Mensagem da Administração

Os resultados da Enauta nesse terceiro trimestre refletem a transformação pela qual a empresa está passando ao longo dos últimos trimestres, desde que iniciou a produção de óleo no Campo de Atlanta, em maio de 2018. Em pouco mais de um ano, dobramos a nossa produção de óleo, e estamos nos preparando para atingir uma produção ainda maior, com a implementação do Sistema Definitivo no Campo. O Consórcio já aprovou o início das tomadas de preço para afretamento de um FPSO com capacidade entre 50 e 70 mil barris de óleo.

> Os resultados obtidos tanto na ótica operacional quanto financeira, bem como os resultados com as intervenções, aumentaram nossa convicção para a implantação do Sistema Definitivo no Campo de Atlanta.

Essa transformação está alinhada ao importante movimento da indústria de óleo e gás no Brasil, tanto em *downstream* como em *midstream* e *upstream*. Diversas mudanças foram implementadas recentemente no país, entre elas a redução dos requisitos de conteúdo local, que foram muito positivas para o setor como um todo. Novos leilões aconteceram com recorde de inscrições, novas regras e com a atração de novos players globais, trazendo investimento e empregos para o Brasil. Isso ocorre paralelamente à queda da produção na Arábia Saudita, Irã e Venezuela, países que no último ano reduziram os volumes de petróleo pesado disponíveis no mercado.

Nesse contexto, estamos animados com as perspectivas do nosso portfólio exploratório, sobretudo na Bacia de Sergipe-Alagoas. Ampliamos neste trimestre a nossa presença nesta Bacia com a aquisição de participação em três novos blocos, em conjunto com nossos parceiros no Consórcio, ExxonMobil e Murphy Oil, na Oferta Permanente de Licitações da ANP.

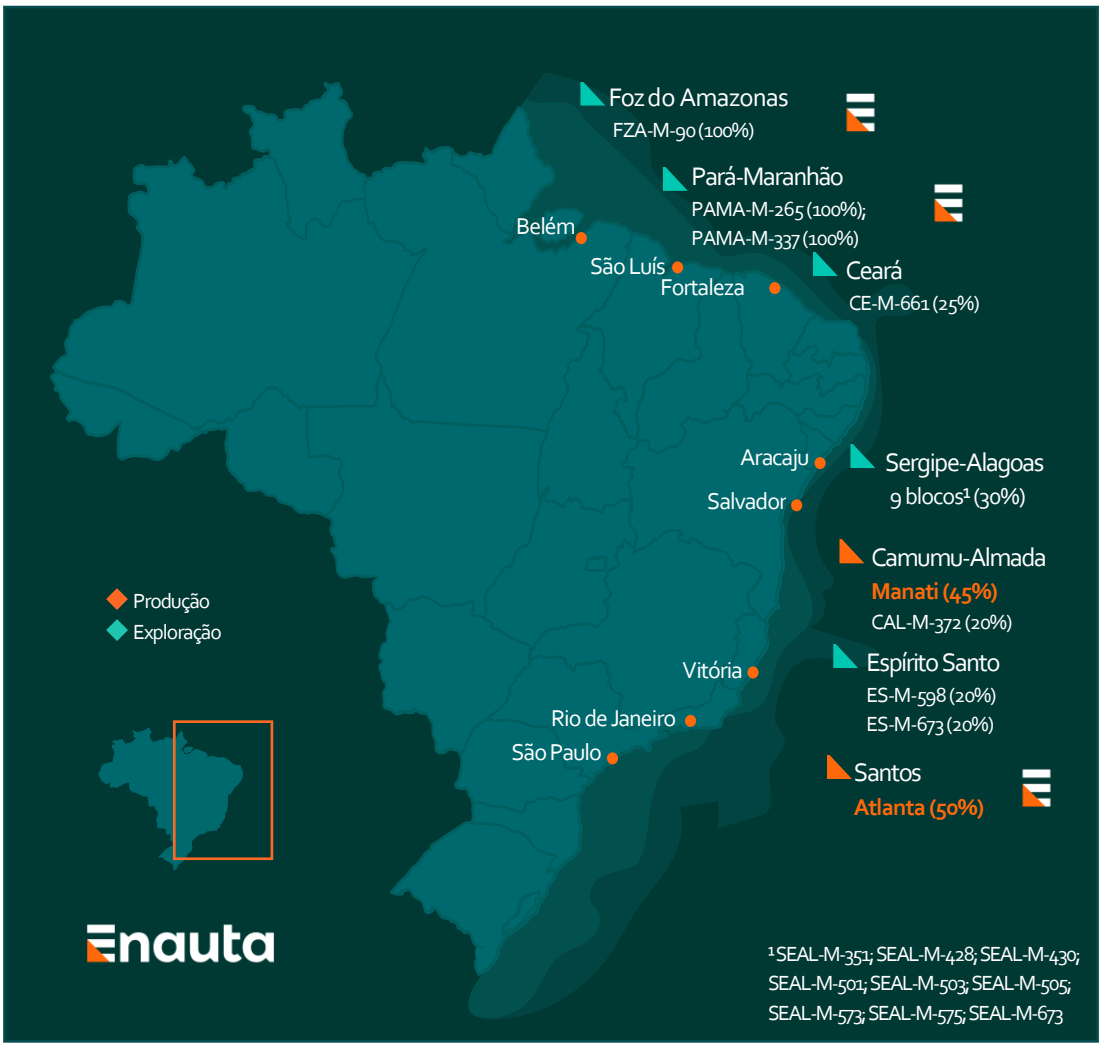
Em relação aos nossos ativos operacionais, quando iniciamos a produção no Campo de Atlanta, o desconto aplicado ao Brent, incluindo custos relacionados a transporte, logística e qualidade do óleo, era de US$18 a US$20 por barril. Esse valor, no terceiro trimestre, esteve entre US$10 e US$12, e permanece em trajetória de queda, o que é uma excelente notícia para a Companhia.

Do ponto de vista financeiro, Atlanta já representa 66% das nossas receitas no trimestre, e o crescimento na produção de óleo tem mais do que compensado o declínio na produção de gás do Campo de Manati. A demanda de gás na região nordeste do país apresentou uma recuperação nesse trimestre, principalmente em função do religamento das usinas termelétricas. Vale destacar que esse mercado também está passando por uma revolução, com o lançamento do Novo Mercado de Gás, trazendo novos atores, principalmente no *midstream*, e voltado a tornar o mercado mais competitivo e eficiente.

O aumento da receita tanto na comparação anual como sequencial refletiu principalmente a combinação de incremento da produção e redução do desconto do óleo de Atlanta. Também impactou positivamente nossa rentabilidade – o EBITDAX, o qual se manteve estável na comparação entre o 9M18 e o 9M19, sendo que em 2018 tivemos a contribuição da venda de nossa participação no Bloco BM-S-8. Nossa receita líquida acumulada nos nove meses foi de R$707 milhões, dos quais R$316 milhões foram registrados nesse terceiro trimestre de 2019, com EBITDAX de R$417 milhões. Na comparação entre 3T19 e 3T18, a margem EBITDAX subiu 6,3 p.p., para 59,6%.

A Enauta está bem posicionada para seguir crescendo nesse cenário. Somos especialistas em Brasil e temos *track record* no estabelecimento de parcerias comerciais com empresas globais que estejam ingressando no país.

Portfólio de Ativos



Desempenho Setorial

No 3T19, o preço médio do petróleo foi de US$62,03 por barril, com um pico de U$69,02 quando ocorreu o ataque à refinaria na Arábia Saudita, em setembro. Os cortes de exportação daquele país, aliados à queda nas ofertas da Venezuela, têm levado à escassez de óleos pesados no mercado internacional, o que beneficia diretamente o petróleo de Atlanta, do tipo pesado com 14°API.

O óleo de Atlanta também se beneficia da implementação da IMO2020, regra da Organização Marítima Internacional (IMO) que estabelece um limite global bem inferior para o teor de enxofre no combustível naval, com um impacto de longo prazo. A partir de 1º de janeiro do ano que vem, o novo limite de teor de enxofre para embarcações oceânicas passará a ser de 0,5%, ante 3,5% definido em 2012. O óleo de Atlanta tem apenas 0,35% de enxofre. Essa regra já começou a ser implementada em diversos países da Ásia e muitas das cargas de petróleo de Atlanta foram direcionadas para a região. A IMO2020 deverá estar totalmente implementada até o início de 2020, em todo o mundo.

Esses fatores foram essenciais para a valorização do óleo de Atlanta e a consequente redução do desconto em relação ao Brent, que encerrou o trimestre na faixa de US$10 a US$12, tendo reduzido ainda mais já nos primeiros meses do quarto trimestre.

Já o setor de gás ainda reflete a baixa demanda do setor industrial, o acionamento das usinas térmicas e o aumento da concorrência de outras fontes na região Nordeste do país. Em julho, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o "Novo Mercado de Gás", programa voltado a dinamizar o mercado de

gás natural por meio de maior competição, incentivar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição, além de buscar um melhor aproveitamento do gás oriundo do pré-sal, onde também deve se inserir a Bacia de Sergipe-Alagoas, na qual a Enauta detém participação em nove blocos.

Desempenho Operacional

Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%; Operadora

Produção Atlanta	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	2.036,6	1.185,1	71,8%	4.302,5	1.778,9	141,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	22,1	12,9	71,8%	15,7	11,4	38,1%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	1.018,3	592,6	71,8%	2.151,3	889,4	141,9%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.046,2	604,1	73,2%	2.143,2	847,5	152,9%

PRODUÇÃO

O 3T19 marcou o início da operação de Atlanta por meio de três poços produtores. As intervenções realizadas para substituir as bombas de fundo dos dois primeiros poços foram finalizadas com sucesso, abaixo do orçamento previsto, permitindo assim que, ainda em setembro, o Campo atingisse a marca de 30,5 mil barris de óleo por dia. Desde então, o Campo de Atlanta tem mantido produção média em torno de 30 mil barris de óleo por dia, que é a capacidade máxima de processamento do FPSO, consolidando assim as expectativas de produção conjunta dos três poços. Neste período, a eficiência operacional média do FPSO foi de 98,2%.

Os custos operacionais das intervenções nos dois poços totalizaram US$34 milhões, inferior à estimativa inicial de US$45 milhões, e foram em sua quase totalidade registrados no resultado do 3T19. Aproximadamente U$3 milhões devem ser reconhecidos no 4T19, sendo a Enauta responsável por 50% deste montante.

LIFTING COSTS[2]

Considerando 100% do Campo de Atlanta, a média do *lifting cost* no terceiro trimestre de 2019 foi de US$364,9 mil por dia, equivalente a US$16,5 por barril, comparada a US$29,6 por barril no 2T19. A partir do mês de novembro deste ano, os custos operacionais passarão a US$480-500 mil/dia, e permanecerão flutuando de acordo com algumas variáveis, em grande parte atreladas ao preço do Brent. Conforme já divulgado, após os primeiros 18 meses de produção, a taxa de afretamento do FPSO retorna à taxa original do contrato.

	3T19	2T19	3T18	Δ%3T19x3T18
Lifting cost (US$ milhões)	33,6	34,5	36,9	-8,9%
Lifting cost (US$ mil/dia)	364,9	378,7	400,6	-8,9%
Lifting cost (US$/bbl)	16,5	29,6	31,1	-47,0%

[2]*Lifting costs são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nestas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties).*

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio de um Crude Oil Sales Agreement (COSA), FOB com preço netback, ou seja, com todos os custos incluídos. O óleo do Campo já possui uma diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido comprado por clientes americanos localizados no Golfo do México, Costa Leste e Oeste, e também na Índia e em Singapura, em função de uma estratégia de marketing eficaz.

SISTEMA DEFINITIVO

Com a concretização das expectativas de produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA), o Consórcio decidiu iniciar o processo de tomada de preços para implantação do Sistema Definitivo ("SD") do Campo. O SD considera um FPSO com capacidade de 50-70 mil barris de óleo por dia e a perfuração de até 9 poços adicionais. O SD será implementado por fases, sendo prevista inicialmente a perfuração de 5 poços até o final de 2022, quando se espera o início da produção, e de mais 4 poços após esta data, totalizando 12 poços. O investimento total previsto para o Consórcio é de US$1 bilhão a US$1,5 bilhão.

Embora a Companhia possa contar com a geração de recursos do SPA e com seu saldo de caixa para financiar os investimentos de sua parcela no SD de Atlanta, a Enauta estuda financiar parte dos investimentos visando otimizar sua estrutura de capital e manutenção de liquidez. Além de tradicionais fontes de capital de longo prazo de terceiros, como Debêntures e *Bonds*, a Companhia estuda modelos focados no Campo em si, como o *Reserve Based Lending*, financiamento cuja estrutura de garantias baseia-se no valor das reservas da concessão e o repagamento do financiamento vem das receitas provenientes da venda do óleo produzido no campo.

PROCESSO DE DEVOLUÇÃO DE OLIVA

Nesse trimestre, o Consórcio BS-4 iniciou o processo de devolução do Campo de Oliva para a ANP. Oliva é um campo localizado a cerca de 20 km de Atlanta e o seu desenvolvimento deveria ser realizado através de um *tie back* de Atlanta. A devolução se deu em função da baixa atratividade financeira e a obrigação de investimentos anteriores ao SD de Atlanta. O impacto da devolução foi de R$0,8 milhão, registrado integralmente no 3T19.

ARBITRAGEM DOMMO

Conforme já divulgado pela Companhia e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo Energia S.A ("Dommo") com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do Bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em 11 de outubro de 2017 os direitos de retirada da Dommo previstos nos documentos do consórcio.

O Tribunal Arbitral em que se discute a relação consorcial do Bloco BS-4, de um lado Enauta e Barra Energia, de outro, a Dommo, já proferiu decisão definitiva sobre a validade da notificação de retirada da Dommo do consórcio com efeitos retroativos desde 11 de outubro de 2017. O Tribunal Arbitral ainda está formado para solução das últimas controvérsias entre as partes.

Com base nos documentos da relação consorcial, a Diretoria Colegiada da ANP em 19 de junho de 2019 aprovou a cessão da totalidade dos direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco BS-4 para (i) a controlada da Companhia, Enauta Energia S.A. ("Enauta Energia"), e (ii) Barra Energia do Brasil

Petróleo e Gás Ltda., na proporção de suas respectivas participações, passando cada uma a deter 50% de titularidade no bloco.

A Dommo ajuizou ação cautelar preparatória na Justiça Federal para suspender os efeitos dessa decisão, tendo o juiz indeferido o pedido de tutela de urgência cautelar, mantendo-se a decisão e cessão da ANP. A Dommo solicitou requerimento de arbitragem com base no contrato de concessão, questionando a ANP pela aprovação desta cessão, bem como questionando a solicitação desta cessão pela Enauta Energia e Barra. Esse tribunal arbitral ainda está sendo formado.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Produção Total do Campo (MMm³)	353,0	481,4	-26,7%	905,3	1.342,2	-32,5%
Produção Média Diária do Campo (MMm³/dia)	3,8	5,2	-26,7%	3,3	4,9	-32,5%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm³)	158,8	216,6	-26,7%	407,4	604,0	-32,5%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,8MMm³ no 3T19, comparado a 5,2MMm³ no 3T18 e 2,8MMm³ no 2T19. A produção do trimestre refletiu o aumento da demanda de gás a partir de agosto, em função do religamento das usinas termelétricas e a expectativa é de que a alta demanda deva se estender no quarto trimestre.

Embora a média diária de produção de gás acumulada nos nove primeiros meses de 2019 esteja em 3,3MMm³, a compensação financeira equivalente a produção de 3,8MMm³ projetada para o ano de 2019 corresponde à cláusula de *take-or-pay* do contrato, que define o montante mínimo que será pago pelo comprador referente ao ano de 2019, independente da demanda de gás do mesmo. Esta diferença não afeta a receita, porém tem impacto no caixa à medida em que o valor é recebido pela Enauta, gerando em contrapartida uma obrigação de entrega futura do gás.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

A Bacia de Sergipe-Alagoas, onde a Companhia tem parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo, representa o alicerce do portfólio de exploração da Enauta. As águas ultraprofundas dessa bacia são consideradas pela Companhia de alto potencial exploratório, sendo que já foram registradas seis descobertas significativas pela Petrobras em áreas adjacentes. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante a outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana.

A Companhia detém 30% de participação no Consórcio, enquanto a operadora, ExxonMobil Exploração Brasil Ltda, detém participação de 50% e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo, subsidiária integral da Murphy Oil Corporation, detém os 20% restantes.

Em setembro de 2019, a Companhia adquiriu três blocos adicionais na Bacia - SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637 - no primeiro ciclo da Oferta Permanente de Licitações da ANP, por meio de sua subsidiária Enauta Energia S.A. Estes blocos estão localizados em torno de 120 km de distância da costa, em águas ultraprofundas, com área total de aproximadamente 2.250 km², e são adjacentes aos seis outros blocos detidos pelo mesmo consórcio. As participações societárias se mantiveram as mesmas com a aquisição. O valor total dos bônus de assinatura para estes blocos exploratórios é de R$7,9 milhões, R$2,4 milhões líquidos para a Enauta Energia, a serem dispendidos no início de 2020.

O Consórcio continuará avaliando os dados sísmicos dos seis primeiros blocos ao longo do de 2020. Os planos preveem o programa inicial de perfuração entre final de 2020 e início de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento junto ao IBAMA.

Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: Diversas

A Companhia detém 100% de participação nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 na Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas. O sistema petrolífero interpretado para as regiões de águas ultraprofundas dessas bacias é semelhante ao testado com sucesso em Sergipe-Alagoas, Guiana e Margem Oeste africana, com reservatórios e seções geradoras contemporâneas.

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os três blocos e a Companhia finalizou sua avaliação dessas áreas em 2018.

O processo de *farm-out* dos blocos foi interrompido dado que, ainda que a Companhia tenha tido manifestações de interesse por diversas companhias, a incerteza quanto à data de obtenção da licença de perfuração impediu o prosseguimento e eventual conclusão das negociações.

Em relação aos blocos localizados na Bacia do Espírito Santo, a Equinor decidiu não continuar nas concessões. Com isso, Enauta e Petrobras prosseguirão com os trabalhos de avaliação da área, tendo a Petrobras assumido a operação e a participação integral da Equinor.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida do trimestre foi de R$316,2 milhões, aumento de 42,8% em relação ao 3T18, impulsionada principalmente pelo aumento da produção do Campo de Atlanta. No acumulado de 9 meses, a receita alcançou R$707,3 milhões comparada a R$498,5 milhões no mesmo período de 2018, aumento de 41,9%.

Receita (R$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Campo de Atlanta	207,5	83,8	147,6%	431,9	115,7	273,2%
Campo de Manati	108,7	137,6	-21,0%	275,4	382,6	-28,0%
Outros	0,0	0,0	NA	0,0	0,2	-100,0%
TOTAL	316,2	221,4	42,8%	707,3	498,5	41,9%

A receita total do período teve a contribuição de R$207,5 milhões relativo ao Campo de Atlanta, representando 66% da receita total, compensando a queda da receita do Campo de Manati na comparação anual. O aumento de 147,6% refletiu o incremento de 72% na produção no período e a redução do desconto do óleo de Atlanta. A receita do Campo de Atlanta refletiu a venda de 103% do volume produzido no 3T19 a um Brent médio de venda de U$60,4 por barril e um desconto total que variou de U$10 a U$12 por barril, uma redução de 15% em relação ao desconto total do 2T19, refletindo não apenas as características do óleo como também todos os custos de transporte e logísticos.

Do valor total da receita, R$108,7 milhões foram atribuídos ao Campo de Manati, 21,0% inferior ao mesmo período do ano anterior, em função da menor produção relacionada à menor demanda de gás no período. Manati representou 34% da receita total da Companhia no período.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Manati (R$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Custos de produção	(9,0)	22,1	-140,8%	34,5	57,6	-40,1%
Custos de manutenção	0,7	0,7	9,4%	1,7	(2,9)	-157,5%
Royalties	8,4	10,7	-20,7%	21,2	29,6	-28,3%

Participação especial	0,9	2,0	-55,7%	0,9	5,0	-81,9%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,0	1,2	-19,6%	1,0	3,5	-71,1%
Depreciação e amortização	10,0	22,3	-55,3%	23,5	56,6	-58,6%
Outros	0,0	0,0	na	0,0	0,7	na
TOTAL	12,1	59,1	-79,6%	82,8	150,1	-44,8%

Campo de Atlanta (R$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Custos de produção	34,9	42,3	-17,4%	84,5	64,5	30,9%
Custos de manutenção	58,1	1,2	na	62,6	1,2	na
Royalties	16,0	6,9	131,4%	34,4	9,6	258,7%
Depreciação e amortização	118,3	36,9	220,7%	266,8	51,2	420,9%
TOTAL	227,3	87,3	160,4%	448,2	126,6	254,1%

Os custos operacionais atingiram R$239,4 milhões no 3T19, 63,5% superiores ao 3T18, principalmente em função do reconhecimento de R$58,1 milhões referentes às intervenções nos poços do Campo de Atlanta. A adoção do IFRS 16 também levou a um aumento nos custos operacionais de R$10,2 milhões no período, incluindo o efeito de um aumento R$62,9 milhões nos custos operacionais, parcialmente compensado por uma queda na depreciação de R$52,7 milhões. Deste montante, R$29,8 milhões referem-se ao impacto positivo nos custos referentes à adoção do IFRS 16 em contratos no Campo de Manati.

No 9M19, os custos operacionais acumularam o valor de R$531,0 milhões, 91,9% superior ao mesmo período de 2018. A adoção do IFRS 16 aumentou os custos operacionais (ex-depreciação) em R$127,3 milhões e a depreciação do Campo em R$124,0 milhões no acumulado de nove meses.

Os custos operacionais do Campo de Manati foram de R$82,8 milhões, 44,8% inferiores ao 9M18, refletindo menores custos relacionados a royalties, pagamento de participação especial, P&D e redução da depreciação devido à menor produção no período.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R$42,5 milhões no 3T19, comparados aos R$26,9 milhões no 3T18.

A partir de ofício recebido pela ANP em 24/10/2019, as companhias consorciadas no Bloco exploratório BM-CAL-5 tomaram conhecimento de multa no valor de R$158,8 milhões a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em Contrato de Concessão referente a Conteúdo Local. O Operador do Consórcio do Bloco BM-CAL-5 apresentará Defesa Administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contemplará, dentre outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), conforme possibilidade ainda em discussão, nos termos da Tomada Pública de Contribuições Nº 1/2019 da ANP, publicada no DOU em 03/05/2019.

Com as informações acima, a Enauta está provisionando a sua participação nessa multa (22,46%), no valor atualizado de R$27,0 milhões, aguardando a finalização do Processo Administrativo. O Bloco BM-CAL-5 foi devolvido à ANP em 2015.

O aumento nos gastos também considera o gasto de R$0,8 milhão com a devolução do Campo de Oliva e demais gastos com processamento de sísmica e estudos para licenciamento ambiental de perfuração para os blocos de Sergipe-Alagoas.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Despesas com Pessoal	(12,7)	(19,9)	-36,4%	(37,1)	(46,2)	-19,8%
Alocação Projetos de E&P	12,6	12,0	5,4%	37,6	35,2	6,9%
Outras Despesas Administrativas	(6,2)	(7,7)	-19,9%	(22,8)	(19,6)	16,3%
TOTAL	(6,2)	(15,6)	-60,4%	(22,3)	(30,7)	-27,3%

As despesas gerais e administrativas alcançaram R$6,2 milhões no 3T19 contra R$15,6 milhões no mesmo período do ano anterior. A redução se deu principalmente em função da reversão de opções de ações outorgadas a funcionários que foram desligados da Companhia no valor de R$4,1 milhões, que impacta a rubrica de Despesas com Pessoal.

No período de 9M19, as despesas gerais e administrativas foram 27,3% inferiores ao mesmo período do ano anterior, em função tanto dessa reversão como de outras reversões ocorridas no 1T19 e 2T19, pelos planos de opções passados terem expirado.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
EBITDA[1]	160,5	93,7	71,2%	389,2	400,9	-2,9%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais[2]	27,9	24,3	14,6%	27,9	14,1	97,2%
EBITDAX[3]	188,3	118,0	59,6%	417,0	415,1	0,5%
Margem EBITDA[4]	50,8%	42,3%	19,9%	55,0%	80,4%	-31,6%
Margem EBITDAX[5]	59,6%	53,3%	11,7%	59,0%	83,3%	-29,2%

[1] O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.
[2] Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais. Inclui penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local.
[3] O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.
[4] EBITDA dividido pela receita líquida.
[5] EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX no período foi de R$188,3 milhões superando o do 3T18 em 59,6%. O valor registrado foi positivamente impactado em R$63,1 milhões pela adoção do IFRS 16. Excluindo esse efeito, o EBITDAX no 3T19 foi de R$125,7 milhões.

No período acumulado de 9M19 o EBITDAX alcançou R$417,0 milhões, em linha com R$415,1 milhões no mesmo período do ano anterior. No entanto, o EBITDAX de 2018 incluiu um ganho de aproximadamente R$148 milhões decorrente da venda do Bloco BM-S-8.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido do 3T19 foi de R$8,4 milhões e se compara com R$29,6 milhões do 3T18, devido ao impacto negativo de R$20,3 milhões na despesa financeira em função da adoção do IFRS 16 e da reversão da receita de juros relativa ao contas a receber da Dommo, uma vez que o principal foi incorporado ao ativo, com um impacto negativo de R$5,2 milhões.

No período acumulado de 9M19, o resultado financeiro registrou R$35,0 milhões, 63,9% inferior ao mesmo período do ano anterior. Tal resultado também reflete o impacto da adoção do IFRS 16 em R$42,0 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
EBITDA[1]	160,5	93,7	71,2%	389,2	400,9	-2,9%
Amortização	(128,7)	(59,6)	115,9%	(291,7)	(109,2)	167,1%
Resultado Financeiro	8,4	29,6	-71,5%	35,0	97,0	-63,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	1,8	(8,0)	-122,0%	(19,1)	(88,9)	-78,5%
Lucro Líquido	41,9	55,6	-24,6%	113,3	299,9	-62,2%

O lucro líquido do 3T19 foi de R$41,9 milhões em comparação ao lucro líquido de R$55,6 milhões no 3T18, refletindo especialmente a provisão da penalidade que afetou os gastos exploratórios, além dos maiores custos operacionais devido às intervenções nos poços de Atlanta no período. O lucro líquido no 9M19 foi de R$113,3 milhões, uma redução de 62,2% em comparação a 9M18, que foi beneficiado pelo ganho com a venda do Bloco BM-S-8.

Capital Expenditures (Capex)

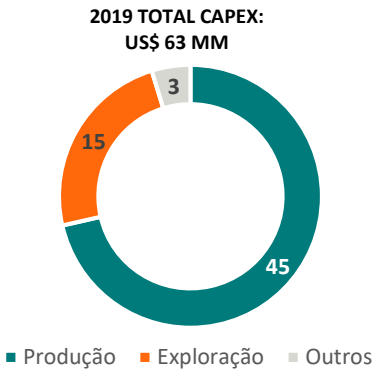
O CAPEX realizado no trimestre totalizou US$13,0 milhões, incluindo US$10,2 milhões para o Campo de Atlanta e o remanescente em atividades de exploração.

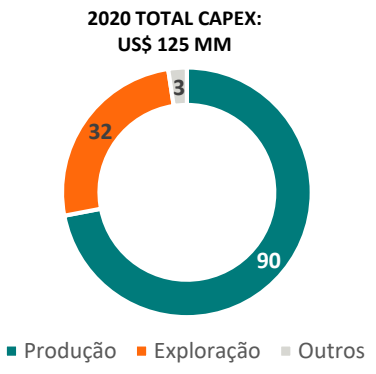
Para o exercício de 2019, o investimento total está orçado em US$63 milhões. O investimento previsto para o Campo de Atlanta é de US$42 milhões, o que representa 67% do investimento total planejado para o ano.

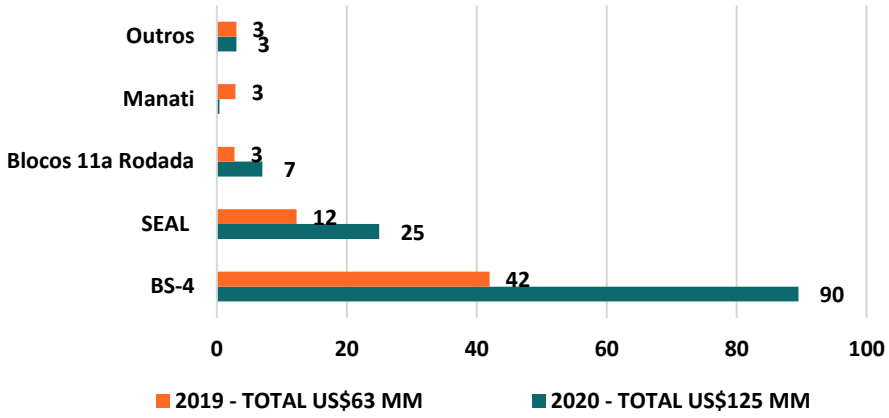
Em 2020, o CAPEX total esperado é de US$125 milhões. A Companhia estima um investimento de US$90 milhões no Campo de Atlanta, valor este a ser alocado no desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Esta estimativa reflete custos associados com o início da aquisição dos equipamentos necessários para a produção do Campo no SD, o qual está na fase de tomada de preços para embasamento da decisão final pelo Consórcio.

A Companhia financia suas necessidades de investimento a partir de recursos gerados internamente, bem como pelos recursos recebidos com a venda do Bloco BM-S-8 e dos acordos de *farm-out*. A Companhia mantém posição de caixa suficiente para suprir suas necessidades de financiamento para os próximos anos. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos e a Companhia contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US$ MILHÕES)







Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento

Em 30 de setembro de 2019, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R$1,5 bilhão, 21,8% menor que o saldo registrado em 30 de setembro de 2018. Vale lembrar que a Companhia efetuou o pagamento de R$500 milhões em dividendos em maio de 2019.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de setembro de 2019, o retorno médio anual desses investimentos foi de 99,7% do CDI, e 67% dos investimentos apresentavam liquidez diária.

RECURSOS DA VENDA DO BLOCO BM-S-8

Em julho de 2017, a Companhia recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Equinor (ex-Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda) para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US$379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra foi pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final do terceiro trimestre de 2019, a Companhia já havia recebido da Equinor o montante de US$234,5 milhões, referentes à primeira e à segunda parcelas da transação. O pagamento remanescente, que representa 38% do valor de venda, será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

ENDIVIDAMENTO

	3T19	3T18	Δ%
Dívida Total	262,9	298,6	-11,9%
Saldo de Caixa	1.517,6	1.939,8	-21,8%
Dívida Líquida Total	(1.254,6)	(1.641,2)	-23,6%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,2)	(2,5)	-13,2%

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil. O endividamento total em 30 de setembro de 2019 era de R$262,9 milhões, comparado a R$272,0 milhões no 2T19, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016.

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que visa dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização de sete anos. O saldo desembolsado é de R$266,0 milhões. Já o financiamento do BNB está direcionado aos investimentos em exploração de dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, possui carência de cinco anos.

Gestão de Riscos

Com o início da operação do Campo de Atlanta, a Política de Gestão de Riscos de Mercado da Companhia foi revisada com o objetivo de incorporar, além do risco cambial já monitorado, o risco do preço do petróleo e a interação entre estes dois componentes. Os principais objetivos da Política de Gestão de Riscos de Mercado são:

- Proteger o fluxo de caixa da Companhia;
- Mitigar eventos que possam afetar adversamente sua flexibilidade financeira ou o acesso a fontes de capital; e
- Preservar a solvência financeira da empresa.

Atualmente, a Política identifica como risco de mercado relevante a taxa de câmbio do Dólar e a cotação do óleo tipo Brent.

O Risco Cambial é relevante quando é observado desequilíbrio entre os direitos e obrigações em dólares, levando em consideração que a moeda funcional da Companhia é o Real e que a maior parcela de seu caixa e parte da receita atual está denominada em Reais.

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possiblidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo para aumentar a previsibilidade de fluxo de caixa e fixar os ativos cambiais de que necessita para cobrir seu plano de investimento e despesas de operação em moeda estrangeira, minimizando a necessidade de hedge cambial complementar com derivativos.

Dados Hedge	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	-	-	PUT asiática (média trimestral)	-	-
Barris equivalente (mil bbl)	317	-	-	686	-	-
Preço por barril (US$)	2,45	-	-	1,98	-	-
Strike médio (US$)	61,7	-	-	63,6	-	-
Exercício da opção		-	-		-	-
Barris equivalentes (mil bbl)	103	-	-	322	-	-
Preço por barril (US$)	8,01	-	-	5,25	-	-
Resultado (R$ milhões)	3,4	-	-	6,8	-	-

O resultado do 3T19 foi impactado positivamente em R$3,4 milhões, em função do exercício da opção de venda de 103 mil barris de óleo ao preço de US$8,01 por barril. No entanto, pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R$3,0 milhões, gerando impacto líquido positivo na receita de R$0,4 milhão.

Projeções

	Guidance out/19-out/20	Realizado out/19
Produção Média Diária **Atlanta** (mil bbl/dia)	25,2 ≤ Δ ≤ 30,8	30,0
	Guidance 2019	**Realizado 9M19**
Compensação financeira equivalente a produção **Manati** (MMm³/dia)	3,8	3,3*
Investimento biênio 2019-2020 (U$ milhões)	160 ≤ Δ ≤ 240	51,2

*Corresponde a produção do Campo de Manati no período, a ser posteriormente ajustado pela cláusula de *take or pay* anual

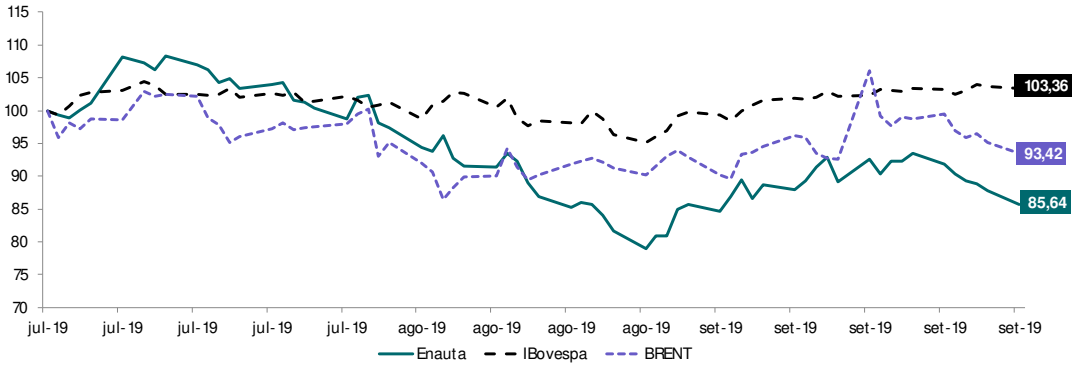
Atlanta: Com base na produção dos três poços em operação, a Companhia projeta produção média para o SPA de 28 mil barris por dia. Esta projeção possui margem de variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual e é válida pelos próximos 12 meses. Esta projeção já leva em consideração uma manutenção programada no FPSO de aproximadamente 20 dias, que ocorrerá no 1T20.

Manati: A Companhia projeta uma compensação financeira equivalente à produção do Campo de Manati, quando verificada a média diária em base anual, de aproximadamente 2,8 milhões de m³ por dia para 2020, com uma margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva em relação a este número, e de 3,8 milhões de m³ por dia para 2019. O contrato de venda de gás garante recebimento mínimo independente da produção (cláusula de *take or pay*).

Mercado de Capitais

ENAT3	30/set/2019
Market Cap (R$ Bilhões)	2,95
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	+20,05
Cotação de abertura do trimestre (R$/ação)	12,95
Cotação de fechamento do trimestre (R$/ação)	11,09
Volume médio diário de negociação (R$ milhões)	8.892.420

Retorno das cotações ENAT, IBovespa e BRENT (Base 100)



Enauta Participações S.A.

Informações financeiras trimestrais Individuais e Consolidadas referente ao período findo em 30 de setembro de 2019

Conteúdo

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR	**3**
Balanços patrimoniais	**5**
Demonstrações do resultado	**6**
Demonstrações do resultado abrangente	**7**
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	**8**
Demonstrações dos fluxos de caixa	**9**
Demonstração do valor adicionado	**10**
Notas explicativas às demonstrações financeiras	**11**

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
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR

Ao
Conselho de Administração, Acionistas e Conselheiros da
Enauta Participações S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

1. Revisamos as informações financeiras trimestrais, individuais e consolidadas, da Enauta Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas..

2. A administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas informações financeiras trimestrais de acordo com o CPC 21(R1) – Demonstração Intermediária e IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras trimestrais com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

3. Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, consequentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Conclusão sobre as informações intermediárias

4. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e IAS 34, emitida pelo IASB, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

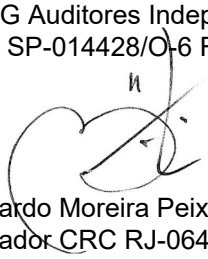
Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

5. As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas, relativas às demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, apresentadas como informação suplementar, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais - ITR da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações financeiras trimestrais 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. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as demonstrações do valor adicionado acima referidas não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 4 de novembro de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Bernardo Moreira Peixoto Neto
Contador CRC RJ-064887/O-8

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 31 DE DEZEMBRO DE 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
ATIVO		30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	247	118	68.251	60.038
Aplicações financeiras	4	15.298	37.875	1.449.305	1.870.202
Contas a receber	5	-	-	234.859	134.424
Estoques	7	-	-	7.661	12.768
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	793	542	37.262	34.450
Contas a receber - Partes relacionadas	8	-	-	27.478	40.681
Dividendos a receber	11.2	-	-	-	-
Créditos com parceiros	6	-	-	47.079	49.777
Instrumentos financeiros		-	-	3.518	19.912
Outros		42	4	16.338	18.850
Total do ativo circulante		16.380	38.539	1.891.751	2.241.102
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	9	-	-	412.839	379.808
Impostos e contribuições a recuperar	10.2	-	-	4.237	3.767
IR e CSLL diferidos	10.4	-	-	19.633	2.846
Outros ativos não circulantes		-	-	1.060	2.914
Investimentos	11.2	2.779.523	3.161.351	179.739	167.888
Imobilizado	12	-	-	787.060	738.423
Intangível	13	-	-	403.339	406.785
Arrendamentos - direito de uso	14	-	-	714.798	-
Total do ativo não circulante		2.779.523	3.161.351	2.522.705	1.702.431
TOTAL DO ATIVO		2.795.903	3.199.890	4.414.456	3.943.533
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		103	106	120.059	75.065
Arrendamentos - direito de uso	14	-	-	173.231	-
Empréstimos e financiamentos	15	-	-	44.694	38.875
Impostos e contribuição a recolher	10.2	74	71	39.720	29.593
Remuneração e obrigações sociais		65	56	9.873	15.280
Contas a pagar - partes relacionadas	8	-	-	46.224	43.498
Dividendos a pagar		6	6	6	7
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	4.744	6.880
Obrigações de consórcios	18	-	-	-	10.850
Multas	21	-	-	27.022	-
Outras obrigações		14	64	23.872	5.594
Total passivo circulante		262	303	489.445	225.643
NÃO CIRCULANTE					
Arrendamentos - direito de uso	14	-	-	579.627	-
Provisão para abandono	17	-	-	272.827	208.999
Empréstimos e financiamentos	15	-	-	218.218	250.950
Obrigações de consórcio	18	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	10.4	-	-	-	-
Outros	10.2	-	-	776	433
Total do passivo não circulante		-	-	1.129.370	518.304
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	26	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital		18.640	33.569	18.640	33.569
Reserva de lucros		568.934	1.068.930	568.934	1.068.930
Outros resultados abrangentes		53.239	63.111	53.239	63.111
Ações em tesouraria	27	(36.602)	(44.139)	(36.602)	(44.139)
Lucro líquido do período		113.314	-	113.314	-
Total do patrimônio líquido		2.795.641	3.199.587	2.795.641	3.199.587
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.795.903	3.199.890	4.414.456	3.943.533

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras intermediárias

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
RECEITA LÍQUIDA	19	-	-	-	-	316.194	707.309	221.425	498.470
CUSTOS	20.1	-	-	-	-	(239.390)	(531.003)	(146.394)	(276.638)
LUCRO BRUTO		-	-	-	-	76.804	176.306	75.031	221.832
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS									
Gerais e administrativas	20.2	(1.421)	(4.259)	(1.188)	(3.771)	(6.185)	(22.303)	(15.616)	(30.684)
Equivalência patrimonial	11	43.121	116.446	56.446	301.852	3.669	3.570	476	(499)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	21	-	-	-	-	(42.543)	(59.194)	(26.945)	(45.557)
Outras operacionais líquidas		-	-	-	-	6	(924)	1.155	146.653
		41.700	112.187	55.258	298.081	31.751	97.455	34.101	291.745
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO									
Rendimento das aplicações financeiras	22	248	1.194	482	1.976	34.888	97.795	29.918	91.687
Outras receitas e despesas financeiras	22	(13)	(67)	(92)	(160)	(26.469)	(62.804)	(331)	5.341
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		235	1.127	390	1.816	8.419	34.991	29.587	97.028
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		41.935	113.314	55.648	299.897	40.170	132.446	63.688	388.773
Imposto de renda e contribuição social correntes	10.3	-	-	-	-	(12.879)	(35.849)	3.642	(75.016)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.3	-	-	-	-	14.644	16.717	(11.682)	(13.860)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		41.935	113.314	55.648	299.897	41.935	113.314	55.648	299.897
RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	26	0,16	0,44	0,21	1,16				

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Lucro líquido do período		41.935	113.314	55.648	299.897	41.935	113.314	55.648	299.897
Outros resultados abrangentes									
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		3.903	(20.217)	-	-	3.903	(20.217)	-	-
Outros resultados abrangentes	11	(4.332)	(4.332)	-	-	(4.332)	(4.332)	-	-
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	11	20.181	14.677	7.503	34.892	20.181	14.677	7.503	34.892
Resultado abrangente do período		61.687	103.442	63.151	334.789	61.687	103.442	63.151	334.789

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

			Reserva de capital		Reserva de lucros						
	Nota explicativa	Capital social integralizado	Plano de opções de ações	Alienação ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de Investimentos	Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros acumulados	Total
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2018		2.078.116	40.712	-	61.680	582.032	18.187	399.997	(70.614)	-	3.110.110
Ajustes acumulados de conversão	11	-	-	-	-	-	34.892	-	-	-	34.892
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(399.997)	-	-	(399.997)
Plano de opções de ações	26	-	(7.254)	-	-	-	-	-	-	-	(7.254)
Realização do plano de opção de ação	25	-	-	-	-	-	-	-	26.475	-	26.475
Lucro líquido do período	26	-	-	-	-	-	-	-	-	299.897	299.897
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2018		2.078.116	33.458	-	61.680	582.032	53.079	-	(44.139)	299.897	3.064.123
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2019		2.078.116	33.569	-	82.940	485.994	63.111	499.996	(44.139)	-	3.199.587
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(499.996)	-	-	(499.996)
Ajustes acumulados de conversão	11	-	-	-	-	-	14.677	-	-	-	14.677
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	-	(20.217)	-	-	-	(20.217)
Plano de opções de ações	26	-	(17.994)	-	-	-	-	-	-	-	(17.994)
Impacto IFRS16	25	-	-	-	-	-	(4.332)	-	-	-	(4.332)
Realização do plano de opção de ação	25	-	3.065	-	-	-	-	-	7.537	-	10.602
Lucro líquido do período	26	-	-	-	-	-	-	-	-	113.314	113.314
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019		2.078.116	18.640	-	82.940	485.994	53.238	-	(36.602)	113.314	2.795.641

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras intermediárias

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2018 a 30/09/2018
RECEITAS		-	-	804.397	680.486
Vendas de gás e óleo	19	-	-	750.066	588.693
Outras receitas		-	-	19.173	695
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	35.158	91.098
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		1.076	846	(265.721)	(123.621)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(236.832)	(168.521)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		1.076	846	(25.285)	55.083
Outros		-	-	(3.604)	(10.183)
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(1.076)	(846)	538.676	556.865
DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	12/13	-	-	291.720	109.207
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(1.076)	(846)	246.956	447.658
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		117.621	303.739	106.417	120.232
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	11.2	116.446	301.851	3.570	(499)
Receitas financeiras	22	1.170	1.888	93.660	105.936
Outros		5	-	9.187	14.795
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		116.545	302.893	353.373	567.890
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		2.542	2.344	19.824	30.882
Benefícios		120	107	5.821	5.175
F.G.T.S		-	-	2.287	2.086
Outros		-	4	117	50
		2.662	2.455	28.049	38.193
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		521	470	55.023	134.524
Estaduais		-	-	31.968	45.506
Municipais		-	-	56.614	44.345
		521	470	143.605	224.375
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	10.188	(9.798)
Aluguéis		-	-	549	1.318
Despesas bancárias		43	8	49.286	7.361
Variação monetária / cambial		5	63	8.382	6.544
		48	71	68.405	5.425
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período		113.314	299.897	113.314	299.897
		113.314	299.897	113.314	299.897
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		116.545	302.893	353.373	567.890

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras intermediárias

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2018 a 30/09/2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		113.314	299.897	113.314	299.897
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial	11.2	(116.446)	(301.852)	(3.570)	499
Variação cambial sobre investimento	11.2	-	-	(11.851)	(29.443)
Amortização e depreciação	12/13	-	-	180.309	116.639
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.4	-	-	(16.787)	13.829
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos		-	-	10.275	11.309
Juros capitalizados	15	-	-	-	4.135
Baixa de imobilizado / intangível	12/13	-	-	771	14.323
Exercício do plano de opção de ação	26	7.537	26.475	10.602	-
Despesa com plano de opção de ação	26	-	-	(17.994)	(7.254)
Provisão para imposto de renda e contribuição social	10.3	-	-	35.849	75.016
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	(2.136)	(5.496)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	5	-	-	(100.435)	(19.840)
Impostos a recuperar	10.1	(251)	(391)	(3.282)	36.834
Partes relacionadas		-	2.081	13.203	(4.492)
Juros sobre capital próprio	8	-	161.163	-	-
Instrumentos financeiros		-	-	16.394	-
Outros ativos		(38)	1.134	12.171	(94.120)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		(3)	(28)	28.804	(96.780)
Impostos a recolher	10.2	3	(28.512)	(25.379)	(80.564)
Partes relacionadas	8	-	-	2.726	82.304
Obrigações de consórcios	18	-	-	(10.850)	66.211
Outros passivos		(42)	(72)	82.739	80.111
Juros pagos	15	-	-	(9.892)	(10.931)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	-	-	(23.273)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		4.074	159.895	304.982	428.912
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	10	-	-	(33.031)	(78.932)
Aplicações financeiras	4	22.577	27.368	420.897	155.185
Recebimento de caixa - venda de ativo		-	-	-	14.323
Aumento de capital empresas no exterior		-	-	-	-
Pagamentos de imobilizado	12	-	-	(207.174)	(79.750)
Pagamentos de intangivel	13	-	-	(2.906)	(2.192)
Arrendamentos - direito de uso	14	-	-	38.060	-
Recebimento de dividendos		473.474	212.017	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		496.051	239.385	215.846	8.634
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Liberação de empréstimo	15	-	-	-	-
Amortização de empréstimo	15	-	-	(27.296)	(27.200)
Pagamento de dividendos	26	(499.996)	(399.997)	(499.996)	(399.997)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(499.996)	(399.997)	(527.292)	(427.197)
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	14.677	34.892
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		129	(717)	8.213	45.243
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		118	1.046	60.038	18.815
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		247	329	68.251	64.058
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		129	(717)	8.213	45.243

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras intermediárias

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Em 18 de abril de 2019 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a proposta do Conselho de Administração para a alteração da denominação social da QGEP Participações S.A. para Enauta Participações S.A. ("Companhia"). A estrutura acionária da Companhia permanece inalterada.

A Companhia decidiu reformular a sua marca a fim de refletir os principais atributos e conquistas, que garantem perenidade e crescimento contínuo de suas operações. A coragem para enxergar novas possibilidades e o compromisso em realizá-las está presente em nossa história desde o começo.

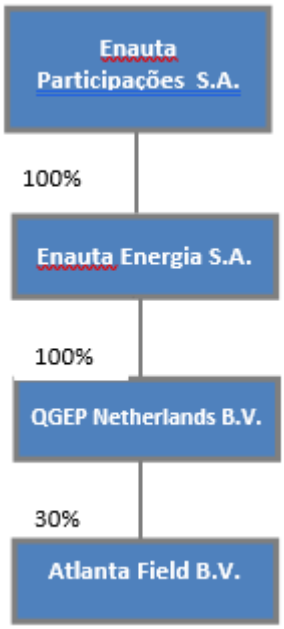
A Companhia continua com o seu firme propósito de explorar, desenvolver e produzir óleo e gás na costa do Brasil, focando na capacidade de identificar, localizar e desenvolver fontes de energia para atender às necessidades da sociedade.

Estrutura societária

A Enauta Participações S.A., com sede na Avenida Almirante Barroso 52, sala 1301 (parte), Rio de Janeiro, tem como objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

A Companhia apresenta a seguinte estrutura societária ("Grupo") para os períodos apresentados:

30 de setembro de 2019:



31 de dezembro de 2018:



Em 17 de abril de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada a alteração da denominação da controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. para Enauta Energia S.A. ("Enauta").

A Enauta tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócia ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A QGEP Netherlands B.V. ("QGEP B.V.") com sede na cidade de Roterdã, na Holanda, controlada integral da Enauta, tem como objeto social constituir, gerenciar e supervisionar empresas; realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais; bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

A Atlanta Field B.V. ("AFBV"), com sede na cidade de Roterdã, Holanda, é controlada indireta da Enauta e direta da QGEP B.V., a qual detém 30% de participação societária. A AFBV tem como principal objeto social a aquisição, orçamento, 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 registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A AFBV possui ainda a Dommo Netherlands Holding B.V. e a FR Barra 1S.àr.l., como acionistas com 40% e 30%, respectivamente, de participação. A AFBV foi criada visando a parceria dos mencionados acionistas com a Enauta na concessão do Bloco BS-4.

Bloco BS-4 – Campo de Atlanta:

O Campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O óleo está sendo produzido pelo FPSO Petrojarl I e está sendo vendido para a Shell, que contratou a compra de todo o óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo.

A sonda Laguna Star finalizou as atividades no terceiro poço e a sua produção foi iniciada em 21 de junho de 2019. Este terceiro poço completa o Sistema de Produção Antecipada ("SPA").

A intervenção do primeiro poço foi realizada de 22 de junho a 9 de agosto de 2019 e a do segundo poço de 10 de agosto a 17 de setembro de 2019.

Conforme já divulgado pela Companhia e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo Energia S.A ("Dommo") com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em 11 de outubro de 2017 os direitos de retirada da Dommo previstos nos documentos do consórcio.

O Tribunal Arbitral em que se discute a relação consorcial do Bloco BS-4, de um lado Enauta e Barra Energia, de outro, a Dommo Energia, já proferiu decisão definitiva sobre a validade da notificação de retirada da Dommo Energia do consórcio com efeitos retroativos desde 11 de outubro de 2017. O Tribunal Arbitral ainda está formado para solução das últimas controvérsias entre as partes.

Com base nos documentos da relação consorcial, a Diretoria Colegiada da ANP em 19 de junho de 2019 aprovou a cessão da totalidade dos direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco BS-4 para (i) a controlada da Companhia, Enauta Energia S.A. ("Enauta Energia"), e (ii) Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda., na proporção de suas respectivas participações, passando cada uma a deter 50% de titularidade no bloco.

A Dommo ajuizou ação cautelar preparatória na Justiça Federal para suspender os efeitos dessa decisão, tendo o juiz indeferido o pedido de tutela de urgência cautelar, mantendo-se a decisão e cessão da ANP. A Dommo solicitou requerimento de arbitragem com base no contrato de concessão, questionando a ANP pela aprovação desta cessão, bem como questionando a solicitação desta cessão pela Enauta Energia e Barra. Esse tribunal arbitral ainda está sendo formado.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das informações financeiras trimestrais consolidadas e individuais estão definidas a seguir:

2.1. Declaração de conformidade

As informações financeiras trimestrais da Companhia compreendem as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB (IAS 34 – *Interim Financial Reporting*) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) de acordo com o CPC 21 (R1).

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.

2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas 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 tópicos abaixo:

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As informações financeiras trimestrais consolidadas incluem as informações financeiras trimestrais da Companhia e de suas controladas. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios 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 informações financeiras trimestrais individuais da Companhia as informações financeiras trimestrais das controladas diretas e indiretas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

Quando necessário, as informações financeiras trimestrais das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas informações financeiras trimestrais consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture.

Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de setembro de 2019, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

			Participação	
	País de operação	Controle	30/09/2019	31/12/2018
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	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 controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas 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 empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A controlada indireta QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas informações financeiras trimestrais usando o método de equivalência patrimonial.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de operação	Controle	Tipo de negócio	Participação 30/09/2019	Participação 31/12/2018
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (*Joint venture*)	30%	30%

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera em um único segmento: exploração e produção (E&P) de óleo e gás.

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 exigibilidade, 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 IFRS 6 - "*Exploration for and evaluation of mineral resources"*.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis ("*dryhole*") são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás.
- Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas 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 os campos de Manati e Atlanta (deste, a partir de maio de 2018) vêm sendo amortizados.

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificáveis deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados 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 são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram 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*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril e custos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 17). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

2.9. Avaliação do valor recuperável dos ativos

De acordo com o CPC 01 (“Redução do Valor Recuperável dos Ativos”) e os critérios definidos na nota explicativa 2.8, os bens do imobilizado, intangível e outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

Quando houver perdas decorrentes das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício.

2.10. Gastos associados às *joint operations* de exploração e produção

Como operadora das concessões para exploração e produção de petróleo e gás, uma das obrigações da Companhia é representar a *joint operation* perante terceiros. Nesse sentido, a operadora é responsável por contratar e pagar os fornecedores dessas *joint operations* e, por isso, as faturas recebidas pela operadora contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos para a operação total da concessão. Os impactos no resultado individual da operadora, entretanto, refletem apenas as suas participações nas concessões já que as parcelas associadas aos demais parceiros são cobradas dos mesmos mensalmente. A operadora estima os desembolsos previstos para o mês subsequente, com base nos gastos já incorridos ou a incorrer na operação, faturados ou não pelos fornecedores. Estes gastos são cobrados aos parceiros através de *cash calls* e a prestação de contas é feita mensalmente através do relatório *billing statement*.

2.11. Estoques

Representados basicamente por óleo produzido no campo de Atlanta. Os estoques são mensurados o custo médio de produção e ajustados, quando aplicável, ao valor de sua 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, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda .

2.12. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das informações financeiras trimestrais consolidadas.

2.13. Provisão de ativos e passivos contingentes e obrigações legais

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de "perda provável", com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de "perda possível" são divulgados pela Administração, mas não registrados (nota explicativa 16).

2.14. Obrigações legais

Os valores referentes aos questionamentos relativos à ilegalidade ou inconstitucionalidade de tributos, contribuições e outras obrigações de natureza fiscal são provisionados independentemente da avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente nas informações financeiras trimestrais, líquido dos depósitos judiciais correspondentes.

2.15. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade, controle e dos seus riscos inerentes a terceiros.

2.16. Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das informações financeiras trimestrais. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicáveis, apenas quando e até o montante que possa ser considerado como de realização provável pela Administração (de acordo com modelo de negócios aprovados pela Administração e pelos conselhos de governança da Companhia).

2.17. Incentivos fiscais

2.17.1. Federais

Sudene – Lucro da exploração

Por possuir o Campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a Enauta detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração durante 10 (dez) anos, usufruindo deste benefício a partir do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Destaca-se que, o referido benefício foi prorrogado devido à modernização e expansão do campo de Manati, e sua finalização ocorrerá em 31 de dezembro de 2025. Na investida operacional Enauta, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

Este benefício está enquadrado como subvenção de investimento, atendendo às normas previstas no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

2.17.2. Estaduais

a) Crédito presumido - ICMS

De acordo com o Decreto 13.844/12, do Governo da Bahia, a Enauta usufrui de um crédito presumido de 20% do imposto estadual incidente - ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas saídas de gás natural devido ao investimento em unidade de compressão com o objetivo de viabilizar a manutenção da produção. Este benefício irá perdurar até 2022.

Na investida operacional Enauta, esta subvenção para investimento do ICMS é registrada na rubrica “impostos incidentes sobre as vendas” e posteriormente, quando do encerramento do exercício, é destinada à rubrica de “Reservas de lucros - incentivos fiscais” no patrimônio líquido, atendendo às normas previstas no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

2.18. Acordos de pagamentos baseados em ações

O plano de remuneração baseado em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa nº 26 (iii).

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio líquido (“plano de opção de ações”). No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão eventualmente adquiridos.

O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do exercício, de tal forma que a despesa acumulada reflita as estimativas revisadas com o correspondente ajuste no patrimônio líquido na conta "Plano de Opções de Ações".

2.19. Ações em tesouraria

Instrumentos patrimoniais próprios que são readquiridos são reconhecidos ao custo e deduzidos do patrimônio líquido. Nenhum ganho ou perda é reconhecido na demonstração do resultado na compra, venda, emissão ou cancelamento dos instrumentos patrimoniais próprios do Grupo. Qualquer diferença entre o valor contábil e a contraprestação é reconhecida em outras reservas de capital.

2.20. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento. As informações financeiras trimestrais do Grupo foram preparadas de acordo com o CPC 48/IFRS 9, que contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, VJORA (Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes) e VJR (Valor Justo por meio do Resultado).

A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48/IFRS 9 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais. O CPC 48/IFRS 9 elimina as categorias antigas do CPC 38/IAS 39 de títulos mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

De acordo com o IFRS 9, os derivativos embutidos em que o contrato principal é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido é avaliado para classificação como um todo.

A adoção da IFRS 9 não teve um efeito significativo nas políticas contábeis do Grupo relacionadas a passivos financeiros e instrumentos financeiros derivativos (para derivativos que são usados como instrumentos de hedge).

2.20.1. Ativos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, VJORA e VJR. A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48/IFRS 9 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais.

Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado. Não houve alteração retrospectiva na adoção do IFRS 9 em relação ao IAS 39 para anos anteriores.

Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/CDI (pós-fixado) e debêntures compromissadas), aplicações financeiras e opções de venda de óleo classificadas nesta categoria.

Custo amortizado

O ativo financeiro deve ser mensurado ao custo amortizado se ambas as seguintes condições forem atendidas: (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

O Grupo possui caixa restrito e aplicação financeira não circulante classificado nesta categoria.

Ativo financeiro mensurado ao valo justo por meio de outros resultados abrangentes

O ativo financeiro deve ser mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se ambas as seguintes condições forem atendidas; (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos

financeiros; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

.

Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

O CPC 48 / IFRS 9 substitui o modelo de 'perdas incorridas' da IAS 39 por um modelo de 'perdas de crédito esperadas'. O novo modelo de redução ao valor recuperável aplica-se aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, ativos de contratos e instrumentos de dívida mensurados ao VJORA, mas não a investimentos em instrumentos patrimoniais. Nos termos do CPC 48 / IFRS 9, as perdas de crédito são reconhecidas mais cedo do que no CPC 38 / IAS 39.

Ativos financeiros são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Para todos os ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte; ou
- Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal; ou
- Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira; ou
- Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros.
- Aumento significativo do risco de crédito da contraparte

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

2.20.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como "Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado" ou "Outros passivos financeiros". O Grupo não possui passivos financeiros a valor justo.

Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido. O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.21. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia assim como de sua controlada brasileira Enauta, em operação, utilizada na preparação das informações financeiras trimestrais, é a moeda corrente do Brasil - Real (R$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico no qual o Grupo está inserido e a forma como é gerido. A controlada indireta e a controlada em conjunto sediadas na Holanda, utilizam o dólar norte-americano (US$) como moeda funcional. As informações financeiras trimestrais das controladas e controlada em conjunto são apresentadas em reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

2.21.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

2.22. Demonstração do Valor Adicionado ("DVA")

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PECLD), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

2.23. Demonstração do fluxo de caixa (DFC)

Esta demonstração é preparada de acordo com o CPC03 (R2) / IAS7 através do método indireto. A Companhia classifica na rubrica de caixa e equivalentes de caixa os saldos de numerários conversíveis imediatamente em caixa e os investimentos de alta liquidez sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

2.24. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

2.25. Novas normas, alterações e interpretações

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto significativo nas informações financeiras trimestrais consolidadas da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28;
- Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações;
- Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40);
- Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto;
- ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiantamento; e
- IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas informações financeiras trimestrais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2.26. Mudanças nas principais políticas contábeis

Arrendamentos – direitos de uso

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019 e a Companhia não antecipou a adoção desta norma.

O IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento mudou, pois a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional por um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento.

2.27. Receita de contrato com cliente

O CPC 47 estabelece uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada. De acordo com o CPC 47, a receita é reconhecida quando o cliente obtém o controle dos bens ou serviços. A receita é mensurada com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente. O Grupo reconhece a receita quando transfere o controle sobre o produto ou serviço ao cliente.

O CPC 47 não teve um impacto significativo nas políticas contábeis do Grupo com relação a outras fontes de receita.

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 elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos de 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 períodos subsequentes.

As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, cíveis 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 atualizados ao custo amortizado

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. Em 30 de setembro de 2019 a Companhia não possuía nenhum investimento classificado nesta categoria. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 31 de dezembro de 2018 é de R$379.808, (caixa restrito). Os detalhes a respeito desses ativos estão descritos na nota explicativa nº 9.

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 valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

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 25 e 26 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 revisa a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, ao encerramento de cada exercício. Durante o período, 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 ativos 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 exploratórios e compromissos, 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, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das informações financeiras trimestrais é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 16). 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 período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

3.2.5. Estimativas das reservas provadas 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 reservas prováveis estimadas.

A estimativa do volume das reservas é 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 informações financeiras trimestrais 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 desembolsaria 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 17).

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 planejada 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 individual e da área em que atuam internamente, indicadores financeiros e do resultado da Companhia. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base no resultado apurado e na melhor estimativa das metas atingidas, conforme as diretrizes da Lei nº 10.101/2000, 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	
	30/09/2019	31/12/2018
Caixa e depósitos bancários	247	118
Total	247	118

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Caixa e depósitos bancários	68.251	60.038
Total	68.251	60.038

Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía somente caixa e depósitos bancários a prazo para fazer frente a pagamentos já programados.

b) Aplicações financeiras

	Controladora	
	30/09/2019	31/12/2018
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa (ii)	15.298	37.875
Total	15.298	37.875
Circulante	15.298	37.875

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Operações Compromissadas e CDBs	73.717	70.389
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	1.375.588	1.799.813
CDB (pós-fixado CDI)	15.351	9.881
Títulos públicos (LFT/NTN)	682.395	1.129.408
Letras Financeiras (ii)	677.842	660.524
Total	1.449.305	1.870.202
Circulante	1.449.305	1.870.202

i. A controlada Enauta 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.

ii. Letras Financeiras dos Bancos ABC, ABN, Alfa, Bradesco, BNP, Safra, Itaú, Santander e Votorantim.

c) Rentabilidade

As rentabilidades dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foram equivalentes à média de 99,73% da variação da taxa CDI acumulada no período findo em 30 de setembro de 2019 (99,44% da taxa CDI até 31 de dezembro de 2018).

5. CONTAS A RECEBER

A Enauta tem contrato de longo prazo com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras do Campo de Manati, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira, com cláusula de *take or pay*. Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao referido contrato de venda de gás que previa a compra do volume de 23 bilhões de m³ de gás, que elevou o volume total contratado para toda a reserva do Campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

A Enauta possui um contrato com a Shell para a comercialização da produção do SPA do Campo de Atlanta. As vendas de óleo são Free on Board (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço netback.

Os saldos de contas a receber nos montantes de R$234.859 e R$134.424 registrados em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras (R$101.396 em 30 de setembro de 2019 e R$94.187 em 31 de dezembro de 2018), os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa. O saldo de contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

  Em 30 de setembro de 2019 a Enauta não possui registrado nenhum valor a receber em contrapartida de obrigação firmada pela entrega futura que deverá ser realizada devido à clausula de *take or pay* do contrato. Todo o montante devido já foi recebido até a presente data.

- Parcela da Enauta na venda de óleo do bloco BS-4, para o cliente Shell, por meio de contrato com vencimento em maio de 2021, no montante de R$133.463 em 30 de setembro de 2019 e R$40.237 em 31 de dezembro de 2018, com o prazo médio de recebimento de 45 dias.

Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, não há provisão para não recebimento dos saldos de contas 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 consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores à Companhia nos blocos não operados pela Enauta.

Em 31 de dezembro de 2018 R$22.480 o montante é correspondente aos aportes da Enauta em razão "c*ash calls"* emitidos até 11 de outubro de 2017 devidos pela Dommo e não pagos. Este valor foi calculado nos termos da decisão do Tribunal Arbitral LCIA nº UN173772 ("Tribunal Arbitral"), que condenou a Dommo Energia S.A ("Dommo") em 29 de janeiro de 2019. Essa decisão é final e vinculante, não sujeita a recursos.

Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 o saldo desta conta é composto também por consorciados não vencidos: R$47.079 e R$27.297, respectivamente.

7. ESTOQUES

Em 30 de setembro de 2019 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Óleo	6.614	11.658
Materiais e insumos	1.047	1.110
Total	7.661	12.768
Circulante	7.661	12.768

8. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, descritas na nota explicativa 12, 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:

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Ativo – circulante		
Contas a receber - AFBV (a)	-	16.501
Contas a receber – QGEP B.V.	88	82
Contas a receber – OGX Netherland (b)	27.390	24.098
Total	27.478	40.681

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Passivo – circulante		
Contas a pagar - Constellation (c)	11.438	6
Contas a pagar - AFBV (d)	34.786	43.491
Total	46.224	43.497

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Resultado				
Receita de serviços	-	-	-	692
Variação cambial – contas a receber	-	-	-	(71)

Despesas gerais e administrativas	(50)	(82)	(22)	(59)
Total	(50)	(82)	(22)	562

(a) Em 31 de dezembro de 2018 o saldo refere-se ao fato de que a Enauta, como operadora do Consórcio BS-4, firmou junto à AFBV um contrato de afretamento a casco nu em 18 de janeiro de 2016 para o afretamento de uma unidade flutuante de produção, armazenagem e descarga denominada FPSO Petrojarl I, a ser utilizada pela Enauta em suas operações no campo de Atlanta na Bacia de Santos. A aceitação da FPSO Petrojarl I foi materialmente atrasada, prejudicando as atividades da Enauta atrasando a estimativa original de primeiro óleo e, levando em consideração que o contratado da AFBV assumiu a responsabilidade relacionada ao atraso da FPSO Petrojarl I, as Partes concordaram em reverter o valor dos danos de atraso do proprietário da FPSO recebidos pela AFBV em benefício do Consórcio operado pela Enauta.

Neste sentido, a Enauta registrou o equivalente a 50% de uma receita no montante de US$23.712 mil já acrescido de juros no final de cada mês civil após 10 de agosto de 2018 relativos a taxa de LIBOR acrescida de 5% ao ano sobre o então saldo residual da dívida.

Após o abatimento de uma despesa do Consórcio com a AFBV de US$2.625 mil, o valor do acordo será pago da seguinte forma: (i) pagamento antecipado de US$7.000 mil, que foi compensado pela Enauta contra AFBV na taxa de afretamento incorrida em maio, junho e julho de 2018, respectivamente nos valores de US$1.563mil, US$2.938mil e US$2.498 mil. Os valores registrados na Enauta se referem ao equivalente a 50% dos valores referidos acima.

O saldo residual do Valor do Acordo foi compensado mensalmente até 12 de setembro de 2019 com as faturas de afretamento, resultando em uma compensação de US$25 mil por dia (a "compensação diária") sobre a taxa diária de afretamento aplicável.

(b) Basicamente, valor a receber da OGX 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, 14 de dezembro de 2016 e 05 de janeiro de 2017 e que foram carregados igualmente pela QGEP Netherlands B.V e pela FR Barra 1 S.à r.l, controladores em conjunto da AFBV junto à OGX Netherlands B.V.. Os valores são em dólares norte-americanos e, portanto, sofrem incidência de variação cambial.

(c) Em em 30 de setembro de 2019, o valor de R$11.398 refere-se ao aluguel e prestação de serviço da sonda Laguna Star para atividades no terceiro poço e intervenção nos dois primeiros poços produtores.

Adicionalmente, em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, o montante de R$6 decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Serviços de Petróleo Constellation S.A ("Constellation"), atual denominação da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. ("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.

(d) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subsea (pagamento trimestral) e ao FPSO Petrojarl I, celebrados entre a Enauta e a AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos.

(ii) Garantias e fianças com partes relacionadas

A Companhia outorgou garantia de performance, em favor da ANP, quanto a todas as obrigações contratuais assumidas pela Enauta nos Contratos de Concessões firmados no âmbito da 11ª, 13ª, 14ª e 15ª Rodada de Licitação.

A Enauta possui outorga de fiança para garantir o financiamento contratado junto ao BNB (Banco do Nordeste do Brasil), conforme mencionado na nota explicativa 15 e para as obrigações.

A Companhia garante através de aval corporativo os empréstimos contratados pela Enauta da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e do BNB, conforme mencionado na nota explicativa 15.

(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			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Benefícios de curto prazo	1.137	3.171	981	2.930

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Benefícios de curto prazo	1.955	5.576	2.498	6.384
Plano de opção de ações	-	74	189	572

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 29.

9. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Aplicação financeira - Garantidoras (a)	166.235	177.445
Fundo de abandono (b)	246.604	202.363
Total caixa restrito	412.839	379.808

(a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 15.

(b) O "fundo de abandono" é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta, sendo as regras dos fundos aprovadas pelo consórcio e administradas pelos operadores de cada bloco.

A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati foi de 7,40% (saldo acumulado de R$200.275 – participação Enauta) para o período findo em 30 de setembro de 2019 (10,61% no exercício findo em 31 de dezembro de 2018) e do fundo de abandono de Atlanta R$46.329 (R$18.379 em 31 de dezembro de 2018) foi de 95% do CDI para o mesmo período.

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

10.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018
Antecipação IR e CSLL	-	1	-	10.318
Imposto retido na fonte (a)	247	541	10.704	22.530
Saldo negativo IRPJ e CSLL	546	-	26.516	762
Crédito PIS/COFINS	-	-	3.777	3.429
ICMS - ativo imobilizado	-	-	502	426
Outros	-	-	-	752
Total	793	542	41.499	38.217
Circulante	793	542	37.262	34.450
Não circulante	-	-	4.237	3.767

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018
ICMS (b)	-	-	4.412	3.924
PIS/COFINS (c)	7	9	2.190	8.326
IRRF	65	-	1.527	1.762
IR e CSLL	-	-	11.432	832
Royalties (d)	-	-	9.219	5.794
Participação especial (d)	-	-	907	1.793
IRRF sobre remessas estrangeira (e)	-	-	4.736	4.736
Outros (f)	2	62	5.297	2.426
Total – circulante	74	71	39.720	29.593

(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", na controlada Enauta.

(b) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 19.

(c) Referem-se aos débitos incidentes sobre a venda de gás natural do campo de Manati.

(d) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati e sobre o óleo produzido no campo de Atlanta, conforme descrito na nota explicativa 23.

(e) O valor refere-se à adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei 13.586/2017 de desistência das ações administrativas e judiciais relativas ao IRRF sobre remessas estrangeiras devido a contratos de aluguel de embarcações (o valor ainda não foi objeto de cash call pelo Operador).

(f) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.

10.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Controladora			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Lucro antes do IR e CSLL	41.935	113.314	55.648	299.897
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(14.258)	(38.527)	(18.921)	(101.964)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	14.661	39.592	19.192	102.130
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(403)	(1.065)	(273)	(667)
Compensação de prejuízos fiscais dos anos anteriores	-		-	-
Despesas indedutíveis/receita não tributável:				
Permanentes	-	-	-	-
Temporais	-	-	(2)	(2)
Imposto de renda/contribuição social correntes	-	-	-	-
Imposto de renda/contribuição social diferidos	-	-	-	-

(a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de setembro de 2019 a Companhia possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R$32.072 e R$32.072, respectivamente (em 30 de setembro de 2018 - R$27.457 refere-se a prejuízo fiscal e R$27.458 refere-se a base negativa de contribuição social), sendo que a Companhia não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação.

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Lucro antes do IR e CSLL	40.170	132.446	63.688	388.773
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(13.658)	(45.032)	(21.654)	(132.182)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Incentivos fiscais	12.687	30.630	14.639	43.207
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(403)	(1.065)	271	(688)
Despesas indedutíveis/receita não tributável:				
Permanentes	3.139	(3.665)	(752)	786
Temporais	-	-	2	(2)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(12.879)	(35.849)	3.642	(75.016)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	14.644	16.717	(11.682)	(13.860)

(a) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati.

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 Enauta, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
Composição ativo fiscal diferido		
Amortização da provisão para abandono	85.298	72.120
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	895	2.265
Provisões diversas	20.684	4.638
Total composição do ativo diferido	106.877	79.023

	Consolidado
Ativo fiscal diferido	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	79.023
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Amortização da provisão para abandono	13.178
Provisões diversas - Adições e reversões	14.676
Saldo em 30 de setembro de 2019	106.877

	Consolidado
Passivo fiscal diferido	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(76.177)
Exclusões temporais	(11.067)
Saldo em 30 de setembro de 2019	(87.244)
Saldo do ativo diferido líquido	19.633

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 30 de setembro de 2019, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2018 e aprovadas pela Diretoria. O estudo de viabilidade demonstra a recuperação.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 30 de setembro de 2019:

Ativo diferido	
2019	6.349
2020	485
2021 a 2025	100.043
Total	106.877

Passivo diferido	
2019	(7.405)
2020	(42.710)
A partir de 2021	(37.129)
Total	(87.244)

11. INVESTIMENTOS

11.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do período:

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação no capital votante e total detidos
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	30%

11.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Abaixo, dados dos investimentos e as informações financeiras trimestrais para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R$):

	30/09/2019		
	Enauta	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	30%
	R$	R$	R$ (*)
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	2.779.523	209.275	599.128
Resultado do período	116.446	4.058	12.116
Ativo total	4.397.851	209.520	1.488.041
Passivo total	1.618.327	245	888.912
Receita líquida	707.309	-	26.985

	31/12/2018		
	Enauta	QGEP B.V.	AFBV(*)
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	30%
	R$	R$	R$ (*)
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	3.161.351	194.872	559.790
Resultado do exercício	427.947	317	48.857
Ativo total	3.904.711	195.159	610.494
Passivo total	743.360	287	50.704
Receita líquida	797.204	-	171.999

(*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV.

A movimentação dos investimentos da Companhia apresentada nas informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas é como segue:

	30/09/2019	
	Controladora	Consolidado
	Enauta	AFBV
Saldo em 31 de dezembro de 2018	3.161.351	167.888
Plano de opção de ações	(17.994)	-
Pagamento de dividendos(a)	(470.408)	-
Ajustes acumulados de conversão	14.677	25.220
Hedge	(20.217)	-
Impacto IFRS 16	(4.332)	(14.440)
Resultado de equivalência patrimonial	116.446	1.071
Saldo em 30 de setembro de 2019	2.779.523	179.739

(a) No dia 18 de abril de 2019, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R$403.957. Esta proposta foi deliberada e aprovada pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e/ Extraordinária no dia 18 de abril de 2019 os dividendos foram pagos em 06 de maio de 2019 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.

	31/12/2018	
	Controladora	Consolidado
	Enauta	AFBV
Saldo em 31 de dezembro de 2017	2.907.705	143.397
Plano de opção de ações	(14.799)	-
Pagamento de dividendos (a)	(204.359)	-
Ajustes acumulados de conversão	28.359	24.377
Hedge	16.499	-
Resultado de equivalência patrimonial	427.947	114
Saldo em 31 de dezembro de 2018	3.161.351	167.888

(a) No dia 05 de março de 2018, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R$399.997 (Companhia). Esta proposta foi deliberada e aprovada pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e/ Extraordinária no dia 11 de abril de 2018 os dividendos foram pagos em 20 de abril de 2018 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.

12. IMOBILIZADO

	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado 30/09/2019 Custo	Depreciação e amortização	Líquido
Segmento corporativo				
Móveis e utensílios	10%	2.866	(1.703)	1.163
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(843)	713
Computadores - *Hardware*	20%	3.684	(2.873)	811
Imóveis	3%	6.363	(934)	5.429
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		18.750	(10.460)	8.290
Segmento de *upstream*				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.844	(15.181)	1.663
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4 (ii) e (iii)		911.398	(257.815)	653.583
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		1.001.386	(877.862)	123.524
Subtotal		1.929.628	(1.150.858)	778.769
Total		1.948.378	(1.161.318)	787.060

	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado 31/12/2018 Custo	Depreciação e amortização	Líquido
Segmento corporativo				
Móveis e utensílios	10%	2.682	(1.492)	1.190
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(710)	846
Computadores - *Hardware*	20%	3.351	(2.645)	706
Imóveis	3%	6.363	(801)	5.562
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		18.233	(9.755)	8.478
Segmento de *upstream*				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.844	(14.824)	2.020
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - BS-4 (ii) e (iii)		715.327	(108.022)	607.305
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		975.380	(854.760)	120.620
Subtotal		1.707.551	(977.606)	729.945
Total		1.725.784	(987.361)	738.423

(i) Referentes a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.

(ii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 23(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

(iii) Em 31 de dezembro de 2018 e 30 de setembro de 2019, foram capitalizados ao imobilizado R$38.964 de encargos financeiros referentes ao financiamento do FINEP. As taxas dos financiamentos relacionadas encontram-se descritas na nota explicativa 15.

	Consolidado							
Custo	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais em andamento	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás B-S-4		Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás		Total
Saldo em 31/12/2017	18.029	109	16.844	494.443		1.044.810		1.574.232
(+) Adições do período	204	-	-	220.804	(a)	52.752	(b)	273.864
(-) Baixas do período	-	(109)	-	-		(122.182)	(c)	(122.325)
Saldo em 31/12/2018	18.233	-	16.844	715.327		975.380		1.725.784
(+) Adições do período	517	-	-	196.842	(a)	26.006	(b)	223.365
(-) Baixas do período	-	-	-	(771)	(c)	-		(771)
Saldo em 30/09/2019	18.750	-	16.844	911.398		1.001.386		1.948.378

Em 31 de dezembro de 2018, as principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se a: (a) adições ao BS-4, incluindo despesas de desenvolvimento do 3º poço e aportes realizados desde 11 de outubro de 2017 pela Enauta referente aos 20% de Participação Adicional foram contabilizados da mesma forma da participação original da Enauta de 30%, conforme nota explicativa 1, (b) adições no Campo de Manati (c) R$ 13.367 referente à baixa de Camarão Norte e R$ 108.793 referente à reversão da provisão de abandono de Manati.

Em 30 de setembro de 2019, as principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se a: (a) adições ao BS-4, incluindo despesas de desenvolvimento do 3º poço, (b) adições no Campo de Manati (c) R$ 771 referente à baixa do Campo de Oliva.

Depreciação e amortização	Depreciação imobilizado corporativo	Amortização gastos com exploração de recursos naturais	Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo- BS-4	Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati	Total
Saldo em 31/12/2017	(8.919)	(13.948)	-	(816.174)	(839.041)
(-) Adições do período	(835)	(876)	(108.022)	(71.906)	(148.319)
(+) Baixas do período	-	-	-	33.320	-
Saldo em 31/12/2018	(9.755)	(14.824)	(108.022)	(854.760)	(987.361)
(-) Adições do período	(705)	(357)	(149.793)	(23.102)	(173,957)
(+) Baixas do período	-	-	-	-	-
Saldo em 30/09/2019	(10.460)	(15.181)	(257.815)	(877.862)	(1.161.318)

Em 31 de dezembro de 2018 a baixa é devida à revisão da provisão de abandono de Manati. Para tal, houve necessidade de reverter a depreciação inerente à mesma no montante de R$33.320 a fim de acompanhar a curva de produção esperada.

13. INTANGÍVEL

	Consolidado			
	Taxa de Depreciação	Custo	Amortização	30/09/2019
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(10.064)	240.645
Bônus de assinatura (ii) (iii)	-	162.110	-	162.110
Software	20%	8.468	(7.884)	584
Total		421.287	(17.948)	403.339

	Consolidado			
	Taxa de Depreciação	Custo	Amortização	31/12/2018
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(3.969)	246.740
Bônus de assinatura (ii)	-	159.754	-	159.754
Software	20%	7.916	(7.625)	291
Total		418.379	(11.594)	406.785

	Consolidado			
Custo e amortização	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Software	Total
Saldo em 31/12/2017	250.709	158.452	1.044	410.204
(+) Adições (custo)	-	2.178	54	2.232
(-) Baixas (custo)	-	(876)	-	(876)
(-) Adições (amortização)	(3.969)	-	(807)	(4.776)
Saldo em 31/12/2018	246.740	159.754	291	406.785
(+) Adições (custo)	-	2.356	551	2.907
(-) Baixas (custo)	-	-	-	-
(-) Adições (amortização)	(6.095)	-	(258)	(6.353)
Saldo em 30/09/2019	240.645	162.110	584	403.339

(i) Refere-se aos direitos de participação de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R$250.709. A amortização teve início em maio de 2018.

(ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 23).

(iii) A controlada Enauta Energia em parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. ("ExxonMobil") e com a Murphy Exploration & Production Company ("Murphy Oil") adquiriu, em 10 de setembro de 2019, participação em três blocos no primeiro ciclo da Oferta Permanente de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Os blocos adquiridos, SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637, estão localizados em torno de 120 km de distância da costa, em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, com área total de aproximadamente 2.250 km2 . A Enauta Energia adquiriu 30% de participação nos três blocos, em parceria com a ExxonMobil, operadora com 50% de participação, e a Murphy Oil, com 20%. Estes blocos são adjacentes aos demais blocos detidos pelo mesmo consórcio. O valor total dos bônus de assinatura para estes blocos exploratórios é de R$7.852, R$2.356 líquidos para a Enauta Energia

14. ARRENDAMENTOS

O CPC 06 (R2)/IFRS 16 introduziu um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial de arrendatários. Como resultado, o Grupo, como arrendatário, reconheceu os ativos de direito de uso que representam seus direitos de utilizar os ativos subjacentes e os passivos de arrendamento que representam sua obrigação de efetuar pagamentos de arrendamento. A contabilidade do arrendador permanece semelhante às políticas contábeis anteriores.

O Grupo aplicou o CPC 06 (R2)/IFRS 16 utilizando a abordagem prospectiva, na qual o efeito cumulativo da adoção inicial é reconhecido como um ajuste nos saldos de abertura. Portanto, a informação comparativa apresentada para 2018 não foi reapresentada - ou seja, é apresentada conforme anteriormente reportado de acordo com o CPC 06/ IAS 17 e interpretações relacionadas. Os detalhes das mudanças nas políticas contábeis estão divulgados abaixo.

a) Definição de arrendamento

Anteriormente, o Grupo determinava, no início do contrato, se o mesmo era ou continha um arrendamento sob o ICPC 03/IFRIC 4 - Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. O Grupo agora avalia se um contrato é ou contém um arrendamento baseado na nova definição de arrendamento. De acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, um contrato é ou contém um arrendamento se transfere o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um período de tempo em troca de contraprestação.

b) Como arrendatário

Na transição para o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo optou por aplicar o expediente prático de manter a avaliação de quais transações são arrendamentos. O Grupo aplicou o CPC 06 (R2)/IFRS 16 somente a contratos que foram previamente identificados como arrendamentos. Os contratos que não foram identificados como arrendamentos de acordo com o CPC 06 (R1)/IAS 17 e o ICPC 03/IFRIC 4 não foram reavaliados. Por conseguinte, a nova definição de arrendamento de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16 foi aplicada apenas a contratos celebrados ou alterados em ou após 1º de janeiro de 2019.

Como arrendatário, o Grupo classificava anteriormente arrendamentos operacionais ou financeiros com base em sua avaliação sobre se o arrendamento transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade. De acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo reconhece os ativos de direito de uso e os passivos de arrendamento para a maioria dos arrendamentos - ou seja, esses arrendamentos são registrados no balanço patrimonial. No entanto, o Grupo optou por não reconhecer os ativos de direito de uso e os passivos de arrendamento para alguns arrendamentos de ativos de baixo valor. O Grupo reconhece os pagamentos associados a esses arrendamentos como despesa ou custo pelo método linear ao longo do prazo do arrendamento.

O Grupo reconhece um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente pelo custo e subsequentemente pelo custo menos qualquer depreciação acumulada e perdas ao valor recuperável, e ajustado por certas remensurações do passivo de arrendamento

c) Impacto na transição:

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia divulgou a estimativa inicial dos efeitos da implementação do IFRS 16. Ao longo do trimestre findo em 30 de setembro de 2019, a Companhia revisou a taxa de custo de dívida incremental, assim como a metodologia de amortização da mesma, a qual acarretou em aumento do valor do impacto do IFRS 16, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	Consolidado						
	30/09/2019	3° trimestre	30/06/2019	2° trimestre	31/03/2019	1° trimestre	01/01/2019
Equipamentos	835.339	188.310	647.029	(45.194)	692.223	(43.820)	736.043
Imóveis	3.434	(23)	3.457	(150)	3.607	282	3.325
Amortização acumulada	(123.975)	(52.684)	(71.291)	(41.741)	(29.550)	(29.550)	-
Total – ativos direito de uso	714.798	135.603	579.195	(87.085)	666.280	(73.088)	739.368
Arrendamentos a pagar	972.362	208.360	764.002	(19.514)	783.516	(84.473)	867.989
Pagamentos	(63.102)	(29.571)	(33.531)	(2.259)	(31.272)	(31.272)	-
Ajuste a valor presente	(156.402)	(33.270)	(123.132)	(38.904)	(84.228)	44.393	(128.621)
Passivos de arrendamento	752.858	145.519	607.339	(60.677)	668.016	(71.352)	739.368

d) Impactos no período:

As amortizações dos direitos de uso dos bens contabilizados são de acordo com a vigência de cada contrato, respeitando os respectivos períodos de utilização.

Em relação a esses arrendamentos, de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo reconheceu despesas de depreciação e juros, em vez de despesas de arrendamento operacional. Não houve pagamentos variáveis referente aos contratos de leasings reconhecidos. Vide abaixo a movimentação do período:

	Consolidado		
Ativo de arrendamento	Equipamentos	Imóveis	Total
Saldo em 1 de Janeiro de 2019	736.043	3.325	739.368
Amortização	(29.364)	(186)	(29.550)
Adições e Exclusões de Contratos	(78.171)	-	(78.171)
Atualização Encargos Financeiros	34.351	282	34.633
Saldo em 31 de Março de 2019	662.859	3.421	666.280
Amortização	(41.570)	(171)	(41.741)
Adições e Exclusões de Contratos	(12.115)	-	(12.115)
Atualização Encargos Financeiros	(33.436)	207	(33.229)
Saldo em 30 de junho de 2019	575.738	3.457	579.195
Amortização	(52.507)	(177)	(52.683)
Adições e Exclusões de Contratos	138.519	-	138.519
Atualização Encargos Financeiros	49.767	-	49.767
Saldo em 30 de setembro de 2019	711.517	3.281	714.798

	Consolidado		
Passivo de arrendamento	Arrendamentos a pagar	AVP	Total
Saldo em 1º de Janeiro de 2019	899.261	(128.621)	739.368
Pagamentos	(31.272)	-	(31.272)
Adições e Exclusões de Contratos	(115.745)	-	(115.745)
Reconhecimento AVP (*"Accrediton"*)	-	3.644	3.644
Atualização Encargos Financeiros	-	40.749	40.749
Saldo em 31 de Março de 2019	752.244	(84.228)	668.016
Pagamentos	(33.531)	-	(33.531)
Adições e Exclusões de Contratos	11.758	-	11.758
Reconhecimento AVP (*"Accrediton"*)	-	(38.904)	(38.904)
Atualização Encargos Financeiros	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2019	730.471	(123.132)	607.339
Pagamentos	(63.102)	-	(63.102)
Adições e Exclusões de Contratos	241.892	-	241.892
Reconhecimento AVP	-	77.250	77.250
Atualização Encargos Financeiros	-	(110.521)	(110.521)
Saldo em 30 de setembro de 2019	909.261	(156.403)	752.858

15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação, exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural.

			Consolidado		
	30/09/2019	31/12/2018	Encargos	Forma de pagamento - juros	Vencimento
Moeda nacional					
BNB - Banco do Nordeste	118.098	118.110	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	69.136	82.609	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	76.734	90.360	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
	145.870	172.969			
Total	263.968	291.079			
Circulante	44.694	38.875			
Não circulante	219.274	252.204			
Total consolidado – Saldo bruto (b)	263.968	291.079			
Custo do empréstimo FINEP	(1.056)	(1.254)			
Saldo consolidado líquido	262.912	289.825			

Em setembro de 2019 a TJLP foi de 5,95% a.a. (6,98% a.a em dezembro de 2018).

(a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.

Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.

(b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R$1.056 em 30 de setembro de 2019 (R$1.254 em 31 de dezembro de 2018). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo bruto do custo do empréstimo em 31/12/2017	326.700
(+) Adições de juros	15.250
(-) Amortização de principal	(36.282)
(-) Amortização de juros	(14.589)
Saldo bruto do custo de empréstimo	291.079
(-) Custo do empréstimo FINEP	(1.254)
Saldo final em 31/12/2018	289.825
Saldo bruto do custo de empréstimo 31/12/2018	291.079
(+) Adições de juros	10.276
(-) Amortização de principal	(27.296)
(-) Amortização de juros	(10.091)
Saldo bruto do custo de empréstimo	263.968
(-) Custo do empréstimo FINEP	(1.056)
Saldo final em 30/09/2019	262.912

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

Vencimentos	30/09/2019
2019	11.048
2020	46.644
2021	53.471
2022 a 2026	152.304
Total	263.467

De acordo com os termos do contrato da FINEP, o principal da dívida deve ser pago em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 15/09/2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes, ocorrendo a última em 15/09/2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela Companhia.

De acordo com os termos do contrato do BNB, o principal da dívida deve ser pago em 84 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorrerá em 20/10/2019 e as demais em meses subsequentes, ocorrendo a última em 29/09/2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos 3 prestações mensais desta operação, compreendendo principal e encargos, tomada como referência mínima a maior prestação devida, em conta reserva (nota explicativa 10). Caso os três projetos envolvidos na dívida BNB sejam descontinuados e devolvidos à ANP, o contrato prevê a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderá ultrapassar setembro de 2022.

16. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Consequentemente, nenhuma provisão foi constituída nas informações financeiras trimestrais referentes a 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018.

16.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais são:

INEMA - Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

O Auto de Infração nº 2009-014426/TEC/AIMU0265 foi lavrado em razão do descumprimento da condicionante 1 e cumprimento parcial das condicionantes 2, 6 e 7 da estabelecidas pelo Instituto do Meio Ambiente (IMA) em Portaria RA 8050 de 30 de março de 2007 com vistas a obter a Licença Ambiental para construir gasoduto. A contingência atualizada tem valor de R$132 (participação da Enauta).

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

O processo administrativo nº 02006.001664/2007-46 foi aberto em razão da lavratura do Auto de Infração nº 409516-D instaurado pelo IBAMA em 2007. Trata-se de ação decorrente do arraste de gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA), fato este que teria causando danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R$9.854 (participação da Enauta).

Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia – Superintendência de Administração Tributária (SAT)

O auto de infração nº 206983.0004/15-5 foi lavrado pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, em razão do suposto cometimento das seguintes infrações: (i) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadorias adquiridas para integrar o ativo permanente do estabelecimento; (ii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a aquisição de material para uso e consumo do estabelecimento; (iii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadoria(s) adquirida(s) com pagamento de imposto por substituição tributária; e (iv) omissão na prestação de informações relacionadas a lançamentos efetuados na EFD. A contingência atualizada tem valor de R$3.096 (participação da Enauta).

ICMS

Aproveitamento de crédito de ICMS nas aquisições de mercadorias (combustíveis) como insumos para as embarcações afretadas no exercício de 2007 a 2009. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da Enauta, os valores em discussão, montam aproximadamente R$6.539.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no exercício de 2008 a 2013. Nos exercícios de 2008 e 2009 referem-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já nos anos de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Em relação ao IRRF, o Operador optou pelo pagamento especial previsto na Lei nº 13.586/2017, artigo 3º, o que resultou na obrigatória desistência (parcial) dos processos que tinham por objeto os débitos deste imposto, conforme descrito na nota explicativa 10.2 (f). Os processos permanecem em trâmite para discutir os recolhimentos de PIS, COFINS e CIDE. Com relação à participação da Enauta, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 a 2013, montam aproximadamente a R$59.240.

16.2. Processos judiciais – recuperação de tributos

Exclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS

Em 2014 a Companhia entrou com ação judicial questionando a constitucionalidade da inclusão do ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e pleiteando a restituição do valor recolhido.

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) concluiu o julgamento, na sistemática de repercussão geral, com decisão favorável aos contribuintes, a fim de garantir os direitos de exclusão do ICMS do cálculo do PIS e da COFINS. Embora a questão do mérito tenha sido resolvida, permanece pendente a decisão acerca da modulação temporal de efeitos, pedido feito pelo fisco em sede de Embargos de Declaração, o que impossibilita a Companhia precisar o valor do crédito a ser recuperado.

Em 2018, o Tribunal Regional Federal da 2ª região julgou favorável os argumentos apresentados pela Companhia, e com base nesta decisão, na do STF e nas opiniões legais dos consultores jurídicos, a mesma deixou de incluir o ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS a partir deste período.

A Sociedade vem monitorando o caso, levantando a documentação necessária e realizando reuniões com os advogados para garantir o nível máximo de realização dos créditos fiscais. No entanto, para se beneficiar do crédito relativo ao período de 2011 a 2017, aguarda-se o transitado em julgado do processo.

17. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, conforme notas explicativas 2.8 e 3.2.5. Em 30 de setembro de 2019, esta provisão reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

Os custos com abandono foram projetados com base em uma inflação média da indústria de 2,8% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperado do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 5,4% ao ano.

Movimentação da provisão para abandono no exercício findo em 30 de setembro de 2019:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2017	224.021
Atualização da provisão	(66.326)
Variação cambial e outros, líquidos	51.304
Saldo em 31 de dezembro de 2018	208.999
Atualização de provisão – 3° poço BS-4	23.128
Variação cambial e outros, líquidos	40.700
Saldo em 30 de setembro de 2019	272.827

A Companhia, juntamente aos seus parceiros, reavaliou a provisão de abandono referente aos campos de Camarão Norte, Atlanta e Manati, efetuando a alteração dos valores durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 para os campos de Atlanta e Manati. Em 21 de junho de 2019, a Companhia anunciou o início da produção do 3° poço de Atlanta e com isso foi registrada a provisão de abandono no montante de R$23.128.

A análise reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para a indústria de óleo e gás.

18. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	30/09/2019	31/12/2018
PEM a pagar	57.922	68.772
Total	57.922	68.772
Circulante	-	10.850
Não circulante	57.922	57.922

Em 31 de dezembro de 2018 o valor de R$10.850 refere-se ao pagamento do PEM (Programa exploratório mínimo) devido, referente à devolução dos blocos PEPB-M-896 e PEPB-M-894 junto à ANP. Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, o valor de R$57.922 refere-se a adiantamentos de PEM recebidos dos sócios dos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337.

19. RECEITA LÍQUIDA

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Receita bruta	339.220	769.222	254.201	589.386
PIS	(1.921)	(4.867)	(2.432)	(6.752)
COFINS	(8.846)	(22.418)	(11.204)	(31.102)
ICMS	(15.324)	(38.780)	(19.197)	(53.556)
Crédito presumido ICMS (*)	3.065	7.756	3.839	10.711
ISS	-	-	-	(35)
Descontos - reduções contratuais	-	(3.604)	(3.782)	(10.182)
Total de deduções	(23.026)	(61.913)	(32.776)	(90.916)
Receita líquida	316.194	707.309	221.425	498.470

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.17.2 - Reserva de incentivos fiscais.

20. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

20.1. Custos

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Custos de extração	(84.753)	(183.215)	(66.307)	(121.122)
Royalties e participação especial	(25.384)	(56.505)	(19.627)	(44.208)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.004)	(1.004)	(1.248)	(3.474)
Amortização e depreciação	(128.249)	(290.279)	(59.212)	(107.834)
Total	(239.390)	(531.003)	(146.394)	(276.638)

20.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Pessoal	(1.137)	(3.171)	(982)	(2.921)
Serviços contratados de terceiros	(216)	(551)	(150)	(415)
Impostos e taxas	(37)	(181)	(51)	(158)
Anúncios e publicações	(13)	(322)	5	(234)
Outras despesas	(18)	(34)	(10)	(43)
Total	(1.421)	(4.259)	(1.188)	(3.771)

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Pessoal (a)	(12.655)	(37.106)	(19.905)	(46.248)
Serviços contratados de terceiros	(3.982)	(11.276)	(5.168)	(10.533)
Seguros	1.600	(321)	(778)	(1.416)
Impostos e taxas	(807)	(1.236)	(27)	(892)
Anúncios e publicações	(250)	(1.677)	(106)	(592)
Serviços compartilhados	(50)	(82)	(22)	(59)
Amortização e depreciação	(470)	(1.443)	(406)	(1.373)
Manutenção	(862)	(3.017)	(374)	(1.327)
Locação	(186)	(547)	(413)	(1.318)
Outras despesas	(1.193)	(3.296)	(444)	(2.242)
Alocação de projetos E&P (b)	12.670	37.698	12.027	35.316
Total	(6.185)	(22.303)	(15.616)	(30.684)

(a) Em 2019 a Companhia reverteu o montante de R$12.437 referente a planos de opções de ações vencidos, conforme mencionado na nota explicativa 26.

(b) Saldo referente ao rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela Enauta, relacionado aos seus parceiros não operadores.

21. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Baixa de blocos (a)	(833)	(854)	(24.296)	(24.247)
Aquisição / processamento de sísmica	(1.331)	(4.565)	78	(16.783)
Gastos com geologia e geofísica	(194)	(1.000)	265	(2.000)
Penalidades contratuais de conteúdo local (b)	(27.022)	(27.022)	-	-
Despesas gerais e administrativas	(4.195)	(7.669)	(242)	(1.435)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(198)	(367)	(56)	(5.656)
Serviços de perfuração	(7.782)	(15.151)	(2.605)	6.072
Outros	(988)	(2.566)	(89)	(1.510)
Total	(42.543)	(59.194)	(26.945)	(45.558)

(a) No trimestre findo em 30 de setembro de 2018, o valor refere-se basicamente a baixa dos blocos PEPB-M-894 no valor de R$7.462 , PEPB-M-896 no valor de R$4.264 e Camarão Norte no valor de R$13.432. Em 30 de setembro de 2018, o operador, após revisão dos gastos do bloco BM-S-12, constatou um valor de R$11.027 não devido pela QGEP.

(b) Através de um Ofício da ANP recebido em 24/10/2019, as companhias consorciadas no bloco exploratório BM-CAL-5 tomaram conhecimento de uma multa no valor de R$158.828 a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em Contrato de Concessão referente a Conteúdo Local. O Operador do Consórcio do bloco BM-CAL-5 apresentará Defesa Administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contempla, dentre outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), conforme possibilidade ainda em discussão, nos termos da Tomada Pública de Contribuições Nº 1/2019 da ANP, publicada no DOU em 03/05/2019.

Com as informações acima, a Enauta está provisionando a sua participação nessa multa (22,46%), no valor atualizado de R$27.022, aguardando a finalização do Processo Administrativo.

22. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Rendimento das aplicações financeiras (*)	248	1.194	482	1.976
Outras receitas e despesas financeiras	(1)	(10)	(22)	(92)
PIS e COFINS sobre receitas financeiras	(12)	(57)	(70)	(68)
Total	235	1.127	390	1.816

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Rendimento das aplicações financeiras (*)	34.888	97.795	34.361	107.619
Outras receitas e despesas financeiras	(24.573)	(57.375)	(3.126)	(5.257)
AVP Direito de uso - IFRS 16	(20.335)	(41.991)	-	-
Variação cambial ativa	5.129	9.187	6.982	14.795
Variação cambial passiva	697	(8.382)	(4.305)	(6.544)
Outros	(10.064)	(16.189)	(5.803)	(13.508)
PIS e COFINS sobre receita financeira	(1.896)	(5.429)	(1.647)	(5.334)
Total	8.419	34.991	29.587	97.028

(*) Refletem receitas financeiras tais como remuneração da taxa CDI para títulos privados, remuneração da variação da taxa SELIC para títulos públicos e variação da moeda corrente norte-americana para fundo cambial no primeiro trimestre do ano anterior.

23. 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 Almada	Manati (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Brasoil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	Barra Energia Enauta Energia (operador)	50 50
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Enauta Energia OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Ceará	CE-M-661	30/08/2013	Enauta Energia Total (operador) Premier	25 45 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-428	23/12/2015	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-501	29/01/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-503	29/01/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-430	07/11/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-573	07/11/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-505	(*)	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)	30 50

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
				Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-575	(*)	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-637	(*)	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20

(*) O contrato de aquisição será assinado até 28 de fevereiro de 2020 (nota explicativa 13)

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data da declaração de comercialidade. Na fase exploratória os prazos são definidos no respectivo Contrato de Concessão.

No primeiro semestre de 2018 foi reconhecido na rubrica de outras receitas e despesas operacionais o montante de R$ 149.731 referente à segunda parcela da venda de Carcará.

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:

	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R$		Bônus de assinatura (%Enauta)			Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)		
Bloco/campo		Ano do contrato	R$ mil	Área km²	*Royalties*	Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,650	7,5%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	562	745,031	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	768,500	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	766,300	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,300	10%	218,91	437,82	2189,10
CE-M-661	27,0	2013	10.116	760,900	10%	656,73	1313,46	6567,3
ES-M-598	37,8	2013	14.182	769,300	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	4,9	2013	12.562	507,2	10%	95,49	190,98	954,9
SEAL-M-351	3,5	2015	19.158	756,86	10%	875,73	1.751,46	8.757,30
SEAL-M-428	3,6	2015	10.843	746,24	10%	875,73	1.741,46	8.757,30
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200	400	2.000,00
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,799	10%	1.668,11	3.336,22	16.681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,598	10%	278,02	556,03	2.780,17
SEAL-M-430	9,1	2018	1.189	755,236	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-573	5,2	2018	1.189	755,946	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-505	2,8	(*)	810	754,598	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-575	2,7	(*)	933	753,946	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-637	3,1	(*)	612	753,279	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
Total	334,2		162.310					

(*) O contrato de aquisição será assinado até 28 de fevereiro de 2020 (nota explicativa 13)

Em 30 de setembro de 2019, o compromisso remanescente relativo a Programas Exploratórios Mínimos ("PEM") das concessões mencionadas na tabela acima, anteriores à Rodada 11 de licitação da ANP, compreende a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-

12 (Bloco CAL-M-372), prevista para ser iniciada após a obtenção da licença ambiental, prevista para 2021.

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 2020.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14 e 15, não há o compromisso de perfuração de poço. (Blocos: SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-430, SEAL-M-501, SEAL-M-503 e SEAL-M-573).

A controlada Enauta detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações.

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Enauta:

- Royalties – O Preço de referência do petróleo, a partir de janeiro de 2018, é regulamentado pela Portaria ANP nº 703/2017, e é apurado com base nas características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo a que cada área estiver vinculada. O valor é divulgado mensalmente pela ANP. Já o Preço de referência do gás natural é regido sob as normas da Resolução ANP nº 40/2009 que determina que nos casos em que a exploração comercial do campo ocorrer sob a forma de consórcio, o preço será calculado a partir da média ponderada dos preços de venda do gás natural pelos volumes comercializados. Para Manati, os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência (condensado) e da média ponderada da venda (gás natural), desde do início da produção da área de concessão. Em relação a Atlanta, o recolhimento corresponde a 7,8% do valor de referência tanto para o óleo vendido quanto para o gás consumido. No período findo em 30 de setembro de 2019 foram provisionados R$55.598 (R$39.191 em 30 de setembro de 2018) de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4 em 2019, dos quais R$9.219 (R$5.794 em 31 de dezembro de 2018) permanecem 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 n° 2705/98, 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 período findo em 30 de setembro de 2019 foi registrado R$907 de valor de participação especial na demonstração do resultado como custos (R$5.017 em 30 de setembro de 2018).

- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R$1.866 para o período findo em 30 de setembro de 2019, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R$516 em 30 de setembro de 2018).

b) Informações sobre as reservas

As reservas provadas de gás e óleo da controlada Enauta foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pela Petroleum Resources Management System (PRMS), o qual foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers em março de 2007 e revisado em junho de 2018.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás e óleo 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 ressalvadas 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 para o Campo de Manati está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de gás (MMm^3)*
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2018 (conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA)	5.230
Produção do ano de 2019	(905)
Reserva Provada de 100% da participação em 30/09/2019	4.325

(*) não revisado pelos auditores independentes

A reserva de óleo estimada para o campo de Atlanta está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de óleo (MMbbl)*
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2018 (conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA)	15,0
Produção do ano de 2019	(4,2)
Aditivo – 3° poço	7,0
Reserva Provada de 100% da participação em 30/09/2019	17,8

(*) não revisado pelos auditores independentes

c) Garantias

Em 30 de junho de 2019, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia cujo a beneficiária é a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis - ANP no total de R$412.682 (R$436.470 em 31 de dezembro de 2018). Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R$319.964 (R$330.814 em 31 de dezembro de 2018) e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R$92.718 (R$105.656 em 31 de dezembro de 2018).

24. COMPROMISSOS

Em 30 de setembro de 2019, 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 (*)		
	2019	2020	2021 em diante
Total de compromissos	225.393	258.481	161.890

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

25. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, partes relacionadas e empréstimos e financiamentos e opções de venda de óleo.

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.

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos de Mercado aprovada pelo Conselho de Administração, que visa mitigar eventos que possam afetar adversamente sua geração de caixa e flexibilidade financeira.

Seguindo a política mencionada acima a Administração da Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme para os próximos 12 meses

equivalente a 530 mil barris, a um valor de US$61 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US$3,5 por barril.

Janela de exercício	**Opções de venda**
01/10/2019 a 31/12/2019	303.500
01/01/2020 a 31/03/2020	150.000
01/04/2020 a 30/06/2020	80.000
	533.500

A Companhia optou por fazer hedge accounting no valor justo das opções de venda, entendendo que esta seja a melhor forma de demonstrar a operação efetuada.

O resultado do terceiro trimestre de 2019 foi impactado positivamente em R$3.436, resultado do exercício da opção de venda de 103 mil barris a um preço de US$70 por barril.

Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R$3.037, gerando um impacto líquido negativo na receita de R$398.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	30/09/2019			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
Ativos financeiros				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	412.839	412.839
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	247	247	68.251	68.251
Contas a receber (i)	-	-	234.859	234.859
Partes relacionadas	-	-	27.478	27.478
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	15.298	15.298	1.449.305	1.449.305
Passivos financeiros				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	103	103	120.059	120.059
Partes relacionadas	-	-	46.224	46.224
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	262.912	262.912

	31/12/2018			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
Ativos financeiros				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	379.808	379.808
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	118	118	60.038	60.038
Contas a receber (i)	-	-	134.424	134.424
Partes relacionadas	-	-	40.681	40.681
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	37.875	37.875	1.870.202	1.870.202
Passivos financeiros				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	106	106	75.065	75.065
Partes relacionadas	-	-	43.498	43.498
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	289.825	289.825

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 estabelece 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 destes 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 previstos 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 ano	Total
Fornecedores	103	103
Total	103	103

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	118.416	430	1.213	-	120.059
Partes relacionadas	-	-	46.224	-	46.224
Empréstimos e financiamentos	-	-	44.694	218.218	262.912
Total	118.416	430	92.131	218.218	429.195

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (43,2% em 30 de setembro de 2019 e 70,7% em 31 de dezembro de 2018) e Shell (56,8% em 30 de setembro de 2019 e 47,2% em 31 de dezembro de 2018). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No semestre findo em 30 de setembro de 2019 não foi registrada perda com créditos junto aos clientes.

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 gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados à TJLP.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

Operação	Saldo em 30/09/2019	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
CDI anual em 30 de setembro de 2019					
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	1.449.305	Redução do CDI			
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2019			5,71%	4,28%	2,86%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado		Redução do CDI	1.532.060	1.510.190	1.488.320
Receita estimada em 31 de dezembro de 2019			82.755	60.885	39.015
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 30 de setembro de 2019			-	(21.870)	(43.740)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o período a findar em 31 de dezembro de 2019, de acordo com o Banco Central do Brasil do dia 25 de outubro de 2019.

Operação	Saldo em 30/09/2019	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
CDI anual em 30 de setembro de 2019					
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2019	412.839		5,71%	4,28%	2,86%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2019		Redução do CDI	436.412	430.182	423.953
Receita estimada em 31 de dezembro de 2019			23.573	17.343	11.114
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 30 de setembro de 2019			-	(6.230)	(12.460)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o período a findar em 31 de dezembro de 2019, de acordo com o Banco Central do Brasil do dia 25 de outubro de 2019.

Operação	Saldo em 30/09/2019	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
TJLP em 30 de setembro de 2019					
Empréstimos e financiamentos:	69.136		69.136	69.136	69.136
FINEP		Alta da TJLP			
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa efetiva da TJLP para 30 de setembro de 2019		Alta da TJLP	5,95%	7,44%	8,93%
Despesa estimada em 30 de setembro de 2019			18.388	19.690	20.992
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de setembro de 2019			87.524	88.826	90.128
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 30 de setembro de 2019			-	1.302	2.604

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES).

(b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP.

f) Risco volatilidade de preço petróleo

Esses riscos são basicamente provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos realizadas em 2018 e 2019 tiveram como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo (até 12 meses).

Seguindo a Política de Gestão de Risco de Mercado da Companhia, que tem o objetivo de mitigar a exposição da Companhia a riscos da atividade de Exploração e Produção de Óleo e Gás, a Administração optou por realizar a cobertura (hedge) de uma possível redução no preço do barril.

Essa operação de hedge do preço do petróleo protege a Companhia com a obtenção de um preço médio de US$61 por barril, para parte da produção do Campo de Atlanta. Em 30 de junho de 2019 os contratos oferecem cobertura para 530 mil barris a serem vendidos ao longo de doze meses.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no Patrimônio Líquido da marcação a mercado e liquidação da opção de venda.

		Consolidado			
		30/09/2019			
		Cenário provável (a)		Cenário	
	Risco	Em USD	Saldo em R$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Preço Brent em 30 de junho de 2019		60,78	7.223		
Operação					
Hedge	Alta do Brent				
Despesa estimada em 30 de junho de 2019				1.001	501
Marcação a mercado e liquidação estimado				(6.221)	(6.722)

26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 é de R$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 30 de setembro de 2019 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	75.619.571	28,4
Ações em tesouraria	3.594.120	1,4
Administradores	527.335	0,2
Total	265.806.905	100

ii. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no período. O cálculo do lucro por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários chaves usando-se o método de ações em tesouraria quando o efeito é diluitivo.

Os instrumentos de participação que serão ou poderão ser liquidados em ações da Companhia são incluídos no cálculo apenas quando sua liquidação tem um impacto de diluição sobre o lucro por ação.

	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Resultado básico e diluído por ação				
Numerador:				
Lucro líquido do período	41.935	113.314	55.648	299.897
Denominador (em milhares de ações):				
Média ponderada de número de ações ordinárias	262.213	262.213	257.852	259.604
Resultado básico e diluído por ação ordinária	0,16	0,44	0,21	1,16

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações preferenciais para administradores e executivos da Companhia. Para as outorgas de 2011 a 2016, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções, segundo estes Planos de 2011 a 2016, poderão ser exercidas em até 7 anos após a data da concessão.

O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo binomial de precificação no montante de R$1,14 para o Plano de 2016, R$1,96 para o Plano de 2015, R$2,65 para o Plano de 2014 e R$4,11 para o Plano de 2013, R$5,31 e R$3,87 para os dois Planos de 2012 e R$9,87 para o Plano de 2011.

As reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

	Plano 2016	Plano 2015	Plano 2014	Plano 2013
Data da reunião do Conselho de Administração	23/02/2016	12/03/2015	24/02/2014	11/03/2013
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915	2.296.500	2.120.319
Preço de exercício da opção	R$4,88	R$6,36	R$8,98	R$12,83
Valor justo da opção na data da concessão	R$1,14	R$1,96	R$2,65	R$4,11
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%	43,36%	43,92%
Dividendo esperado	3,59%	2,47%	3,84%	1,89%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%	6,20%	3,81%
Duração da opção (em anos)	7	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes em 30 de setembro de 2019 está apresentada a seguir:

	Opções de ações
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2017	11.654.811
Exercício de opções no trimestre de 31/03/2018	(730.818)
Opções em circulação em 31 de março de 2018	10.923.993
Exercício de opções no trimestre de 30/06/2018	(1.092.514)
Opções canceladas no período	(939.837)
Opções em circulação em 30 de junho de 2018	8.891.642
Exercício de opções no trimestre de 30/09/2018	(776.378)
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2018	8.115.264
Exercício de opções no primeiro trimestre de 2019	(132.386)
Opções em circulação em 31 de março de 2019	7.982.898
Exercício de opções no segundo trimestre de 2019	(607.622)
Opções em circulação em 30 de junho de 2019	7.375.256
Opções canceladas no período	(4.370.139)
Opções em circulação em 30 de setembro de 2019	3.005.117

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no período findo em 30 de setembro de 2019 estão sumariadas abaixo:

	Opções em circulação			Opções exercíveis	
Plano	Opções em circulação em set/2019	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em set/2019	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	7	4,88	93.915	5,43
Plano 2015	314.584	7	6,36	314.584	7,83
Plano 2014	1.640.826	7	8,98	1.640.826	11,91
Plano 2013	1.618.532	7	12,83	1.618.532	17,92

(*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("INPC").

Para o período findo em 30 de setembro de 2019, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R$18.640, sendo R$44.778 das outorgas dos planos de 2011 a 2016 e a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal; R$22.728 referente a reversão dos planos de opção de ações vencidos, R$1.093 referente a exercício de opções e R$4.503 referente a ações canceladas por desligamento de funcionários.

Em 29 de abril de 2018 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 29 de abril de 2011 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R$10.290 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contrapartida ao resultado do exercício.

Em 23 de março de 2019 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 23 de março de 2012 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R$10.309 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contra partida ao resultado do exercício.

Em 31 de maio de 2019 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 28 de maio de 2012 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R$2.128 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contra partida ao resultado do exercício.

27. AÇÕES EM TESOURARIA

A Companhia autorizou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento ou alienação com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações dos anos 2011 a 2014.

Plano	Data de autorização de recompra	Volume recomprado
Plano 2011	24/04//2012	1.097.439
Plano 2012	9/07/2012	2.491.517
Plano 2013	6/05/2013	2.120.319
Plano 2014	24/02/2014	2.245.357

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

	Ações ordinárias (*)	Valor - R$mil
Saldo em 31 de dezembro de 2017	6.933.838	70.614
Realização de stock options até 31 de dezembro de 2018	(2.599.710)	(26.475)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.334.128	44.139
Realização de stock options em 2019	(740.008)	(7.534)
Saldo em 30 de setembro de 2019	3.594.120	36.602

(*) Quantidade de ações

Custo médio histórico na aquisição das ações em tesouraria (R$ por ação) é de R$ 10,18

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 30 de setembro de 2019:

Quantidade de ações em tesouraria	3.594.120
Cotação por ação na B3 (R$)	11,09
Valor de mercado (R$mil)	39.859

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de setembro de 2019 representa 1,4% do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

28. SEGUROS

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

	Data de vigência		Importâncias seguradas
Modalidade	Início	Vencimento	Set -19
Responsabilidade civil geral	30/06/2018	28/02/2020	2.030.638
Riscos de petróleo e operacionais	30/06/2018	21/07/2020	2.192.205
Total			4.222.843

29. PLANO DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

A Enauta, controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contrapartida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do exercício de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições especificas.

A despesa total é reconhecida na demonstração do resultado consolidada e refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

	Controladora			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Despesas previdência privada	(25)	(73)	(24)	(70)
Total	(25)	(73)	(24)	(70)

	Consolidado			
	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2018 a 30/09/2018
Despesas previdência privada	(335)	(1.011)	(335)	(985)
Total	(335)	(1.011)	(335)	(985)

30. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

As movimentações patrimoniais que não afetaram os fluxos de caixa da Companhia, são como segue:

	30/09/2019	30/09/2018
Fornecedores de imobilizado	16.191	57.835
Variação cambial sobre provisão de abandono e imobilizado	68.828	64.449
Penalidades contratuais – conteúdo local	27,022	-
Encargos financeiros capitalizados	-	38.964
Arrendamentos	709.427	-

31. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 4 de novembro de 2019 e autorizadas para arquivamento junto à CVM em 11 de novembro de 2019.

32. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração	**Diretoria**
Antonio Augusto de Queiroz Galvão	Lincoln Rumenos Guardado
Ricardo de Queiroz Galvão	Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
José Augusto Fernandes Filho	Danilo Oliveira
Leduvy de Pina Gouvêa Filho	
Luiz Carlos de Lemos Costamilan	
José Luiz Alqueres	

Conselho Fiscal	***Controller* e Contadora responsável**
Sérgio Tuffy Sayeg	Ana Glória de Oliveira Nogueira
José Ribamar de Lemos de Souza	Fernanda Amaral Rodrigues de Britto
Allan Morgado Guerra	CRC/RJ - 090.320 O-4

33. EVENTOS SUBSEQUENTES

A QGEP BV e FR Barra Sarl ("Barra Lux") iniciaram procedimento sumário perante a Corte de Amsterdã (Holanda), objetivando a transferência da totalidade das ações detidas pela Dommo Netherlands Holding B.V. ("Dommo") na empresa Atlanta Field B.V. ("AFBV"), na proporção de suas participações, sendo 2.000 ações para a QGEP BV e 2.000 ações para a Barra Lux.

Em 07 de outubro de 2019, a QGEP BV tomou conhecimento da decisão com efeitos escriturais, que condenou a Dommo a transferir as ações ao preço de USD 1,00 por ação. Dessa forma, a partir de 25 de outubro de 2019, a QGEP BV passou a deter 5.000 ações da AFBV, correspondentes a 50% de seu capital total.

Enauta

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO VI DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2019 e 30 de setembro de 2019.

Rio de Janeiro, 4 de novembro de 2019.

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Danilo Oliveira
Diretor

Enauta

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO V DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 ("Companhia"), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (KPMG Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2019 e 30 de setembro de 2019.

Rio de Janeiro, 4 de novembro de 2019.

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Danilo Oliveira
Diretor