



# Enauta Participações S.A.

CNPJ/MF nº 11.869.021/0001-10  
Companhia de Capital Autorizado



## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019

### Enauta divulga resultados do 4T19 e ano de 2019

Rio de Janeiro, 11 de março de 2020 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e do ano de onze meses encerrados em 31 de dezembro de 2019. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estabelecidas na IFRS (International Financial Reporting Standards, ou Normas Internacionais de Contabilidade), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

Principais Indicadores	4T19	4T18	%	2019	2018	%
Receita Líquida - R\$ milhões	404,4	298,7	35,4%	1.111,7	797,2	39,4%
EBITDA <sup>(1)</sup> - R\$ milhões	259,1	159,7	62,2%	670,7	574,8	16,7%
Margem EBITDA <sup>(2)</sup>	64,1%	53,5%	10,6 p.p.	60,3%	72,1%	-11,8 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	102,1	125,3	-18,5%	215,5	425,2	-49,3%
Caixa líquido - R\$ milhões	1.452,4	1.640,4	-11,5%	4.524,1	1.640,4	-11,5%
CAPEX realizado - US\$ milhões	1,8	6,5	-72%	50,1	73,0	-31%
Produção Total (Mil Boe)	2.508,3	1.851,6	35%	7.255,7	6.591,3	10%
Produção de Óleo (Mil Bbl)	1.324,7	589,5	125%	3.509,7	1.530,2	129%
Produção de Gás (Mil Boe)	1.183,7	1.262,2	-6%	3.746,1	5.061,1	-26%

<sup>1</sup> EBITDA: Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

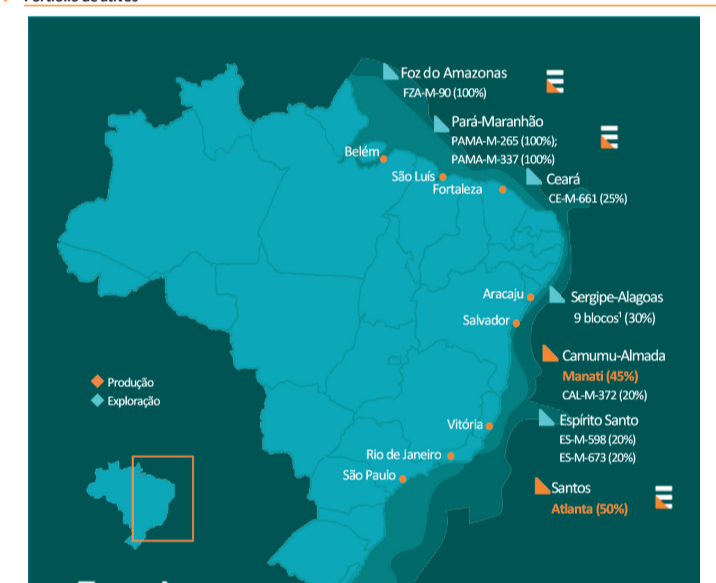
### Destacamos

- Produção total da Companhia atingiu 2,5 milhões de boe no 4T19, equivalente a uma produção média diária de 27,3 mil boe, aumento de 35% em relação ao 4T18 e de 24% em relação ao 3T19. O EBITDA<sup>(2)</sup> cresceu 16,7% em 2019 em comparação a 2018, mesmo com receitas não referentes de R\$193,5 milhões registradas em 2018 e impacto não-recorrente líquido de R\$119,4 milhões<sup>(3)</sup> em 2019. Em bases comparáveis, a margem EBITDA<sup>(2)</sup> caiu 11,8 pontos percentuais no trimestre, o lucro líquido totalizou R\$102,1 milhões, refletindo de maior resultado operacional compensado por maiores gastos exploratórios e um menor resultado financeiro. Para o exercício de 2019, a Administração propôs dividendo total da Companhia e está sujeito à aprovação da Assembleia em 16 de abril de 2020. R\$193,5 milhões; R\$45,9 milhões referentes ao acordo do FPSO e R\$147,6 milhões referentes à venda do Bloco B-5-8. <sup>2</sup> Despesa de R\$68,2 milhões referente ao contrato de arrendamento do Campo de Atlanta e ajuste positivo de R\$187,6 milhões referentes ao IFRS16.

### Mensagem da Administração

Nesse quarto trimestre de 2019, registramos a marca de 10 milhões de barris de óleo produzidos pelo Campo de Atlanta, o que nos posicionou como o 6º maior produtor de óleo e gás no Brasil no final de 2019, de acordo com dados da ANP. Tais números solidificam a decisão do Consórcio de seguir com o desenvolvimento do Sistema Definitivo de produção do Campo, que pode quase duplicar a capacidade de produção dos atuais 30 mil para 50 mil barris de óleo por dia. Em 2021, o Consórcio planeja a perfuração de mais um poço para manutenção da produção no Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo. Outro lado positivo diz respeito ao preço do óleo de Atlanta. O desconto médio aplicado ao Brent, variou entre US\$6 e US\$11 dólares por barril, já incluindo custos de logística, sendo que no início de 2020 tivemos uma carga negociada com um prêmio para o Brent, mesmo após considerar os custos de transporte do óleo até a refinaria. Também continuamos confiantes no potencial da Bacia de Sergipe-Alagoas, em função do andamento da interpretação exploratória. Com a aquisição de mais três blocos em setembro de 2019, em conjunto com nossos parceiros, temos 30% de participação em um total de nove blocos na área, cujo sistema petrolífero principal é semelhante ao de outras descobertas realizadas no Suriname, na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana, onde foram identificados prospectos com volumes materiais de recursos petrolíferos. Estamos nos preparando para iniciar a perfuração exploratória na área no começo de 2021. A combinação de maior produção, competitividade do preço de óleo por barril, redução do lifting cost e ainda o aumento da demanda por gás ao longo do ano, levou a um aumento significativo da receita e dos resultados operacionais da Enauta no quarto trimestre e no ano completo de 2019, bem como no lucro líquido ao ajustarmos os itens não recorrentes. A receita registrou aumento da ordem de 40% no ano, e o EBITDA<sup>(2)</sup> do 4T19 totalizou R\$260 milhões, equivalente a R\$200 milhões excluindo o impacto do IFRS16. Quando comparado em bases equivalentes, sem o impacto do IFRS16, verificamos um aumento de 25,1% no EBITDA<sup>(2)</sup> do 4T19 em relação ao 4T18. Encerramos o ano com caixa total de R\$1,7 bilhão, valor suficiente para fazer frente aos investimentos programados no curto prazo. Como parte da destinação do resultado do ano, a administração propôs para aprovação na Assembleia, programada para 16 de abril de 2020, a distribuição de dividendos no valor total de R\$300 milhões, o que representa aproximadamente R\$1,14 por ação. Nos últimos dias observamos um forte recuo dos preços do petróleo, após a Arábia Saudita ter cortado o valor de venda do barril e indicado o início de uma guerra de preços entre os grandes produtores, fazendo com que o preço do petróleo experimentasse a maior queda vista em um único dia desde a Guerra do Golfo (1990 a 1991). Essa decisão é resultado do fracasso das negociações entre a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e a Rússia sobre a produção de petróleo mundial, onde a Rússia se opôs ao corte de produção sugerido pela OPEP para estabilizar os preços da commodity em meio à epidemia de coronavírus, que desacelera a economia global e reduz a demanda por óleo. Com relação ao impacto para a Enauta, entendemos que o cenário atual traz uma volatilidade maior para o nosso negócio, especialmente no curto prazo. Quando olhamos a curva de preço futuro, a variação dos preços no longo prazo foi mais significativa e por hora, não altera os planos de investimento da Companhia. A Enauta possui no topo dos índices de avanço global mais baixos do setor, com caixa líquido positivo, o que nos coloca em uma situação mais confortável diante desses eventos. A Companhia sempre se pautou pela solidez de seu balanço e pela prudência no gerenciamento de riscos. A medida que avaliamos nossos planos de alocação de capital para 2020, nossas prioridades são: (i) manter a flexibilidade financeira necessária para continuarmos financiando nossos projetos de exploração e desenvolvimento, (ii) manter a habilidade de adquirir ativos que oferecem crescimento potencial significativo combinado com risco competitivo, e (iii) recompensar nossos acionistas por meio de pagamento de dividendos. Olhando para o médio e longo prazos, tendo em vista as últimas licitações e o reposicionamento do governo com relação às condicionantes econômicas e contratuais das licitações, sobretudo no pré-sal, a Companhia poderá rever suas perspectivas com relação a uma possível entrada no pré-sal, visando melhores condições e/ou a realização de aquisições oportunísticas. Seguimos buscando o melhor retorno aos nossos acionistas, garantindo a segurança dos nossos funcionários, gerando benefícios para a sociedade e contribuindo com a preservação do meio ambiente.

### Portfólio de ativos



Ativo	SEAL	SEAL	SEAL	SEAL	SEAL	SEAL	SEAL
Camamu-Almada	SEAL-M-361	SEAL-M-428	SEAL-M-430	SEAL-M-431	SEAL-M-432	SEAL-M-433	SEAL-M-434
Camamu-Almada	SEAL-M-501	SEAL-M-502	SEAL-M-503	SEAL-M-504	SEAL-M-505	SEAL-M-506	SEAL-M-507
Camamu-Almada	SEAL-M-573	SEAL-M-575	SEAL-M-637				

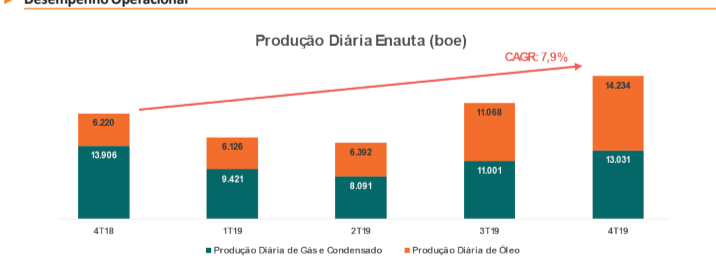
### Contexto Econômico

O ano de 2019 marcou o início do novo governo federal, com expectativas positivas para a recuperação da economia. Apesar da velocidade não ter sido a esperada, encerramos o ano com a Reforma da Previdência aprovada, que deve gerar uma economia estimada em R\$800 bilhões nos próximos anos, bem como uma agenda de reformas e inflação sob controle. O destaque do ano foi a queda na taxa de juros, favorecida pela queda da inflação no país. Encerramos 2019 com a taxa Selic na mínima histórica de 4,5%, incentivando o crédito e o consumo. Com menores retornos em aplicações de renda fixa, a bolsa de valores encorrou o ano na máxima histórica de 110.000 pontos e mais de 1,5 milhão de investidores pessoas físicas. Com relação à taxa de câmbio, a moeda norte-americana encerrou o ano cotada a R\$4,01, acumulando alta de 3,5% ao longo do ano, tendo registrado o pico de R\$4,25 em 27 de novembro. O desempenho apresentou uma trajetória de queda ao longo do ano, mas ainda não caracterizou uma retomada do crescimento econômico. No ano de 2019, a taxa média de desocupação foi de 11,9%, ante 12,3% em 2018. No final do ano, a taxa atingiu 11,2%. Nesse contexto, o PIB brasileiro cresceu 1,1% em 2019, liderado pelo crescimento do setor Agropecuário (+1,3%) e pelo setor de Serviços (+1,3%), enquanto a Indústria cresceu apenas 0,5%.

### Desempenho Setorial

O 4T19 foi marcado por uma alta volatilidade no preço do petróleo, que se intensificou ainda mais com as questões geopolíticas no Oriente Médio no início do ano, bem como com os acontecimentos recentes. Além disso, o baixo crescimento econômico global, com destaque para a redução do ritmo na China, fez com que os preços de óleo recuassem gradualmente para aproximadamente US\$68 por barril ao final de dezembro de 2019. Apesar dos fatores mencionados acima, o mercado continua ofertante, suportado pelo aumento da produção e da exportação dos Estados Unidos, que se tornou um importante exportador de petróleo. Um dos fatores que vem beneficiando as vendas do óleo de Atlanta é a implementação da norma IMO2020, uma exigência da Organização Marítima Internacional (IMO), que entrou em vigor em janeiro e que estabelece um novo limite de teor de enxofre para o combustível das embarcações (bunker). Se por um lado essa regra gera um aumento no preço dos fretes marítimos, em função da necessidade dos armadores de instalar sistemas de limpeza nos navios (os chamados scrubbers), cuja utilização não é permitida em todos os países, também gera uma excelente oportunidade para a Companhia, uma vez que o óleo produzido em Atlanta tem um dos menores teores de enxofre do mercado, colocando a Enauta em uma posição diferenciada tanto sob o aspecto comercial como também ambiental. Adicionalmente, é possível fazer adequações nas refinarias, mas espera-se que isso leve muito tempo, pelo menos até 2023. Como consequência, a Companhia histórica de 110.000 pontos e mais de 1,5 milhão de investidores pessoas físicas, incluindo Estados Unidos e países da Ásia. Com relação ao setor de gás, estima-se que os Estados Unidos se tornaram um dos maiores produtores, o que os coloca em uma posição similar a países como Qatar e Austrália. Essa maior oferta de gás no mercado internacional teve uma influência, ainda que pequena, no mercado brasileiro, que associado à menor demanda devido à retração econômica, não permitiu um incremento nos ganhos com este energético. As novas regulamentações em discussão com o governo poderão dar um impulso no consumo de gás no médio prazo. Além disso, considerando as instalações existentes e as excelentes características do reservatório, o Consórcio estudou transformar Manati em um Campo para estocagem de gás, algo ainda pouco usual no Brasil e que pode representar uma boa oportunidade para os resultados desse segmento. Com relação às licitações no Brasil, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou no Diário Oficial da União (DOU) resolução de 18 de outubro de 2019 em que autoriza a ANP a realizar a 17ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural na modalidade de concessão, incluindo áreas nas Bacias de Pará-Maranhão, Potiguar, Campos, Santos e Pelotas. Ainda não há data prevista para o leilão. Por outro lado, não se esperava, em 2020, a realização de leilões para os blocos não adquiridos na Cessão Onerosa, bem como para os blocos não arrematados na última rodada realizada na modalidade de Partilha da Produção.

### Desempenho Operacional



### Produção: Campo de Atlanta Bloco B-4; Participação: 50%; Operadora

Dados Operacionais Atlanta	4T19	4T18	%	2019	2018	%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	2.619,0	1.144,5	128,8%	6.921,5	2.923,4	136,8%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	28,5	12,4	128,8%	18,8	11,7	61,1%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	1.309,5	572,3	128,8%	3.460,8	1.461,7	136,8%
Offloads, Líquido Enauta (Mil bbl)	1.281	552,0	132,8%	3.428,3	1.399,5	145,0%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	4,12	3,81	8,1%	3,95	3,84	2,9%
Brent Médio de Venda (US\$/por barril)	62,9	60,4	4,2%	63,9	70,4	-9,2%
Intervalo Desconto Total (US\$/por barril)	8-11	16-17	-	8-15	15-23	-

\* Considerando o período de maio a dezembro de 2018, já que a produção do Campo de Atlanta teve início em maio.

Produção. O Campo de Atlanta produziu uma média de 28,5 mil barris de óleo por dia no 4T19, 128,8% superior ao 4T18. Neste período, a eficiência operacional média do FPSO foi de 98,9%. Nesse momento, está em andamento uma partida programada para manutenção do Campo com duração estimada de 20 dias. A certificação de reservas da Gaffney, King & Associates (GCA) para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2019, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizam R11 milhões de bbl, uma redução de 19% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2018 devido à alteração do modelo de produção que passou de um FPSO com capacidade de 80 mil barris de óleo por dia com 12 poços para um FPSO com capacidade de 50 mil barris de óleo por dia com a produção faseada de 8 a 4 mil poços. Adicionalmente, foram considerados recursos contingentes 2c, no total de 48 milhões de barris de óleo, que são os volumes que se estendem além do prazo da concessão de R233, cujo pedido de extensão já foi feito por ANP e não foram considerados na certificação de 31 de dezembro de 2018. Lifting Costs<sup>(1)</sup>: Considerando US\$16,6 do Campo de Atlanta, a média do lifting cost no quarto trimestre de 2019 foi de US\$473,7 mil por dia, equivalente a US\$6,20 por barril, comparada a US\$16,5 por barril no 3T19. Conforme já divulgado, após os primeiros 18 meses de produção, a taxa de afastamento retornou à taxa original do contrato. Com isso, os custos operacionais passaram para aproximadamente US\$500 mil por dia em novembro de 2019, flutuando de acordo com algumas variáveis, em grande parte atreladas ao preço do Brent. Apesar desse aumento na taxa de afastamento, o crescimento da produção permitiu que o lifting cost por barril se mantivesse praticamente estável em relação ao 3T19.

Lifting cost (US\$ milhões)	4T19	3T19	4T18	%4T19x4T18
Lifting cost (US\$ milhões)	43,6	33,6	35,4	23,1%
Lifting cost (US\$/mil/dia)	473,7	364,9	359,4	31,8%
Lifting cost (US\$/bbl)	16,6	16,5	30,9	-46,2%

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 (COISA), FOB com preço netback, ou seja, todos os custos logísticos já são do Campo. O óleo do Campo já possui clientes no mercado internacional, sendo que os fornecedores estão previstos para o primeiro trimestre deste ano. O quarto poço está programado para ser perfurado no primeiro trimestre de 2021, sendo este o primeiro poço do Sistema Definitivo, para ser um backup de

um possível aumento da produção de óleo que atinja o limite operacional do FPSO do SPA. O SD considera um FPSO com capacidade de 50 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 do SD, 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 possua contrato em uma geração de recursos OPA e com seu saldo em caixa, as principais fontes de financiamento são os patrocínios do SD de Atlanta. A Enauta atua financiando partes 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, como o Reserve Based Lending, financiamento cuja estrutura de garantias baseia-se no valor das reservas da concessão e o pagamento do financiamento é oriundo das receitas provenientes da venda do óleo produzido no campo. Os últimos acontecimentos, até o momento, não alteram o plano de investimento da Companhia, considerando a curva atual de preços futuros do óleo. A Companhia segue além as mudanças de preço de gás. 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 B-4, a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. ("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 consórcio do Bloco B-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 por membros de última instância. Documentos da Dommo. Com base nos documentos da relação consórcio, a Diretoria Legal da ANP em 19 de junho de 2019 aprovou a cessão da titularidade dos direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco B-4 para (i) a controlada da Companhia, Enauta Energia S.A. ("Enauta Energia"), e (ii) Barra Energia, 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 cessando a ANP.

### Produção: Campo de Manati Bloco B-4; Participação: 45%

Dados Operacionais Manati	4T19	4T18	%	2019	2018	%
Produção Total do Campo (MMm³/dia)	41,2	445,9	-2,2%	1.323,5	1.788,1	-26,0%
Produção Média Diária do Campo (MMm³/dia)	4,5	4,8	-6,2%	3,6	4,9	-26,0%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm³/dia)	18,2	200,7	-6,2%	595,6	804,6	-26,0%

Produção. A produção média diária do Campo de Manati foi de 4,5MMm³ no 4T19, comparado a 4,8MMm³ no 4T18 e 3,8MMm³ no 3T19. A produção do trimestre refletiu o aumento da demanda de gás a partir de agosto, em função do realigamento das usinas termelétricas. Já a redução anual em relação ao mesmo período do ano anterior, reflete o declínio natural da produção do Campo. A média diária de produção de gás em Manati em 2019 foi de 3,6MMm³, inferior à produção da Companhia. No entanto, a compensação financeira no período foi equivalente à obrigação de take-or-pay do Contrato 3,8MMm³ por dia de gás, cujo montante será pago pelo Bloco B-4 em 2020, independentemente 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. A certificação de reservas da GCA para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2019, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 4,8 bilhões de m³ de gás natural e 0,51 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 30,3 milhões de barris de óleo equivalente, em linha com a certificação anterior, considerando a redução do volume produzido. De acordo com o relatório de produção da GCA, o declínio anual esperado é de 27% ao ano em média, em linha com os estudos internos da Companhia.

### 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 Murphy Oil ("ExxonMobil") e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo ("Murphy Oil"), subsidiária integral da Murphy Oil Corporation, representa um dos principais ativos de curto prazo do portfólio exploratório da Enauta. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante ao de outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana. A Enauta detém 30% de participação no Consórcio, enquanto a operadora, ExxonMobil, detém participação de 50% e a Murphy Oil detém os 20% restantes. O Consórcio adquiriu em setembro de 2019 três blocos adicionais na Bacia, adjacentes aos seus seis blocos do portfólio. As participações societárias se mantiveram as mesmas com a aquisição. O valor total dos bônus de assinatura para estes blocos exploratórios, de R\$7,9 milhões, R\$2,4 milhões líquidos para a Enauta, foram pagos em janeiro de 2020, e a assinatura dos contratos ocorreu em 14 de fevereiro. O Consórcio continuará avaliando os dados sísmicos 3D dos seis primeiros blocos ao longo do ano. Os dados disponíveis atualmente estão parciais até o final do primeiro semestre de 2020. Dos nove blocos recém adquiridos, dois deles já estão cobertos pela sísmica 3D licenciada pelo Consórcio. Os planos preveem o programa inicial de perfuração no início de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento junto ao IBAMA. A Enauta já identificou diversos prospectos com volumes materiais nas áreas adquiridas na Bacia. Estima-se no mercado que somadas, as descobertas operadas pela Petrosbras em blocos adjacentes aos da Companhia, tenham mais de 1,2 bilhão de boe em reservas. Atualmente há um teste de longa duração sendo executado na descoberta de Farfan, no bloco adjacente ao bloco onde a Enauta detém participação.

### Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: 100% em 3 blocos, 25% em 1 bloco. A Bacia da Foz do Amazonas situa-se no extremo noroeste da margem equatorial brasileira, estende-se pela plataforma continental dos Estados do Pará e Amapá, extrapolando o limite internacional do Brasil com a Guiana Francesa. A bacia possui, no lado brasileiro, aproximadamente 268 mil km², até a cota batimétrica de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros. É caracterizada pela ANP como uma região potencial para descobertas de gás e óleo leve, com diversos índices de hidrocarbonetos nos poços de águas rasas e profundas não perfurados. Várias companhias exploratórias já foram executadas na Bacia da Foz do Amazonas, todavia, em sua grande maioria, os objetos situavam-se em águas rasas. As formações geológicas mais antigas são, entretanto, consideradas uma nova fronteira na bacia. Já a Bacia do Pará-Maranhão é exclusivamente marítima, e situa-se na margem equatorial brasileira em uma área de aproximadamente 48 mil km² até a cota batimétrica de 3.500 metros. Limita-se a leste com a Bacia de Barreirinhas e a oeste com a Bacia da Foz do Amazonas. As atividades já realizadas na região indicam a presença de óleo leve. Apesar de não ter sido perfurado, o bloco de águas rasas e profundas não perfurados, com uma área de 1.000 km², possui 5 blocos batimétricos de 3.000 metros.

No que diz respeito ao Programa de Compliance, o Comitê de Ética patrocinou ações de manutenção ao Programa, aprimorando as ferramentas adotadas pela Companhia necessárias para garantir uma atuação íntegra em todas as relações. Nesse sentido, a Companhia promoveu treinamentos para todos os colaboradores a fim de reforçar os compromissos de conduta, além de ter iniciado o desenvolvimento de controles internos para garantir cada vez mais a integridade dos processos. A Política de Conflito de Interesses também foi revisada, ampliando seu escopo para evitar especificamente potenciais conflitos na contratação de partes relacionadas. A Enauta prioriza a identificação e avaliação dos impactos e o gerenciamento dos potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às suas atividades, agindo para minimizar e controlar esses riscos. Em 2019, a marca de mais de 1.200.000 horas trabalhadas foi alcançada em atividades operacionais (considerando pessoal próprio e contratados) sem afastamento. Diversos treinamentos e exercícios simulados na área de resposta a emergências foram mantidos, onde o ICS (Incident Command System/Sistema de Comando de Incidentes) foi aplicado. Por outro lado, a Companhia tem consciência dos impactos ambientais de suas operações. Com o início da operação do Campo de Atlanta, alguns aspectos tornaram-se ainda mais relevantes para a gestão, em especial o tratamento e descarte de resíduos e efluentes, a busca pela eficiência energética e a consequente redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Em 2019, a participação no Carbon Disclosure Project (CDP) foi mantida, divulgando aos investidores ações relacionadas ao monitoramento e controle de emissões de gases de efeito estufa (GEE), e a publicação do inventário de emissões, que é verificado por terceira parte. A atuação da Enauta em Pesquisa e Desenvolvimento vai além do aspecto operacional e 50% de toda verba é direcionada a projetos ambientais. Neste sentido, destaca-se o Projeto Costa Norte, que desenvolve metodologias para o entendimento dos processos costeiros e a definição da vulnerabilidade das florestas de mangue das Bacias do Pará-Maranhão e da Foz do Amazonas, onde já foram investidos mais de R\$14 milhões. Ao longo do ano, as parcerias com institutos, organizações e projetos sociais foram mantidas, com grande destaque para o lançamento da série "MAR BRASIL", patrocinada pela Enauta. Alinhada ao ODS14, e aos princípios do Pacto Global da ONU, do qual a Companhia é signatária, a série destaca iniciativas para enfrentar os desafios da preservação da vasta biodiversidade do mar brasileiro. A Enauta reafirma o compromisso com a transparência e a gestão responsável e, além da manutenção de um canal para comunicação direta com as partes interessadas, o 9º Relatório Anual de Sustentabilidade será publicado no primeiro trimestre de 2020.

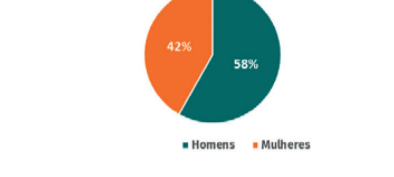
**Recursos Humanos**

A maioria dos colaboradores da Companhia são executivos e técnicos qualificados e com vasta experiência local, regional e global no setor de óleo e gás. Os profissionais têm especialização nas áreas da geologia, geofísica, engenharia de reservatório, produção, perfuração, finanças, segurança, meio ambiente, entre outras. Vários membros da equipe ocupam cargos sêniores na Petrobras e desempenharam papéis essenciais nas principais descobertas nas bacias brasileiras. Todas as operações da Companhia são conduzidas segundo os mais altos padrões de segurança.

**Número de Funcionários Enauta**



**Composição funcionários - Ano de 2019**



Na equipe da Enauta, 92% possuem curso superior completo, e desse percentual, 47% com pós-graduação. Os funcionários também são treinamentos externos quanto internos, buscando contínuo desenvolvimento profissional. Em 2019, a Companhia realizou pela 2ª vez a pesquisa de clima organizacional da *Great Place to Work* (GPTW). Com o objetivo de aprimorarmos ainda mais a nossa gestão, a pesquisa contou com a participação de quase 70% dos funcionários e o resultado customizado foi apresentado aos colaboradores e gestores, apontando os pontos fortes e de melhoria. Uma das iniciativas motivadas pelo resultado da pesquisa do GPTW foi um workshop sobre feedback. Em 2019, o programa de visitas de funcionários ao FPSO Petrojar I no Campo de Atlanta teve continuidade. A Companhia oferece a todos os seus funcionários a oportunidade de conhecer e vivenciar as suas operações, acreditando que com essa experiência todos possam adotar mais comprometimento sobre os seus negócios e operações. Também em 2019 e com desdobramentos em 2020, os "Incentivos de Curto e Longo Prazos" foram revisados por uma conceituada consultoria, garantindo as melhores práticas de mercado, assegurando, assim, a nossa competitividade na retenção e atração de profissionais.

**Relacionamento com auditores independentes**

A política da Companhia com relação aos auditores independentes na prestação de serviços não relacionados à auditoria das demonstrações financeiras fundamenta-se em princípios que preservam a sua independência. Esses princípios baseiam-se no fato de que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais, advogar por seu cliente ou prestar quaisquer serviços que possam ser considerados restritos segundo as normas vigentes. A KPMG Auditores Independentes ("KPMG") foi contratada pela Enauta Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

**Declaração da diretoria**

Em conformidade com as disposições na Instrução CVM nº 480/09, a Diretoria declara que discutiu e revisou as demonstrações contábeis relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, e que concordou com as opiniões expressas no Relatório de Auditores Independentes.

**Agradecimentos**

Expressamos nossa gratidão e reconhecimento a todos os colaboradores, fornecedores e parceiros. Agradecemos também aos representantes do poder público e aos demais stakeholders, pelo apoio e confiança em nossa Companhia. Rio de Janeiro, 11 de março de 2020. A Administração.

**Anexo I | Demonstração do Resultado**

DRE	4T19	4T18	Δ%	12M19	12M18	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>404,4</b>	<b>298,7</b>	<b>35,4%</b>	<b>1.111,7</b>	<b>797,2</b>	<b>39,4%</b>
Custos	(226,0)	(181,9)	24,3%	(757,0)	(458,5)	65,1%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>178,3</b>	<b>116,8</b>	<b>52,6%</b>	<b>354,6</b>	<b>338,7</b>	<b>4,7%</b>
Recetas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(23,6)	(20,6)	14,5%	(45,9)	(51,3)	-10,5%
Equivalência patrimonial	(1,8)	0,6	-390,7%	1,8	0,1	1486,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(22,5)	(9,0)	151,5%	(81,7)	(54,5)	49,9%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(12,2)	39,5	-131,0%	(18,6)	180,7	-110,3%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>118,2</b>	<b>127,4</b>	<b>-7,2%</b>	<b>210,2</b>	<b>413,7</b>	<b>-49,2%</b>
Resultado financeiro líquido	(9,2)	19,9	-146,4%	31,2	122,3	-74,5%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	<b>109,0</b>	<b>147,3</b>	<b>-26,1%</b>	<b>241,4</b>	<b>536,1</b>	<b>-55,0%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(6,8)	(22,0)	-69,1%	(25,9)	(110,9)	-76,6%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>102,1</b>	<b>125,3</b>	<b>-18,5%</b>	<b>215,5</b>	<b>425,2</b>	<b>-49,3%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>246,5</b>	<b>159,6</b>	<b>54,5%</b>	<b>551,5</b>	<b>588,5</b>	<b>-6,3%</b>
EBITDA <sup>q1</sup>	259,7	159,7	62,6%	670,7	574,8	16,7%

O IFRS16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPG 03 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. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia divulgou a estimativa inicial dos efeitos da implementação do IFRS16. Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem o ajuste da IFRS16 indicados como "4T19 ex-IFRS" e "12M19 ex-IFRS". Estas informações não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE	4T19 Ex-IFRS	4T18	Δ%	12M19 Ex-IFRS	12M18	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>404,4</b>	<b>298,7</b>	<b>35,4%</b>	<b>1.111,7</b>	<b>797,2</b>	<b>39,4%</b>
Custos	(239,3)	(181,9)	31,6%	(774,2)	(458,5)	0,7
<b>Lucro Bruto</b>	<b>165,0</b>	<b>116,8</b>	<b>41,2%</b>	<b>337,5</b>	<b>338,7</b>	<b>(0,0)</b>
Recetas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(23,6)	(20,6)	14,8%	(46,0)	(51,3)	(0,1)
Equivalência patrimonial	(1,8)	0,6	-390,7%	1,8	0,1	14,9
Gastos exploratórios de óleo e gás	(22,5)	(9,0)	151,5%	(81,7)	(54,5)	0,5
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(12,2)	39,5	-131,0%	(18,6)	180,7	(1,1)
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>104,8</b>	<b>127,4</b>	<b>-17,7%</b>	<b>192,9</b>	<b>413,7</b>	<b>-53,4%</b>
Resultado financeiro líquido	8,9	19,9	-55,1%	91,4	122,3	(0,3)
Lucro antes dos impostos e contribuição social	<b>113,8</b>	<b>147,3</b>	<b>-22,8%</b>	<b>284,3</b>	<b>536,0</b>	<b>(0,5)</b>
Imposto de renda e contribuição social	(8,4)	(22,0)	-61,6%	(40,5)	(110,9)	(0,6)
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>105,3</b>	<b>125,3</b>	<b>-15,9%</b>	<b>243,7</b>	<b>425,1</b>	<b>-42,7%</b>
<b>EBITDA<sup>q1</sup></b>	<b>200,0</b>	<b>159,8</b>	<b>25,1%</b>	<b>455,8</b>	<b>560,7</b>	<b>-18,7%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,6)	(0,1)	439,6%	2,3	14,0	94,7%
<b>EBITDAX</b>	<b>199,4</b>	<b>159,7</b>	<b>24,9%</b>	<b>483,1</b>	<b>574,8</b>	<b>-15,9%</b>
Margem EBITDA	49,5%	53,5%	-4,0 p.p.	41,0%	70,3%	-29,3 p.p.
Margem EBITDAX	49,3%	53,5%	-4,1 p.p.	43,5%	72,1%	-28,6 p.p.

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

Ativo	Controladora		Consolidado		
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	245	118	51.278	60.038
Aplicações financeiras	4	14.004	37.875	1.653.023	1.870.202
Contas a receber	5	-	-	233.643	134.424
Estoques	7	-	-	9.513	12.768
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	732	542	23.005	34.450
Contas a receber - Partes relacionadas	8	-	-	25.166	40.681
Dividendos a receber	11.2	85.123	-	-	-
Créditos com parceiros	6	-	-	57.643	49.777
Instrumentos financeiros	25	-	-	4.338	19.912
Outros		39	4	18.280	18.850
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>100.143</b>	<b>38.539</b>	<b>2.075.889</b>	<b>2.241.102</b>
<b>Não circulante</b>					
Caixa restrito	9	-	-	432.125	379.808
Impostos e contribuições a recuperar L.P.	10.2	-	-	4.305	3.767
IR e CSLL diferidos	10.4	-	-	33.763	2.846
Outros ativos não circulantes		-	-	815	2.914
Investimentos	11.2	2.810.324	3.161.351	177.289	167.888
Imobilizado	12	-	-	697.749	738.423
Intangível	13	-	-	399.590	406.785
Arrendamentos - direito de uso	14	-	-	727.645	-
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>2.810.324</b>	<b>3.161.351</b>	<b>2.473.281</b>	<b>1.702.431</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>2.910.467</b>	<b>3.199.890</b>	<b>4.549.170</b>	<b>3.943.533</b>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Valores expressos em milhares de reais)**

	Controladora		Consolidado		
	Nota	01/01/2019 a 31/12/2019	01/01/2018 a 31/12/2018	01/01/2019 a 31/12/2019	01/01/2018 a 31/12/2018
<b>Receita líquida</b>	19	-	-	1.111.670	797.204
<b>Custos</b>	20.1	-	-	(757.041)	(458.552)
<b>Lucro bruto</b>		-	-	354.629	338.652
<b>Recetas (despesas) operacionais</b>					
Gerais e administrativas	20.2	(5.775)	(5.030)	(45.868)	(51.271)
Equivalência patrimonial	11	249.708	427.884	1.791	114
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	21	-	-	(81.731)	(54.517)
Outras operacionais líquidas		(9.314)	(119)	(18.597)	(180.749)
		234.619	422.735	210.224	413.727
<b>Resultado operacional antes do resultado financeiro</b>					
Rendimento das aplicações financeiras	22	1.365	2.566	117.400	138.802
Outras receitas e despesas financeiras	22	(12)	(79)	(86.216)	(16.421)
<b>Resultado financeiro, líquido</b>		<b>1.353</b>	<b>2.487</b>	<b>31.184</b>	<b>(122.381)</b>
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>235.972</b>	<b>425.222</b>	<b>241.408</b>	<b>536.108</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	10.3	(20.507)	-	(56.791)	(68.346)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.3	-	-	30.848	(42.540)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>215.465</b>	<b>425.222</b>	<b>215.465</b>	<b>425.222</b>
<b>Resultado líquido do período por ação - Básico e diluído</b>	26	0,82	1,64	-	-

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018 (Valores expressos em milhares de reais)**

	Controladora		Consolidado		
	Nota	01/01/2019 a 31/12/2019	01/01/2018 a 31/12/2018	01/01/2019 a 31/12/2019	01/01/2018 a 31/12/2018
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>215.465</b>	<b>425.222</b>	<b>215.465</b>	<b>425.222</b>
Outros resultados abrangentes					
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		(21.155)	16.499	(21.155)	16.499
Outros resultados abrangentes	11	-	-	-	-
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	11	8.841	28.423	8.841	28.423
<b>Resultado abrangente do exercício</b>		<b>203.151</b>	<b>470.144</b>	<b>203.151</b>	<b>470.144</b>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

**Anexo II | Balanço Patrimonial**

(R\$ Milhões)	4T19	3T19	Δ%
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.075,9</b>	<b>1.891,8</b>	<b>9,7%</b>
Caixa e equivalente de caixa	51,3	68,3	-24,9%
Aplicações financeiras	1.653,0	1.449,2	14,1%
Contas a receber	233,6	234,9	-0,5%
Créditos com parceiros	57,6	47,1	22,4%
Estoques	9,5	7,7	24,2%
Impostos e contribuição a recuperar	23,0	37,3	-38,3%
Instrumentos Financeiros Derivativos	4,3	3,5	23,3%
Outros	43,4	43,8	-0,9%
<b>Ativo não Circulante</b>	<b>2.473,3</b>	<b>2.522,7</b>	<b>-2,0%</b>
Caixa restrito	432,1	412,8	4,7%
Impostos a recuperar	4,3	4,2	1,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33,8	19,6	72,0%
Investimentos	177,3	179,7	-1,4%
Imobilizado	697,7	787,1	-11,3%
Intangível	399,6	403,3	-0,9%
Arrendamentos	727,6	714,8	1,8%
Outros ativos não circulantes	-	1,1	n.a.
<b>Total do Ativo</b>	<b>4.549,2</b>	<b>4.414,5</b>	<b>3,1%</b>

**Anexo III | Fluxo de Caixa**

(R\$ Milhões)	4T19	4T18	Δ%	12M19	12M18	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>102,1</b>	<b>125,3</b>	<b>-18,5%</b>	<b>215,5</b>	<b>425,2</b>	<b>-49,3%</b>
<b>AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Equivalência Patrimonial	1,8	(0,6)	-390,2%	(1,8)	(0,1)	1471,1%
Varição cambial sobre investimento	2,5	5,0	-50,5%	(9,4)	(24,5)	-61,6%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	104,9	36,5	187,7%	285,2	153,1	86,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14,1)	28,7	-149,3%	(30,9)	42,5	-172,7%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	3,4	3,9	-14,5%	13,6	15,3	-10,5%
Juros Capitalizados	0,0	0,0	n.a.	0,0	4,1	n.a.
Baixa de imobilizado	0,1	0,0	n.a.	0,9	14,3	-93,9%
Exercício do plano de opção	0,2	0,0	n.a.	10,8	0,0	n.a.
Provisão para plano de opção de ações	(0,0)	0,1	-115,1%	(18,0)	(7,1)	152,1%
Provisão para imposto renda e contribuição social	20,9	(6,7)	-414,0%	56,8	(6,8)	-16,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(1,7)	(0,0)	n.a.	(3,9)	(5,	



	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
<b>Composição ativo fiscal diferido</b>		
Amortização da provisão para abandono	92.153	72.120
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1.023	2.265
Arrendamento - IFRS 16	14.571	-
Provisões diversas	8.711	4.638
Total composição do ativo diferido	<b>116.458</b>	<b>79.023</b>
		<b>Consolidado</b>
<b>Ativo fiscal diferido</b>		
Saldo em 31 de dezembro de 2018		79.023
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:		
Amortização da provisão para abandono		20.034
Arrendamento - IFRS 16		14.571
Provisões diversas - Adições e reversões		2.830
Saldo em 31 de dezembro de 2019		<b>116.458</b>

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
<b>Passivo fiscal diferido</b>		
Saldo em 31 de dezembro de 2018		(76.177)
Exclusões temporais		(6.518)
Saldo em 31 de dezembro de 2019		<b>(82.695)</b>
<b>Saldo do ativo diferido líquido</b>		<b>33.763</b>
Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 31 de dezembro de 2019, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2019 e aprovadas pela Diretoria. O estudo demonstra a viabilidade da recuperação. Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 31 de dezembro de 2019:		
Ativo diferido		817
2020		402
A partir de 2022		115.239
Total		<b>116.458</b>

	Consolidado	
	31/12/2019	31/12/2018
<b>Passivo diferido</b>		
2020		42.578
2021		4.534
A partir de 2022		35.583
Total		<b>82.695</b>

**11. Investimentos**

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

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação no capital votante e total detidas
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 demonstrações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

	31/12/2019		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%	
Capital social	2.042.553	151.446	20	
Patrimônio líquido	2.810.324	203.224	590.963	
Resultado do período	249.708	(489)	8.954	
Ativo total	4.534.457	204.126	864.858	
Passivo total	1.724.132	902	841.098	
Receita líquida	1.111.670	-	48.549	

	31/12/2018		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%	
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	797.360	287	50.704	
Receita líquida	743.204	171.999	17.999	

(\*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV. A movimentação dos investimentos da Companhia apresentada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas é como segue:

	Consolidado			
	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
Saldo em 31/12/2017	18.023	109	16.844	1.044.443
(+) Adições do exercício	204	-	-	220.804
(-) Baixas do exercício	-	(109)	-	-
Saldo em 31/12/2018	18.233	-	16.844	1.265.247
(+) Adições do exercício	636	-	-	202.332
(-) Baixas do exercício	421.228	-	-	(721)
Saldo em 31/12/2019	18.869	-	16.844	1.486.858

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 referentes aos 20% de Participação Adicional, que foram contabilizadas da mesma forma da participação original da Enauta de 30% conforme nota explicativa 1, (b) adições no Campo de Manati, (c) R\$ 13.367 referentes à baixa de Camarão Norte e R\$ 108.793 referentes à reversão da provisão de abandono de Manati. Em 31 de dezembro 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 referentes à baixa do Campo de Oliva.

	Depreciação e amortização		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		Total	
	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018		
Saldo em 31/12/2017	(8.919)	(108.022)	(8.919)	(108.022)	(8.919)	(108.022)	(8.919)	(108.022)	(339.041)	
(+) Adições do exercício	(833)	(876)	(833)	(876)	(833)	(876)	(833)	(876)	(3.320)	
(-) Baixas do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2018	(9.752)	(108.898)	(9.752)	(108.898)	(9.752)	(108.898)	(9.752)	(108.898)	(342.361)	
(+) Adições do exercício	(833)	(522)	(833)	(522)	(833)	(522)	(833)	(522)	(2.753)	
(-) Baixas do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31/12/2019	(10.585)	(114.342)	(10.585)	(114.342)	(10.585)	(114.342)	(10.585)	(114.342)	(345.114)	

Em 31 de dezembro de 2018 a baixa é devida à reversão 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	31/12/2019
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(13.789)	236.920
Bônus de assinatura (ii) (iii)	-	162.110	-	162.110
Software	20%	8.410	(7.849)	561
Total	-	421.229	(21.637)	399.590

	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

Custo e amortização

	Consolidado			
	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	5	2.183
(-) Baixas (custo)	-	(876)	-	(876)
(-) Adições (amortização)	(3.969)	(807)	(4.776)	(9.552)
Saldo em 31/12/2018	246.740	159.754	291	406.785
(+) Adições (custo)	-	2.356	6	2.362
(-) Baixas (custo)	-	(108)	-	(108)
(-) Adições (amortização)	(9.820)	(228)	(10.047)	(20.095)
Saldo em 31/12/2019	236.920	162.110	556	399.590

(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 Licitação 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 km<sup>2</sup>. 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 blocos 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 com um ajuste nos saldos de abertura. Portanto, a informação comparativa apresentada para 2018 não foi reexpressada - ou seja, é apresentada conforme anteriormente reportado de acordo com o CPC 06 (R1) 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 ICP 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 para o arrendatário. 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. **b) Impacto na transição:** Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia divulgou a estimativa inicial dos efeitos da implementação do IFRS 16. No exercício final em 31 de dezembro de 2019, a Companhia efetuou a atualização dos contratos, a qual acarretou aumento do valor do impacto do IFRS 16, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	Consolidado			
	31/12/2019	4º trimestre	30/09/2019	3º trimestre
Equipamentos	894.654	59.315	835.339	188.310
Imóveis	9.245	(189)	3.434	(23)
Amortização acumulada	(170.254)	(46.279)	(123.975)	(52.684)
Total - ativos direito de uso	723.645	12.847	714.798	135.603
Arrendamentos a pagar	1.124.031	86.865	1.037.165	241.878
Pagamentos	(187.565)	(59.660)	(127.905)	(63.089)
Ajuste a valor presente	(165.963)	(9.561)	(156.402)	(33.270)
Passivos de arrendamento	770.503	17.644	752.858	145.519

**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 leasing reconhecidos. Vide abaixo a movimentação do período:

	Consolidado		
	Equipamentos	Imóveis	Total
Saldo em 1 de Janeiro de 2019	735.043	3.325	738.368
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 31 de setembro de 2019	711.512	3.281	714.793
Amortização	(46.142)	(139)	(46.281)
Adições e Exclusões de Contratos	52.432	(188)	52.244
Atualização Encargos Financeiros	6.884	-	6.884
Saldo em 31 de dezembro de 2019	724.691	2.956	727.646

	Consolidado		
	Arrendamentos a pagar	AVP	Total
Saldo em 1 de Janeiro de 2019	899.261	(128.621)	770.640
Pagamentos	(31.272)	-	(31.272)
Adições e Exclusões de Contratos	(115.745)	-	(115.745)
Reconhecimento AVP ("Accretion")	-	3.644	3.644
Atualização Encargos Financeiros	-	40.749	40.749
Saldo em 31 de Março de 2019	752.244	(84.228)	668.016
Amortização	(33.531)	-	(33.531)
Adições e Exclusões de Contratos	11.758	-	11.758
Reconhecimento AVP ("Accretion")	-	(38.904)	(38.904)
Atualização Encargos Financeiros	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2019	730.471	(123.132)	607.339
Amortização	(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
Amortização	(90.932)	-	(90.932)
Adições e Exclusões de Contratos	118.137	6.884	125.021
Reconhecimento AVP	-	(83.391)	(83.391)
Atualização Encargos Financeiros	-	66.946	66.946
Saldo em 31 de dezembro de 2019	936.466	(165.963)	770.503

**e) Crédito PIS e COFINS:**

	Contrapartida do arrendamento	Pis/COFins Potencial 9,25%
2018	20.885	16.971

**15. Empréstimos e Financiamentos**

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

	Consolidado		Encargos	Forma de pagamento - juros	Vencimento
	31/12/2019	31/12/2018			
<b>Moeda nacional</b>					
BNB - Banco do Nordeste	116.167	118.110	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	64.756	82.609	Subcrédito A: 3,5% a.a. Subcrédito B: 7,1%	Mensal	Até Set/2023
Total	180.923	200.719			
Circulante	47.149	38.875			
Non circulante	205.775	232.204			
Total consolidado - Saldo bruto (b)	252.924	271.079			
Custo do empréstimo FINEP	(890)	(1.254)			
Saldo consolidado líquido	251.934	289.825			
Em dezembro de 2019 a TJLP foi de 5,57% 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, <i>pro rata tempore</i> . 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\$900 em 31 de dezembro de 2019 (R\$1.254 em 31 de dezembro de 2018). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.					
<b>Movimentações dos empréstimos e financiamentos</b>					
Saldo bruto do custo do empréstimo em 31/12/2017		326.700			
(+) Adições de juros		15.250			
(-) Amortização de principal		(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 31/12/20					

(\*) não revisado pelos auditores independentes. c) **Garantias.** Em 31 de dezembro de 2019, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia cujo beneficiário é a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis - ANP no total de R\$5427.185 (R\$546.470 em 31 de dezembro de 2018). Essas garantias compreendem os objetivos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$536.751 (R\$530.814 em 31 de dezembro de 2018) e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$90.434 (R\$105.656 em 31 de dezembro de 2018).

**24. Compromissos**

Em 31 de dezembro 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 auditoria 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	248.336	216.615	133.708

(\*) 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 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 a sua geração de caixa e flexibilidade financeira. Seguindo a política mencionada acima a Administração da Companhia possuiu opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme para os próximos 12 meses equivalente a 1.140 mil barris, a um valor de US\$57 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$2,6 por barril.

Opções de venda	
01/01/2020 a 31/03/2020	360.000
01/04/2020 a 30/06/2020	390.000
01/07/2020 a 30/09/2020	260.000
01/10/2020 a 31/12/2020	130.000
	1.140.000

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 exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi impactado positivamente em R\$6.799, resultado do exercício da opção de venda de 322 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 vendidas no trimestre, no valor de R\$9.078, gerando um impacto líquido negativo na receita de R\$2.278.

**b) Categoria dos instrumentos financeiros.**

	31/12/2019			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<b>Ativos financeiros</b>				
Custo amortizado	-	-	432.125	432.125
Caixa restrito	-	-	-	-
Empréstimos e recebíveis	-	-	-	-
Caixa e depósitos bancários	245	245	51.278	51.278
Contas a receber	-	-	233.643	233.643
Partes relacionadas	-	-	25.166	25.166
Valor justo por meio do resultado	-	-	-	-
Aplicações financeiras (ii)	15.298	15.298	1.653.023	1.653.023
<b>Passivos financeiros</b>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	101	101	125.202	125.202
Partes relacionadas	85.123	85.123	60.181	60.181
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	251.934	251.934

	31/12/2018			
	Controladora		Consolidado	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<b>Ativos financeiros</b>				
Custo amortizado	-	-	379.808	379.808
Caixa restrito	-	-	-	-
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

	Saldo em 31/12/2019				Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
	CDI anual em 31 de dezembro de 2019	Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2019	Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado				
CDI anual em 31 de dezembro de 2019	-	-	1.653.024	-	-	-	-	-
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	-	-	-	-	-	4,59%	3,44%	2,30%
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	1.728.898	1.709.058	1.689.219
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado	-	-	-	-	-	75.874	56.035	36.196
Receita estimada em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	-	(19.839)	(39.678)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com o Banco Central do Brasil dia 2 de março de 2020.

	Saldo em 31/12/2019				Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
	CDI anual em 31 de dezembro de 2019	Caixa restrito – estimado em 31 de dezembro de 2019	Receita estimada em 31 de dezembro de 2019	efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2019				
CDI anual em 31 de dezembro de 2019	-	-	432.125	-	-	4,59%	3,44%	2,30%
Caixa restrito – estimado em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	451.960	446.773	441.587
Receita estimada em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	19.835	14.648	9.462
efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	-	(5.182)	(10.372)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com o Banco Central do Brasil dia 2 de março de 2020.

	Saldo em 31/12/2019				Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
	Empréstimos e financiamentos: FINEP	Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2019	Despesa estimada em 31 de dezembro de 2019	efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2019				
Empréstimos e financiamentos: FINEP	-	-	64.756	-	-	64.756	64.756	64.756
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	22.454	23.669	24.883
efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	87.210	88.425	89.639

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES). (b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP. (c) 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 a redução da 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 31 de dezembro de 2019 os contratos ofereceram cobertura para 820 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.

	Saldo em 31/12/2019				Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
	Preço Brent em 31 de dezembro de 2019	Operação Hedge	Despesa estimada em 31 de dezembro de 2019	Marcação a mercado e liquidação estimado				
Preço Brent em 31 de dezembro de 2019	-	-	66,00	-	-	66,00	66,00	66,00
Operação Hedge	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2019	-	-	-	-	-	1.001	501	501
Marcação a mercado e liquidação estimado	-	-	-	-	-	(6.221)	(6.722)	(7.223)

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 tornaram 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 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 2011, 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:

	Consolidado			
	23/02/2016	12/03/2015	24/02/2014	11/03/2013
Data da reunião do Conselho de Administração	2.334.915	2.334.915	2.296.500	2.120.319
Total de opções concedidas e outorgadas	R\$4,88	R\$6,36	R\$8,98	R\$12,83
Preço de exercício da opção	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

**26. Patrimônio Líquido**

**Capital social.** O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 é de

**Parcer do Conselho Fiscal**

Os membros do Conselho Fiscal, todos independentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária da Enauta Participações S.A. realizada em 18 de abril de 2019, desenvolveram, a partir da sua posse, trabalhos de forma abrangente tanto em conjunto como individualmente. As reuniões do Conselho Fiscal realizadas até a presente data contaram sempre com a presença dos três membros efetivos. Não somente, mas também nessas ocasiões, documentos e amplo conjunto de informações e esclarecimentos foram solicitados pelos membros do Conselho Fiscal e fornecidos pela Companhia. Nas reuniões, quando solicitadas, foram registradas as presenças de representantes da Administração e seus equipes, de sócio e gerentes da KPMG Auditores Independentes, bem como consultores jurídicos externos, para prestação de esclarecimentos, dentre outros, sobre (i) as demonstrações financeiras; (ii) as operações da Companhia e das controladas; (iii) a dinâmica dos negócios no período; (iv) gestão de riscos; (v) produção e receita provenientes do Bloco BS-4 (Campo de Atlanta) e do Campo de Manatí; (vi) procedimentos arbitrais; (vii) Relatório de Recomendações das ações dos Controles Internos referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018, incluindo a realização da KPMG Auditores Independentes, e repostas da Administração; (viii) análise de obrigações e demonstrativos de cálculo utilizados para testes sobre os ativos, emitido em 31 de dezembro de 2018 e sobre as obrigações registradas nos passivos; (ix) obrigações para desmobilização de ativos; (x) contingências de créditos e passivos previstos em processos administrativos e judiciais; e (xi) efeitos da adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 – Arrendamentos. Os membros do Conselho Fiscal da Enauta Participações, no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em cumprimento a Lei nº. 6.404/1976 e suas alterações, examinaram (i) o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e respectivas notas explicativas, (ii) a Proposta da Administração para destinação do lucro líquido e distribuição de dividendos referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e (iii) o estudo técnico para manutenção dos montantes registrados de créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2019, conforme Instrução CVM nº. 371, de 27 de junho de 2002. Com base nos documentos examinados, nas análises realizadas, nos esclarecimentos prestados pela Administração no decorrer do exercício social e no Relatório da KPMG Auditores Independentes, desta data, sem ressalva, os membros do Conselho Fiscal opinam, por unanimidade, que os documentos acima referidos estão em condições de serem apresentados à Assembleia Geral de Acionistas para deliberação.

Rio de Janeiro, 10 de março de 2020. Allan Morgado Guerra, José Ribamar Lemos de Souza, Sérgio Tuffly Sayeg

**Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da Enauta Participações S.A. Rio de Janeiro - RJ

**Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. (Companhia), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as informações complementares, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. Em nossa opinião as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Enauta Participações S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pela International Accounting Standards Board (IASB).

**Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

**Principais assuntos de auditoria**

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas com um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**1 – Perda por redução ao valor recuperável de ativos (impairment) – Individual e Consolidado**

Conforme Notas Explicativas 2.9, 12 e 13 as demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

**Principais assuntos de auditoria**

Em 31 de dezembro de 2019 as demonstrações financeiras consolidadas apresentaram provisão para o abandono de áreas (APO) no montante de R\$ 281,1 milhões, em decorrência das operações de restauração e reabilitação em obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando há o abandono de áreas. A reabilitação de áreas e do meio ambiente é requerida tanto pela legislação em vigor quanto pelas políticas da Companhia. Estimar os custos associados a estas atividades futuras exige considerável julgamento em relação a fatores como o período de utilização de determinada área, o tempo necessário para reabilitá-la e determinadas premissas econômicas como taxa de desconto, taxa de moeda estrangeira e os valores originais que são cotados por fornecedores específicos. Devido à relevância da provisão para abandono de áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa, consideramos esse assunto uma questão de importância material no contexto das demonstrações financeiras consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais da controladora, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria.

**2 – Provisão para abandono de áreas – Individual e Consolidado**

Conforme Notas Explicativas 2.8 e 17 as demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

**Principais assuntos de auditoria**

Em 31 de dezembro de 2019 as demonstrações financeiras consolidadas apresentaram provisão para o abandono de áreas (APO) no montante de R\$ 281,1 milhões, em decorrência das operações de restauração e reabilitação em obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando há o abandono de áreas. A reabilitação de áreas e do meio ambiente é requerida tanto pela legislação em vigor quanto pelas políticas da Companhia. Estimar os custos associados a estas atividades futuras exige considerável julgamento em relação a fatores como o período de utilização de determinada área, o tempo necessário para reabilitá-la e determinadas premissas econômicas como taxa de desconto, taxa de moeda estrangeira e os valores originais que são cotados por fornecedores específicos. Devido à relevância da provisão para abandono de áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa, consideramos esse assunto uma questão de importância material no contexto das demonstrações financeiras consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais da controladora, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria.

	31/12/2018		31/12/2019	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<b>Passivos financeiros</b>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	106	106	75.065	75.065
Partes relacionadas	-	-	43.498	43.498
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	289.825	289.825
Total	106	106	308.388	308.388

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 acesso a esse 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 mercados ativos 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 correção 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 fique 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	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	101	-	101	-	101
Total	101	-	101	-	101

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	123.981	7	1.214	-	125.202
Partes relacionadas	-	-	60.181	-	60.181
Empréstimos e financiamentos	-	-	47.149	204.785	251.934
Total	123.981	7	108.544	204.785	437.317

d) **Risco de crédito.** O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (45,7% em 31 de dezembro de 2019 e 70,7% em 31 de dezembro de 2018) e Shell (54,2% em 31 de dezembro de 2019 e 29,9% 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 exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e 2018 não foram registradas 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

	Saldo em 31/12/2019				Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
	CDI anual em 31 de dezembro de 2019	Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2019	Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado				
CDI anual em 31 de dezembro de 2019	-	-	1.653.024	-	-	-	-	-
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo	-	-	-	-	-	4,59%	3,44%	2,30%