 26/07/2017.

Desde a criação, no final de 2014, da Diretoria de Governança, Risco e Conformidade (“DGRC” – atual Diretoria de Governança e Conformidade, “DGC”), inúmeras ações foram implementadas na Petrobras com o objetivo de garantir a conformidade de processos e diminuição de riscos, além de assegurar a aderência a leis, normas, padrões e regulamentos, internos e externos à Companhia. Nesse sentido, ao longo de 2017, destacam-se, como importantes medidas de aprimoramento de governança e controles, assim como prêmios externos de reconhecimento destas, as seguintes:

1) a criação da função não estatutária de Diretor Adjunto de Governança e Conformidade em 12/06/2017: esta medida foi mais um avanço no sistema de governança da companhia, dado que o Diretor Adjunto pode concentrar seu foco de atuação em ações internas, especialmente aquelas ligadas a demandas de controles internos, governança corporativa e governança societária, assim como prevenção e investigação;

2) a publicação da Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa, em 29/06/2017, em atendimento à Lei 13.303/16, ao Decreto 8.945/16 e ao Programa Destaque em Governança de Estatais da B3. Esta carta é destinada ao público em geral e reúne, de forma sintética, as principais informações relativas a compromissos com o alcance de objetivos de políticas públicas, atividades desenvolvidas, estrutura de controle, dados econômico-financeiros, fatores de risco, políticas e práticas de governança corporativa e descrição da composição e da remuneração da administração da companhia;

3) a obtenção da Certificação no Programa Destaque em Governança de Estatais concedida pela B3 (antiga BM&FBovespa), em 08/08/2017;

4) o Prêmio de “Conselho de Administração”, concedido em 14/09/2017, na 3ª edição do “Prêmio Empresas Mais”, que se trata de uma parceria do Grupo Estado com a Fundação Instituto de Administração (FIA) e a agência classificadora de risco Austin Rating, no qual a Petrobras foi escolhida como vencedora no quesito Conselho de Administração, que integra o item Governança Corporativa. O “Empresas Mais” analisa uma base de dados de 1.500 empresas e leva em consideração o desempenho econômico dos negócios e também iniciativas em governança corporativa;

5) adesão ao segmento especial de listagem Nível 2 de Governança Corporativa da B3 em 26/10/2017, com suas respectivas alterações estatutárias para esta adesão aprovadas pela Assembleia de Acionistas em 15/12/2017;

6) em 10/11/2017, a obtenção de nota máxima em Indicador de Governança (“IG-SEST”), elaborado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST, do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão – MPDG, com os resultados apurados em seu 1º Relatório de Avaliação, em que a companhia obteve nota 10,0 e atingiu o Nível 1 de governança; e

7) Troféu Transparência 2017, outorgado pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac) pela qualidade das demonstrações contábeis da Petrobras de 2016.

2.5 Gestão e Monitoramento de Riscos

A Gerência Executiva de Riscos Empresariais, vinculada à Diretoria de Estratégia, Organização e Sistema de Gestão, é a responsável por fortalecer a visão integrada dos riscos empresariais do Sistema Petrobras, através da identificação, avaliação, monitoramento e gestão de riscos relevantes, em articulação com as diversas áreas e empresas do Sistema Petrobras.

2.6 Governança

A Gerência Executiva de Governança é vinculada à Diretoria Adjunta de Governança e Conformidade, sendo responsável por assegurar o cumprimento dos modelos de governança corporativa da Petrobras e de governança societária do Sistema Petrobras, bem como garantir a gestão do processo decisório da Petrobras e do planejamento, avaliação de desempenho e otimização societária das empresas do Sistema Petrobras;

2.7 Ouvidoria e Canal de Denúncias

A Ouvidoria-Geral é vinculada ao Conselho de Administração da Petrobras, atuando com independência, isenção e confidencialidade. É responsável pela apresentação e gestão de reclamações e denúncias recebidas e tratadas, bem como das solicitações feitas ao Serviço de Informação ao Cidadão (SIC); prestando contas de suas atividades ao Conselho de Administração, através do Comitê de Auditoria Estatutário, e à Diretoria Executiva da Petrobras.

A Ouvidoria-Geral é um canal direto entre os diversos públicos de interesse da Petrobras e a Alta Administração. O recebimento das denúncias, inclusive anônimas, é feito através do Canal de Denúncias, que é estruturado por um sistema contratado, da empresa denominada “Contato Seguro”, garantindo a confidencialidade e sigilo necessários.

2.8 Transações com Partes Relacionadas

Cabe ao Comitê de Auditoria Estatutário avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia, bem como revisar, trimestralmente, o sumário das transações com partes relacionadas da Petrobras envolvendo seus Diretores Executivos, Conselheiros, bem como o cônjuge ou parente em linha reta ou colateral até o terceiro grau, e, por afinidade, até o segundo grau de tais administradores, e companhias que empreguem quaisquer de seus Diretores Executivos e Conselheiros, além de qualquer outra relação com partes relacionadas que seja relevante, conforme definido pela CVM e pela SEC.

A partir de 15/12/2016, com a aprovação pelo Conselho de Administração da revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas da Petrobras, o Regimento Interno do CAE foi alterado para que o Comitê, além da avaliação e monitoramento das transações com partes relacionadas, analise previamente aquelas que atendam aos critérios de materialidade estabelecidos na Instrução CVM 480 de 07/12/2009, nos termos da revisão da citada política.

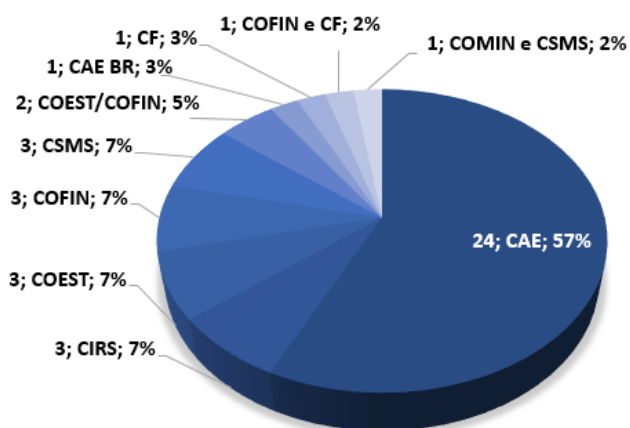
3. Resumo das atividades em 2017/2018

No período de 15 de março de 2017 (primeira reunião ordinária do CAE após apreciação das Demonstrações Contábeis de 2016) a 12 de março de 2018 (reunião ordinária do CAE, conjunta com Comitê Financeiro e com o Conselho Fiscal – para apreciação das Demonstrações Contábeis de 2017), o Comitê de Auditoria Estatutário da Petrobras realizou 42 reuniões, que contemplaram 257 pautas, envolvendo Conselheiros de Administração, Conselheiros Fiscais, Membros do Comitê Especial de Investigação, Diretores Executivos, Gerentes Executivos, Ouvidor-Geral, Auditores Internos, Auditores Independentes, Advogados Internos e Externos e membros de Comitês de Auditoria de empresas do Sistema Petrobras, assim segregadas:

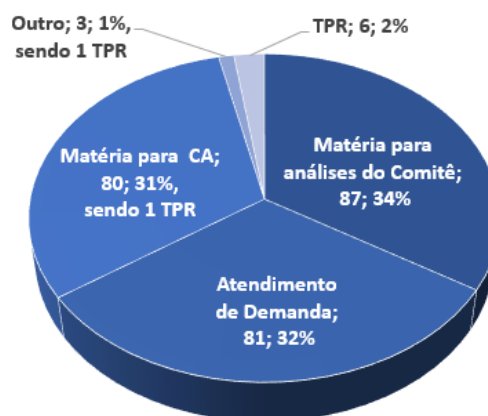
2017/2018 do CAE em números (Período de 15/03/17 a 12/03/18)

Média de reuniões por mês – 3,5
 Média de pautas por reunião – 6,1

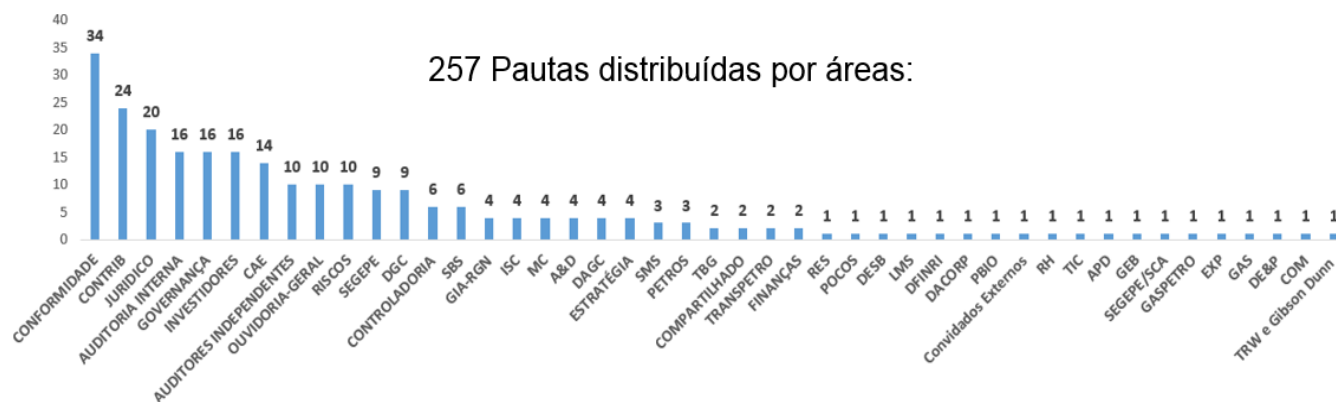
42 reuniões, conjuntas ou individuais:



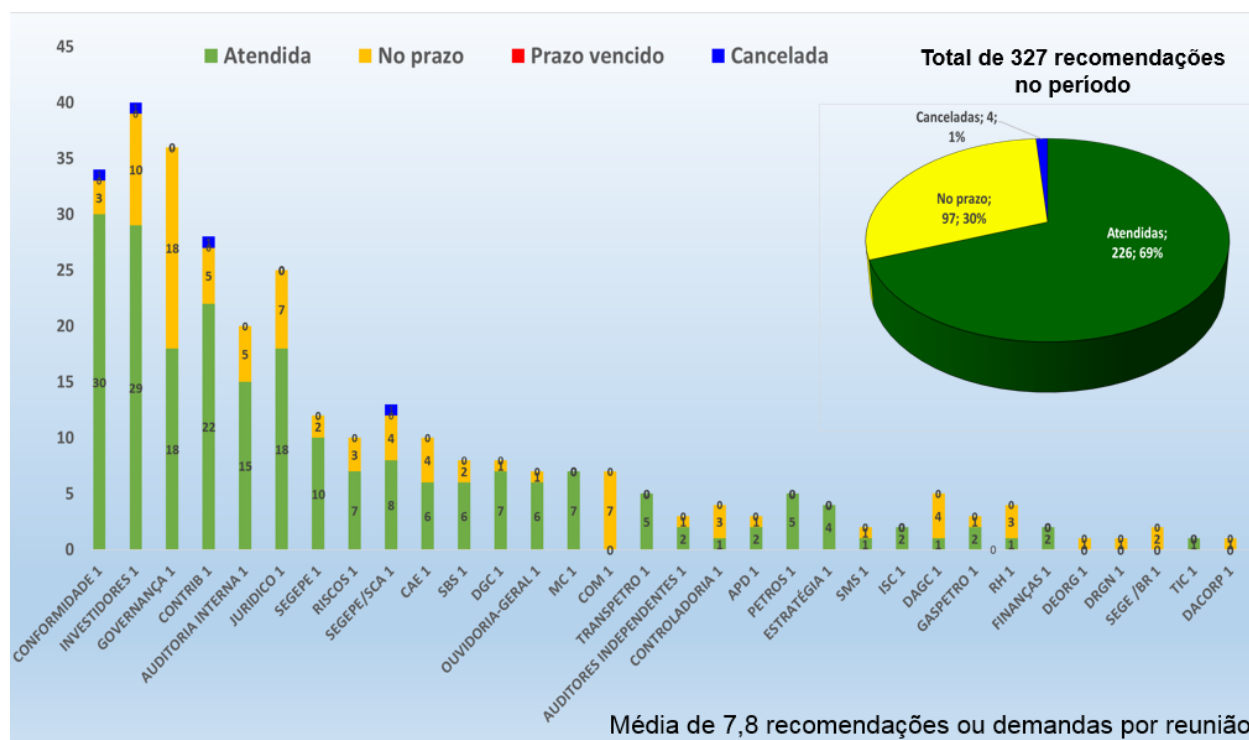
257 pautas apreciadas, sendo:



257 Pautas distribuídas por áreas:



Situação das Demandas do CAE por Gerência Executiva - ano base 2017 (Período de 15/03/17 a 12/03/18) (1 -extrato em 12/03/18)



O CAE elaborou o Calendário Anual de Pautas do Comitê de Auditoria Estatutário para o exercício social de 2018, contemplando as pautas e respectivas áreas que dão cumprimento às obrigações regimentais deste Comitê. Este calendário permite, de forma antecipada, o planejamento e a elaboração das matérias a serem apreciadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que devem ser encaminhadas pelas áreas com, no mínimo 7 (sete) dias de antecedência da data da reunião, salvo autorização específica do Presidente deste Comitê, conforme previsto no item 6, alínea 6.3, do Regimento Interno, aprovado pelo Conselho de Administração em 28/02/2018. O Calendário Anual de Pautas do Comitê de Auditoria Estatutário foi encaminhado formalmente para as áreas responsáveis em 05/02/2018.

3.1 Auditoria Independente

Foram apreciadas 10 pautas em 10 reuniões, contemplando, dentre outros assuntos, (i) o planejamento e a execução dos trabalhos de auditoria das demonstrações contábeis trimestrais e anual do exercício social de 2017, (ii) conhecer a natureza, época e extensão dos principais procedimentos de auditoria selecionados e a materialidade adotada, (iii) a análise de riscos de auditoria por eles efetuadas, (iv) as deficiências significativas identificadas na avaliação dos riscos dos controles internos, (v) os pontos de atenção identificados e (vi) as conclusões dos seus exames de auditoria. Também foram obtidas informações para assegurar a independência dos auditores e a inexistência de conflitos de interesses em outros trabalhos que não os de auditoria das demonstrações contábeis.

Adicionalmente, foram debatidos com os auditores independentes os denominados Principais Assuntos de Auditoria, apontados no Relatório dos Auditores Independentes, a saber: (i) "Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia; (ii) processos judiciais e contingências; (iii) redução do valor recuperável dos ativos; (iv) benefícios concedidos aos empregados; (v) contas a receber do setor elétrico; (vi) contabilidade de Hedge de fluxo de caixa; e (vii) provisões para desmantelamento de áreas.

3.2 Contabilidade e Tributário

Foram apreciadas 24 pautas ao longo de 14 reuniões, tendo como objeto as demonstrações contábeis trimestrais e anual do exercício social de 2017, abordando as principais práticas contábeis adotadas, as estimativas contábeis efetuadas, bem como as apresentações da situação patrimonial e financeira, dos resultados financeiros, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados e das notas explicativas às demonstrações contábeis. Essas pautas envolveram, além da Auditoria Independente, também as seguintes áreas: Jurídico, Conformidade (Controles Internos) e Auditoria Interna.

Os possíveis efeitos contábeis nas demonstrações financeiras de 31.12.2017 e subsequentes, das alterações decorrentes dos novos pronunciamentos IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, IFRS 15 – Receitas de Contrato com Clientes (ambos com adoção a partir de 1o de janeiro de 2018) e IFRS 16 – Arrendamentos Mercantis (adoção a partir de 1o de janeiro de 2019), foram analisadas e debatidas pelo CAE com os responsáveis pela Contabilidade e Tributário.

3.3 Auditoria Interna

Destaca-se que, desde setembro/2016, o Gerente Executivo da Auditoria Interna participa como convidado permanente de todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário.

Foram realizadas 16 pautas de responsabilidade da Auditoria Interna, em 11 reuniões em que o Comitê de Auditoria Estatutário tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração. Essas pautas abordaram os relatórios trimestrais e anual dos trabalhos da Auditoria Interna (RAINT), o Plano de Atividades da Auditoria Interna (PAINT), as ações necessárias para o processo em curso visando a Certificação de Qualidade (Quality Assessment) da Auditoria Interna, de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria (The Institute of Internal Auditors – IIA), além da evolução dos testes dos controles SOx na Petrobras e em suas principais subsidiárias.

Para permitir um efetivo e adequado acompanhamento das atividades realizadas pela Auditoria Interna, o CAE determinou que, após o encerramento de cada um dos seus trabalhos, a Auditoria Interna solicite avaliação formal compulsória do Gerente Executivo ou do Gerente Geral, responsável pela área auditada, conforme as questões previamente acordadas com este Comitê, como uma forma de manter um canal independente das Gerências Executivas auditadas diretamente com o CAE, para relato de eventuais críticas e/ou elogios sobre os trabalhos da Auditoria Interna.

Essas avaliações são de acesso confidencial e exclusivo da área que assessora o Comitê em suas atividades, por delegação do CAE, e os resultados são periodicamente consolidados e encaminhados para os membros do CAE, com feedback consolidado e periódico para a Auditoria Interna, sem identificação das opiniões individuais dos avaliadores. Para as avaliações que, a juízo dos membros do CAE, demandarem elucidações e/ou complementos de informações, ou ainda, arbitramento de eventuais conflitos de opiniões, os avaliadores são convidados para participar de reuniões privativas apenas com os membros do CAE, para posterior análises e debates com o Gerente Executivo da Auditoria Interna.

A prática de avaliação dos trabalhos da Auditoria Interna é um dos itens previstos no Programa de Certificação de Qualidade do Instituto dos Auditores Internos (The Institute of Internal Auditors), que visa à melhoria contínua da gestão dos processos desta área para atender as expectativas dos clientes internos da Petrobras e entregar serviços que adicionem valor para seu processo e para a Companhia.

3.4 Conformidade e Sistemas de Controles Internos

Foram apresentadas 34 pautas em 16 reuniões, tendo sido objeto de acompanhamento e recomendações, dentre outros, os seguintes temas: (i) plano de ação referente aos pontos de atenção e remediação das deficiências significativas reportadas no Formulário de Referência de 2017 – exercício social de 2016 - arquivado na CVM (correspondentes às “Material Weaknesses” reportadas no Form 20-F de 2017 – exercício social de 2016 - arquivadas na SEC), com acompanhamento rigoroso e em períodos mensais e/ou semanais do CAE; (ii) sistema de controles internos; (iii) riscos SOx/CVM; (iv) processo de Due Diligence de Integridade; e (v) Relatórios trimestrais de Atividades da Gerência Executiva de Conformidade (mais recentemente transformados em “Relatório de Atividades das Gerências Executivas Conformidade (CONF), Governança (Governança) e Apuração de Denúncias (APD)”.

3.5 Gestão e Monitoramento de Riscos

Foram debatidas 10 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos, ao longo de 9 reuniões, com envolvimento de outras áreas da Companhia, tais como: Relacionamento com Investidores, Governança, Conformidade (Controles Internos) e Contabilidade e Tributário. Essas pautas abordaram, dentre outros, os seguintes assuntos: (i) governança para riscos tributários; (ii) matriz de gestão de riscos de fraude e corrupção; (iii) inventário dos riscos SOx/CVM, (iv) processo de revisão e atualização dos fatores de risco constantes nos Formulário de Referência e Form 20-F; (v) mapa de riscos estratégicos, riscos trabalhistas e apetite a riscos; e (vi) medidas mitigadoras para cada um dos fatores de riscos da matriz de gestão de riscos de fraude abordadas em pautas mensais no Comitê.

3.6 Governança

Foram debatidas 16 pautas de Governança, ao longo de 12 reuniões, com envolvimento de outras áreas da Companhia (como: Jurídico, GIA-RGN, GIA-E&P, dentre outras), para apreciação de temas como: panorama das empresas do Sistema Petrobras; Carta Anual Políticas Públicas e de Governança Corporativa 2016; aplicação da matriz de limites de atuação da Petrobras aos processos de baixas de créditos de natureza tributária; alteração da tabela de limites de competência e delegação de competências; revisão da Tabela Referencial Societária (TRS) para os administradores indicados nas empresas do Sistema Petrobras; proposta de criação de CAE Único para as empresas do Sistema Petrobras, em atendimento à Lei 13.303/16 e ao Decreto 8.945/16; plano para adequação à Instrução CVM nº 586/17 e ao Código Brasileiro de Governança Corporativa; e revisão do Regimento Interno do CAE.

3.7 Ouvidoria-Geral e Canal de Denúncias

Relacionadas especificamente à Ouvidoria-Geral e Canal de Denúncias foram abordadas 10 pautas em 9 reuniões realizadas, onde foram apresentadas em detalhes as denúncias de muito alto e alto risco e os relatórios trimestrais contemplando todas as atividades, denúncias e providências tomadas, bem como a revisão da Política e Diretrizes da Função Ouvidoria na Petrobras. Cabe destacar que o reporte trimestral da Ouvidoria-Geral ao CAE, das denúncias recebidas pelo Canal de Denúncia único da Petrobras, com capítulo dedicado ao detalhamento das denúncias de fraude e corrupção, tem como escopo atender ao disposto no artigo 24, §2º da Lei nº 13.303/2016.

3.8 Transações com Partes Relacionadas

Realizadas 14 reuniões, com apreciação de 16 pautas sobre transações com partes relacionadas, incluindo a revisão da Política de Partes Relacionadas e, conforme atribuição 5.1, “n”, do Regimento Interno do Comitê, a análise prévia das transações com partes relacionadas que atendam aos critérios estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração. Em atendimento à esse requisito, o CAE teve 10 pautas (do total de 16) de análise prévia de transações com partes relacionadas, cujo processo foi sendo aperfeiçoado e hoje conta com certificações relativas à comutatividade e isonomia da transação, assinada pela Gerência (responsável pela transação) e pela Gerência Executiva de Investidores, garantindo que as transações seguiram os mesmos procedimentos que norteiam as transações realizadas com terceiros que não são partes relacionadas e que foram celebradas em observância às condições de mercado.

3.9 Outras Atividades

O Comitê de Auditoria Estatutário se reuniu com os principais executivos da Companhia e das suas principais sociedades controladas, 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 CAE apreciou também pautas sobre: (i) atualização semestral sobre as atividades da Gerência Executiva Inteligência e Segurança Corporativa, área da Companhia responsável pelas atividades normativas e de execução de inteligência, investigação, segurança empresarial, segurança da informação e segurança patrimonial; (ii) premissas atuariais da Petrobras e da Fundação Petros, com os atuários e auditores independentes; (iii) apreciação das demonstrações contábeis, atividades e melhorias dos controles internos e da governança em andamento da Fundação Petros; e (iv) acompanhamento da implementação pelas áreas responsáveis na Petrobras das recomendações do Comitê Especial de Investigação (com pautas bimestrais com a presença da EY - Ernst & Young e do escritório TRW - Trench, Rossi e Watanabe Advogados e Gibson Dunn), totalizando 121 pautas referentes às outras atividades.

Dentre outras atividades do CAE, pode-se citar a realização de reuniões conjuntas com o Comitê Financeiro, sobre as Demonstrações Contábeis, com o Conselho Fiscal, onde foram abordados temas contábeis como impairment e hedge accounting; e com o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, onde foram tratados assuntos ligados aos indicadores de SMS; relato integrado, processo de submissão ao DJSI – Dow Jones Sustainability Index, ISE Bovespa, relatórios de auditorias internas de SMS e relatos de acidentes graves e com fatalidade na Companhia.

O CAE realizou também reuniões conjuntas com o Comitê Estratégico e com o Comitê Financeiro, nas quais foram apreciadas pautas como “Acompanhamento da Carteira de Projetos de Desinvestimentos”, “Equacionamento do Déficit do Plano Petros Sistema Petrobras (PPSP)”, “Estatuto da Petrobras: a Definição de Interesse Público”, “Acordo com o Ministério das Finanças da República de Angola para Regularização Fiscal” e “Planos de Ação das Gerências Executivas Marketing e Comercialização, Aquisições e Desinvestimentos, Suprimento de Bens e Serviços, Estratégia, Comunicação, Controladoria e Finanças”.

Buscando melhoria contínua e a excelência dos processos, ferramentas e atividades do Comitê de Auditoria Estatutário, pelo terceiro ano consecutivo, o Comitê realizou uma autoavaliação de maturidade do CAE, cujo resultado será apresentado ao Conselho de Administração da Petrobras.

4. Comunicações do Comitê de Auditoria

4.1 Conselho de Administração

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta mensalmente, em reuniões do Conselho de Administração, os assuntos tratados em suas reuniões, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia, bem como os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos, dos Auditores Independentes, das Transações com Partes Relacionadas, das Gerências Executivas de Conformidade (Controles Internos), Governança, Riscos Empresariais e da Ouvidoria-Geral, além daquelas relativas ao Canal de Denúncias.

Adicionalmente, o CAE emite recomendações específicas ao Conselho de Administração sobre pautas submetidas para deliberação desse colegiado, como parte de suas atribuições estatutárias, além de apresentar os relatórios resumidos e detalhados das suas atividades anuais, sendo que o relatório resumido é divulgado em conjunto com as demonstrações contábeis anuais.

4.2 Alta Administração - Diretoria Executiva e Gerentes Executivos

Em todas as reuniões realizadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes Executivos ou Gerentes Gerais das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas.

Além disso, as Diretorias, Gerências Executivas e Gerências Gerais submetem pautas ao CAE, no que for pertinente às atribuições deste Comitê, referentes a matérias que serão encaminhadas para apreciação e deliberação final do Conselho de Administração, de modo que o Comitê possa analisá-las e emitir sua recomendação ao Conselho.

4.3 Gerências Executivas e Gerências Gerais

Durante as reuniões, nas pautas apreciadas, sempre que necessário, os membros do Comitê emitem recomendações/solicitações para as Gerências Executivas e/ou Gerências Gerais responsáveis, que são formalizadas por e-mail com cópia para as respectivas Diretorias Executivas, com uma média de 7,8 recomendações/solicitações por reunião. Em função disso, o Comitê implantou um processo de controle das recomendações/solicitações, e os status destas são mensalmente reportados aos membros do CAE. As recomendações não atendidas dentro do prazo são encaminhadas para o monitoramento e controle da Auditoria Interna, e assim permanecem até o completo atendimento pela gerência responsável.

5. Recomendações à Diretoria Executiva

Dentre outras recomendações, o Comitê de Auditoria Estatutário recomendou à Diretoria Executiva que incluísse em suas reuniões ordinárias o acompanhamento do andamento das providências para eliminar as deficiências significativas ("Material Weaknesses") dos controles internos apontadas no exercício social findo em 31/12/2016, bem como monitorasse eventuais novos obstáculos identificados, envidando esforços para antecipação dos prazos de conclusão do respectivo tratamento; e que providenciasse os recursos necessários para a implantação dos seguintes Planos de Ação e políticas destacados a seguir:

- Plano de Remediação/eliminação das referidas deficiências significativas ("Material Weaknesses");
- 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-Geral, Auditoria Interna, SMS, Recursos Humanos, Conformidade, Riscos, Jurídico e Tecnologia de Informação;
- Complementação e Implantação do Plano de Trabalho de Revisão da Metodologia de Classificação do Contencioso Judicial e Administrativo, executado conjuntamente pelo Jurídico, Contabilidade e Tributário, Auditoria Interna e Riscos Empresariais, com seu respectivo desdobramento para a Fundação Petros e para as demais empresas do Sistema Petrobras;
- Revisão do Sistema de Integridade da Petrobras, aperfeiçoando o processo de investigação de denúncias de fraude, corrupção, nepotismo, conflito de interesses e CIA – Comissão Interna de Apuração, promovendo a melhoria contínua, sem prejuízo às melhores práticas e disposições de órgãos reguladores locais e internacionais, implantando melhorias de processo, de tecnologia e em treinamento de pessoas, com ações a serem implementadas de acordo com o cronograma atualizado, principalmente àquelas que dependiam de aprovação do Conselho de Administração, como o 1) Monitoramento contínuo de e-mail; 2) Análise de evolução patrimonial; e 3) Mudanças no Comitê de Correição.
- Implantação das recomendações advindas do Comitê Especial de Investigação, com esforço de antecipação dos prazos;
- Sistematização do processo (definindo-se atribuições, fluxo de informações, calendário de reuniões, revisão do calendário anual de pautas do CAE e outros requisitos necessários) para atendimento pleno ao Ofício Circular nº 575/2017 do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, que regula as atribuições das empresas estatais federais, enquanto patrocinadoras de planos de benefícios previdenciários, na supervisão e fiscalização sistemática das atividades das suas respectivas Entidades Fechadas de Previdência Complementar (EFPC), abordando as responsabilidades do Conselho de Administração em relação à realização de auditorias nas EFPC e as responsabilidades da Diretoria Executiva em relação ao plano de ação para correção das não conformidades apontadas nas auditorias, dentre outras.

O Comitê de Auditoria Estatutário julga que os temas destacados em “Recomendações” acima, assim como todas as dezenas de outras recomendações formuladas ao longo do período coberto por este relatório de atividades do CAE – cujos Planos de Ação encontram-se concluídos ou em andamento – foram cercados de procedimentos mitigatórios satisfatórios visando minimizar eventuais riscos de controles internos que pudessem impactar as demonstrações contábeis relativas ao exercício social findo em 31/12/2017.

6. Conclusões e recomendação ao Conselho de Administração

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, 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 2017 (“Demonstrações Contábeis Anuais de 2017”).

Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE - anteriormente aqui descritos de forma sumarizada - assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Petrobras e pela KPMG Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31/12/2017, no “Relatório Anual 2017 e Sustentabilidade 2017”, que compõem o “Relato Integrado 2017”, recomendando a sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2018.

Jerônimo Antunes
Presidente do Comitê de Auditoria Estatutário
Especialista financeiro e de contabilidade societária

Durval José Soledade Santos
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário

Marcelo Mesquita de Siqueira Filho
Membro do Comitê de Auditoria Estatutário