



Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

CNPJ/MF nº 11.253.257/0001-71

Companhia de Capital Autorizado



BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 2015

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	01/01/2015	31/12/2016	01/01/2015
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	4	5.887	140.572	17.504	180.196
Aplicações financeiras	9	1.157.193	938.478	1.157.193	938.478
Caixa restrito	5	1.019	-	-	-
Contas a receber	10	102.292	102.615	102.292	102.615
Estoques	7	1.542	3.064	1.542	3.064
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	35.888	74.249	35.952	74.249
Partes relacionadas	6	693	6.723	-	15.498
Créditos com parceiros	8	64.021	19.344	64.021	23.940
Outros	10	4.468	4.466	1.965	4.464
Total do ativo circulante		1.404.503	1.294.107	1.289.026	1.439.508
Ativo não circulante					
Caixa restrito	9	125.245	86.787	27.916	86.787
Aplicações financeiras	4	160.084	157.760	-	160.084
Impostos e contribuições a recuperar L.P.	10.1	4.540	4.925	250	4.925
IR e CSLL diferidos	10.4	44.414	45.538	19.392	44.414
Partes relacionadas L.P.	6	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes	11	1.599	1.644	1.811	1.644
Investimentos	12	164.516	164.578	27.922	138.363
Imobilizado	12	928.211	942.558	1.229.095	928.211
Intangível	13	727.053	728.357	630.470	728.357
Total do ativo não circulante		2.155.662	2.132.147	1.941.134	2.129.510
Total do Ativo		3.560.165	3.426.254	3.230.160	3.569.018

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2015 a 31/12/2015	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2015 a 31/12/2015
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Receita Líquida	17	476.454	496.192	476.454	496.192
Custos	18	(240.732)	(252.854)	(240.732)	(252.854)
Lucro Bruto		235.722	243.338	235.722	243.338
Recargas (Despesas) Operacionais					
Gerais e administrativas	18	(44.026)	(47.083)	(44.726)	(47.667)
Equivalência patrimonial	11	149	(1.586)	509	(1.178)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	19	(62.540)	(386.098)	(62.540)	(386.098)
Outras operacionais líquidas		(2.788)	315	(2.788)	333
		126.517	(191.114)	126.177	(191.272)
Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro					
Resultado Financeiro, Líquido	20	45.775	271.603	46.115	271.761
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social					
Imposto de renda e contribuição social correntes	10.3	(13.834)	(8.242)	(13.834)	(8.242)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.3	(1.123)	26.145	(1.123)	26.145
Lucro Líquido do Exercício		157.335	98.392	157.335	98.392
Resultado Líquido do Exercício por Ação - Básico e Diluído	24	0,82	0,51	0,82	0,51

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DA MUTUAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(Valores expressos em milhares de reais)

Nota explicativa	Capital social integralizado	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados	Dividendos adicionais ao montante	Lucros acumulados	Total
		opções de ações	Planos de distribuição	Reserva de lucros	Reserva de lucros				
Saldos em 1º de Janeiro de 2015	2.042.553	31.632	30.807	108.895	364.631	5.404	-	2.583.922	-
Ajustes acumulados de conversão	11	-	-	-	-	37.983	-	37.983	-
Pagamento de dividendos	-	-	-	-	(40.599)	-	-	(40.599)	-
Plano de opções de ações	24	-	6.267	-	-	-	-	6.267	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	98.392	-	98.392	-
Reserva legal	-	-	-	7.979	(3.059)	-	-	(4.920)	-
Reserva para incentivos fiscais	-	-	-	-	36.098	(3.545)	-	32.553	-
Reserva para investimentos	-	-	-	-	18.242	-	-	18.242	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	40.849	(40.849)	-	-
Saldos em 31 de Dezembro de 2015	2.042.553	37.899	38.786	144.993	335.670	43.387	-	2.684.136	-
Saldos em 1º de Janeiro de 2016	2.042.553	37.899	38.786	144.993	335.670	43.387	-	2.684.136	-
Ajustes acumulados de conversão	11	-	-	-	-	(27.668)	-	(27.668)	-
Pagamento de dividendos (anos anteriores)	-	-	-	-	(40.851)	-	-	(40.851)	-
Plano de opções de ações	24	-	3.975	-	-	-	-	3.975	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	157.335	-	157.335	-
Reserva legal	-	-	-	7.866	-	(7.866)	-	-	-
Reserva para investimentos	-	-	-	-	49.359	(49.359)	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	(3.003)	-	(3.003)	-
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	97.107	(97.107)	-	-
Saldos em 31 de Dezembro de 2016	2.042.553	41.874	46.652	194.352	294.819	15.719	-	2.773.922	-

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 e 2015

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

1. Contexto Operacional

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("Companhia", "QGE", "Grupo") foi constituída em 16 de outubro de 2009 e tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comercialização e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica. Em 31 de dezembro de 2016 e 2015 a Companhia apresentava a seguinte estrutura societária:



A QGEP Netherlands B.V. ("QGEP B.V.") com sede na cidade de Rotterdam, na Holanda, controlada integral da QGEP, tem como objeto social qualquer, gerência e supervisão empresarial; realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais; bem como todas e quaisquer que estejam relacionadas às atividades descritas. A Atlanta Field B.V. ("AFBV") com sede na cidade de Rotterdam, Holanda, é controlada indireta da QGEP e direta da QGEP B.V., a qual detém 30% de participação societária. A AFBV tem como principal objeto social a aquisição, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar e operar equipamentos, incluindo aqueles utilizados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A AFBV possui ainda a OXG Netherlands Holding B.V. e a FR Barra 15 S.A., como acionistas com 40% e 30%, respectivamente, de participação. A AFBV foi criada para facilitar a permanência dos mencionados acionistas com a QGEP na concessão do Bloco B5-4.

2. Principais Políticas Contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas e individuais estão definidas a seguir: 2.1. Declaração de conformidade. As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais e consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. As demonstrações financeiras da QGEP estão sendo apresentadas conforme orientação da técnica OCPC 07, que trata dos requisitos básicos de elaboração e evidência a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros, em especial das próprias nas notas explicativas. A Administração confirma que estão sendo evidenciadas todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e que estas conformam-se às utilizadas em sua gestão. 2.2. Base de elaboração. As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos conforme descrito nas políticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos. O resumo das principais políticas contábeis adotadas pelo Grupo encontra-se descrito nos pontos abaixo: 2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas. As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas, bem como das informações contábeis referentes aos fundos exclusivos descritos na nota explicativa 4. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para exercer influência de suas atividades. Os resultados das controladas adquiridas, alienadas ou incorporadas durante o exercício estão incluídos nas informações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, quando aplicável. Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as demonstrações financeiras das controladas diretas e indiretas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial. Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis aquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture. Participações da Companhia em controlada. As demonstrações financeiras da Companhia, em 31 de dezembro de 2016, compreendem as informações financeiras da sua controlada direta, utilizando a mesma data base:

QGEP B.V.	País de operação	Controle	Porcentagem de participação - %	
			31/12/2016	31/12/2015
	Holanda	Direto	100%	100%

2.4. Participações em negócios em conjunto ("joint venture"). Uma "joint venture" é um acordo contratual por meio do qual uma Companhia exerce uma atividade econômica sujeita a uma situação em que as decisões operacionais, políticas financeiras e operacionais significativas relacionadas às atividades da "joint venture" requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle. Os acordos de "joint venture" que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedora detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto. A controlada direta QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas demonstrações financeiras usando o método de equivalência patrimonial. Participações da Companhia em negócios em conjunto

AFBV	País de operação	Controle	Tipo de negócio	Porcentagem de participação - %	
				31/12/2016	31/12/2015
	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (Joint venture)	30%	30%

2.5. Informações do segmento operacional. A Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEP opera em um único segmento: exploração e produção (E&P) de óleo e gás. Adicionalmente, a receita líquida de vendas é substancialmente derivada de transações com o cliente Petróbras no Brasil. 2.6. Caixa e equivalentes de caixa. São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor. 2.7. Ativos e passivos circulantes e não circulantes. Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exatidão, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até a data do balanço. 2.8. Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás. Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, o Grupo, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais de identificação de fatos e circunstâncias. Os gastos relativos a custos de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apreendidos, gastos de desenvolvimento e produção são registrados pelo método de amortização e produção, a Companhia utiliza o método que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção. O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros dos empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificados de longo prazo e de baixa liquidez. O custo de aquisição é determinado pelo método de custo de aquisição, quando aplicável, sendo determinado pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício. O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção. A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa

3. Principais Julgamentos Contábeis e Fontes de Incertezas nas Estimativas

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa nº 2, a Administração deve fazer julgamentos e estimativas contábeis e respectivos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios. 3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros: Os ativos e passivos não são facilmente observáveis por outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, civis e trabalhistas, depreciação e amortização do ativo imobilizado e intangível, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social e a avaliação e determinação do valor justo de instrumentos financeiros. As estimativas e premissas são revisadas continuamente e os seus efeitos contábeis às novas estimativas contábeis são reconhecidos de forma prospectiva. 3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis: 3.1.1. Investimentos mantidos até o vencimento: A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez e confirmou a intenção e a capacidade do Grupo manter esses ativos até o seu vencimento. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é de R\$125.245 e R\$86.787, respectivamente (caixa restrito). Os detalhes a respeito desses ativos estão descritos na nota explicativa nº9. 3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas. A seguir, são apresentadas as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos resultados contábeis dos ativos e passivos nos próximos exercícios: 3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros: O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações. As notas explicativas 23 e 24 oferecem informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros e sua sensibilidade. 3.2.2. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível. Conforme descrito na nota explicativa 2.9, a Administração revera a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, com base nas reservas de cada exercício. A Administração concluiu que as vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível eram adequadas, não sendo requeridos ajustes. 3.2.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos. Os impostos diferidos estão decorrentes de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social, bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela sua Administração e aprovadas pelos órgãos de governança. Estas projeções e previsões futuras preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio na moeda norte-americana, taxas de inflação, volume de produção dos ativos de hidrocarbonetos, preço do barril de petróleo, gastos operacionais, disponibilidade de licenças, e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais. De acordo com a atual legislação fiscal brasileira, não há prazo para a utilização de prejuízos fiscais. No entanto, os prejuízos fiscais acumulados podem ser compensados somente em até 30% do lucro tributável anual. 3.2.4. Provisão para processos judiciais. O registro da provisão para riscos fiscais, civis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 15). Por sua natureza, as contingências serão resolvidas quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da nossa atuação, o que dificulta a realização de estimativas precisas acerca da data precisa em que tais eventos serão verificados. Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições, envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais. 3.2.5. Estimativas das reservas prováveis e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de *impairment*). As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são anualmente avaliadas e atualizadas. As reservas provadas e as reservas prováveis são determinadas usando técnicas de estimativas geológicas geralmente aceitas. O cálculo das reservas requer que o Grupo assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços de petróleo, taxas de câmbio, taxas de inflação, disponibilidade de licenças e custos de produção. Alterações em algumas dessas posições assumidas poderão ter impacto significativo nas reservas provadas e no balanço patrimonial. A Administração concluiu que a base de apuração da parcela de amortização e sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas demonstrações financeiras como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.9), de sua recuperação quando da sua baixa contábil dos ativos imobilizados e intangíveis e das análises de *impairment* nos ativos de exploração e produção. A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar, na data base de apresentação, quanto o Grupo despenderia com gastos inerentes a desmantelamento das áreas em desenvolvimento e produção naquele momento. Esta provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado (nota explicativa 16). Os gastos de exploração (gastos com perfurações bem sucedidas ou em avaliação) e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.8. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e pela nejadada pelo comitê de operações do consórcio. 3.2.6. Provisão para participação nos lucros. A participação nos resultados paga aos colaboradores é baseada na realização de métricas de desempenho, indicadores financeiros e de qualidade, bem como os objetivos individuais dos colaboradores, determinados anualmente. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base na melhor estimativa das metas atingidas, conforme estabelecido no processo orçamentário anual da Companhia, e as diretrizes da Lei nº 10.101/2001, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

4. Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora	
	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários	5.887	35.997
CDB's e debêntures	-	104.575
Total	5.887	140.572

	Controlado	
	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários	17.504	75.621
CDBs e debêntures	-	104.575
Total	17.504	180.196

Em 31 de dezembro de 2016 os 51 caixas e equivalentes de caixa encontravam-se concentrados em certificados de depósitos bancários pós-fixados (CDB) e debêntures compromissadas, com liquidez imediata, estando sua rentabilidade atrelada à remuneração dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate, ocorrido durante o ano de 2016. Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possuía somente caixa e depósitos bancários a prazo para fazer frente a pagamentos já programados. b) Aplicações financeiras (circulante e não circulante)

	Controladora	
	31/12/2016	31/12/2015
Operações Compromissadas e CDBs (I)	220.114	157.760
Fundo cambial exclusivo (II)	346.315	420.680
Fundo de Investimento exclusivo multimercado (III):	750.808	517.798
Operações Compromissadas (debêntures)	41.595	59.764
CDB (pós-fixado CDI)	-	57.138
Títulos públicos (LFT/NTN)	432.472	203.698
Letras Financeiras (IV)	276.741	197.198
Total	1.317.277	1.096.238
Circulante	1.157.192	938.478
Não circulante (I)	160.084	157.760

I. Não consolidado, o valor classificado como ativo não circulante refere-se à aplicação financeira em operações compromissadas e CDBs, coletivo de fiança com vencimentos em 2019 e 2021 (nota explicativa 14). II. Companhia possui fundo cambial exclusivo com o objetivo de atender à política de proteção da empresa com gastos exploratórios e de produção em moeda estrangeira. III. A QGEP possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI. IV. Letras Financeiras dos Bancos Alfa, Banco do Brasil, Bradesco, BTG Pactual, CEF, Citibank, HSBC, Itaú e Santander. V. Rentabilidade. A rentabilidade dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente à média de 101,93% da variação da taxa CDI acumulada do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (101,90% em 31 de dezembro de 2015). No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a variação do fundo cambial foi de -16,21% (PTAX -16,54% como benchmark do fundo) e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 foi de 51,25% (PTAX 47,00% como benchmark do fundo).

5. Contas a Receber

A QGEP tem contrato de longo prazo iniciado em 2007 com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petróbras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira. Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati entre a controlada QGEP e a Petróbras. O contrato original para a venda de gás previa a compra do volume de 23 bilhões de m³ de gás, com cláusula de *take or pay*. O aditivo eleva o volume total contratado para toda a reserva do Campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original. Conforme contrato, a Petróbras se compromete em adquirir uma quantidade mínima de Gás mensal e anual. Em 31 de dezembro de 2016 verificamos que a Petróbras não adquiriu todo o volume contratado no *take or pay* mensal, nesse forma a QGEP tem o valor de R\$19.854 a receber.

6. Créditos com Parceiros

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são cobrados ("cash calls") ou a serem cobrados aos parceiros não operadores nos respectivos contratos, ou alçada 730, os parceiros não blocos não são operadores. Os créditos não blocos não são cobrados no montante de R\$54.021 e R\$23.940 registrados em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, R\$55.609 e R\$12.194, respectivamente, referem-se à parcela da consorciada OXG Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial (denominada "OGX"), e o restante de outros consorciados (R\$18.412 e R\$11.746, respectivamente). Do montante de R\$45.609 referente à OXG, R\$35.416 encontra-se vencido em 31 de dezembro de 2016. Em 27 de dezembro de 2016, foi emitido um "cash call" para o parceiro OXG no valor de R\$7.931, com vencimento em 11 de janeiro de 2017. Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, não foi identificado o recebimento deste valor.

7. Estoques

Em 31 de dezembro de 2016 o saldo refere-se basicamente a materiais e insumos necessários à execução de serviços no Bloco BM-S-8 e Campo de Manati.

	Consolidado	
	31/12/2016	01/01/2015
	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Materiais e insumos	1.542	3.998
Total	1.542	3.998
Circulante	1.542	3.998

No último trimestre de 2016 a Administração da Companhia verificou que o montante de estoques operacionais serão utilizados para perfuração ao longos dos próximos exercícios. Assim sendo, foi reclassificado para o imobilizado o saldo de R\$54.722 referente a tal rubrica." No exercício findo em 31 de dezembro de 2016 a Companhia realizou venda de material no montante de R\$387 referente ao bloco BM-J-2, o qual foi devolvido em 2015 à ANP.

8. Partes Relacionadas

(i) Transações com parte relacionadas. Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, descritas na nota explicativa 11, que são suas partes relacionadas, foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ativo - circulante				
Contas a receber - AFBV (a)	693	6.723	693	6.723
Contas a receber - QGEP B.V. (d)	-	-	14.805	18
Total	693	6.723	15.498	6.741
Ativo - não circulante				
Contas a receber - AFBV (a)	-	-	-	234
Total	-	-	-	234

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Passivo - circulante				
Contas a pagar - QGOG (b)	11	8	11	8
Contas a pagar - AFBV (c)	3.926	411	3.926	411
Total	3.937	419	3.937	419

	Controladora e consolidado	
	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2015 a 31/12/2015
Receita de serviços (a)	9.561	8.183
Variação cambial sobre receita de serviços	935	(371)
Despesas gerais e administrativas (b)	(102)	(90)
Total	10.394	7.722

(a) Referem-se a serviços de consultoria técnica prestados pela QGEP para AFBV para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea* e ao contrato de cost sharing entre as empresas AFBV e QGEP B.V. Estes valores são pagos em dólar norte-americano. Em caso de atraso do pagamento, multa de 2% e juros de 1% ao mês, *pro rata* ali, são cobráveis. (b) O montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Queiroz Galvão Oleo e Gás (QGOG) para contratação de seguros. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% ao mês. (c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subaquáticos celebrados entre a QGEP e a AFBV categorizados como arrendamento operacional. Estes valores são pagos trimestralmente, em dólares norte-americanos. (d) Valor a receber da OXG Netherlands B.V referente aos *fundings requests* para aporte na AFBV, vencidos em 04 de julho de 2016, 29 de agosto de 2016, 27 de setembro de 2016 e 14 de dezembro de 2016, e que foram carregados igualmente pela QGEP Netherlands B.V pela FR Barra 1.5 a R. Em 21 de dezembro de 2016, foi emitido um "cash call" para o parceiro QGOG no valor de US\$4.730, com vencimento em 5 de janeiro de 2017. Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, não foi identificado o recebimento deste valor. (i) Garantias e fianças com partes relacionadas. A Companhia outorga garantia de performance, em favor da ANP, quanto a todas as obrigações contratuais assumidas pela QGEP nos Contratos de Concessões firmados no âmbito da ANP, Rodada de Licitação. A Companhia possui outorga de fiança para garantir o financiamento contratado junto ao BNB (Banco do Nordeste do Brasil), conforme mencionado na nota explicativa 14. Os empréstimos contratados pela QGEP da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e do BNB são garantidos através de aval corporativo da controladora QGEP, conforme mencionado na nota explicativa 14. A Companhia é garantidora da AFBV junto à Teckny no contrato de afretamento do FPSO Petropar 1, conforme mencionado na nota explicativa 21 c. (iii) Remuneração dos Administradores. Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada) e demais benefícios previstos no acordo coletivo), os respectivos encargos sociais (contribuições para a seguridade social - INSS, FGTS, dentre outros), a remuneração variável e plano de opção de ações do pessoal-chave da Administração conforme apresentada no quadro abaixo:

	Controladora e consolidado	
	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2015 a 31/12/2015
Benefícios de curto prazo	5.490	8.936
Plano de opção de ações	1.809	2.931

Não são oferecidos pela Companhia benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo e/ou benefícios de rescisão de contrato de trabalho, exceto pelo plano de benefícios de aposentadoria descrito na nota explicativa 27.

9. Caixa Restrito

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Aplicação financeira - Garantidoras (a)	18.835	17.009
Fundo de abandono (b)	106.410	69.778
Antecipação Pacific (c)	3.479	28.040
Total caixa restrito	152.764	86.787
Circulante	32.519	-
Não circulante	125.245	86.787

(a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 14. (b) "o fundo de abandono" é representado pelas aplicações financeiras mantidas para um compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati, as quais são administradas pela Petrobras (fundo de abandono - vide nota explicativa 16) e geridas pelo Bradesco Asset Management. A rentabilidade do fundo foi de 4,30% para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (22,94% no exercício findo em 31 de dezembro de 2015). (c) Valor antecipado pela Pacific Brasil Exploração e Produção de Oleo e Gás Ltda. ("Pacific") referente à quitação da inadimplência de aquisição de sêmica para os blocos de PAMJA (nota explicativa 21), como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos. Este montante poderá ser utilizado após aprovação da operação pela ANP.

10. Impostos e Contribuições

10.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Antecipação IR e CS	3.479	28.040	3.479	28.040
IRRF sobre aplicação financeira (a)	16.568	40.109	16.568	40.109
Impostos a recuperar	14.114	5.239	14.178	5.239
Crédito PIS/COFINS (b)	6.069	5.388	6.069	5.388
ICMS sobre aquisições de ativo Imobilizado	194	398	194	398
Outros (c)	4	-	4	-
Total	40.428	79.174	40.492	79.174
Circulante	35.888	74.249	35.952	74.249
Não circulante	4.540	4.925	4.540	4.925

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
ICMS (c)	4.008	4.915
PIS/COFINS (c)	10.289	13.789
IRRF	1.365	1.236
Royalties (d)	2.673	3.230
Participação especial (d)	811	2.906
Outros (e)	2.493	1.446
Total	21.639	27.519
Circulante	21.639	27.519

(a) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas". (b) Refere-se a crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado; (c) Débitos referentes basicamente aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati. Quanto ao ICMS, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 17. (d) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na nota explicativa 21. (e) Os débitos referem-se a ISS, tributos retidos sobre serviços prestados por terceiros (ISS, INSS, PIS, COFINS e CSLL) e CIDE sobre importação de serviços. 10.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Controladora e consolidado	
	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2015 a 31/12/2015
Lucro antes do IR e CSLL	172.291	80.489
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%

Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais (a)

Ajuste dos encargos à taxa efetiva:

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Equivalência patrimonial	36.232	24.935
Despesas indutíveis/receita não tributável:		
Permanentes (b)	7.390	14
Temporais	-	20.320
Imposto de renda/contribuição social correntes	(13.834)	(8.242)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	(1.123)	26.145

Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati - nota explicativa 2.17.1. (b) A principal adição refere-se basicamente ao plano de opção de ações e benefícios de crédito presumido de ICMS. 10.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos. Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada QGEP, as quais serão deduzidas do lucro real e a base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015

Composição ativo fiscal diferido

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Amortização da provisão para abandono	52.033	37.163
Provisão fornecedores indutíveis	2.490	1.359
Participação nos lucros	1.185	2.088
Provisão royalties e participação especial	3.961	5.339
Provisões diversas	1.690	1.484
Total composição do ativo diferido	61.359	50.619

Ativo fiscal diferido

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Saldo em 31 de dezembro de 2015	-	50.619
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:		
Reversão provisão participação nos lucros	-	(4.388)
Amortização da provisão para baixa de poços	-	14.870
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	(1.378)
Provisões diversas - Adições e reversões	-	1.635
Saldo em 31 de dezembro de 2016	-	61.359

Passivo fiscal diferido

	Controladora e consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Saldo em 31 de dezembro de 2015	-	(5.081)
Exclusões temporais	-	(11.864)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	-	(16.944)

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 31 de dezembro de 2016, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2015 aprovadas pela Diretoria. O estudo de viabilidade demonstra a recuperação. Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 31 de dezembro de 2016:

	Ativo diferido	
	2016	2017
2016	6.141	1.494
2017	1.00%	1.494
2021 a 2023	53.723	-
Total	61.359	-

Passivo diferido

	Ativo diferido	
	2017	2018
2017	767	2.300
2018	2.300	1.959
2019	1.959	2.470
2020	2.470	9.442
A partir de 2021	-	16.944

11. Investimentos

11.1. Composição. A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do exercício:

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação e capital votante e total detidos - %
Direta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlantia Field B.V.	Holanda	30%

11.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. Abaixo, dados dos investimentos e as demonstrações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

	31/12/2016	
Quantidade de ações ordinárias	QGEP B.V.	AFBV
Percentual de participação	1.000	3.000
	RS	RS (*)
Capital social	2	20
Patrimônio líquido	164.516	476.624
Resultado do exercício	149	2.508
Ativo total	169.481	493.928
Passivo total	4.965	17.303
Receita líquida	-	13.398

Quantidade de ações ordinárias	1.000	3.000
Porcentual de participação	100%	30%
	R\$	R\$ (1%)
Capital social	2	20
Patrimônio líquido	164.578	417.059
Resultado do exercício	-	(1.586)
Ativo total	164.993	437.740
Passivo total	-	20.688
Receita líquida	-	4.946

21. Informações Adicionais sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás

a) Direitos e compromissos com a ANP

O Grupo possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos:

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu - Almadá	Manati Camaráno Norte (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção Geopark Brasil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	OGX Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	40 30 30
Exploração	Camamu - Almadá	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção OP Energia	60 20 20
	Santos	BM-S-8	15/09/2000	Statoil (operador) Petrogal Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção	66 14 10 10
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Premier Oil (*) Pacific Brasil (**)	35 35 30 20
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	40 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil (**)	30 70
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil (**)	50 50
	Ceará	CE-M-661	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Total (operador) Premier	25 45 30
	Pernambuco-Parailba	PEPB-M-894	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco-Parailba	PEPB-M-896	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Sergipe-Alagoas	SEAL-M-428	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data de aprovação do plano de desenvolvimento. Na fase exploratória, que antecede o plano de desenvolvimento, os prazos são definidos no respectivo Contrato de Concessão. (*) Em 27 de dezembro de 2016 a controladora QGEPPI anunciou que firmou um acordo visando assumir a participação de 35% que o seu sócio, a Premier Oil do Brasil Petróleo e Gás Ltda. ("Premier"), detém no bloco exploratório FZA-M-90. Como resultado, a QGEP detém 100% de participação no bloco. Como parte do acordo, a QGEP receberá US\$9,2 milhões, o qual foi calculado com base no valor da participação da Premier na garantia do programa exploratório mínimo, conforme definido pela ANP nos termos da licença. A transação está sujeita à aprovação da ANP e demais órgãos reguladores. (**) Em 14 de outubro de 2016, a controladora QGEPPI anunciou que firmou um acordo visando assumir as participações acionárias que seu sócio, Pacific Brasil Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda. ("Pacific"), detém em três blocos exploratórios nas bacias de Foz do Amazonas e de Pará-Maranhão ("PAMA"). Como parte do acordo, a Pacific quitará a inadimplência referente à aquisição de sísmica para os blocos de PAMA e também antecipará à QGEP o valor de US\$10.000, como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos. Dessa forma, a QGEP se tornará o único concessionário nos blocos de PAMA, possibilitando futuras operações de farm-out nessas áreas. O valor adicional de compromissos assumidos do Programa Exploratório Mínimo (PEM) pela QGEP com o aumento de participação nestes blocos é de R\$132.000. Este valor será reduzido para R\$86.000 até o final de 2017, considerando o abatimento das obrigações referentes à sísmica já realizada nos blocos. A transação está sujeita à aprovação da ANP e demais órgãos reguladores. O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Grupo:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% QGEP)		Ano do contrato	bonus de ass-natura		taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)			
	MIMRS			Área km²	Royalties	Exploração	Desenvolvimento	Produção	
Manati	-	2000	-	75.650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00	
Camarão Norte	-	2000	-	16.470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00	
CAL-M-372	6,3	2004	562	745.031	10%	239,00	478,00	2.390,00	
PEPB-M-896	7,2	2013	637	722.400	10%	93,75	187,50	937,50	
PEPB-M-894	3,6	2013	239	721.200	10%	93,75	187,50	937,50	
FZA-M-90	48,9	2013	18.945	768.500	10%	644,80	1.289,60	6.448,00	
PAMA-M-265	9,1	2013	3.020	766.300	10%	62,50	125,00	625,00	
PAMA-M-337	68,6	2013	35.206	769.300	10%	214,93	429,86	2.149,30	
ES-M-598	27,8	2013	14.182	769.300	10%	214,93	429,86	2.149,30	
ES-M-673	9,0	2013	12.562	507,2	10%	95,49	190,98	954,9	
CE-M-661	33,9	2013	10.116	760.900	10%	31,25	62,50	312,50	
SEAL-M-351	18,3	2015	63.860	756,86	10%	875,73	1.741,76	8.757,30	
SEAL-M-428	18,3	2015	36.143	746,24	10%	875,73	1.741,76	8.757,30	
BM-S-8	-	2000	-	392.000	10%	396,02	792,04	3.960,20	
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00	
Total	251,0		195.472						

Em 31 de dezembro de 2016, o compromisso remanescente relativo a Programas exploratórios mínimos ("PEM") das concessões mencionadas na tabela acima, anteriores à Rodada 11 de licitação da ANP (nota explicativa 1), compreende a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-12 (Bloco CAL-M-372), prevista para ser iniciada em 2017/2018. Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2018. Nos blocos adquiridos na Rodada 13 não há o compromisso de perfuração de poço nos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428. Os compromissos com avaliação de descoberta do Bloco BM-S-8 compreendem: (i) perfuração de um poço (Guanxuma) e (ii) a realização de um teste de formação no poço Carcará NW. O teste de longa duração (TLD) previsto foi substituído pela perfuração e testes do poço Carcará N. A QGEP detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações. Em função da conclusão da aquisição de sísmica 3D nos blocos do Espírito Santo e da Foz do Amazonas, e da utilização da sísmica 2D preexistente nos blocos de Sergipe-Alagoas, já foi solicitado para a ANP a dedução do PEM respectivo de cada bloco que totalizará R\$533.900. Logo que aprovado pela ANP, nossas Cartas de Garantia serão reduzidas nesse montante. Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a QGEP: Royalties - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foram provisionados R\$36.621 (R\$37.679 em 31 de dezembro de 2015) de royalties referentes à produção do campo Manati, dos quais R\$2.673 (R\$3.230 em 31 de dezembro de 2015) permaneceram no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos. • Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 7.205/98 e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foram registrados R\$5.604 (R\$9.167 em 31 de dezembro de 2015) de participação especial na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$811 (R\$2.906 em 31 de dezembro de 2015) permaneceram no passivo a pagar naquela data. • Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi desembolsado o montante de R\$2.224 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$604 em 31 de dezembro de 2015). b) Informações sobre as reservas. As reservas de gás provadas líquidas da QGEP para o Campo de Manati foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pelo *FASB - Accounting Standards Codification*, de acordo com ASC 932 - Atividades Extrativas de Óleo e Gás. Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes. A estimativa de reservas possui incertezas que são ressaltadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações. A reserva de gás estimada comercializável está apresentada conforme abaixo:

Reserva total campo (MIMIS)*
9.690
(1.793)
7.897

(*) não revisado pelos auditores independentes. (**) Montante estimado a partir da reserva certificada em dezembro de 2015 por peritos especialistas, deduzidas das produções mensais até 31/12/2016 e ajustada pelo aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati entre a QGEP e a Petrobras assinado em 16 de julho de 2015 (nota explicativa 5). c) Garantias. Em 31 de dezembro de 2016, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de R\$356.639. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$250.983 e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$105.656. A controladora QGEPPI é garantidora de parceiro junto à Teekay no montante de US\$14.400 (R\$46.931 ptax em 31 de dezembro de 2016 e R\$56.229 ptax em 31 de dezembro 2015), referente a 10% das obrigações da AFBV no contrato de afretamento do FPSO Petrolair 1.

22. Compromissos

Em 31 de dezembro de 2016, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	Consolidado(*)		
	2017	2018	2019 em diante
Total de compromissos	81.194	104.090	337.429

(*) Este montante representa a participação da QGEP nos consórcios por ela operados.

23. Instrumentos Financeiros

a) Considerações gerais. Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, conta a receber, fornecedores, partes relacionadas e empréstimos e financiamentos. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa. b) Categoria dos instrumentos financeiros

31/12/2016				
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos financeiros				
Manitidos até o vencimento				
Caixa restrito	157.764	157.764	157.764	157.764
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	5.887	5.887	17.504	17.504
Contas a receber (i)	102.292	102.292	102.292	102.292
Partes relacionadas	693	693	15.498	15.498
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	1.317.277	1.317.277	1.317.277	1.317.277

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. - Rio de Janeiro - RJ. **Opinião.** 1. Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A ("Companhia"), que compreendem as demonstrações do resultado, do resultado abrangente e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 e o balanço patrimonial e a demonstração das mutações do patrimônio líquido para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. 2. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A em 31 de dezembro de 2016, 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.** 3. 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 do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, 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 as evidências de auditoria obtidas são suficientes e apropriadas para fundamentar nossa opinião. **Outros assuntos. Demonstrações financeiras de exercícios anteriores examinadas por outro auditor independente.** 4. O exame das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas originalmente antes dos ajustes descritos na nota explicativa nº 2.26, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria sem modificações com data de 07 de março de 2016. Como parte do nosso exame das demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 examinamos também os ajustes nos valores correspondentes descritos na nota explicativa nº 2.26, que em nossa opinião são apropriados e foram corretamente efetuados, em todos os aspectos relevantes. Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de assuração sobre eles tomados em conjunto. **Responsabilidades da administração e da governança sobre as demonstrações financeiras.** 5. A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. 6. Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento

31/12/2016				
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos financeiros				
Passivos financeiros				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	69.518	69.518	69.859	69.859
Partes relacionadas	3.937	3.937	8.562	8.562
Empréstimos e financiamentos (ii)	359.741	296.294	359.741	296.294
31/12/2015				
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos financeiros				
Manitidos até o vencimento				
Caixa restrito	86.787	86.787	86.787	86.787
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	35.997	35.997	75.621	75.621
Contas a receber (i)	102.615	102.615	102.615	102.615
Partes relacionadas	6.723	6.723	6.975	6.975
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	104.575	104.575	104.575	104.575
Aplicações financeiras (ii)	1.096.238	1.096.238	1.096.238	1.096.238

Passivos financeiros
 Custo amortizado:
 Fornecedores (i)
 Partes relacionadas
 Empréstimos e financiamentos (ii)
 O CPC 46 / IFRS 13 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabeleça uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho ("non performance risk"), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo. O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de "input" significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia: Nível 1 - Os "inputs" são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia. Nível 2 - Os "inputs" são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os "inputs" do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou "inputs" que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo. Nível 3 - Os "inputs" inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses "inputs" representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa. Os valores de mercado ("valor justo") estimados pela Administração foram determinados pelo nível 2 para estes instrumentos financeiros: (i) Os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento desses saldos não ultrapassar 60 dias. (ii) As mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (derivados dos preços). c) Risco de liquidez. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa prévios e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A tabela a seguir demonstra em detalhes o vencimento dos passivos financeiros contratados:

	Controladora				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	67.812	1.674	32	-	69.518
Partes relacionadas	-	-	3.937	-	3.937
Empréstimos e financiamentos	-	-	36.557	323.184	359.741
Total	67.812	1.674	40.526	323.184	433.196

Consolidado					
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	68.106	195	-	-	68.301
Partes relacionadas	-	-	8.562	-	8.562
Empréstimos e financiamentos	-	-	36.557	323.184	359.741
Total	68.106	195	45.119	323.184	436.604

d) Risco de crédito. O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (99,4% em 31 de dezembro de 2016 e 97,6% em 31 de dezembro de 2015). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, controlada pelo Governo Federal, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2016 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras. O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontra-se descrito na nota explicativa 6. e) Risco de taxa de juros. A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e atividades de financiamento (empréstimos e financiamentos) para gerar as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI por pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados à TJLP. Análise de sensibilidade para a taxa de juros

	Saldo em 31/12/2016	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - deterioração de 50%
Operação					
CDI anual em 31 de dezembro de 2016 (13,63%)	973.507	Redução do CDI	13,63%	10,22%	6,82%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) - efetivo					
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2016		Redução do CDI	1.106.196	1.068.502	1.030.809
			132.689	94.995	57.302

Equivalentes de caixa e aplicações financeiras - estimado
 Receita estimada em 31 de dezembro de 2016
 Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2016
 - (37.694)
 (75,387)
 Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o relatório Focus em 17 de fevereiro de 2017, emitido pelo Banco Central do Brasil.

	Saldo em 31/12/2016	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - deterioração de 50%
Operação					
CDI anual em 31 de dezembro de 2016 (13,63%)	157.764				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2016		Redução do CDI	13,63%	10,22%	6,82%

Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2016
 Receita estimada em 31 de dezembro de 2016
 Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2016
 - (6.109)
 (12,217)
 Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o relatório Focus em 17 de fevereiro de 2017, emitido pelo Banco Central do Brasil.

	Saldo em 31/12/2016	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - deterioração de 50%
Operação					
TJLP em 31 de dezembro de 2016 (7,5% a.a.)		Redução do CDI	179.267	173.159	167.050
Empréstimos e financiamentos:			21.503	15.395	9.286

Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2016
 Despesa estimada em 31 de dezembro de 2016
 Empréstimos e financiamentos - estimado em 31 de dezembro de 2016
 134.665
 137.1