

Enauta Participações S.A.

Relatório sobre a Revisão de
Informações Trimestrais do
Período de Três Meses Findo em
31 de Março de 2021

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2021

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)

13 de maio de 2021

11h30 (Horário de Brasília)

10h30 (Horário de Nova York)

Dial in Brasil: +55 3181-8565 ou +55 11 4210-1803

Dial in EUA: +1 844 204-8942 ou +1 412 717-9627

Código: Enauta

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

www.enauta.com.br

ENAT
B3 LISTED NM

Enauta



Enauta divulga resultados do 1T21

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2021. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

Principais Indicadores	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	180,7	290,3	-37,7%	186,9	-3,3%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	123,4	191,2	-35,5%	137,3	-10,2
Margem EBITDAX	68,3%	65,9%	2,4 p.p.	73,5%	-5,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido - R\$ milhões	(15,8)	(56,2)	71,9%	38,2	-141,4%
Caixa Líquido - R\$ milhões	1.787,3	1.866,9	-4,3%	1.712,5	4,4%
CAPEX realizado - US\$ milhões	6,5	10,4	-37,5%	7,2	-9,7%
Produção Total (mil boe)	1.052,8	1.555,5	-32,3%	1.275,8	-17,5%
Produção de Óleo (mil bbl)	205,0	1.042,3	-80,3%	330,0	-37,9%
Produção de Gás (mil boe)	847,8	513,2	65,2%	945,8	-10,4%

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

DESTAQUES

- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1,8 bilhão.**
- ▲ **Produção total de 1,05 milhão de boe no 1T21**, equivalente à produção média diária de **11,7 mil boe**. A produção média diária do trimestre foi afetada pela suspensão preventiva do Campo de Atlanta e pelo retorno da produção em 19 de fevereiro do trimestre corrente. **Retorno de mais um poço em 7 de maio com produção conjunta atual em torno de 18,5 mil bbl por dia.**
- ▲ **Prejuízo líquido de R\$ 15,8 milhões no trimestre**, em função de menor lucro operacional somado ao impacto negativo da variação cambial sobre saldos de passivo de arrendamento (IFRS-16).
- ▲ **Aprovação da ANP para a assunção de 100% de participação do Campo de Atlanta**. Estão pendentes apenas condições precedentes tais como constituição da garantia e assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão.
- ▲ **Início do processo de licitação da plataforma (FPSO) do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta**, que considera uma unidade com capacidade para 50 mil bbl/dia, à qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, 3 deles já em operação no Sistema de Produção Antecipada (SPA). A licitação considera a adaptação de um FPSO existente (OSX-2), possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses já assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório. Início do processo licitatório dos demais sistemas submarinos, barcos especiais e poços do Sistema Definitivo em maio e junho.
- ▲ A partir de maio de 2021, **melhoram as condições de comercialização do óleo de Atlanta**, que agora **passará a ser entregue na plataforma com um desconto inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent**.
- ▲ **Acordo com a Dommo Energia** extingue todos os litígios relacionados ao Campo de Atlanta
- ▲ **Aprovação de distribuição de dividendos totais de R\$ 51,0 milhões, equivalente a R\$ 0,19 por ação para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020**. Deliberação ocorrida na Assembleia Geral Ordinária de 30 de abril de 2021 e pagamento no dia 11 de maio de 2021.



Mensagem da Administração

Desde que anunciamos o reposicionamento estratégico da Enauta no terceiro trimestre de 2020, seguimos trabalhando com foco em rentabilidade e geração de valor através da diversificação do portfólio e da distribuição de dividendos. Buscamos oportunidades onde acreditamos ser possível obter maior eficiência operacional e que, em paralelo, nos tragam ampliação e diversificação de fontes de receita. Estamos reconstruindo nosso portfólio de ativos com ênfase em campos já em produção. Nosso foco está diretamente ligado ao propósito da Enauta de ser a principal empresa independente de petróleo e gás natural do Brasil. Inspirados por esse propósito, seguimos em nossa trajetória para realizá-lo.

Como uma empresa independente, estamos em uma situação privilegiada para capturar as oportunidades decorrentes de uma mudança estrutural do setor - as grandes petrolíferas estão desinvestindo de ativos maduros e reposicionando seus portfólios, focando em ativos estratégicos e em projetos de energia renovável. Avaliamos ativamente as oportunidades decorrentes desse movimento.

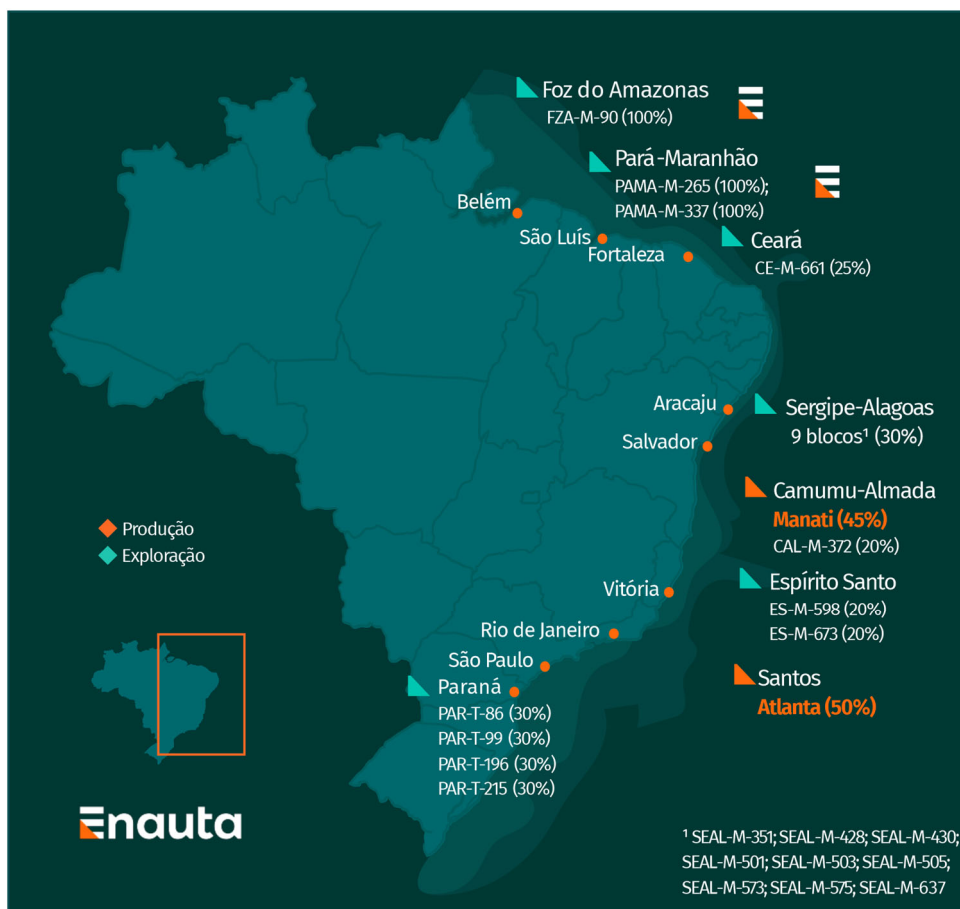
Registramos importantes avanços nos últimos meses. No Campo de Atlanta, retomamos a produção de um poço em fevereiro, e mais um poço no início de maio, e a produção conjunta está atualmente em torno de 18,5 mil bbl de óleo por dia. O terceiro poço está previsto para retornar em julho desse ano. Depois da decisão de assumirmos a totalidade do Campo, recebemos em abril a aprovação da ANP para a transferência dos 50% de participação da Barra Energia para a Enauta, restando agora a constituição da garantia para o futuro abandono do Campo e a assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Em março, iniciamos o processo licitatório da plataforma (FPSO) do Sistema Definitivo e estamos buscando novos parceiros para a ampliação do sistema de produção do Campo. Considerando a experiência adquirida durante o Sistema de Produção Antecipada, estamos implementando iniciativas para garantir a eficiência do projeto, otimizando recursos e dando especial atenção às ações que promovam a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). O reflexo dessas iniciativas poderá ser observado nos nossos números já a partir do segundo trimestre.

Encerramos o primeiro trimestre de 2021 com receita líquida em linha com os valores registrados no quarto trimestre de 2020, tendo a contribuição de Manati atenuado a queda temporária da receita de Atlanta decorrente das paralisações preventivas da produção ocorridas no trimestre. Com o aumento da demanda de gás, a produção de Manati foi 67% maior que a do primeiro trimestre de 2020. A Enauta continua reconhecendo o resultado do Campo de Manati até que a venda para a Gas Bridge seja efetivamente concluída, ainda pendente do cumprimento de condições precedentes. Sobre o cenário à frente, o retorno gradual da produção de Atlanta e a recuperação do preço do Brent devem impactar positivamente nosso resultado ao longo do resto do ano.

Observamos um setor de petróleo e gás pujante, com ampla oferta de ativos que podem oferecer retornos atrativos com baixo risco. É nesse cenário de transformação que a Enauta se insere e segue firme em seu propósito de diversificar seu portfólio com ativos maduros, buscando sempre ganhos de eficiência e mantendo a disciplina financeira. Aliado a isso, outro importante vetor de crescimento é o nosso portfólio exploratório, que será testado com a perfuração do primeiro poço na região de Sergipe-Alagoas, prevista para o final deste ano.



Portfólio de Ativos

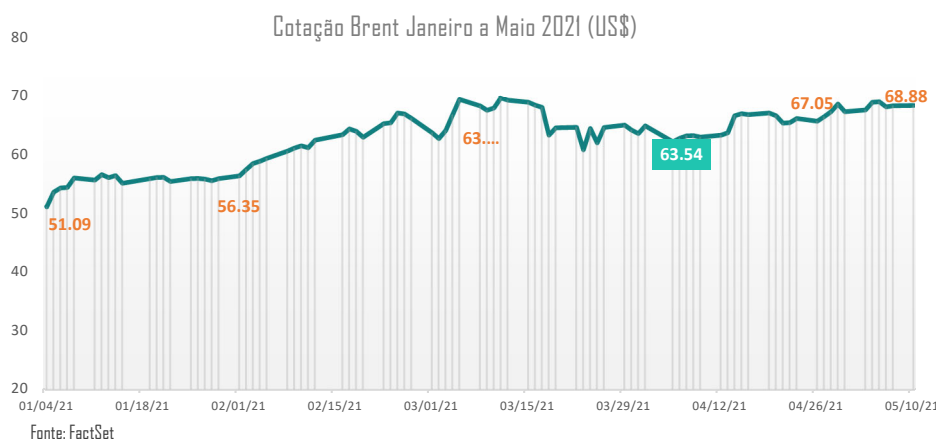


NOTA: A cessão dos 50% de participação anteriormente detidos pela Barra Energia no Campo de Atlanta já foi autorizada pelo CADE e pela ANP, e a conclusão definitiva está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Após esse evento, a Enauta terá 100% de participação no Campo.

Desempenho Setorial

Após o difícil ano de 2020, quando a economia global experimentou uma das piores recessões já observadas como reflexo da pandemia do coronavírus, o primeiro trimestre deste ano apresentou sinais de melhoras. A aceleração da vacinação, especialmente nos Estados Unidos, impulsionou o aumento da demanda global do petróleo.

Durante os dois últimos meses de 2020 o preço do barril já mostrava recuperação, impulsionado pela queda na restrição da mobilidade global e pela continuidade da retomada econômica na China. O Brent iniciou o ano de 2021 cotado a US\$ 51,09 por barril, não reportou valores abaixo dos patamares iniciais durante o primeiro trimestre e encerrou o período a US\$ 63,54 por barril, reflexo do aumento da demanda, da manutenção e controle da produção pela OPEP+ e do alívio das medidas restritivas de distanciamento social. A estimativa atual para o ano de 2021 é que o preço da commodity se estabilize, suportado pela retomada gradual das atividades, consequência do afrouxamento dos *lockdowns* ao redor do mundo e da demanda atendida pelos altos níveis de estoques globais.

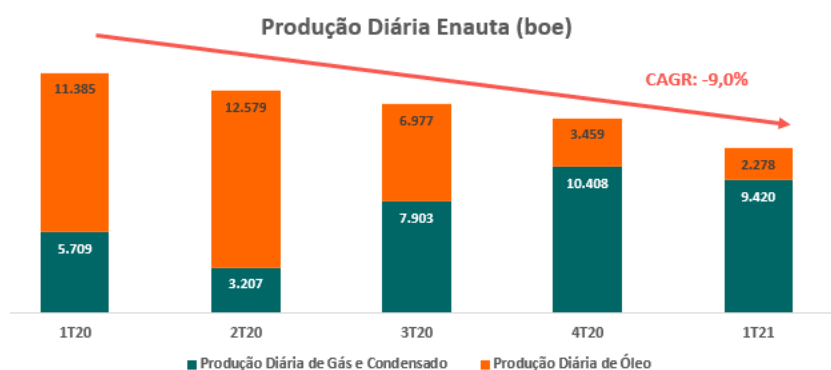


O tema da transição energética ganhou ainda mais força nesse cenário, fazendo com que as empresas globais acelerassem seu movimento de reposicionamento de portfólio. O gás natural segue demandado, com investimentos concentrados em produção, plantas de liquefação (GNL) e gasodutos de escoamento e transporte, com países da Ásia/Pacífico, especialmente China, Japão e Coreia do Sul, e da Europa em constante dependência do produto.

No Brasil, a realidade não é diferente. O mercado de gás segue promissor, principalmente após a aprovação da nova Lei do Gás em 16 de março de 2021. A nova lei mudou o marco regulatório do setor no país, o que aqueceu o mercado brasileiro, que já vem apresentando recuperação devido ao retorno da demanda industrial em decorrência da retomada gradual da economia.

Projetos de térmicas a gás e novos terminais de GNL continuam avançando, assim como o anúncio do investimento na Rota 5, que levará gás natural do pré-sal até Cabiúnas em Macaé no estado do Rio de Janeiro.

Desempenho Operacional





Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%

A cessão dos 50% de participação anteriormente detidos pela Barra Energia no Campo de Atlanta foi autorizada pelo CADE e pela ANP. A conclusão definitiva está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Após esse evento, a Enauta terá 100% de participação no Campo.

Dados Operacionais Atlanta	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	410,1	2.072,1	-80,2%	636,5	-35,6%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	4,6	22,8	-80,0%	6,9	-34,2%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	205,0	1.036,1	-80,2%	318,3	-35,6%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	182,5	1.047,0	-82,6%	368,1	-50,4%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,47	4,48	22,10%	5,39	1,48%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	61,2	48,8	25,41%	42,7	43,33%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril) em relação ao Brent	1-2	2-5	-	5-7	-

PRODUÇÃO

O Campo de Atlanta registrou produção média diária de 4,6 mil bbl por dia no 1T21. O volume de óleo produzido foi afetado nos dois últimos trimestres pela parada preventiva da produção que ocorreu em meados de novembro de 2020. Um dos poços produtores foi reiniciado em 19 de fevereiro de 2021 após a troca definitiva dos tubos dos aquecedores de óleo e atingiu uma produção inicial de 10,4 mil bbl por dia.

O segundo poço retornou a produção em 7 de maio, mesmo com as dificuldades operacionais de gerenciamento de embarques e dos controles necessários para minimizar qualquer risco de contaminação pelo Coronavírus. A produção conjunta dos dois poços está em torno de 18,5 mil bbl de óleo por dia. Com isso, mantemos nossa projeção de produção média diária para o Campo de Atlanta em 14 mil bbl por dia em 2021, com margem de variação positiva ou negativa de 10%. O retorno do terceiro poço do Sistema de Produção Antecipada está previsto para julho de 2021. Cabe notar que esse cronograma ainda pode ser alterado em função da necessidade de reorganização dos funcionários da operação do Campo em turnos pelo agravamento da pandemia.

A certificação de reservas da GaffneyCline para Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2020, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 103 milhões de bbl.

LIFTING COSTS²

Lifting Costs	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	22,0	45,2	-51,3%	26,0	-15,38%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	244,5	496,7	-50,8%	282,1	-13,33%
Lifting cost ² (US\$/bbl)	53,7	21,8	146,3%	40,8	31,62%

¹Opex: são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties). Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas informações trimestrais (ITR).

²Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.

A média do custo diário no 1T21 foi de US\$ 244,5 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 53,7 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 496,7 mil por dia no 1T20, equivalentes a



US\$ 21,8 por barril. Mesmo com a redução nos custos operacionais, o *lifting cost* por barril também aumentou no 1T21 devido à parada preventiva para realização do reparo nos permutadores de produção.

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, com todos os custos logísticos incluídos. Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo com início a partir de 1º de maio de 2021 e que prevê um desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent. Esse contrato contempla a comercialização da totalidade da produção de Atlanta até o final de 2022.

O óleo do Campo já é bem conhecido, com ótima aceitação, e mantém uma diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido destinado nos últimos dois anos a refinarias nos Estados Unidos e Ásia, com destaque para Singapura, *hub* que também forneceu à Coréia do Sul e ao Japão. Sua alta qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, faz esse tipo de óleo ser altamente procurado como fonte de óleo combustível para geração de energia. Os *bunkers* marítimos, com grande procura no mercado asiático, são também destinos para o óleo de Atlanta. O aumento da demanda por esse tipo de óleo foi visto principalmente a partir de janeiro de 2020, quando entrou em vigor a nova regulamentação IMO 2020, que limitou o teor de enxofre em 0,5%, valorizando os óleos pesados com características similares às do óleo de Atlanta. O crescimento econômico da China ao longo do primeiro trimestre desse ano também teve impacto, uma vez que este país é um grande consumidor de óleo brasileiro.

CESSÃO DA PARTICIPAÇÃO DA BARRA ENERGIA NO BLOCO BS-4

Em novembro de 2020, a Enauta recebeu notificação de sua sócia, Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. ("Barra Energia"), comunicando, de acordo com o *Joint Operating Agreement* celebrado entre as partes, a decisão irrevogável de saída do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta.

Em dezembro de 2020, a Enauta celebrou acordo para assumir 100% de participação no bloco. Em 8 de abril de 2021, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou a cessão dos 50% de participação da Barra Energia no Bloco para a Enauta Energia S.A. ("Enauta Energia"), subsidiária integral da Companhia.

A conclusão definitiva da transferência está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Com isto, a Enauta Energia deterá 100% de participação no Campo. O acordo assinado com a Barra Energia prevê ainda a transferência de US\$ 43,9 milhões para a Enauta Energia, referente às operações de abandono dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo.

ACORDO COM A DOMMO ENERGIA

Em 28 de abril de 2021, a Enauta assinou acordo com a Dommo Energia S.A. referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4), que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 40% da Dommo já realizada para a Enauta e para a Barra Energia não será mais objeto de qualquer litígio.

INÍCIO DA LICITAÇÃO DO FPSO DO SISTEMA DEFINITIVO E DEMAIS SISTEMAS DO CAMPO DE ATLANTA

Em 5 de março de 2021, foi iniciado o processo de licitação do FPSO para o Sistema Definitivo (SD). A licitação considera um FPSO com capacidade para processar 50 mil bbl por dia, ao qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, 3 deles já em operação no Sistema de Produção Antecipada (SPA).



Além disso, a licitação considera a adaptação de um FPSO existente e ainda não utilizado, o OSX-2, possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório.

As empresas convidadas a participar possuem comprovada experiência no desenvolvimento de projetos semelhantes e a estimativa é que a conclusão do processo se dê em um prazo de 10 a 12 meses.

Em maio e junho, será iniciado o processo de licitação dos demais sistemas submarinos, barcos especiais e de perfuração de poços para o Sistema Definitivo de Atlanta, com prazos de conclusão sincronizados à licitação do sistema flutuante de produção.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	299,5	181,3	65,2%	334,2	-10,4%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,3	2,0	67,0%	3,6	-8,4%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	134,8	81,6	65,2%	150,4	-10,4%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,3 milhões de m³ no 1T21. Em meados de fevereiro de 2020, a Petrobras suspendeu a compra do gás de Manati em função da redução acentuada da demanda naquela ocasião, fato que não se repetiu em 2021, levando a um aumento de 67% na comparação entre os dois períodos.

VENDA DO CAMPO DE MANATI

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e condições regulatórias e comerciais.

Como parte do acordo, a Enauta permaneceu recebendo o resultado apurado do Campo até 31 de dezembro de 2020. Após esse período, até a conclusão da transação, o resultado contábil de Manati será posteriormente descontado do valor total da venda. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes e os atos necessários para a conclusão do contrato devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

Os blocos situados na Bacia de Sergipe-Alagoas são ativos de alta prospectividade. O sistema petrolífero principal nessa região é semelhante ao de outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste Africana.

O início da perfuração do primeiro poço exploratório, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, é esperado para o segundo semestre de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA já sido protocolado junto ao IBAMA. Em função do carregamento negociado com os parceiros, por ocasião do processo de *farmout*, prevê-se um investimento por parte da Enauta de US\$ 8 milhões nesse poço.

Além desse prospecto, a Enauta já identificou diversas outras oportunidades com volumes consideráveis. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na região ultrapassem 1,2 bilhão de boe.



Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL E LESTE

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 e 20% nos blocos ES-M-598 e ES-M-673

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D foram concluídos para os blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 em 2020. A interpretação desses dados está em fase adiantada. Os processos de obtenção das licenças ambientais junto ao IBAMA permanecem em andamento.

Na Bacia do Espírito Santo, foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. O fluido esperado nessa região é predominantemente óleo leve, expertise de produção e comercialização da Enauta. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Portfólio de Exploração: BACIA DO PARANÁ

Participação: 30% nos blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99

Em dezembro de 2020, a Enauta participou do segundo ciclo da Oferta Permanente da ANP e arrematou 30% de participação em quatro blocos na Bacia do Paraná, em parceria com a Eneva. O consórcio tem compromisso de investimento exploratório mínimo de R\$ 45,3 milhões.

Os estudos já realizados nos blocos arrematados, localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, apontam boas perspectivas de acumulações de gás natural. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás facilitará o escoamento da produção. Alternativamente, o consórcio poderá analisar a alternativa de utilização do modelo de *reservoir-to-wire* (R2W), no qual o gás encontrado é utilizado para gerar energia elétrica, que é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Campo de Atlanta	56,7	230,4	-75,4%	76,8	-26,2%
Campo de Manati	124,0	59,9	107,2%	110,1	12,7%
TOTAL	180,7	290,3	-37,7%	186,9	-3,3%

A receita do primeiro trimestre apresentou queda de 37,7% em comparação ao 1T20, totalizando R\$ 180,7 milhões, em função da parada preventiva da produção no Campo de Atlanta ocorrida em novembro de 2020 e do retorno no dia 19 de fevereiro de 2021. A redução de 75,4% na receita de Atlanta foi parcialmente compensada pelo aumento de produção de 65,2% no Campo de Manati, com consequente elevação da receita em 107,2%. Dessa forma, a receita líquida do Campo de Manati representou 68,6% do total da receita do período, em comparação a 20,6% no 1T20.

Na comparação com o 4T20, a receita se manteve praticamente estável. A receita de Manati apresentou alta de 12,7% compensando a queda de 26,2% na receita de Atlanta.



CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Custos de produção	(10,7)	39,4	-127,2%	(27,4)	60,9%
Custos de manutenção	0,0	0,2	-100,0%	0,0	n/a
Royalties	4,2	15,9	-73,8%	5,6	-25,3%
Depreciação e amortização	69,0	113,6	-39,3%	115,9	-40,4%
TOTAL	62,5	169,1	-63,1%	94,0	-33,6%

Campo de Manati (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Custos de produção	17,0	14,1	20,7%	12,1	40,4%
Custos de manutenção	0,0	0,0	0,0%	4,8	-100,0%
Royalties	9,7	4,5	116,9%	8,4	15,5%
Participação especial	0,0	0,0	0,0%	0,2	-100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	0,0%	1,0	-100,0%
Depreciação e amortização	21,3	10,7	99,0%	26,9	-20,7%
TOTAL	48,0	29,3	64,1%	53,4	-10,1%

Custos Operacionais Totais	110,5	198,4	-44,3%	147,4	-25,0%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	---------------

Os custos operacionais de Manati no 1T21 foram 64,1% maiores em comparação aos registrados no 1T20, principalmente em função do aumento na produção. Em Atlanta, a menor produção no 1T21 em relação ao 1T20, em função da parada preventiva, reduziu o custo diário relacionado ao FPSO. Com isso, os custos operacionais totais atingiram R\$ 110,5 milhões no 1T21, 44,3% inferiores aos do 1T20.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati foram de R\$ 54,9 milhões, 54,6% superiores ao mesmo período do ano anterior. Já em Atlanta, os custos tiveram redução de 51,4%, totalizando R\$ 89,9 milhões.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	53,5	96,0	-44,3%	73,2	-27%
Custos de manutenção	0,0	0,2	n/a	0,0	n/a
Royalties	4,2	15,9	-73,8%	5,6	-25,3%
Depreciação e amortização	32,2	73,0	-55,9%	43,2	-25,5%
TOTAL	89,9	184,9	-51,4%	122,0	-26,3%

Campo de Manati (R\$ MM)	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	29,8	24,6	20,9%	29,6	0,7%
Custos de manutenção	-	-	n/a	4,8	0,0%
Royalties	9,7	4,5	116,9%	8,4	15,5%
Participação especial	-	-	n/a	0,2	n/a
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	n/a	1,0	n/a
Depreciação e amortização	15,4	6,4	140,8%	16,7	-7,7%
TOTAL	54,9	35,5	54,6%	60,7	-9,5%

Custos Operacionais Totais	144,8	220,4	-34,3%	182,7	-20,7%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	---------------



GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$ 17,0 milhões no 1T21, R\$ 2,2 milhões maiores do que os incorridos no 1T20, quando a Companhia registrou a atualização da multa de conteúdo local dos blocos BM-CAL-5 (majoritariamente) e BM-S-76, ambos já devolvidos pela Companhia.

Na comparação sequencial, os gastos exploratórios totalizaram R\$ 24,2 milhões no 4T20. A variação é justificada pela provisão registrada no período relativa ao seguro garantia do Bloco CAL-M-372, no valor de R\$ 7,3 milhões.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Despesas com Pessoal	19,2	19,0	0,9%	18,1	5,7%
Alocação Projetos de E&P	(8,7)	(10,9)	19,9%	(11,0)	20,5%
Outras Despesas Administrativas	9,5	8,2	16,7%	12,9	-26,2%
TOTAL	20,0	16,2	22,8%	20,0	-0,5%

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram aumento de R\$ 3,8 milhões em relação ao 1T20, totalizando R\$ 20,0 milhões, principalmente em função da menor alocação de gastos em projetos em que a Enauta é o operador. Na comparação com o 4T20, as despesas G&A ficaram estáveis.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 10,8%, 520 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 5,6%.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	123,3	191,0	-35,5%	129,5	-4,8%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,1	0,2	-58,1%	7,9	-98,8%
EBITDAX⁽³⁾	123,4	191,2	-35,5%	137,3	-10,2%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	68,2%	65,8%	2,4 p.p.	69,3%	1,1 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	68,3%	65,9%	2,4 p.p.	73,5%	5,2 p.p.

⁽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 do 1T21 foi de R\$ 123,4 milhões, uma redução de 10,2% quando comparado ao 4T20, resultado de um menor lucro operacional e menores gastos exploratórios. Em comparação ao 1T20, a queda foi de 35,5% em função, principalmente, da queda na produção do Campo de Atlanta. A margem EBITDAX, por sua vez, subiu 2,4 p.p. principalmente devido à redução nos custos operacionais.



RESULTADO FINANCEIRO

No 1T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 59,1 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 159,1 milhões no 1T20. Esse resultado é, majoritariamente, reflexo da variação cambial sobre os contratos de arrendamento em moeda estrangeira, em função da contabilização do IFRS-16.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 1T21 totalizou R\$ 5,0 milhões, redução de 91,6% em comparação ao 1T20. A redução é principalmente justificada pelo impacto positivo da desvalorização cambial observada no 1T20, majoritariamente sobre o fundo de abandono do Campo de Manati. Em adição, no 1T21 foram registrados impactos negativos tais como: (i) despesas com instrumentos financeiros derivativos, (ii) despesas com intermediações financeiras referentes ao processo de licitação do FPSO, e (iii) rentabilidade de nossas aplicações financeiras devido à redução na taxa Selic do período.

LUCRO LÍQUIDO

	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
EBITDA⁽⁴⁾	123,3	191,0	-35,5%	129,5	-4,8%
Amortização e Depreciação	90,8	124,8	-27,3%	143,1	-36,6%
Resultado Financeiro	59,1	159,1	-62,9%	(49,2)	-220,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(10,8)	(36,8)	-70,6%	(2,7)	305,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%	38,2	-141,4%

⁽⁴⁾ 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.

No trimestre, o prejuízo líquido totalizou R\$ 15,8 milhões, comparado ao lucro de R\$ 38,2 milhões reportados no último trimestre de 2020. A diferença dos períodos é reflexo da variação no resultado financeiro que migrou de uma receita de R\$ 49,2 milhões para uma despesa de R\$ 59,1 milhões. Na comparação com o 1T20, o prejuízo foi reduzido, principalmente em função da menor despesa financeira e do menor imposto de renda entre os períodos.

	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽⁴⁾	(37,8)	22,1	-271,3%	(37,1)	2,0%
Amortização e Depreciação	48,5	79,7	-39,1%	60,2	-19,4%
Resultado Financeiro	(5,0)	(59,8)	91,6%	(10,8)	53,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(1,5)	30,1	-105,0%	(28,1)	94,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	4,2	72,2	-94,2%	-15,7	126,6%



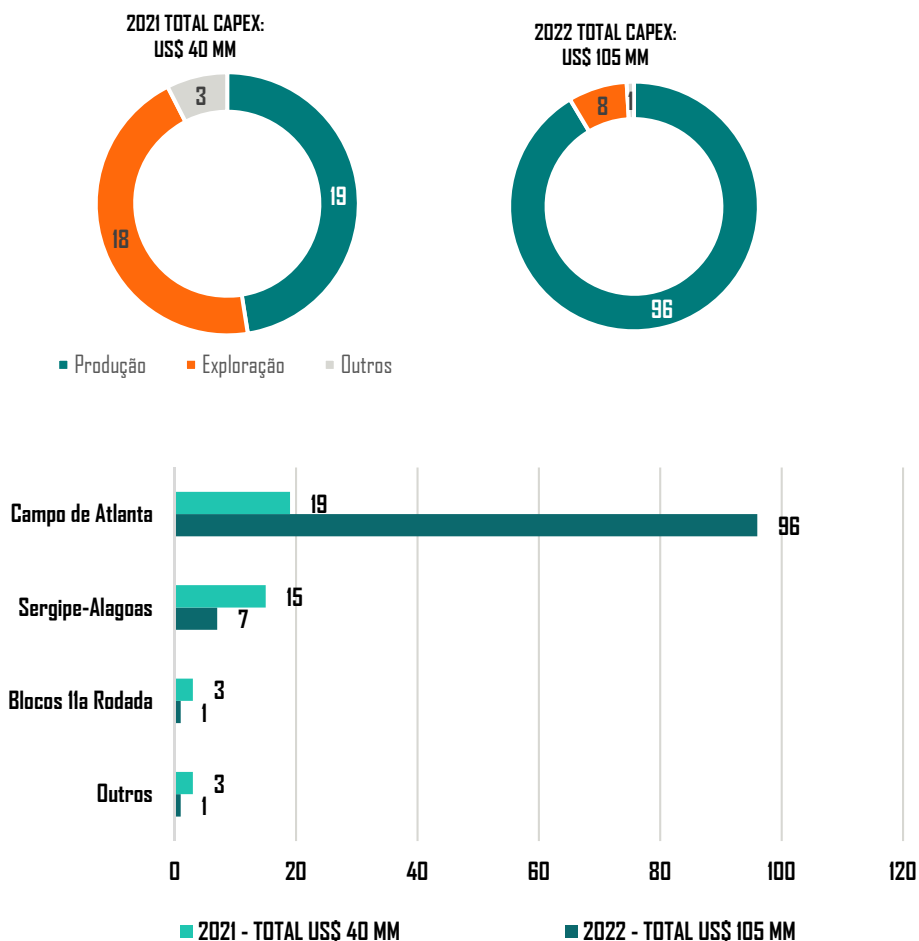
Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no primeiro trimestre do ano totalizou US\$ 6,4 milhões, majoritariamente destinado ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 40 milhões, sendo US\$ 19 milhões destinados ao Campo de Atlanta, incluindo valor referente à opção de compra do FPSO OSX-2 para o Sistema Definitivo. Do total de US\$ 18 milhões do investimento em exploração, US\$ 15 milhões serão destinados aos blocos da bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para o segundo semestre de 2021 o início da perfuração de poço exploratório na região.

Em 2022, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 105 milhões. Desse total, US\$ 96 milhões serão destinados aos investimentos iniciais dos sistemas submarinos e de perfuração dos novos poços do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)





Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

Em 31 de março de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 1,8 bilhão, 4,3% inferior ao 1T20, e 4,4% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2020. Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 31 de março de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 98,5% do CDI e 84% deles 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 ano 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 recebimento da última parcela de US\$ 144,0 milhões é contingente: (i) a aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à ANP pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

ENDIVIDAMENTO

	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Dívida Total	202,6	240,9	-15,9%	217,1	-6,7%
Saldo de Caixa e equivalentes	1.787,3	1.866,9	-4,3%	1.712,5	4,4%
Dívida Líquida Total	(1.584,6)	(1.626,0)	2,5%	(1.495,5)	6,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,2)	(2,2)	1,7%	(1,9)	17,9%

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 31 de março de 2021 era de R\$ 202,6 milhões, comparado a R\$ 240,9 milhões no mesmo período do ano anterior, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016, bem como os pagamentos da dívida do BNB iniciados em outubro de 2019. Esse montante não inclui os efeitos de arrendamento mercantil IFRS 16/CPCo6.

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 em 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 foi de R\$ 221,0 milhões até 31 de março de 2021. 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, possuía carência de cinco anos a partir outubro de 2014.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 75,3 milhões no 1T21, comparado a R\$ 302,4 milhões no 1T20. A redução de R\$ 227 milhões observada no fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais deve-se, principalmente, à redução do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta, em função da parada preventiva ocorrida no Campo entre novembro de 2020 e fevereiro de 2021.



Estratégia Financeira

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de 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.

Em 2020, a Companhia contratou hedge de preço de Brent para sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o primeiro trimestre de 2021. Com a parada ocorrida no Campo, a Companhia registrou proteção superior à produção efetiva, reportando assim proteção de cerca de 195% da produção pelo valor de US\$4,31 por barril. Esse hedge cobre apenas o preço da commodity, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.

No 2T21, a Companhia contratou hedge referente a 400 mil bbl, o que ocasionará a redução do *breakeven* para geração de caixa operacional de Atlanta de US\$ 27,6/bbl para US\$ 3,9/bbl. No 3T21, com a contratação de hedge para 200 mil bbl, o *breakeven* para geração de caixa operacional será reduzido de US\$ 19,5/bbl para US\$ 10,3/bbl.

Dados Hedge	1T21	1T20
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	360,0
Preço por barril (US\$)	4,31	1,93
Strike médio (US\$)	40,0	57,94
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	205,0	360,0
Preço por barril (US\$)	4,5	7,17
Resultado (R\$ milhões)	(8,9)	13,41

O resultado do 1T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de hedge adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 205 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,73 milhões, enquanto o prêmio das opções de venda de 195 mil bbl que excederam a produção efetiva impactou a linha de despesas financeiras em R\$ 4,26 milhões.

Projeções

	Guidance 2021	Realizado 1T21
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	15,4 ≤ Δ ≤ 12,6	4,6
Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	32 ≤ Δ ≤ 48	6,4

Atlanta: a Companhia estima produção média de 14 mil bbl por dia para 2021. As projeções possuem variação positiva ou negativa de 10% quando verificada a média diária em base anual.

Capex: Estimativa de US\$ 40 milhões para 2021 e US\$ 105 milhões para 2022. Essas projeções possuem margem de variação de 20% (vinte por cento) negativa ou positiva.



Em 30 de abril de 2021, a Companhia realizou a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, onde foram aprovadas as demonstrações financeiras de 2020. Dentre as demais deliberações, foi aprovada a exclusão do cargo de diretor de exploração, a alteração da denominação da Diretoria de Produção para Diretoria de Operações e a eleição do Sr. Lincoln Rumenos Guardado como membro do Conselho de Administração, além da instalação do Conselho Fiscal.

Para esse órgão adicional de governança, os acionistas controladores e minoritários elegeram o Sr. José Ribamar Lemos de Souza, o Sr. Sérgio Tuffy Sayeg e o Sr. João Alberto Gomes Bernacchio como membros efetivos para o exercício de 2021. Os três são independentes e acumulam largas experiências profissionais.



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	1T21	1T20	Δ%
Receita Líquida	180,7	290,3	-37,7%
Custos	(110,5)	(198,4)	44,3%
Lucro Bruto	70,3	91,9	-23,6%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(16,2)	22,8%
Equivalência patrimonial	(0,3)	5,2	-106,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,0)	(14,7)	15,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(0,5)	0,0	n.a.
Lucro (Prejuízo) Operacional	32,5	66,2	-50,8%
Resultado financeiro líquido	(59,1)	(159,1)	62,9%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(26,6)	(93,0)	71,4%
Imposto de renda e contribuição social	10,8	36,8	-70,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	75,3	302,4	-75,0%
EBITDAX⁽¹⁾	123,4	191,2	-35,5%

⁽¹⁾ 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.

O IFRS16 substitui as normas de arrendamento mercantil existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. Essa norma contábil se tornou efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia adotou essa norma em 1º de janeiro de 2019.

Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem os efeitos da IFRS16 indicados como "ex-IFRS" na tabela abaixo. Estas informações, não revisadas pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	180,7	290,3	-37,7%
Custos	(145,3)	(220,4)	34,1%
Lucro Bruto	35,4	69,9	-49,4%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(16,2)	23,2%
Equivalência patrimonial	(0,3)	3,5	-109,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,0)	(14,7)	15,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(0,5)	0,0	n.a.
Lucro (Prejuízo) Operacional	(2,3)	42,5	-105,5%
Resultado financeiro líquido	5,0	59,8	-91,6%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	2,7	102,3	-97,4%
Imposto de renda e contribuição social	1,5	(30,1)	-105,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido	4,2	72,2	-94,2%



	1T21	1T20	Δ%
EBITDAX			
Lucro Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%
Amortização	90,8	124,8	-27,3%
Resultado Financeiro	59,1	159,1	-62,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(10,8)	(36,8)	70,6%
EBITDA	123,3	191,0	-35,5%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	0,1	0,2	-58,1%
EBITDAX	123,4	191,2	-35,5%
Margem EBITDA	68,2%	65,8%	2,4p.p.
Margem EBITDAX	68,3%	65,9%	2,4p.p.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	1T21	4T20	Δ%
Ativo Circulante	2.066,4	1.891,9	9,2%
Caixa e equivalente de caixa	77,7	103,2	-24,7%
Aplicações financeiras	1.709,5	1.609,3	6,2%
Contas a receber	156,2	87,7	78,1%
Créditos com parceiros	57,4	46,8	22,8%
Estoques	7,4	1,0	640,0%
Impostos e contribuição a recuperar	19,8	16,3	21,5%
Instrumentos Financeiros Derivativos	10,5	1,5	612,9%
Outros	27,6	26,1	5,7%
Ativo Não Circulante	2.341,5	2.455,8	-4,6%
Caixa restrito	480,0	581,7	-17,5%
Impostos a recuperar	60,4	60,4	-0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	78,1	66,5	17,5%
Investimentos	29,4	27,1	8,3%
Imobilizado	945,6	929,1	1,8%
Intangível	388,5	389,5	-0,2%
Arrendamentos	356,0	398,2	-10,6%
Outros ativos não circulantes	3,5	3,2	9,6%
TOTAL DO ATIVO	4.407,8	4.347,6	1,4%
Passivo Circulante	573,6	524,2	9,4%
Fornecedores	161,6	155,5	3,9%
Arrendamentos	234,8	208,8	12,4%
Impostos e contribuição a recolher	24,5	17,0	44,1%
Remuneração e obrigações sociais	14,5	14,4	0,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	25,9	18,5	39,7%
Empréstimos e financiamentos	54,9	56,1	-2,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,6	1,8	-12,2%
Provisão de multas	35,2	32,5	8,3%
Obrigações de Consórcio	7,3	7,3	0,0%
Outras obrigações	13,3	12,2	9,1%
Passivo Não Circulante	1.071,4	1.067,9	0,3%
Arrendamentos - direito de uso	315,6	356,2	-11,4%
Obrigações Fiscais a Pagar	7,4	7,3	2,0%
Empréstimos e financiamentos	147,7	161,0	-8,3%
Provisão para abandono	542,7	485,6	11,8%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Patrimônio Líquido	2.762,7	2.755,5	0,3%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	118,8	102,1	16,4%
Reserva de Lucros	578,4	442,6	30,7%
Reserva de Capital	30,9	42,8	-27,8%
Ações em Tesouraria	(27,8)	(33,2)	-16,5%
Lucro líquido do período	(15,8)	123,1	-112,8%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.407,8	4.347,6	1,4%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	1T21	1T20	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período	(15,8)	(56,2)	71,9%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	0,3	(5,2)	-106,6%
Variação cambial sobre investimento	0,0	0,0	0,0%
Amortização e depreciação	54,4	83,3	-34,8%
Amortização e depreciação – IFRS 16	51,7	45,2	14,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11,6)	(69,4)	83,2%
Encargos financeiros IFRS 16	11,1	15,0	-25,9%
Variação cambial IFRS 16	52,6	203,8	-74,2%
Encargos financeiros sobre financiamentos e empréstimos	2,5	2,9	-12,6%
Juros Capitalizados	0,0	0,0	0,0%
Baixa de imobilizado	0,0	0,1	-100,0%
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	0,0%
Despesa com plano de opção de ações	6,2	(1,5)	-506,6%
Provisão para imposto renda e contribuição social	0,8	32,6	-97,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,2)	(1,1)	-78,8%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(99,9)	79,5	-225,7
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	23,0	(26,8)	186,1%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	75,4	302,4	-75,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(13,4)	(278,1)	95,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(94,7)	(83,2)	13,8%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	7,1	59,8	-88,0%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,6)	0,9	-2916,5%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	103,2	51,3	101,1%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	77,7	52,2	49,0%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,6)	0,9	-2926,2%



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra profundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Bbl	Barril de óleo
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultra profundas.
Oferta Permanente	O processo de Oferta Permanente de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural prevê a oferta contínua de campos e blocos devolvidos, bem como de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados. Nessa modalidade, as licitantes inscritas podem apresentar declaração de interesse para quaisquer blocos ou áreas previstas no edital, acompanhada de garantia de oferta. A principal diferença em relação às demais rodadas é que um ciclo da Oferta Permanente só se inicia quando a Comissão Especial de Licitação aprova uma declaração de interesse, acompanhada da garantia de oferta, para um ou mais blocos/áreas em oferta, apresentada por uma das empresas inscritas.



Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Relações com Investidores

Paula Costa Côrte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Caroline Cardoso
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, no 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
E-mail: ri@enauta.com.br
www.enauta.com.br/ri

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 50% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta é comprometida com os conceitos de sustentabilidade dos negócios, tendo investido de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para maiores informações, acesse www.enauta.com.br.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Essas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.



www.enauta.com.br

Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro – RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador
Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador – BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam
Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da
Enauta Participações S.A.

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas da Enauta Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com a norma internacional 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 - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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, conseqüentemente, 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.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

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

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende : quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Outros assuntos


Demonstrações do valor adicionado

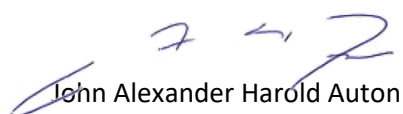
As informações financeiras intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu 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 essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Auditoria e revisão dos valores correspondentes

Os balanços patrimoniais, individuais e consolidados, em 31 de dezembro de 2020, apresentados para fins comparativos, foram examinados por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 31 de março de 2021, com opinião sem ressalva. As informações financeiras intermediárias da Companhia para o período de três meses findo em 31 de março de 2020, apresentadas para fins de comparação, foram revisadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório de revisão em 20 de abril de 2021, sem modificação em sua conclusão, sobre essas informações financeiras intermediárias. Os valores correspondentes relativos às demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2020, foram submetidos aos mesmos procedimentos de revisão por aqueles auditores independentes e, com base em sua revisão, aqueles auditores emitiram relatório reportando que não tiveram conhecimento de nenhum fato que os levasse a acreditar que a DVA não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2021


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ


John Alexander Harold Auton
Contador
CRC nº 1 RJ 078183/O-2

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	359	371	77.684	103.248
Títulos e valores mobiliários	5	21.351	2.660	1.709.569	1.609.277
Contas a receber	6	-	-	156.185	87.719
Estoques	8	-	-	7.366	959
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	992	435	19.802	16.277
Contas a receber - Partes relacionadas	9	-	-	211	171
Dividendos a receber	12.2	-	16.150	-	-
Créditos com parceiros	7	-	-	57.430	46.761
Instrumentos financeiros	27	-	-	10.473	1.469
Outros		112	-	27.581	25.975
Total do ativo circulante		<u>22.814</u>	<u>19.616</u>	<u>2.066.301</u>	<u>1.891.856</u>
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	10	-	-	479.972	581.748
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	-	60.388	60.430
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	78.104	66.478
Outros ativos não circulantes		-	-	3.489	3.182
Investimentos	12.2	2.752.423	2.749.257	29.381	27.138
Imobilizado	13	-	-	945.559	929.105
Intangível	14	-	-	388.541	389.479
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	356.026	398.224
Total do ativo não circulante		<u>2.752.423</u>	<u>2.749.257</u>	<u>2.341.460</u>	<u>2.455.784</u>
TOTAL DO ATIVO		<u><u>2.775.237</u></u>	<u><u>2.768.873</u></u>	<u><u>4.407.761</u></u>	<u><u>4.347.640</u></u>
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		205	134	161.593	155.478
Arrendamentos	15	-	-	234.765	208.814
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	54.937	56.054
Impostos e contribuição a recolher	11.2	62	1.815	24.457	17.036
Remuneração e obrigações sociais		52	55	14.504	14.395
Contas a pagar - partes relacionadas	9	12.181	11.383	25.880	18.526
Dividendos a pagar		6	1	6	1
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	1.623	1.848
Obrigações de consórcios	19	-	-	7.324	7.324
Provisão de multas	22	-	-	35.213	32.524
Outras obrigações		-	5	13.322	12.217
Total passivo circulante		<u>12.506</u>	<u>13.393</u>	<u>573.624</u>	<u>524.217</u>
NÃO CIRCULANTE					
Arrendamentos	15	-	-	315.647	356.162
Provisão para abandono	18	-	-	542.722	485.566
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	147.698	161.019
Impostos e contribuição a recolher		-	-	7.417	7.274
Obrigações de consórcio	19	-	-	57.922	57.922
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.071.406</u>	<u>1.067.943</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	28	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital	28	30.881	30.084	30.881	30.084
Reserva de lucros	28	578.445	578.445	578.445	578.445
Outros resultados abrangentes		118.845	102.080	118.845	102.080
Ações em tesouraria	29	(27.764)	(33.245)	(27.764)	(33.245)
Lucro (prejuízo) líquido do período		(15.792)	-	(15.792)	-
Total do patrimônio líquido		<u>2.762.731</u>	<u>2.755.480</u>	<u>2.762.731</u>	<u>2.755.480</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u><u>2.775.237</u></u>	<u><u>2.768.873</u></u>	<u><u>4.407.761</u></u>	<u><u>4.347.640</u></u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a	01/01/2020 a	01/01/2021 a	01/01/2020 a
		31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
RECEITA LÍQUIDA	20	-	-	180.728	290.279
CUSTOS	21.1	-	-	(110.474)	(198.368)
LUCRO BRUTO		-	-	70.254	91.911
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	21.2	(1.454)	(1.661)	(19.953)	(16.249)
Equivalência patrimonial	12	(14.396)	(54.587)	(340)	5.163
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	22	-	-	(16.950)	(14.687)
Outras operacionais líquidas	23	-	-	(490)	13
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		(15.850)	(56.248)	32.521	66.151
Rendimento das aplicações financeiras	24	55	61	24.070	47.072
Outras receitas e despesas financeiras	24	3	(5)	(83.176)	(206.183)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		58	56	(59.106)	(159.110)
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		(15.792)	(56.192)	(26.585)	(92.959)
Imposto de renda e contribuição social correntes	11.3	-	-	(814)	(32.574)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	-	-	11.607	69.342
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO		(15.792)	(56.192)	(15.792)	(56.192)
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	28	- 0,06	- 0,21		

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Lucro (prejuízo) líquido do período		(15.792)	(56.192)	(15.792)	(56.192)
Outros resultados abrangentes					
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		9.617	92.088	9.617	92.088
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	12	7.148	59.752	7.148	59.752
Resultado abrangente do período		<u>973</u>	<u>95.648</u>	<u>973</u>	<u>95.648</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
		Capital social integralizado	Plano de opções de ações	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1º JANEIRO DE 2020		2.078.116	29.586	93.713	390.684	50.797	300.000	(36.452)	(29.909)	2.876.535
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	59.752	-	-	-	59.752
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	92.088	-	-	-	92.088
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do plano de opção de ação	28	-	615	-	-	-	-	2.953	-	3.568
Lucro (prejuízo) líquido do período	26	-	-	-	-	-	-	-	(56.192)	(56.192)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2020		<u>2.078.116</u>	<u>30.201</u>	<u>93.713</u>	<u>390.684</u>	<u>202.637</u>	<u>300.000</u>	<u>(33.499)</u>	<u>(86.101)</u>	<u>2.975.751</u>
SALDOS EM 1º JANEIRO DE 2021		2.078.116	30.084	98.413	429.033	102.080	50.999	(33.245)	-	2.755.480
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	7.148	-	-	-	7.148
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	9.617	-	-	-	9.617
Realização do plano de opção de ação	12.2	-	797	-	-	-	-	5.481	-	6.278
Lucro (prejuízo) líquido do período	28	-	-	-	-	-	-	-	(15.792)	(15.792)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021		<u>2.078.116</u>	<u>30.881</u>	<u>98.413</u>	<u>429.033</u>	<u>118.845</u>	<u>50.999</u>	<u>(27.764)</u>	<u>(15.792)</u>	<u>2.762.731</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2021 a	01/01/2020 a	01/01/2021 a	01/01/2020 a
		31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
RECEITAS		-	-	214.652	313.434
Vendas de gás e óleo	20	-	-	188.398	292.135
Outras receitas		-	-	18.649	10.845
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	7.605	10.454
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(471)	(523)	(30.934)	(75.455)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(20.185)	(65.989)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(471)	(523)	(10.749)	(9.466)
Outros		-	-	-	-
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(471)	(523)	183.718	237.979
DEPRECIACÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	13/14	-	-	(90.752)	(124.840)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(471)	(523)	92.966	113.139
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		(14.329)	(54.523)	24.613	75.873
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	12.2	(14.396)	(54.587)	(340)	5.163
Receitas financeiras	24	67	64	23.006	45.740
Outros		-	-	1.947	24.970
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		(14.800)	(55.046)	117.579	189.012
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		781	914	13.098	13.171
Benefícios		42	41	1.858	1.958
F.G.T.S		-	-	746	758
Outros		0	-	12	3
		823	955	15.714	15.890
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		160	184	4.904	(27.971)
Estaduais		-	-	14.522	6.758
Municipais		-	-	13.991	20.511
		160	184	33.417	(702)
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	11.283	2.917
Aluguéis		-	-	181	194
Despesas bancárias		9	7	17.734	17.040
Variação monetária / cambial		-	-	55.042	209.865
		9	7	84.240	230.016
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período	28	(15.792)	(56.192)	(15.792)	(56.192)
		(15.792)	(56.192)	(15.792)	(56.192)
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		(14.800)	(55.046)	117.579	189.012

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido (prejuízo) do período	(15.792)	(56.192)	(15.792)	(56.192)
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:				
Equivalência patrimonial	12.2 14.396	54.587	340	(5.163)
Amortização e depreciação	13/14 -	-	54.356	83.343
Amortização e depreciação - IFRS 16	15 -	-	51.718	45.170
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.4 -	-	(11.607)	(69.362)
Encargos financeiros IFRS 16	15 -	-	11.155	15.062
Variação cambial IFRS 16	15 -	-	52.657	203.809
Encargos financeiros - empréstimos	16 -	-	2.577	2.948
Baixa de imobilizado / intangível	13/14 -	-	-	97
Despesa com plano de opção de ação	28 -	2.952	6.278	(1.544)
Provisão para imposto de renda e contribuição social	11.3 -	-	814	32.574
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	-	(225)	(1.062)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:				
Contas a receber de clientes	6 -	-	(68.466)	86.384
Impostos a recuperar	11.1 (557)	451	(3.483)	3.532
Partes relacionadas	9 16.150	(1.544)	(40)	(9.349)
Instrumentos financeiros	-	-	(9.004)	13.416
Outros ativos	(112)	(75)	(18.989)	(14.450)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:				
Fornecedores	71	283	6.115	(48.425)
Impostos a recolher	11.2 (1.753)	(14.694)	7.564	(13.611)
Partes relacionadas	9 798	-	7.354	8.147
Outros passivos	(3)	5	3.159	28.314
Juros pagos	16 -	-	(3.264)	(2.913)
Provisão para abandono (AVP)	18 -	-	2.159	1.660
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	<u>13.198</u>	<u>(14.227)</u>	<u>75.376</u>	<u>302.385</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa restrito	10 -	-	101.776	(53.987)
Aplicações financeiras	5 (18.691)	12.196	(100.292)	(161.703)
Pagamentos de imobilizado	13 -	-	(14.491)	(62.362)
Pagamentos de intangível	14 -	-	(386)	-
Recebimento de dividendos	-	2.154	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	<u>(18.691)</u>	<u>14.350</u>	<u>(13.393)</u>	<u>(278.052)</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Amortização de empréstimo	16 -	-	(13.817)	(11.047)
Baixa ações em tesouraria	29 5.481	-	-	-
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	15 -	-	(80.878)	(72.141)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	<u>5.481</u>	<u>-</u>	<u>(94.695)</u>	<u>(83.188)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	-	-	7.148	59.755
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período	<u>(12)</u>	<u>123</u>	<u>(25.564)</u>	<u>900</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:				
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	371	245	103.248	51.278
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	359	368	77.684	52.178
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período	<u>(12)</u>	<u>123</u>	<u>(25.564)</u>	<u>900</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Estrutura societária:

A Enauta Participações S.A. (“Enauta”, “Companhia” ou “Grupo” quando referida no consolidado) tem por objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto com sede na Avenida Almirante Barroso nº 52, sala 1301 (parte), Cidade e Estado do Rio de Janeiro, tem seus títulos negociados na Bolsa de Valores de São Paulo – B3 S.A. – Brasil e listados no segmento “Novo Mercado”.

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Companhia atua de forma associada com outras empresas em *joint operations* no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de março de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia detém participação em 22 consórcios, sendo operadora em 1 em fase de produção.

Blocos em fase de produção:

Bloco BS-4 – campo de Atlanta

O campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O óleo é produzido pelo FPSO Petrojarl I e é vendido para a Shell, que contratou a compra do óleo do Sistema de Produção Antecipada (“SPA”) do campo.

Tendo em vista a inadimplência da Dommo Energia S.A (“Dommo”) com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do bloco BS-4, a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás LTDA. (“Barra Energia”) exerceu os direitos de retirada da Dommo no Bloco BS-4, nos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (“JOA”).

A Barra Energia exerceu os direitos de retirada da Dommo, nos exatos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (JOA). Após iniciado o procedimento arbitral, o tribunal entendeu que os direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco BS-4 foram transferidos à Enauta e Barra Energia desde 11 de outubro de 2017, passando cada uma a deter 50% de participação no bloco. Ao longo dos anos, a Dommo vem questionando essa transferência.

Em 28 de abril de 2021, A Enauta assinou acordo com a Dommo referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4), que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as Partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 40% da Dommo já realizada para a Enauta e para a Barra Energia não será mais objeto de qualquer litígio.

A Companhia encontra-se em fase de classificação e designação dos ativos e passivos recebidos com base nos termos contratuais, nas condições econômicas, em suas políticas contábeis e operacionais, conforme previsto no parágrafo 15 do Pronunciamento Técnico CPC 15 – Combinação de Negócios e nenhum valor justo foi atribuído a estes ativos e passivos até esta data.”

Em 21 de dezembro de 2020 a Enauta Energia celebrou acordo com a Barra Energia por meio do qual assumirá 100% de participação no Bloco BS-4. A conclusão definitiva da transferência está condicionada à constituição de garantia financeira e à assinatura de termo aditivo ao Contrato de Concessão. Após a conclusão, a Enauta Energia deterá 100% de participação no Campo de Atlanta. O acordo assinado com a Barra Energia também prevê a transferência de US\$ 43,9 milhões (equivalente a R\$250.111 em 31 de março de 2021) para a Enauta Energia, referentes às operações de abandono dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo.

Bloco BCAM-40 – campo de Manati

Em 14 de agosto de 2020, a Enauta Energia celebrou contrato de alienação da totalidade de sua participação (45%) no campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O negócio está sujeito a uma série de condições precedentes, as quais até a data da elaboração destas informações financeiras trimestrais não haviam sido concluídas. Após o preenchimento de todas as condições, a Companhia fará jus a um valor de R\$560.000 e o fluxo de caixa da operação do campo de Manati, entre 1º de janeiro de 2021 e a data do efetivo fechamento da operação será transferido para a Gás Bridge.

Coronavírus – Covid-19

A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (“CMT”).

Plano de Negócios

O Grupo sempre se pautou pela disciplina em sua gestão financeira, atendendo suas necessidades de investimento a partir dos recursos gerados internamente, e mantendo posição de caixa para suportar seus compromissos. Em 31 de março de 2021, a Companhia registrou um saldo combinado de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$1.787.253. A Companhia possui uma dívida de R\$202.635 em 31 de março de 2021, denominada em Reais e com vencimentos majoritariamente no longo prazo. Além disso, está previsto o recebimento de US\$144 milhões (equivalentes a R\$820.411 em 31 de março de 2021) referentes a última parcela da venda da participação no Bloco BM-S-8. O recebimento da última parcela é contingente: (i) à aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à ANP pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP à ANP, o que ocorrer primeiro.

Realizamos um conjunto de análises sobre o impacto da pandemia e já implementamos uma série de ações para manter a liquidez e reduzir seus custos e despesas, sendo elas:

- análise de risco de continuidade operacional – Até o momento, o Grupo Enauta tem enfrentado a pandemia da Covid-19 com impacto limitado aos seus negócios. As incertezas atuais relacionadas à Covid-19 e as oscilações dos preços do petróleo em todo o mundo não resultam em eventos ou condições que possam lançar dúvidas significativas sobre a capacidade do Grupo de continuar como empresas em atividade;
- a Companhia e suas controladas efetuaram a atualização de suas análises e concluíram que não há indicativo de impairment para seus ativos no período findo em 31 de março de 2021, concluindo que o custo destes ativos reflete a melhor avaliação dos mesmos nesta data-base;
- análise de eventuais perdas de crédito; e
- avaliação das estimativas relevantes utilizadas na preparação das demonstrações contábeis intermediárias.

Em função da alta volatilidade no cenário econômico e preços do Brent ao longo do ano de 2020, o consórcio concluiu um processo de reavaliação do Sistema Definitivo ("SD") do campo de Atlanta tornando o campo mais resiliente a preços mais baixos da commodity.

Aquisição de Blocos:

A Enauta Energia adquiriu, em 04 de dezembro de 2020, 30% de participação nos blocos terrestres PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99 na Bacia do Paraná no 2º Ciclo da Oferta Permanente realizado pela ANP. O consórcio é operado pela Eneva S.A. com 70% de participação. O valor do bônus de assinatura para estes blocos é de R\$ 2.100, sendo R\$634 líquidos para a Enauta. O Programa Exploratório Mínimo ("PEM") será executado em até 6 anos.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

2.1. Declaração de conformidade

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

2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais compreendem as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas preparadas e apresentadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB") e as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP").

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas no curso normal dos negócios. A Administração efetuou uma avaliação da capacidade da Companhia em dar continuidade às suas atividades e não identificou dúvidas da capacidade operacional.

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pelo Grupo Enauta 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.

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 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Participação</u>	
			<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

A Enauta Energia é uma sociedade anônima de capital fechado e 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 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.

Participações da Companhia em fundo de investimento

As informações financeiras trimestrais do fundo de investimento do qual a Companhia e suas controladas são cotistas exclusivas são consolidadas a partir da data da aquisição do controle e até que este controle seja extinto, sendo ele:

<u>Fundo exclusivo</u>	<u>CNPJ</u>
Fenix Multimercado Fundo de Investimento em cotas de Fundos de Investimento Crédito Privado	11.961.068/0001-53

2.4. Participações em negócios em empreendimento controlado 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.

A Atlanta Field B.V. ("AFBV"), com sede na cidade de Roterdã, Holanda 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. Até 31 de dezembro de 2019 a AFBV possuía a Dommo Netherlands BV com 40% de participação e cuja participação foi transferida para a Companhia e a FR Barra na proporção de 20% para cada conforme nota explicativa 9. Com a aprovação da ANP da participação da Barra Energia para a Enauta Energia, a FR Barra também transferirá as ações para a QGEP B.V.

A AFBV foi constituída visando a parceria dos mencionados acionistas com a Enauta na concessão do Bloco BS-4.

Quando a Companhia realiza uma transação com uma joint venture do Grupo, os lucros e prejuízos resultantes da transação com a joint venture são reconhecidos nas informações financeiras trimestrais consolidadas somente na extensão das participações na joint venture que não estejam relacionadas ao Grupo.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de <u>operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Tipo de negócio</u>	<u>Participação</u>	
				<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	50%	50%

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. Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras são inicialmente mensuradas a valor justo e, subsequentemente, de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado: fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos;
- Valor justo por meio do resultado: todos os demais significativos títulos e valores mobiliários.

2.8. Contas a receber

O contas a receber é reconhecido ao valor justo e subsequentemente mensurado pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 (CPC 48) para mensurar as perdas de crédito esperadas.

2.9. Estoques

Os estoques são mensurados ao 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.

2.10. 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;
- Gastos com perfuração de poços exploratórios vinculados a benefícios econômicos futuros com reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto que os gastos exploratórios considerados não viáveis ("*dryhole*") economicamente são baixados diretamente contra o resultado do exercício na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás; e
- 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.

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.

A Companhia e suas controladas apresentam 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 18). 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).

2.11. Avaliação do valor recuperável dos ativos

A Companhia acompanha periodicamente mudanças nas expectativas econômicas e operacionais que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável de seus ativos. Sendo tais evidências identificadas são realizados cálculos para verificar se o valor contábil líquido excede o valor recuperável, e se confirmado, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável.

A Companhia efetuou cálculos para a verificação do valor recuperável de seus principais ativos de exploração e produção de petróleo e produção de gás condensado, frente aos valores contábeis registrados, utilizando as projeções mais atuais de preço de petróleo, do gás e do dólar, e não identificou a necessidade de reconhecimento de provisão.

Os fluxos de caixa são estimados com base nos resultados já realizados, o orçamento anual da Companhia e considera o vencimento de cada concessão e a expectativa de crescimento do mercado, baseando-se em premissas validadas pelo certificador de reservas, quando da reavaliação destas. Tais fluxos são descontados pelo mais recente custo médio ponderado de capital da Companhia, 8%, utilizando-se de metodologia amplamente aplicada no mercado de óleo e gás.”

2.12. 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*.

As parcerias operacionais de E&P da Companhia enquadram-se como operações em conjunto (*joint Operations*) e reconhecidas com relação aos seus interesses:

- i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto;
- ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto;
- iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto;
- iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e
- v) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

2.13. 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.

2.14. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para fornecer proteção contra a sua exposição ao risco de variação dos preços do petróleo (Nota Explicativa 27). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo mensurados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor for negativo. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente no resultado do exercício. A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos especulativos.

2.15. Provisão de ativos e passivos contingentes

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 "Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes" (IAS 37).

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 17).

2.16. Obrigações legais

Os valores referentes aos litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outras obrigações desta natureza são provisionados com base na avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente e/ou divulgado em suas informações financeiras trimestrais.

2.17. Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, até a data da elaboração das informações financeiras trimestrais. A legislação permite que as empresas optem pelo pagamento trimestral ou mensal de imposto de renda e contribuição social. Assim como nos últimos anos, para o exercício atual, a empresa optou pelo pagamento mensal.

2.18. Incentivos fiscais

2.18.1. Federais

Lei do Bem:

A Lei Federal 11.196/2005 (Lei do Bem) dispõe sobre incentivos fiscais para inovação tecnológica, visando promover a aquisição de novos conhecimentos, agregar know-how, incentivar a pesquisa tecnológica e o desenvolvimento de novos produtos e processos no país.

No ano de 2020 a Enauta Energia identificou dispêndios enquadráveis como inovação tecnológica, para fins de Lei do Bem, em relação ao seu Sistema de Produção Antecipada no campo de Atlanta – BS4. Tal incentivo possibilitou a redução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL em aproximadamente R\$2.000.

Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (“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. A Enauta irá usufruir deste benefício até 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 Federal nº 12.973/2014.

2.18.2. Estaduais

a) Crédito presumido - ICMS

De acordo com o Decreto Estadual nº 13.844/2012 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 Enauta Energia, 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 Federal 12.973/2014.

2.19. 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 28.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado 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”).

2.20. 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.

2.21. 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), classificando os ativos financeiros entre as três principais categorias: 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.

2.21.1. Ativos financeiros

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.

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 no reconhecimento inicial. 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 valor 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

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;
- violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal;
- probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira;
- extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros; ou
- 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 exercícios subsequentes.

A Companhia apura as perdas estimadas em PECLD das contas a receber com base na aborgdagem simplificada prevista no CPC 48.

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.

2.21.2. Passivos financeiros

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

Outros passivos financeiros ao custo amortizado

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 exercício. 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.

O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.22. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia assim como de sua controlada Enauta Energia 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.

2.22.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em Reais, 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.

2.23. 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.

2.24. 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.

2.25. Lucro líquido por ação

O lucro líquido por ação básico e lucro líquido por ação diluído são computados pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no exercício.

2.26. 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 Pagamento Baseado em Ações (IFRS 2) 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 - Transações em Moeda Estrangeira e Adiantamento (IFRIC 22); 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.

2.27. Arrendamentos – direitos de uso

O IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 Operações de Arrendamento Mercantil (IAS 17) e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). O Grupo aplicou inicialmente o CPC 06(R2) (IFRS 16) a partir de 1º de janeiro de 2019. O Grupo adotou o CPC 06(R2) utilizando a abordagem retrospectiva modificada, na qual o efeito cumulativo da aplicação inicial foi reconhecido no saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019.

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

2.28. Receita de contrato com cliente

A Companhia reconhece a sua receita de acordo com o CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente. Neste sentido, os efeitos decorrentes dos contratos com os clientes somente são registrados quando todos os critérios estabelecidos pela norma são atendidos, incluindo a aprovação do contrato, a identificação dos direitos de cada parte frente aos produtos a serem transferidos e, quando os termos de pagamento são identificáveis e quando se observar que é provável que a Companhia receberá pela contraprestação à qual terá direito em troca dos ativos a serem transferidos ao cliente.

O contrato entre as partes também avalia os produtos prometidos e as respectivas obrigações de desempenho, bem como determina o preço da transação em bases contratuais e suas práticas de mensuração que leva em consideração a contraprestação especificada. Nesse contexto, as receitas referentes à extração de petróleo e gás natural, dentre outros, são reconhecidas quando ocorre a transferência do produto ao cliente e a obrigação definida em contrato é satisfeita. A mencionada mensuração inclui valores fixos e variáveis, os quais são alocados ao preço da transação, considerando a cada obrigação de desempenho, pelo valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca da transferência dos produtos prometidos aos clientes.

Assim, a receita é reconhecida quando a Companhia satisfaz a obrigação de desempenho que acontece quando o a transferência do bem prometido é efetivada para o cliente. O bem é considerado transferido quando está de posse do cliente, ou seja, quando o cliente tem controle e obtém substancialmente todo os benefícios restantes do ativo em questão.

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 os valores 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 no exercício em que as estimativas são revisadas.

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. Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 a Companhia não possuía nenhum investimento classificado nesta categoria.

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 exercícios:

3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações. A nota explicativa 27 oferece 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 2.10, 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 17). 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 2.10, 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 18).

Os gastos com perfurações na fase de desenvolvimento e que não resultaram em “poços secos” e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.10. 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 de cada bloco.

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 Federal nº 10.101/2000, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalentes de caixa

	<u>Controladora</u>	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	359	371
Total	<u>359</u>	<u>371</u>
	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa e equivalentes de caixa	77.684	103.248
Total	<u>77.684</u>	<u>103.248</u>

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, a Companhia possuía caixa e aplicação financeira de curto prazo, de alta liquidez, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor para fazer frente a pagamentos já programados.

5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	<u>Controladora</u>	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	21.351	2.660
Total	<u>21.351</u>	<u>2.660</u>
Circulante	<u>21.351</u>	<u>2.660</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	40.192	85.267
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	<u>1.669.377</u>	<u>1.524.010</u>
CDB (pós-fixado CDI)	16.018	15.942
Títulos públicos (LFT/NTN)	1.328.116	1.134.872
Letras financeiras (ii)	<u>325.243</u>	<u>373.196</u>
Total	<u>1.709.569</u>	<u>1.609.277</u>
Circulante	<u>1.709.569</u>	<u>1.609.277</u>

i. A controlada Enauta Energia 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, Alfa, Bradesco, Daycoval, Itaú, Safra, Volkswagen e Votorantim.

a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 98,51% da variação da taxa CDI acumulada em 2021 (92,49% da taxa CDI em 2020).

6. CONTAS A RECEBER

A Enauta Energia 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 contratado para toda a reserva do campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

A controlada Enauta Energia possui um contrato com a Shell para a comercialização da produção do sistema de produção antecipada ("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\$156.185 e R\$87.719 registrados em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, respectivamente, referem-se basicamente a:

- operações de venda de gás para a Petrobras (R\$94.387 em 31 de março de 2021 e R\$87.719 em 31 de dezembro de 2020). O prazo médio de recebimento é de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

Em Manati, a produção ficou suspensa de 22 de fevereiro a 25 de maio de 2020. Em março de 2020, fomos notificados pela Petrobras de que a atual pandemia de Covid-19 configurava, no seu entender, evento de força maior, ocasionando diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e afetando seu compromisso de retirada.

Em outubro de 2020, o consórcio concluiu a negociação relacionada a notificação acima citada e assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia. Desta forma, não há saldo a receber de take or pay em 31 de março de 2021.

- operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell, no montante de R\$61.798 (equivalente a US\$7.574) no período findo em 31 de março de 2021. O prazo médio de recebimento é de 40 dias. Em 31 de dezembro de 2020, não havia saldo a receber com a Shell devido a suspensão preventiva da produção, conforme divulgado no fato relevante em 19 de novembro de 2020.

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente inadimplência ou atrasos nestes contratos.

7. CRÉDITOS E DÉBITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são cobrados ("*Cash Calls*") ou a serem cobrados dos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores à Companhia nos blocos não operados pela Enauta.

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os créditos com parceiros não vencidos montam R\$57.430 e R\$46.761, respectivamente.

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 os débitos com parceiros (registrados na conta de fornecedores) não vencidos montam de R\$96.451 e R\$89.318, respectivamente, dos quais R\$69.014 (R\$64.077 em 31 de dezembro de 2020) refere-se a parte do parceiro Barra Energia mantido na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

8. ESTOQUES

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	595	751
Produtos acabados		
Óleo	<u>6.771</u>	<u>208</u>
Total	<u>7.366</u>	<u>959</u>
Circulante	<u>7.366</u>	<u>959</u>

9. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, descritas na nota explicativa 9, 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	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Contas a receber – circulante</u>		
Constellation _ QGOG (a)	82	50
QGEP BV (b)	<u>129</u>	<u>121</u>
Total	<u>211</u>	<u>171</u>

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Contas a pagar – circulante</u>				
AFBV (c)	-	-	25.880	18.526
Enauta Energia (d)	12.180	11.383	-	-
QGSA (e)	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total	<u>12.181</u>	<u>11.383</u>	<u>25.880</u>	<u>18.526</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
<u>Resultado</u>		
Serviços compartilhados (a)	31	27
Leasing de equipamentos subsea (c)	<u>(11.417)</u>	<u>(61.207)</u>
Total	<u>(11.386)</u>	<u>(61.180)</u>

- (a) Em 31 de março de 2021 e de 2020, o montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Serviços de Petróleo Constellation S.A ("Constellation"). As despesas e receitas incorridas foram apuradas 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.
- (b) Custos Administrativos (Cost Sharing) da QGEP BV reembolsados pela AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos. O pagamento deve ser feito em até 15 dias após o recebimento da invoice e não há previsão de juros ou multas contratuais em caso de atraso.
- (c) 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. Em outubro de 2020 a maior parte dos equipamentos da AFBV foram adquiridos pela Enauta Energia restando na AFBV apenas os equipamentos acoplados no FPSO, motivo esse da redução das despesas de leasing no primeiro trimestre de 2021.
- (d) Referem-se a transações baseadas em opção de ações entre companhias do grupo.
- (e) Dividendos a pagar QGSA.

(ii) 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		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Benefícios de curto prazo	972	1.137	4.635	2.345

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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 31.

Na AGOE de 30 de abril de 2021 foram aprovadas a remuneração anual global dos administradores da Companhia até a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social a se encerrar em 31 de dezembro de 2021 no valor total de até R\$4.616.

Adicionalmente, foi aprovada em AGOE da mesma data a remuneração anual dos conselheiros fiscais, no valor total de R\$552, líquido de encargos sociais, para o período entre 30 de abril de 2021 e a data de realização da Assembleia Geral Ordinária da Companhia que aprovar as contas referentes ao exercício social a se encerrar em 31 de dezembro de 2021.

10. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação financeira - garantidoras (a)	94.421	223.310
Fundo de abandono (b)	<u>385.551</u>	<u>358.438</u>
Total	<u>479.972</u>	<u>581.748</u>
Circulante	-	-
Não circulante	<u>479.972</u>	<u>581.748</u>

Composição:

- (a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 16.
- (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 pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati foi de 4,79% (saldo acumulado de R\$248.290 – participação Enauta) para o período findo em 31 de março de 2021 (15,87% no exercício findo em 31 de dezembro de 2020).

A rentabilidade do fundo de abandono de Atlanta com 30% do volume em renda fixa a 95% do CDI e 70% em fundo cambial (saldo acumulado de R\$137.261 em 31 de março de 2021) foi de 6,88% (95% do CDI para 31 de dezembro de 2020 com saldo total de R\$127.373).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Dos montantes totais apresentados de aplicação do fundo de abandono de Atlanta, 50% (R\$68.630 em 31 de março de 2021 e R\$63.686 em 31 de dezembro de 2020) refere-se a parte do parceiro Barra Energia mantido na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia.

Campos	Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020
Manati	248.290	231.064
Atlanta	137.261	127.374
Total	385.551	358.438

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

11.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Antecipação IR e CSLL (b)	989	382	15.168	5.308
Imposto retido na fonte (a)	3	53	4.482	9.112
Recuperação PIS / COFINS (c)	-	-	57.274	57.099
Crédito PIS/COFINS	-	-	3.052	4.694
ICMS - ativo imobilizado	-	-	173	202
Outros créditos	-	-	41	292
Total	992	435	80.190	76.707
Circulante	992	435	19.802	16.277
Não circulante	-	-	60.388	60.430

11.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
ICMS (d)	-	-	11.944	10.234
PIS/COFINS (e)	2	1.758	3.961	-
IRRF sobre serviços/salários	55	55	813	1.561
Royalties (f)	-	-	7.232	2.964
Participação especial (f)	-	-	-	173
IRRF sobre remessas estrangeira (g)	-	-	4.601	4.601
Outros (h)	5	2	3.323	4.777
Total	62	1.815	31.874	24.310
Circulante	62	1.815	24.457	17.036
Não circulante	-	-	7.417	7.274

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (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 Energia.
- (b) Antecipação de IR e CSLL a compensar de períodos anteriores.
- (c) Créditos fiscais de PIS e COFINS atualizados monetariamente pela Selic referentes a processo judicial transitado em julgado em 26 de junho de 2020, a favor da Companhia, em que foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (nota explicativa 17).
- (d) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 20.
- (e) O valor da controladora refere-se aos juros sobre capital próprio ("JCP") e no consolidado refere-se, principalmente, aos débitos incidentes sobre a venda de gás natural do campo de Manati.
- (f) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati e sobre o óleo produzido no campo de Atlanta, conforme descrito na nota explicativa 25.
- (g) O valor refere-se à adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei Federal nº 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).
- (h) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.

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

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Prejuízo antes do IR e CSLL	(15.792)	(56.192)	(26.585)	(92.959)
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	5.369	19.105	9.039	31.606
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	(4.895)	(18.559)	-	-
Prejuízos fiscais não ativados	(474)	(546)	(480)	(546)
Incentivos fiscais (a)	-	-	3.884	4.411
Despesas indedutíveis/receita não tributável:				
Permanentes	-	-	(1.650)	1.297
IR/CS correntes	-	-	(814)	(32.574)
IR/CS diferidos	-	-	11.607	69.342

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 31 de março de 2021 a Enauta Participações possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 2.296 e R\$ 2.296, respectivamente, (R\$ 900 para Prejuízo Fiscal e R\$ 900 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2020), sendo que a Enauta Participações 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.

11.4. 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	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	125.260	117.991
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	552	628
Arrendamento - IFRS 16	85.272	75.984
Provisões diversas	<u>9.110</u>	<u>8.449</u>
Total	<u>220.194</u>	<u>203.052</u>
	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Composição passivo fiscal diferido</u>		
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(39.129)	(40.739)
Crédito de exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(19.469)	(19.414)
Provisão venda de óleo	(6.339)	-
Depreciação acelerada	(45.920)	(45.920)
Provisão para abandono	(27.279)	(26.373)
Provisões diversas	<u>(3.954)</u>	<u>(4.128)</u>
Total	<u>(142.090)</u>	<u>(136.574)</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>203.052</u>
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Amortização da provisão para abandono	7.269
Arrendamento - IFRS 16	9.288
Provisões diversas - Adições e reversões	<u>585</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>220.194</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(136.574)
Tributação em bases universais QGEP B.V.	1.610
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(55)
Provisão venda de óleo	(6.339)
Provisão para abandono	(905)
Provisões diversas – exclusões e reversões	<u>173</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>(142.090)</u>

Saldo do ativo diferido, líquido 78.104

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 31 de dezembro de 2021, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2020 e aprovadas pela Diretoria. O estudo demonstra a viabilidade da recuperação.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 31 de março de 2021:

<u>Ativo diferido</u>	
2021	8.486
2022	469
A partir de 2023	<u>211.239</u>
Total	<u>220.194</u>

<u>Passivo diferido</u>	
2021	(87.673)
2022	(4.068)
A partir de 2023	<u>(50.349)</u>
Total	<u>(142.065)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

12. INVESTIMENTOS

12.1. Composição

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

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação no capital votante e total detidos</u>
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	50%

12.2. 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\$):

	<u>31/03/2021</u>		
	<u>Enauta Energia</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV(*)</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50% (a)
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	2	23.263
Patrimônio líquido	2.752.423	79.717	58.761
Resultado do período	(14.396)	(3.543)	(679)
Ativo total	4.392.438	84.471	783.670
Passivo total	1.640.016	4.755	724.908
Receita operacional líquida	180.728	-	20.768

- (a) Em 25 de outubro de 2019, a titularidade das ações da Dommo BV na proporção de 20% foi efetivamente transferida para a QGEP BV, após decisão do Tribunal de Amsterdã deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em 19 de novembro de 2019, o tribunal de Roterdã concedeu um gravame judicial bloqueando as ações da QGEP BV na AFBV, a pedido da Dommo Netherlands B.V. Em 13 de maio de 2020, o tribunal de Amsterdam proferiu decisão no sentido de liberar o gravame outrora determinado com efeitos imediatos, deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em razão disso, os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de US\$29.900 (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13). Este investimento foi registrado em contra-partida ao resultado do exercício, na rubrica de "outras receitas (despesas) operacionais líquidas".

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

	31/12/2020		
	<u>Enauta Energia</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV(*)</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	2	20
Patrimônio líquido	2.749.257	76.112	54.727
Lucro líquido do exercício	134.426	114.659	16.533
Ativo total	4.350.977	82.344	786.664
Passivo total	1.601.720	6.232	732.387
Receita operacional líquida	945.446	-	44.940

(*) 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:

	31/03/2021	
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
	<u>Enauta</u>	<u>AFBV</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.749.257	27.138
Plano de opção de ações	797	-
Ajustes acumulados de conversão	7.148	2.583
Hedge	9.617	-
Resultado do período	<u>(14.396)</u>	<u>(340)</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>2.752.423</u>	<u>29.381</u>

	31/12/2020	
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
	<u>Enauta</u>	<u>AFBV</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>2.791.327</u>	<u>177.289</u>
Redução de capital social	-	(20)
Plano de opção de ações	(9.278)	-
Pagamento de dividendos (b)	(218.500)	(60.212)
Ajustes acumulados de conversão	58.273	(218.121)
Alteração de participação acionária	-	120.982
Hedge	(6.991)	-
Resultado de equivalência patrimonial	<u>134.426</u>	<u>7.220</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>2.749.257</u>	<u>27.138</u>

(a) A Administração da Companhia propôs a distribuição de dividendos adicionais ao JCP no valor de R\$19.000. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia em fevereiro de 2021.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (b) Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 15 de abril de 2020, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao JCP (item b) no valor de R\$218.500. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.

13. IMOBILIZADO

	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/03/2021		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.915	(2.121)	794
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Benfeitorias	10%	1.556	(1.097)	459
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.443	(3.333)	1.110
Imóveis	4%	6.363	(1.199)	5.164
Terrenos	-	<u>174</u>	-	<u>174</u>
Subtotal		<u>19.558</u>	<u>(11.857)</u>	<u>7.701</u>
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.842	(15.793)	1.049
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)		1.412.324	(629.528)	782.796
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.101.018</u>	<u>(947.005)</u>	<u>154.013</u>
Subtotal		<u>2.530.184</u>	<u>(1.592.326)</u>	<u>937.858</u>
Total		<u>2.549.742</u>	<u>(1.604.183)</u>	<u>945.559</u>
	Taxas de depreciação	Consolidado		
		31/12/2020		
		Custo	Depreciação	Valor contábil
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.915	(2.059)	856
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(1.058)	498
Computadores – <i>hardware</i>	20%	4.332	(3.229)	1.103
Imóveis	3%	6.363	(1.155)	5.208
Terrenos	-	<u>174</u>	-	<u>174</u>
Subtotal		<u>19.447</u>	<u>(11.608)</u>	<u>7.839</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Segmento de *upstream*

Gastos com exploração de recursos naturais (i)	16.842	(15.679)	1.163
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)	1.370.170	(592.776)	777.394
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)	<u>1.073.798</u>	<u>(931.089)</u>	<u>142.709</u>
Subtotal	<u>2.460.810</u>	<u>(1.539.544)</u>	<u>921.266</u>
Total	<u>2.480.257</u>	<u>(1.551.152)</u>	<u>929.105</u>

(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 25 (b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Consolidado

Custo	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de <u>petróleo e gás -Atlanta</u>	Gastos com desenvolvimento de produção de <u>petróleo e gás - Manati</u>	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2020	<u>18.869</u>	<u>16.844</u>	<u>916.888</u>	<u>1.007.641</u>	<u>1.960.242</u>
(+) Adições do exercício	578	-	453.393 (d)	66.157 (e)	520.128
(-) Baixas do exercício	-	(2)	(111) (f)	-	(113)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>19.447</u>	<u>16.842</u>	<u>1.370.170</u>	<u>1.073.798</u>	<u>2.480.257</u>
(+) Adições do período	111	-	42.154 (g)	27.220 (h)	69.485
(-) Baixas do período	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2021	<u>19.558</u>	<u>16.842</u>	<u>1.412.324</u>	<u>1.101.018</u>	<u>2.549.742</u>

Em 31 de dezembro de 2020 as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se a: (d) R\$132.510 de provisão de abandono e R\$329.127 refere-se a aquisição de equipamentos da AFBV, (e) R\$ R\$61.158 de provisão de abandono de Manati e (f) baixa do campo de Oliva.

Em 31 de março de 2021 as principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se a: (g) R\$27.794 de provisão de abandono e R\$13.686 adição de equipamentos operados no regime do Repetro e (h) R\$ R\$27.112 de provisão de abandono de Manati.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

<u>Depreciações e amortizações</u>	<u>Depreciações imobilizado corporativo</u>	<u>Amortizações gastos com exploração de recursos naturais</u>	<u>Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo- Atlanta</u>	<u>Amortizações gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati</u>	<u>Total</u>
Saldo em 1 de janeiro de 2020	<u>(10.588)</u>	<u>(15.347)</u>	<u>(346.532)</u>	<u>(890.027)</u>	<u>(1.262.494)</u>
(-) Adições do exercício	(1.020)	(332)	(246.244)	(41.062)	(288.658)
(+) Baixas do exercício	—	—	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>(11.608)</u>	<u>(15.679)</u>	<u>(592.776)</u>	<u>(931.089)</u>	<u>(1.551.152)</u>
(-) Adições do período	(249)	(114)	(36.752)	(15.916)	(53.031)
(+) Baixas do período	—	—	—	—	—
Saldo em 31 de março de 2021	<u>(11.857)</u>	<u>(15.793)</u>	<u>(629.528)</u>	<u>(947.005)</u>	<u>(1.604.183)</u>

14. INTANGÍVEL

	Taxa de amortização	Consolidado		
		<u>Custo</u>	<u>Amortizações</u>	<u>Valor contábil 31/03/2021</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(25.480)	225.229
Bônus de assinatura (ii)	-	162.181	-	162.181
Software	20%	<u>9.298</u>	<u>(8.167)</u>	<u>1.131</u>
Total		<u>422.188</u>	<u>(33.647)</u>	<u>388.541</u>

	Taxa de amortizações	Consolidado		
		<u>Custo</u>	<u>Amortizações</u>	<u>Valor contábil 31/12/2020</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(24.228)	226.481
Bônus de assinatura (ii)	-	162.181	-	162.181
Software	20%	<u>8.912</u>	<u>(8.095)</u>	<u>817</u>
Total		<u>421.802</u>	<u>(32.323)</u>	<u>389.479</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Custo e amortização	Consolidado			
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Software	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2020	<u>236.920</u>	<u>162.110</u>	<u>561</u>	<u>399.591</u>
(+) Adições (custo) (iii)	-	633	502	1.135
(-) Baixas (custo)	-	(562)(a)	-	(562)
(-) Adições (amortização)	<u>(10.439)</u>	-	<u>(246)</u>	<u>(10.685)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>226.481</u>	<u>162.181</u>	<u>817</u>	<u>389.479</u>
(+) Adições (custo) (iii)	-	-	386	386
(-) Baixas (custo)	-	-	-	-
(-) Adições (amortização)	<u>(1.252)</u>	-	<u>(72)</u>	<u>(1.324)</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>225.229</u>	<u>162.181</u>	<u>1.131</u>	<u>388.541</u>

(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 25).

(iii) Bônus de Assinatura ref. aos blocos: SE-M-505, SE-M-575 E SE-M-637

(a) Baixa refere-se ao campo CAL-M-372 localizado no Bloco BM-CAL-12 em processo de discussão com o operador para posterior devolução à ANP (nota 22).

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

15. ARRENDAMENTOS

No período findo em 31 de março de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a composição do direito de uso e passivo de arrendamento é como segue:

	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Equipamentos	751.168	740.890
Imóveis	2.190	2.947
Amortização acumulada	<u>(397.332)</u>	<u>(345.613)</u>
Total – ativos direito de uso	<u>356.026</u>	<u>398.224</u>
Arrendamentos a pagar	901.074	898.449
Pagamentos	(588.329)	(507.451)
Variação cambial arrendamento	244.713	192.055
Ajuste a valor presente	(7.046)	(18.077)
Passivos de arrendamento	<u>550.412</u>	<u>564.976</u>

a) 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:

<u>Ativo de arrendamento</u>	Consolidado		
	<u>Equipamentos</u>	<u>Imóveis</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>666.811</u>	<u>2.718</u>	<u>669.529</u>
Amortização	(180.538)	(609)	(181.147)
Adições e exclusões de contratos	<u>(90.158)</u>	—	<u>(90.158)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>396.115</u>	<u>2.109</u>	<u>398.224</u>
Amortização	(51.626)	(92)	(51.718)
Adições e exclusões de contratos	1.712	-	1.712
Atualização de contratos	<u>8.566</u>	<u>(758)</u>	<u>7.808</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>354.767</u>	<u>1.259</u>	<u>356.026</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

<u>Passivo de arrendamento</u>	Consolidado		
	<u>Arrendamentos a pagar</u>	<u>AVP</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>901.629</u>	<u>(160.460)</u>	<u>741.169</u>
Pagamentos	(319.816)	-	(319.816)
Adições e exclusões de contratos	(227.874)	78.218	(149.656)
Variação cambial de arrendamentos	284.170	(56.273)	227.897
Reconhecimento AVP ("accretions")	-	62.618	62.618
Outros	-	<u>2.764</u>	<u>2.764</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>638.109</u>	<u>(73.133)</u>	<u>564.976</u>
Pagamentos	(80.878)	-	(80.878)
Adições e exclusões de contratos	1.853	(140)	1.713
Variação cambial de arrendamentos	59.414	(6.757)	52.657
Reconhecimento AVP ("accretions")	-	11.155	11.155
Atualização de contratos e encargos	<u>772</u>	<u>17</u>	<u>789</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>619.270</u>	<u>(68.858)</u>	<u>550.412</u>

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

<u>Moeda nacional</u>	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	Consolidado		
			<u>Encargos</u>	<u>Forma de pagamento – juros</u>	<u>Vencimento</u>
BNB - Banco do Nordeste	<u>112.148</u>	<u>117.533</u>	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	42.823	47.210	Subcrédito A: 3,5% a.a.	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	<u>48.324</u>	<u>53.056</u>	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a. - 6,5% a.a.) (a)	Mensal	Até Set/2023
	<u>91.147</u>	<u>100.266</u>			
Total	<u>203.295</u>	<u>217.799</u>			
Circulante	<u>54.937</u>	<u>56.054</u>			
Não circulante	<u>147.698</u>	<u>161.745</u>			
Total consolidado – Saldo bruto (b)	<u>203.295</u>	<u>217.799</u>			
Custo do empréstimo Finep	<u>(660)</u>	<u>(726)</u>			
Saldo consolidado líquido	<u>202.635</u>	<u>217.073</u>			

Em março de 2021 a TJLP foi de 4,39% a.a. (4,55% a.a em dezembro de 2020).

- (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.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$660 em 31 de março de 2021 (R\$726 em 31 de dezembro de 2020). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo bruto do custo de empréstimo 1º de janeiro de 2020	<u>252.924</u>
(+) Adições de juros	10.952
(-) Amortização de principal	(39.003)
(-) Amortização de juros	<u>(7.074)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>217.799</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(726)</u>
Saldo final em 31 de dezembro de 2020	<u>217.073</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo 31 de dezembro de 2020	<u>217.799</u>
(+) Adições de juros	2.577
(-) Amortização de principal	(13.817)
(-) Amortização de juros	<u>(3.264)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>203.295</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(660)</u>
Saldo final em 31 de março de 2021	<u>202.635</u>

- (a) Em 6 de abril de 2020, o Banco Central do Brasil emitiu a Resolução nº 4.798 suspendendo por até 12 (doze) meses o pagamento das parcelas vencidas e vincendas até 31 de dezembro de 2020 das linhas de crédito especial com recursos dos Fundos Constitucionais de Financiamento do Norte e ("FNO"), do Nordeste ("FNE") e do Centro-Oeste ("FCO"), com eventual acréscimo ao vencimento final da operação, para as operações não rurais, adimplentes ou com atraso de até 90 (noventa) dias na data da publicação desta Resolução.

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

<u>Vencimentos</u>	<u>31/03/2021</u>
2022 – a partir de 1º de abril	53.591
2023	35.417
2024	17.223
2025 a 2026	<u>41.467</u>
Total	<u>147.698</u>

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 de setembro de 2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes, ocorrendo a última em 15 de setembro de 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 ocorreu em 20 de outubro de 2019 e as demais em meses subsequentes, ocorrendo a última em 29 de setembro de 2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos três 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.

Em dezembro de 2020 a Companhia substituiu a garantia do Banco Citibank pelo Banco Daycoval por ter uma menor fiança cobrada a Companhia. Em Janeiro de 2021 esta fiança foi excluída do Banco Citibank.

17. 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 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020.

17.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais, encontram-se apresentados abaixo e os valores informados estão atualizados até 31 de março de 2021.

Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos ("INEMA")

A Execução Fiscal nº 0087249-25.2010.805.0001, decorrente da multa aplicada no Auto de Infração nº 2006-007365/TEC/AIMU-0343, lavrado em 22 de novembro de 2006. A infração refere-se ao descumprimento de condicionante determinada pelo Instituto do Meio Ambiente ("IMA"), resultando no assoreamento de córregos e erosão, quando da instalação do gasoduto entre os municípios de Guaibin e São Francisco do Conde, cuja multa, atualizada, é de R\$575 (participação da Enauta).

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 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\$173 (participação da Enauta).

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA")

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\$10.273 (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\$3.087 (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, em que 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\$6.596.

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 Federal 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 11.2 (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 de 2008 a 2013, montam aproximadamente a R\$61.993 (participação Enauta).

17.2. Processos judiciais – recuperação de tributos

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

Em 2014 a controlada Enauta Energia 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, do leading case da matéria (RE 574.706), com decisão favorável aos contribuintes, a fim de garantir os direitos de exclusão do ICMS das base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS.

Em 2018, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região (TRF2) julgou favorável os argumentos apresentados pela controlada Enauta Energia na Ação Declaratória nº 0182458-25.2014.4.02.5101, ajuizada para questionar a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e para requerer a restituição dos valores recolhidos a partir de dezembro de 2009 e, com base nesta decisão, na do STF e nas opiniões legais dos consultores jurídicos, deixou de incluir o ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS a partir deste período.

Em 26 de junho de 2020 transitou em julgado a decisão favorável proferida pelo TRF2 nos autos da ação declaratória referida acima. Como resultado desta decisão, foi reconhecido em 30 de junho de 2020 o valor de R\$57.100 como impostos a recuperar em contrapartida do resultado do exercício.

Embora a questão do mérito tenha sido resolvida, permanece pendente de julgamento no STF os embargos de declaração opostos pela União Federal no leading case da matéria (RE 574.706), na sistemática de repercussão geral, onde ainda será definido pelo STF o critério a ser utilizado para fins de restituição (o valor do ICMS destacado na nota fiscal ou o ICMS efetivamente pago, após apuração – confronto entre entrada/créditos e saídas/débitos). Por tal motivo, em linha com o CPC 25/IAS 37 e as orientações da OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SNC/SEP/n.º 01/2021, a Companhia reconheceu os seus créditos fiscais, considerando o disposto na Solução Consulta Interna Cosit (SCI) 13/2018, onde a Receita Federal expressa que o ICMS a ser recuperado é o ICMS a pagar, líquido dos créditos. Este critério permitiu o reconhecimento do direito e a mensuração confiável do valor a ser restituído.

A Companhia destaca ainda que em setembro de 2020, devido ao trânsito de julgado da decisão proferida em sua ação declaratória, foi levantado o valor de R\$ 6 milhões que havia sido depositado judicialmente por um pequeno período ao longo do referido processo.

A recuperação dos valores indevidamente recolhidos desde 2009 pela Enauta Energia ocorrerá via execução de sentença (precatório judicial).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

18. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, conforme notas explicativas 2.10 e 3.2.5. Nesse sentido, a provisão constituída 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 1,41% 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 3,07% ao ano.

A movimentação da provisão para abandono no período findo em 31 de março de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 é como segue:

	Campos		Consolidado
	Manati	Atlanta	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>190.457</u>	<u>90.485</u>	<u>280.942</u>
Adição de provisão	-	133.277	<u>133.277</u>
Atualização	63.360	35.882	<u>99.242</u>
Ajuste a valor presente	<u>6.511</u>	<u>(34.406)</u>	<u>(27.895)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>260.328</u>	<u>225.238</u>	<u>485.566</u>
Atualização	27.203	27.794	<u>54.997</u>
Ajuste a valor presente	<u>1.046</u>	<u>1.113</u>	<u>2.159</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>288.577</u>	<u>254.145</u>	<u>542.722</u>

A Companhia, juntamente com seus parceiros, reavalia anualmente as estimativas de provisão de abandono de seus campos

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.

19. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
PEM a pagar	<u>65.246</u>	<u>65.246</u>
Total	<u>65.246</u>	<u>65.246</u>
Circulante	<u>7.324</u>	<u>7.324</u>
Não circulante	<u>57.922</u>	<u>57.922</u>

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, o valor de R\$57.922 refere-se a adiantamentos de PEM (Programa exploratório mínimo) recebidos dos sócios dos blocos PAMA-M-265, PAMA-M-337 e FZA-90. Estes blocos estão com contrato suspenso temporariamente em razão do aguardo do IBAMA com o licenciamento ambiental não sendo aplicável desta forma a atualização das garantias e o valor de R\$7.324 refere-se ao PEM do bloco BM-CAL-12 baixado pela Companhia (nota 22).

20. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Receita operacional bruta	<u>207.047</u>	<u>302.967</u>
PIS	(2.191)	(1.058)
COFINS	(10.094)	(4.871)
ICMS	(17.543)	(8.445)
Créditos presumidos ICMS (*)	3.509	1.690
Descontos contratuais	-	<u>1</u>
Total de deduções	<u>(26.319)</u>	<u>(12.688)</u>
Receita operacional líquida	<u>180.728</u>	<u>290.279</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.18.2 - Reserva de incentivos fiscais.

21. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

21.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Custos de extração	(6.260)	(53.611)
Royalties e participação especial	(13.871)	(20.398)
Amortizações e depreciações	(90.343)	<u>(124.359)</u>
Total	<u>(110.474)</u>	<u>(198.368)</u>

No período findo em 31 de março de 2021 os custos incluem custo de ociosidade referente a parada não programada do Campo de Atlanta ocorrida no trimestre.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

21.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Pessoal	(979)	(1.138)	(19.168)	(18.999)
Serviços contratados de terceiros	(396)	(199)	(6.463)	(3.988)
Seguros	-	-	(147)	(145)
Impostos e taxas	(54)	(50)	(177)	(1.127)
Anúncios e publicações	(22)	(273)	(158)	(554)
Serviços compartilhados	-	-	31	27
Amortizações e depreciações	-	-	(410)	(481)
Manutenção	-	-	(1.277)	(578)
Locação	-	-	(179)	(194)
Outras despesas	(3)	(1)	(712)	(1.127)
Alocação de projetos E&P (a)	-	-	<u>8.707</u>	<u>10.917</u>
Total	<u>(1.454)</u>	<u>(1.661)</u>	<u>(19.953)</u>	<u>(16.249)</u>

(a) Rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela Enauta, relacionado aos seus parceiros não operadores.

22. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Baixa de blocos (a)	(91)	(217)
Aquisição / processamento de sísmica	(81)	(241)
Gastos com geologia e geofísica	(531)	(26)
Gerenciamento do projeto	(2.139)	(3.075)
Penalidades contratuais (b)	(2.689)	(445)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(51)	(110)
Serviços de perfuração	(10.168)	(9.498)
Outros	<u>(1.200)</u>	<u>(737)</u>
Total	<u>(16.950)</u>	<u>(14.687)</u>

(a) No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, montante de R\$7.896 refere-se a baixa do campo CAL-M-372 (bloco BM-CAL-12) devido a inviabilidade da continuidade do projeto, montante de R\$223 refere-se a gastos remanescentes dos campos de Camarão Norte (bloco BCAM-40) devolvido em 26 de outubro de 2018 a ANP e o valor de R\$115 refere-se a gastos remanescentes do campo de Oliva (bloco BS-4) devolvido em 12 de setembro de 2019 a ANP.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (b) Por meio de Ofícios da ANP, as companhias consorciadas nos blocos exploratórios BM-CAL-5 e BM-S-76 tomaram conhecimento de multas a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em contrato de concessão referente a conteúdo local e desta forma foram provisionadas. O operador dos consórcios 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").

Com as informações acima, a Enauta Energia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$26.413 referente a sua participação nas multas (22,46% - BM-CAL-5 e 20% - BM-S-76). No período findo em 31 de março de 2021 a Companhia registrou o montante de R\$2.689 referente a atualização monetária do valor contabilizado em 2019 e está aguardando a finalização do processo administrativo.

23. OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Despesas tributárias	(488)	-
Outros	(2)	13
Total	<u>(490)</u>	<u>13</u>

24. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
Rendimento de aplicações financeiras (a)	55	61	24.070	47.072
Outras receitas e despesas financeiras	<u>3</u>	<u>(5)</u>	<u>(83.176)</u>	<u>(206.183)</u>
PIS sobre receitas financeiras	-	(1)	(159)	(246)
COFINS sobre receitas financeiras	(3)	(2)	(977)	(1.514)
Juros do passivo do direito de uso - IFRS 16	-	-	(11.155)	(15.062)
Atualização sobre créditos tributários	15	-	71	381
Variações cambiais ativa	-	-	1.947	24.970
Variações cambiais passiva	-	-	(55.042)	(209.865)
Derivativo – call option	-	-	(4.260)	-
Outros	<u>(9)</u>	<u>(2)</u>	<u>(13.601)</u>	<u>(4.847)</u>
Total	<u>58</u>	<u>56</u>	<u>(59.106)</u>	<u>(159.111)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

- (a) 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.

25. 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 (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

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
	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	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-575	14/02/2020	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	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Paraná	PAR-T-196	(*)	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-215	(*)	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-86	(*)	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30
	Paraná	PAR-T-99	(*)	Eneva (operador) Enauta Energia	70 30

(*) Aguardando homologação da aquisição por parte da ANP (nota 1).

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.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Grupo:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura (%Enauta) R\$ mil	Área km ²	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,7	7,5%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	-	745,0	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	766,3	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,3	10%	218,91	437,82	2189,10
CE-M-661	27,0	2013	10.116	768,5	10%	656,73	1313,46	6567,3
ES-M-598	40,7	2013	14.182	722,4	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	5,2	2013	12.562	721,2	10%	95,49	190,98	954,9
Atlanta (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200	400	2.000,00
SEAL-M-351	-	2015	19.158	756,9	10%	875,73	1.751,46	8.757,30
SEAL-M-428	-	2015	10.843	746,2	10%	875,73	1.741,46	8.757,30
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,80	10%	1.668,11	3.336,22	16.681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,6	10%	278,02	556,03	2.780,17
SEAL-M-430	9,1	2018	1.089	755,2	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-573	5,3	2018	1.089	755,9	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-505	3,7	2020	810	754,6	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-575	3,6	2020	933	753,9	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-637	4,1	2020	612	753,3	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
PART-T-196	-	2020	<u>152</u>	2.858,5				
PART-T-215	-	2020	<u>171</u>	2.858,5				
PART-T-86	-	2020	<u>133</u>	2.913,7				
PART-T-99	-	2020	<u>178</u>	2.913,7				
Total	<u>333,2</u>		<u>162.182</u>					

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 2022.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14, 15 e no Primeiro Ciclo da Rodada Permanente, 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, SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637).

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. Em 14 de agosto de 2020, a Enauta Energia celebrou contrato de alienação da totalidade de sua participação (45%) no campo de Manati para a Gas Bridge S.A. (nota 1).

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 da 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 da 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 o 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 31 de março de 2021 foram provisionados R\$13.871 (R\$20.398 em 31 de março de 2020) de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4 em 2020, dos quais R\$7.232 (R\$2.964 em 31 de dezembro de 2020) 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 artigo 45 da Lei Federal 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 Federal nº 2705/1998, 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 31 de março de 2021 não foi registrado valor de participação especial na demonstração do resultado como custos assim como no balanço patrimonial (R\$173 em 31 de dezembro de 2020). No período findo em 31 de março de 2021, a produção não atingiu o limite para pagamento de participação especial
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R\$800 para o período findo em 31 de março de 2021, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$645 em 31 de março de 2020).

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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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 de dezembro de 2020 (**)	3.160
Produção em 2020	<u>(299,5)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 31 de março de 2021	<u>2.860</u>

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 de dezembro de 2020 (**)	<u>8,6</u>
Produção em 2020	<u>(0,4)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 31 de março de 2021	<u>8,2</u>

(*) não revisado pelos auditores independentes

(**) conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA emitidos em 18 de março de 2021 para campo de Atlanta e em 03 de fevereiro de 2021 para o campo de Manati.

c) Garantias

Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia cujo a beneficiária é a ANP no total de R\$330.668. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração.

26. COMPROMISSOS

Em 31 de março de 2021, 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 (*)		
	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023 em diante</u>
Total de compromissos	<u>346.977</u>	<u>348.664</u>	<u>107.418</u>

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

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, contas a receber e a pagar, 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 1 milhão de barris, a um valor de US\$50 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$2,3 por barril.

Janela de exercício

01/04/2021 a 30/06/2021
01/07/2021 a 30/09/2021
01/10/2021 a 31/12/2021
01/01/2022 a 31/03/2022

Opções de venda

400.000
200.000
200.000
200.000
1.000.000

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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 março de 2021 foi impactado negativamente em R\$4.729, pelo prêmio das opções de venda vencidas no trimestre de 205 mil barris a um preço de US\$4,5 por barril. Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional.

A linha de resultado financeiro foi impactada negativamente em R\$ 4.260 pela classificação do prêmio da opção de venda de 195 mil barris a um preço de US\$ 4,1 por barril.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	31/03/2021			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	479.972	479.972
Caixa e depósitos bancários	359	359	77.684	77.684
Contas a receber (i)	-	-	156.185	156.185
Partes relacionadas	-	-	211	211
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	21.351	21.351	1.709.569	1.709.569
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	205	205	161.593	161.593
Partes relacionadas	12.181	12.181	25.880	25.880
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	202.635	186.304

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

	31/12/2020			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	581.748	581.748
Caixa e depósitos bancários	371	371	103.248	103.248
Contas a receber (i)	-	-	87.719	87.719
Partes relacionadas	-	-	171	171
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	2.660	2.660	1.609.277	1.609.277
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Fornecedores (i)	134	134	155.478	155.478
Partes relacionadas	11.383	11.383	18.526	18.526
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	232.404	217.073

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.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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 julgamento ou estimativa significativos.

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 não descontados, 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	205	205		
Total	205	205		

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 6 anos	Total
Fornecedores	160.097	82	1.414	-	161.593
Partes relacionadas	-	-	25.880	-	25.880
Empréstimos e financiamentos	-	-	54.937	147.698	202.635
Total	160.097	82	82.231	147.698	390.108

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

<u>Arrendamento - passivo</u>	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Ate um ano	234.765	208.814
De 1 a 5 anos	305.583	342.022
Após 5 anos	<u>10.064</u>	<u>14.140</u>
Total	<u>550.412</u>	<u>564.976</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (60% em 31 de março de 2021 e 100% em 31 de dezembro de 2020) e Shell (40,0% em 31 de março de 2021). 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. Nos períodos findos em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I -</u>	<u>Cenário II -</u>
CDI anual em 31 de março de 2021	2,23%				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			2,23%	1,67%	1,12%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo		Redução do CDI	1.709.569	1.709.569	1.709.569
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado		Redução do CDI	1.747.692	1.737.949	1.728.206
Receita estimada em 31 de dezembro de 2021			38.123	28.380	18.637
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2021			-	(9.743)	(19.487)

Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site portal de finanças do dia 02 de maio de 2021.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

<u>Operação</u>	<u>Saldo em</u> <u>31/03/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário</u> <u>provável (a)</u>	<u>Cenário I -</u>	<u>Cenário II -</u>
CDI anual em 31 de março de 2021	2,23%				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2021			2,23%	1,67%	1,12%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2021	379.312	Redução do CDI	387.771	385.609	383.447
				6.297	4.135
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2021			8.459	-	(4.324)
				(2.162)	

Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o site da portal de finanças do dia 02 de maio de 2021.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em</u> <u>31/03/2021</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário</u> <u>provável</u> <u>(a)</u>	<u>Cenário I -</u>	<u>Cenário II -</u>
TJLP em 31 de março de 2021	4,39%				
Empréstimos e financiamentos:					
FINEP	48.324 (b)	Alta da TJLP			
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2021		Alta da TJLP	4,39%	5,49%	6,59%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021			2.121	2.675	3.229
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2021			55.445	50.999	51.553
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2021			-	554	1.107

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES) em 02 de maio de 2021.

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

f) Risco de taxa de câmbio

Esse risco é basicamente proveniente da redução da taxa de câmbio sobre as transações em moeda estrangeira.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma desvalorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano contratadas pela Companhia.

	Risco	Consolidado			
		31/03/2021			
		Cenário provável (a)		Cenário	
		Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 31 de março de 2021 (R\$5,6973)					
<u>Operação</u>					
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	17.668	100.660	100.660	100.660
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			5,40	4,05	2,70
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2021			95.407	71.555	47.704
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			(5.253)	(29.105)	(52.956)
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2021			-	(23.852)	(47.704)

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o relatório Focus em 30 de abril de 2021, emitido pelo Banco Central do Brasil.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma valorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano nos contratos de arrendamento da Companhia.

	Risco	Consolidado			
		31/03/2021			
		Cenário provável (a)		Cenário	
		Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 31 de março de 2021 (R\$5,6973)					
<u>Operação</u>					
Contratos de arrendamentos – passivo	Aumento do US\$	96.609	550.412	550.412	550.412
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2021			5,40	6,75	8,10
Contratos de arrendamento em 31 de dezembro de 2021			521.690	652.113	782.535
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2021			(28.722)	101.701	232.123
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2021			-	130.423	260.845

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2021, de acordo com o relatório Focus em 30 de abril de 2021, emitido pelo Banco Central do Brasil.

g) Risco de volatilidade de preço petróleo

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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, montada através de compras de opções de venda, protege a Companhia com a obtenção de um preço médio de US\$40 por barril, para parte da produção do campo de Atlanta. A exposição líquida da Companhia é o prêmio pago pela opção no momento da compra. Em 31 de março de 2021 os contratos oferecem cobertura para 1 milhão de barris a serem vendidos ao longo de 12 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		
		31/03/2021		
		Cenário provável (a)	Cenário	
		Saldo em	Possível	Remoto
		R\$		
	Risco			
Preço Brent em 31 de março de 2021	63,54	10.473	-	-
<u>Operação</u>				
<u>Hedge</u>	Alta do Brent	-	-	-
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2021		-	-	-
Estimado		-	-	-

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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 31 de março de 2021 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	76.687.869	28,9
Ações em tesouraria	2.725.163	1,0
Administradores	<u>327.994</u>	<u>0,1</u>
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

ii. Lucro (prejuízo) líquido por ação

O prejuízo líquido por ação básico é computado pela divisão do resultado líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no período. O cálculo do resultado 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 dilutivo.

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 resultado por ação.

	01/01/2021 a 31/03/2021	01/01/2020 a 31/03/2020
<u>Prejuízo líquido básico por ação</u>		
Numerador:		
Prejuízo líquido do período	(15.792)	(56.192)
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias	<u>262.003</u>	<u>262.517</u>
Prejuízo líquido básico / diluído por ação ordinária	(0,06)	(0,21)

Em 31 de março de 2021 e 2020, a Companhia apurou prejuízo líquido por ação e desta forma não há efeito diluidor.

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.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

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

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

A movimentação das opções de ações existentes no período findo em 31 de março de 2021 e no exercício findo 31 de dezembro de 2020 está apresentada a seguir:

	Opções de ações
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2019	<u>2.990.407</u>
Exercício de opções no ano de 2020	<u>(314.885)</u>
Opções canceladas no ano de 2020	<u>(1.604.853)</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2020	<u>1.070.669</u>
Exercício de opções no ano de 2021	<u>(676.035)</u>
Opções em circulação em 31 de março de 2021	<u>394.634</u>

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 31 de março de 2021 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em 31/03/2021	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em 31/03/2021	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	7	4,88	93.915	5,66
Plano 2015	314.584	7	6,36	314.584	8,13
Plano 2014	1.640.826	7	8,98	1.640.826	12,42

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

O saldo de plano de opção de ações no período findo em 31 de março de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020 é de R\$30.882 e R\$30.084, respectivamente.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

29. 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 de 2011 a 2014.

<u>Plano</u>	<u>Data de autorização de recompra</u>	<u>Volume recomprado</u>
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:

	<u>Ações ordinárias (*)</u>	<u>Valor - R\$mil</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>3.579.410</u>	<u>36.452</u>
Realização de stock options em 2020	<u>(314.885)</u>	<u>(3.207)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2020	<u>3.264.525</u>	<u>33.245</u>
Realização de stock options em 2021	<u>(539.362)</u>	<u>(5.481)</u>
Saldo em 31 de março de 2021	<u>2.725.163</u>	<u>27.764</u>

(*) 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 31 de março de 2021:

Quantidade de ações em tesouraria	2.725.163
Cotação por ação na B3 (em R\$)	<u>15,80</u>
Valor de mercado	<u>43.058</u>

As ações em tesouraria são contabilizadas com base no custo de aquisição.

A quantidade de ações em tesouraria em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 representa 1,0% e 1,2%, respectivamente, do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS
REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

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

30. SEGUROS

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

<u>Modalidade</u>	<u>Data de vigência</u>		<u>Importâncias</u>
	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>seguradas</u>
Riscos de petróleo e operacionais (energy package)	31/12/2019	30/06/2021	3.668.754
P&L	20/02/2021	20/02/2022	1.139.460
Patrimonial	21/07/2020	21/07/2021	15.976
D&O	29/03/2021	29/03/2022	140.000
Responsabilidade civil do empregador	21/02/2021	21/02/2022	11.395
Seguro viagem	19/02/2021	19/02/2022	2.849
Total			<u>4.978.433</u>

31. PLANO DE BENEFÍCIOS 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 específicas.

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

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 31/03/2020</u>	<u>01/01/2021</u> <u>a 31/03/2021</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 31/03/2020</u>
Previdência privada	(24)	(25)	(343)	(359)
Total	<u>(24)</u>	<u>(25)</u>	<u>(343)</u>	<u>(359)</u>

32. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

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

	<u>31/03/2021</u>	<u>31/03/2020</u>
Multas / penalidades contratuais	32.524	32.524

33. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2021 e autorizadas para arquivamento junto à CVM no dia 12 de maio de 2021.

34. EVENTO SUBSEQUENTE

Campo de Atlanta

(i) Em 8 de abril de 2021 a ANP aprovou a cessão dos 50% de participação da Barra Energia no Bloco BS-4 para a Enauta Energia. A conclusão definitiva da transferência está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Após a conclusão, a Enauta Energia deterá 100% de participação no Campo de Atlanta. O acordo assinado com a Barra Energia também prevê a transferência de US\$ 43,9 milhões (equivalente a R\$250.111 em 31 de março de 2021) para a Enauta Energia, referentes às operações de abandono dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo.

(ii) Em 07 de maio de 2021 houve o retorno da produção de mais um poço do Campo de Atlanta.

(iii) Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo do Campo de Atlanta. O contrato terá efetividade a partir de 1º de maio de 2021, vigente até 31 de dezembro de 2022, prevê um desconto inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent. O prazo médio do recebimento permanece inalterado em relação ao contrato vigente em 31 de março de 2021, detalhado na nota 6.

Acordo com a Dommo Energia

Em 28 de abril de 2021, A Enauta assinou acordo com a Dommo referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4), que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as Partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 40% da Dommo já realizada para a Enauta e para a Barra Energia não será mais objeto de qualquer litígio.

Dividendos

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Administração propôs dividendos totais de R\$51.000 equivalentes a aproximadamente R\$ 0,19 por ação. Essa proposta foi submetida pelo Conselho de Administração à Assembleia Geral Ordinária em 30 de abril de 2021 e contempla o valor do dividendo mínimo obrigatório estipulado no estatuto social da Companhia. Os valores foram pagos no dia 11 de maio de 2021 para os acionistas que detinham ações da Companhia em 30 de abril de 2021.

35. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Antonio Augusto de Queiroz Galvão
Ricardo de Queiroz Galvão
José Augusto Fernandes Filho
Leduvy de Pina Gouvêa Filho
Luiz Carlos de Lemos Costamilan
José Luiz Alqueres
Lincoln Rumenos Guardado

Diretoria

Décio Fabricio Oddone da Costa
Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Carlos Ferraz Mastrangelo

Conselho Fiscal

Sérgio Tuffy Sayeg
José Ribamar de Lemos de Souza
João Alberto Gomes Bernacchio

Controller e Contadora responsável

Sabrina de Brito Ramalhoto
Fernanda Amaral Rodrigues de Britto
CRC/RJ - 090.320 O-4



DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE AS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS -
PARA FINS DO ARTIGO 25, § 1º, INCISO VI DA ICVM 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 informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 31 de março de 2021.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2021.

Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente e Diretor de Exploração

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Produção

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA SOBRE AS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS -
PARA FINS DO ARTIGO 25, § 1º, INCISO VI DA ICVM 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 referentes às informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2021 e 31 de março de 2021.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2021.



Décio Fabricio Oddone da Costa
Diretor Presidente e Diretor de Exploração



Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores



Carlos Ferraz Mastrangelo
Diretor de Produção