



DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2022

VIDEOCONFERÊNCIA

Português

(com tradução simultânea em inglês)

13 de maio de 2022

11h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_XUB

[V-6zoTQCWOGCW3ThC9A](https://enauta.zoom.us/j/91234567890)

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 divulga resultados do 1T22

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2022. 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	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	629,6	180,7	248,4%	686,5	-8,3%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	432,9	123,4	250,8%	1.293,4	-66,5%
Margem EBITDAX	68,8%	68,3%	0,5 p.p.	188,4%	-119,6 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	(98,2)	(15,8)	521,5%	690,7	-114,2%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.235,4	1.584,6	41,1%	2.884,6	-22,5%
CAPEX realizado - US\$ milhões	146,2	6,5	2.149,2%	7,1	1.959,2%
Produção Total (mil boe)	1.589,5	1.052,8	51,0%	2.037,4	-22,0%
Produção de Óleo (mil bbl)	814,7	205,0	297,4%	1.242,0	-34,4%
Produção de Gás (mil boe)	774,8	847,8	-8,6%	795,3	-2,6%

¹ EBITDAX: Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. Informação non GAAP não revisada pelos auditores independentes

² Caixa Líquido: Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

DESTAQUES

- ▲ **EBITDAX atingiu R\$ R\$ 432,9 milhões no 1T22 (+250% vs. 1T21)**, impulsionado pelo reajuste de 17% no valor do gás de Manati a partir de janeiro e pelo **preço médio de venda de Atlanta de US\$ 112,5/barril**, líquido do hedge (+84,7% vs. 1T21).
- ▲ Geração de Caixa Operacional de cerca de **R\$ 200,0 milhões no 1T22**.
- ▲ **Posição de caixa¹ de aproximadamente US\$ 500 milhões²** para fazer frente aos investimentos futuros e oportunidades de negócios.
- ▲ **Mais de 90%** dos contratos do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta já firmados.
- ▲ Redução adicional do custo logístico em cerca de **US\$ 20 mil por dia a partir do 2T22**, em função da otimização da frota de barcos de apoio.
- ▲ **Dividendos declarados de R\$ 1,71 por ação**, conforme aprovado na Assembleia da Companhia em 26 de abril de 2022. **Pagamento previsto em 30 de maio de 2022**.
- ▲ **Retorno total aos acionistas de 74,9% da ENAT3 em 2022**.
- ▲ **Redução de 26% na intensidade de emissões de GEE** no Campo de Atlanta (1T22 vs. 1T21).
- ▲ Eleição de dois novos membros para o Conselho de Administração, **um aumento de 2 para 3 conselheiros independentes representando atualmente 43% do órgão**.

¹ Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

² R\$ 2,4 bilhões convertidos para US\$ em 31 de março de 2022



Mensagem da Administração

Começamos o ano de 2022 com alta do EBITDAX de mais de 250% na comparação anual, reflexo do forte desempenho operacional, ganhos de eficiência logística e momento favorável para o setor petrolífero. Nossa posição de caixa segue robusta, acima dos R\$ 2 bilhões. Também nesse trimestre, tivemos a aprovação do Sistema Definitivo (SD) de Atlanta e a possibilidade de prolongar o Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo, peças fundamentais na estratégia de crescimento da Enauta.

Amparados por nosso objetivo estratégico de construir o portfólio mais balanceado e com o maior potencial de geração de valor entre as empresas brasileiras independentes de exploração e produção (E&P), buscamos estar bem posicionados nas três etapas da cadeia: (1) geração de caixa no curto prazo com os ativos em produção; (2) desenvolvimento de ativos geradores de caixa no médio prazo, incluindo a aquisição de ativos, M&A e outras oportunidades de negócios; e (3) investimentos seletivos em atividades exploratórias.

Continuamos analisando diversas oportunidades e fontes de financiamento em reais e em moedas estrangeiras para financiar nossas necessidades de investimento. Além disso, nossa política de hedge pressupõe uma proteção de nossa capacidade de investimento de longo prazo. Pelo fato de termos majoritariamente nossos investimentos futuros atrelados a dólar, a Companhia optou por indexar grande parte de seus recursos disponíveis à moeda norte americana. Esse posicionamento diligente pode ter como consequência um impacto no resultado em períodos de maior volatilidade cambial. No primeiro trimestre do ano, o resultado da Companhia foi reduzido, principalmente, em função da variação cambial, bem como do impacto da baixa do poço exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas.

No final de abril, a Companhia divulgou um importante avanço em sua governança, com a eleição de dois novos membros para o Conselho de Administração. Com essa mudança, 43% do colegiado será composto por membros independentes. A eleição dos novos conselheiros traz uma diversidade de experiências, principalmente em mercado de capitais, que agregará ainda mais valor à Companhia. Também na AGOE foi aprovada a distribuição de dividendos totais no montante de R\$ 450 milhões, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Nossos papéis fecharam o trimestre com valorização expressiva de 56%, uma das maiores rentabilidades na bolsa no ano de 2022 e a maior entre os principais *players* de óleo e gás. Seguimos focados na contínua geração de valor aos nossos acionistas.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

No primeiro trimestre de 2022, permanecemos aprimorando nossa atuação nos aspectos ESG. Em março, divulgamos o nosso [11º Relatório Anual de Sustentabilidade](#) com base nas diretrizes do GRI e SASB. Também seguimos buscando aperfeiçoar nossos processos e controles e, para isso, estamos implementando um novo ERP na Companhia.

Nesse trimestre, aprovamos a Política de Gestão de Riscos Corporativos, que visa estabelecer as diretrizes gerais relacionadas ao processo de gerenciamento de riscos corporativos e avaliação de oportunidades. Dessa forma, fortalecemos uma visão integrada e incorporamos a cultura de riscos às tomadas de decisões estratégicas da Companhia.

Em 26 de abril de 2022, foram eleitos novos conselheiros independentes na Assembleia Geral da Enauta, aumentando a participação de independentes para 43% do órgão. Além disso, a nova composição apresenta uma diversidade de experiências, trazendo benefícios para a atuação do Conselho de Administração. Na mesma ocasião, foi decidida a não instalação do Conselho Fiscal para o exercício de 2022.



Desempenho Setorial

Iniciamos 2022 em um cenário de forte alta dos preços de petróleo, movimento já iniciado em 2021 com a reativação da demanda pelo fim das restrições sanitárias. No primeiro trimestre, o Brent rompeu a barreira dos US\$ 100/barril, maior patamar registrado pela commodity desde 2014, impulsionado pela concretização do conflito geopolítico entre Rússia e Ucrânia, que gerou oscilações na oferta, e pela demanda mundial crescente. No início de março, o Brent atingiu a máxima do trimestre, cotado a US\$ 133/barril, permanecendo na casa dos três dígitos até o fim do mês, a US\$ 107/barril. De acordo com relatório do JP Morgan, projeções de mercado apontam que o barril deve se manter acima dos US\$ 100/barril em 2023. Já para 2026 em diante, o mercado vem precificando uma cotação acima dos US\$ 90/barril de óleo.

O mercado de petróleo segue deficitário. O consolidado do primeiro trimestre registrou demanda diária de quase 100 milhões de barris, contra uma oferta diária de 98,6 milhões de barris. Essa defasagem representa um volume considerável em um cenário de estoques baixos da commodity e derivados, e demanda em nível acentuado. Exigências por projetos com proteção ao meio ambiente, acesso mais restrito a financiamento, entre outros fatores, implicaram em atrasos na produção e abandono de projetos. Alguns países têm se preocupado com a questão da autonomia energética, especialmente os europeus, levando à retomada de projetos de exploração e produção de petróleo.

Com relação ao mercado de gás natural, também observamos nos primeiros meses de 2022 um desequilíbrio entre oferta e demanda, com forte impacto nos preços, que seguem pressionados com a certificação do gás natural como “selo verde” pela Europa, além dele ser usado para a produção de hidrogênio, considerado uma energia mais limpa. Continuamos observando uma convergência estrutural entre os movimentos de preços de óleo e gás natural, mantendo o cenário positivo para produtores e exportadores dessas commodities. Nesse contexto, o Brasil se beneficia internamente dessa dinâmica, com a evolução da abertura do mercado de gás após o sancionamento do novo marco regulatório.

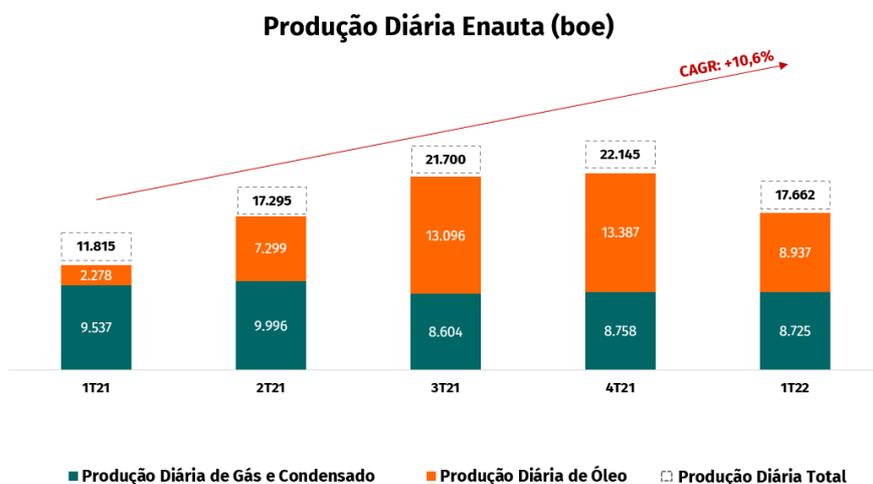
Portfólio de Ativos



Nota: A saída definitiva da Enauta do Bloco CAL-M-372 está sendo conduzida pelo Operador do Consórcio.



Desempenho Operacional



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

Dados Operacionais Atlanta

	1T22	1T21 ¹	Δ%	4T21	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	804,3	410,1	96,2%	1.231,6	-34,7%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	8,9	4,6	96,2%	13,4	-33,2%
Produção da Companhia (Mil bbl)	804,3	205,0	292,3%	1.231,6	-34,7%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	731,5	182,5	300,9%	1.356,0	-46,1%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,23	5,47	-4,4%	5,59	-6,4%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	112,5	60,9	84,7%	75,9	48,2%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	1-2	-	0-1	-

¹Em 25 de junho de 2021 foi assinado aditivo ao Contrato de Concessão do Bloco BS-4 (Campo de Atlanta), concluindo o processo de cessão dos 50% de participação para a Enauta Energia SA. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

PRODUÇÃO

A produção da Enauta em Atlanta aumentou 292,3% no 1T22 em comparação ao 1T21, resultado, principalmente, do aumento de participação da Companhia no Campo a partir do final de junho de 2021. Além disso, a produção do 1T22 foi reduzida, reflexo do reparo no sistema de aquecimento do FPSO.

Durante o 1T22, houve a paralisação preventiva da produção por nove dias para reparo e manutenção de um dos sistemas de bombeio submarino, com a consequente produção por apenas um poço por 24 dias. Com isso, a produção média diária foi de 8,9 mil barris de óleo, 96,2% acima da média do 1T21 e 33,2% abaixo da produção do Campo no 4T21. Atualmente, o Campo de Atlanta produz cerca de 12 mil barris por dia e passará a produzir 15,5 mil por dia a partir do terceiro trimestre de 2022, quando mais um poço retornar à operação.



Está prevista a perfuração de um poço adicional no quarto trimestre de 2022 que aumentará a produção do Campo para mais de 20 mil barris de óleo. Esse novo poço substituirá um dos três poços conectados atualmente ao FPSO a partir do início de 2023, permitindo uma redundância adicional ao sistema de bombeio dos poços e fornecendo maior robustez ao sistema de produção. O valor estimado do poço e sua interligação ao sistema de produção é de US\$ 75 milhões, sendo US\$ 60 milhões para a perfuração e completação e o restante para interligação.

Para atender às exigências normativas do Ministério do Trabalho, a Companhia previa uma parada na unidade de cerca de 15 dias. Adicionalmente, os trabalhos requeridos para a recertificação do FPSO pela DNV (Det Norske Veritas), em função da extensão dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) do Petrojarl I por até dois anos, também precisam ser realizados com a suspensão da produção. Visando otimizar o período com a produção interrompida, será realizada apenas uma parada de 35 dias, ao invés de duas paradas que totalizariam 45 dias. Essas atividades estão programadas para iniciar em meados de junho de 2022 e terão um custo estimado em US\$ 30 milhões.

A capacidade de tratamento de água do Petrojarl I foi ampliada em 2021 para 8.500 barris por dia. Com a implantação da segunda fase deste projeto, no segundo semestre de 2022, a capacidade de tratamento de água será ampliada para 11.500 barris por dia, deixando de ser uma restrição à produção de óleo do Campo, mesmo com a extensão do contrato por mais 2 anos, este último, condicionado à recertificação do FPSO. O custo estimado para esta adaptação da planta de processo é de US\$ 8 milhões.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% totalizavam 105,7 milhões de bbl, um aumento de 7% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2020, excluindo a produção de 2021. A variação é justificada pela otimização dos custos operacionais e melhorias no plano de desenvolvimento, o que compensou positivamente a produção realizada de óleo durante o ano de 2021.

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, que inclui os custos logísticos e de sobrestadia (*demurrage*). Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo (Offtaken Agreement) com início em 1º de maio de 2021 e término ao final de 2022, estabelecendo um desconto fixo em relação ao Brent inferior a US\$ 1 por barril, que representa um prêmio em relação ao Brent quando comercializado na refinaria.

O óleo de Atlanta já é amplamente conhecido, com elevada demanda, mantendo uma grande diversidade de clientes no mercado internacional. Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, impulsiona a demanda por esse tipo de óleo como “bunker” e óleo combustível para geração de energia. As exportações têm sido para Cingapura, um dos mais importantes centros de “bunker” e óleo combustível para geração térmica, de onde, após o *blend* são exportados especialmente para o Japão e a Coréia do Sul.

LIFTING COSTS²

O custo diário de US\$ 463,9 mil no 1T22 se manteve em linha ao trimestre imediatamente anterior e representou um aumento em relação ao mesmo período do ano anterior. No trimestre, a Companhia reduziu o número de barcos de apoio para otimizar a estrutura de custos. Apesar da adoção dessas medidas, o custo tem sido afetado pela alta do Brent que impacta a taxa de afretamento do FPSO, bem como o diesel consumido na operação. No 1T21, em função do período de interrupção da produção para reparos no FPSO, as taxas de afretamento não foram incorridas, o que reduziu o custo diário.



Lifting Costs

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	41,8	22,0	90,0%	42,7	-2,1%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) sem afretamento	166,4	195,2	-14,8%	165,7	0,4%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) com afretamento	463,9	244,5	89,7%	463,8	0,0%
Lifting cost sem afretamento (US\$/bbl)	18,6	42,7	-56,4%	12,4	50,0%

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 demonstrações financeiras (DFs) – informação essa não revisada pelos auditores independentes.

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

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA E SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

Em produção desde maio de 2018, o Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta foi concebido para produzir temporariamente, objetivando a obtenção de informações necessárias para o desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Informações como produtividade dos poços, escoamento do óleo, características do FPSO e sistema de bombeio, tornaram possível a configuração de um sistema de produção mais adaptado, com menos riscos de reservatório, mais eficiente e robusto, feito para operar de forma contínua por pelo menos 20 anos. Com base neste conhecimento adquirido, a Companhia pôde com segurança aprovar e iniciar o SD em fevereiro de 2022.

Com início previsto em meados de 2024, o SD terá capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia. Em janeiro, a Companhia assinou a extensão por até dois anos do FPSO Petrojarl I visando a continuidade operacional do SPA durante a transição para o SD. A extensão dos contratos de maio de 2023 para maio de 2025 evita um período sem produção no Campo e otimiza a transferência para o Sistema Definitivo de Atlanta.

Atlanta possui um eficiente e atuante aquífero, que mantém o reservatório do Campo com pressão suficiente, evitando a necessidade de um sistema de injeção de água ou de gás, o que torna o projeto mais simples, com menos risco e com menor necessidade de investimento. O FPSO terá capacidade de armazenamento de óleo de 1,6 milhão de barris por dia, permitindo a redução dos custos logísticos e impactando positivamente o valor do óleo de Atlanta.

O investimento aprovado é de US\$ 1,2 bilhão, já incluídos cerca de US\$ 500 milhões referentes à compra e adaptação do FPSO. O investimento remanescente, cerca de US\$ 700 milhões, refere-se às atividades de perfuração dos poços, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações.

Em janeiro de 2022, a Enauta, através de uma subsidiária indireta, adquiriu por US\$ 80 milhões um FPSO de oportunidade, assegurando a disponibilidade da unidade de produção para ser adaptada ao SD. Para tal, a Enauta contratou a Yinson Holdings Berhad (“Yinson”) através de um contrato Turnkey de *Engineering, Procurement, Construction and Installation* (“EPCI”), com garantia e Operação e Manutenção por 24 meses. O custo dessa adaptação, que está sendo realizada em um estaleiro em Dubai, será da ordem de US\$ 420 milhões.

Antes da entrega da unidade, a Yinson terá uma opção de compra do FPSO atrelada a um financiamento por um período de 15 anos. Caso a opção seja exercida, entrarão em vigor contratos de afretamento, operação e manutenção pelo mesmo período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total de US\$ 2,0 bilhões para os 20 anos. Nesse caso, o investimento do projeto será reduzido em US\$ 100 milhões.



OFERTA NÃO VINCULANTE PARA 50% DO CAMPO DE ATLANTA

Em 30 de março de 2022, a Enauta divulgou que recebeu uma oferta não vinculante e assinou um acordo que assegura período de exclusividade para *due diligence* e negociações confidenciais no âmbito de uma potencial venda de 50% de sua participação, sem operação, no Bloco BS-4. A oferta foi apresentada pela Karoon Energy Ltd e o acordo de exclusividade é válido até 31 de maio de 2022. As partes têm discricionariedade para prosseguir ou não com a operação.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Produção Total do Campo (milhões m ³)	273,7	299,5	-8,6%	281,0	-2,6%
Produção Média Diária do Campo (milhões m ³ /dia)	3,0	3,3	-9,1%	3,1	-3,2%
Produção referente a 45% da Companhia (milhões m ³)	123,2	134,8	-8,6%	126,4	-2,5%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,0 milhões de m³ no 1T22, redução de 9,1% em relação ao mesmo período do ano anterior e de 3,2% na comparação com o 4T21. Manati apresentou uma contribuição importante para o resultado do trimestre.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% totalizavam 4,2 bilhões de m³ de gás natural e 0,33 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 26,7 milhões de barris de óleo equivalente. Houve um aumento de 54% na reserva 2P, mesmo excluindo o volume produzido em 2021. Esse incremento foi devido, principalmente, a viabilização de uma nova condição técnica para operação da estação de compressores em terra, e na plataforma marítima, permitindo o maior aproveitamento das reservas de gás.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

O início da perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto Cutthroat, localizado no Bloco SEAL-M-428, teve início em 20 de fevereiro de 2022. A sonda foi liberada do local em 18 de abril de 2022. O custo do poço foi de US\$ 22,4 milhões líquidos para a Enauta. Embora não tenha sido constatada a ocorrência de hidrocarbonetos, o Consórcio realizará estudos complementares, integrando os dados amostrados à sua interpretação geológica regional, de forma a atualizar sua visão quanto ao potencial exploratório dos blocos situados em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas. A Companhia não estima outras atividades exploratórias na região em 2022.



Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Campo de Atlanta	495,1	56,7	773,3%	568,2	-12,9%
Campo de Manati	134,5	124,0	8,5%	118,3	13,7%
TOTAL	629,6	180,7	248,4%	686,5	-8,3%

A Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 629,6 milhões no trimestre, um crescimento de 248,4% em relação ao 1T21, impulsionada, principalmente, pelo desempenho do Campo de Atlanta que respondeu por 75,3% da receita total.

No 1T22, a receita líquida do Campo de Atlanta aumentou 773,3% quando comparada ao 1T21, devido: (i) à forte alta da commodity no período; (ii) à valorização do óleo – redução do desconto para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, incluindo custos logísticos; e (iii) ao aumento da participação da Companhia de 50% para 100% a partir de 25 de junho de 2021.

A receita do Campo de Manati teve um crescimento de 8,5% em 1T22, resultado principalmente do reajuste anual do preço do gás, que foi de 17%, a partir de janeiro de 2022.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Custos de produção	106,9	(10,7)	-1.099,1%	91,9	16,3%
Custos de manutenção	10,8	0,0	NA	23,9	-54,8%
Royalties	21,1	4,2	402,4%	36,3	-41,9%
Depreciação e amortização	136,2	69,0	97,4%	269,4	-49,4%
TOTAL	275,1	62,5	340,2%	421,5	-34,7%

Campo de Manati (R\$ milhões)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Custos de produção	16,1	17,0	-5,3%	10,1	59,4%
Custos de manutenção	0,0	0,0	NA	14,9	NA
Royalties	10,5	9,7	8,2%	9,2	14,1%
Participação Especial	(0,4)	0,0	NA	0,2	-300,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	NA	-	NA
Depreciação e amortização	12,8	21,3	-39,9%	18,4	-30,4%
TOTAL	39,0	48,0	-18,8%	52,8	-26,1%

Custos Operacionais Totais	314,1	110,5	184,3%	474,3	-33,8%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	---------------

Os custos operacionais totais no 1T22 foram de R\$ 314,1 milhões, 184,3% maiores em comparação ao 1T21, refletindo o reconhecimento de 100% da participação em Atlanta, bem como o incremento do custo de afretamento, principalmente relacionado ao Brent. No 1T21, não foram incorridos custos relacionados ao afretamento durante parte do período, em função da parada na produção para reparo, que também reduziu a depreciação naquele período.



Os custos operacionais de Manati no 1T22 foram 18,8% menores em comparação aos registrados no 1T21, resultado, principalmente, dos menores custos de depreciação e amortização, impactados pela nova certificação de reservas 1P.

Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	222,7	53,5	316,3%	253,6	-12,2%
Royalties	23,6	4,2	461,9%	36,6	-35,5%
Depreciação e amortização	58,3	32,2	81,1%	178,5	-67,3%
TOTAL	304,6	89,9	238,8%	468,7	-35,0%

Nota: Dados não auditados.

Campo de Manati (R\$ milhões)

	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	28,3	29,8	-5,0%	37,3	-24,1%
Royalties	8,0	9,7	-17,5%	9,2	-13,0%
Participação especial	-	-	NA	0,2	NA
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	NA	-	NA
Depreciação e amortização	7,1	15,4	-53,9%	13,4	-47,0%
TOTAL	43,4	54,9	-20,9%	60,1	-27,8%

Custos Operacionais Totais

348,0	144,8	140,3%	528,8	-34,2%
--------------	--------------	---------------	--------------	---------------

Nota: Dados não auditados.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 43,4 milhões, 20,9% abaixo do 1T21. Já em Atlanta, os custos aumentaram 238,8%, totalizando R\$ 304,6 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo e do reparo realizado no FPSO no 1T21.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 105,1 milhões no 1T22. Haviam sido de R\$ 17,0 milhões no 1T21. No 1T22 foi realizada a baixa do poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, onde não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos, no montante de R\$ 93,5 milhões.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

(R\$ milhões)

	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Despesas com Pessoal	20,5	19,2	6,8%	28,8	-28,8%
Alocação Projetos de E&P	(10,5)	(8,7)	20,7%	(10,5)	0,0%
Outras Despesas Administrativas	12,6	9,5	32,6%	22,6	-44,2%
TOTAL	22,5	20,0	12,5%	40,9	-45,0%

Em 1T22, as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) apresentaram um aumento de 12,5% em relação à 1T21. Esse aumento é resultado da contabilização pro rata do PLR anual no trimestre e dos gastos relacionados à implementação do novo ERP.

**RENTABILIDADE**

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	339,4	123,3	175,3%	1.293,4	-73,8%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	93,5	0,1	NA	0,02	NA
EBITDAX⁽³⁾	432,9	123,4	250,8%	1.293,4	-66,5%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	53,9%	68,2%	-14,3 p.p.	188,4%	-134,5 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	68,8%	68,3%	0,5 p.p.	188,4%	-119,6 p.p.

Nota: Dados não auditados.

(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. Non GAAP não revisado pelos auditores independentes.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida. Non GAAP não revisado pelos auditores independentes.

O EBITDAX do 1T22 atingiu R\$ 432,9 milhões, 250,8% maior quando comparado ao 1T21. Os principais efeitos que guiaram esse resultado foram: (i) a contabilização de 100% do resultado do Campo de Atlanta; (ii) a alta do Brent no trimestre; e (iii) valorização comercial do óleo de Atlanta na comparação trimestral.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T22, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 328,6 milhões, comparado ao saldo negativo de R\$ 59,1 milhões no 1T21. Esse resultado foi impactado pela valorização do real em relação ao dólar, que foi de 15% no período. A Companhia vem aumentando o montante do seu caixa em dólares de forma a proteger a sua capacidade de investimento, tendo aumentado de 60% para 95% do final de 2021 para o final do 1T22.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 1T22 fechou com saldo negativo de R\$ 403,6 milhões. A queda deve-se principalmente à rentabilidade de aplicações financeiras e à despesa de variação cambial majoritariamente advinda do aumento das aplicações financeiras em dólares e dos recebíveis da venda de óleo.

LUCRO LÍQUIDO

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	339,4	123,3	175,3%	1.293,4	-73,8%
Amortização	(149,6)	(90,8)	64,8%	(288,3)	-48,1%
Resultado Financeiro	(328,6)	(59,1)	456,0%	39,3	NA
Imposto de Renda / Contribuição Social	40,7	10,8	276,9%	(353,7)	-111,5%
Lucro Líquido	(98,2)	(15,8)	521,5%	690,7	-114,2%

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela Enauta. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A Enauta usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.



No 1T22, o prejuízo líquido totalizou R\$ 98,2 milhões. No 1T21 havia sido reportado um prejuízo de R\$ 15,8 milhões. A diferença é reflexo da variação no resultado financeiro que migrou de uma despesa de R\$ 59,1 milhões para uma de R\$ 328,6 milhões. Embora a Companhia tenha registrado um EBITDAX bem superior ao do mesmo trimestre do ano anterior, a variação do câmbio fez a companhia registrar prejuízo no período.

(R\$ milhões)	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%	4T21 Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	223,4	(37,8)	-691,0%	1.144,0	-80,5%
Amortização	(65,8)	48,5	-235,7%	(192,4)	-65,8%
Resultado Financeiro	(407,0)	(5,0)	NA	74,1	-649,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	78,6	(1,5)	NA	(328,7)	-123,9%
Lucro Líquido	(170,8)	4,2	NA	697,0	-124,5%

Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

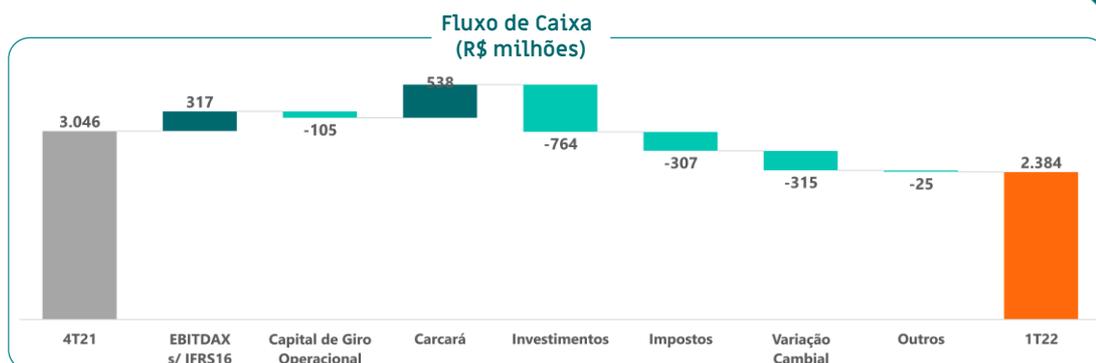
POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

Em 31 de março de 2022, a Companhia registrou saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,4 bilhões, 21,7% inferior ao 4T21, devido: (i) ao desembolso de R\$ 379 milhões relativo a conclusão da compra do FPSO Atlanta para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta; (ii) aos gastos relacionados à reforma e melhoria na planta de tratamento de água do FPSO Petrojarl I, no montante de R\$ 65 milhões; (iii) aos gastos com a mobilização, taxas e adaptação do FPSO, no montante de R\$ 199 milhões; (iv) ao pagamento de IRPJ/CSLL no montante de R\$ 307 milhões impactado principalmente pelo resultado da venda do bloco BM-S-8 (Carcará) e (v) à variação cambial atribuída ao caixa dolarizado no montante de R\$ 314,6 milhões. No trimestre, a Companhia apresentou uma geração de caixa operacional de R\$ 207 milhões, contribuindo para a financiabilidade do desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Em 31 de março de 2022, 95% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte americano através de caixa offshore e fundo cambial com objetivo de hedge. Embora esses recursos tenham apresentado rentabilidade positiva em dólares, quando foram convertidos para reais, geraram uma variação cambial negativa de 15%, refletindo a desvalorização dessa moeda no período. A dolarização recente dos recursos faz parte da Política de Hedge da Companhia, que prevê a manutenção da capacidade de investimento no médio e longo prazo. No horizonte dos próximos anos, a Enauta tem compromissos relevantes em dólar, em função da implementação do SD de Atlanta.

Os 5% remanescentes dos recursos são aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno médio anual das aplicações foi, em média, de 101,35% do CDI.

O CAPEX realizado no primeiro trimestre de 2022 totalizou US\$ 146,2 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta, cerca de US\$ 130 milhões. Este valor inclui a aquisição do FPSO Atlanta, que atuará no Sistema Definitivo do Campo e o início da adaptação da unidade. Além dos investimentos em Atlanta, a Companhia despendeu US\$ 10,7 milhões nos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas e US\$ 5,1 milhões no pagamento do Programa Exploratório Mínimo do bloco devolvido na Bacia do Ceará.



ENDIVIDAMENTO

(R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Dívida Total	148,2	202,6	-26,9%	161,5	-8,2%
Saldo de Caixa*	2.383,6	1.787,3	33,4%	3.045,9	-21,7%
Dívida Líquida Total	(2.235,4)	(1.584,6)	41,1%	(2.884,5)	-22,5%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,7)	(2,2)	1,3x	(1,0x)	0,3x

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

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 (BNB). O endividamento total em 31 de março de 2022 era de R\$ 148,2 milhões, comparados aos R\$ 161,5 milhões registrados ao final de 2021, refletindo as amortizações de principal e juros realizadas no primeiro trimestre.

Após a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB deverá ter o vencimento antecipado para setembro de 2022. Quando do repagamento, montantes colateralizados (caixa restrito) serão liberados, reduzindo impacto no caixa disponível da Companhia.

DIVIDENDOS

A Assembleia Geral Ordinária realizada em 26 de abril de 2022 aprovou a distribuição de dividendos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021 no valor total de R\$ 450.000.000,00, equivalente ao montante de R\$ 1,70841511833 por ação ordinária. Os dividendos serão pagos tendo como base a posição acionária da data da Assembleia e, a partir de 27 de abril de 2022, inclusive, todas as ações passaram a ser negociadas ex dividendos. O pagamento será efetuado no dia 30 de maio de 2022.

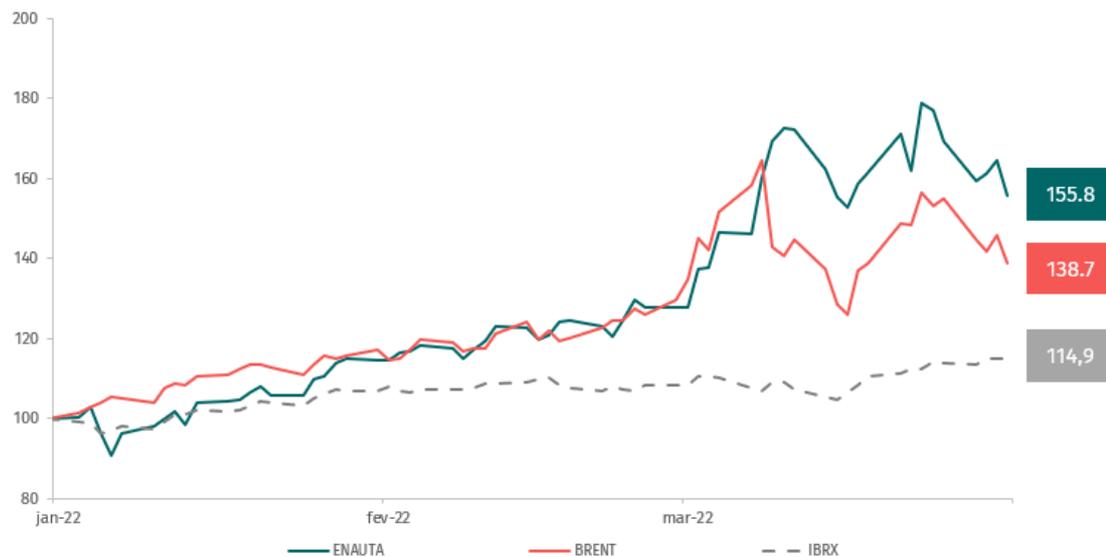
Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 1T22 cotada a R\$ 20,74, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 5,5 bilhões, valorização de 31,3% em relação à cotação registrada em 31 de março de 2021 e valorização de 55,8% em relação à cotação de 31 de dezembro de 2021. O volume médio diário da ENAT3 também apresentou um aumento substancial de 85,5%, atingindo R\$ 37,4 milhões no 1T22, ante R\$ 20,1 milhões no 4T21.

Em 31 de março de 2022, 93% das ações da Enauta pertenciam a pessoas jurídicas e 7% a pessoas físicas, totalizando mais de 40 mil acionistas, número muito superior a dos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 75% eram fundos estrangeiros.

**ENAT3****31/mar/2022**

Market Cap (R\$ bilhões)	5,51
Total de ações emitidas	265.806.905
Varição do preço 52 semanas (%)	31,3%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	13,31
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	20,74
Volume médio diário de negociação no 1T22 (R\$ milhões)	37,35

Desempenho das cotações ENAT3 x Brent x IBRX (Base 100)

Até esta data, a Companhia contava com coberturas de sete equipes de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Dessas, três recomendam “COMPRA” e quatro recomendam “NEUTRO”. O maior preço-alvo para as ações da Companhia é de R\$ 32,00, e o menor é de R\$ 13,00. O preço-alvo médio é de R\$ 20,21 por ação.



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE (R\$ milhões)	1T22	1T21	Δ%
Receita Líquida	629,6	180,7	248,4%
Custos	(314,1)	(110,5)	184,3%
Lucro Bruto	315,5	70,3	348,8%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(22,5)	(20,0)	12,5%
Equivalência patrimonial	0,0	(0,3)	NA
Gastos exploratórios de óleo e gás	(105,1)	(17,0)	518,2%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	1,9	(0,5)	-480,0%
Lucro Operacional	189,7	32,5	483,7%
Resultado financeiro líquido	(328,6)	(59,1)	456,0%
Resultado antes dos impostos e contribuição social	(138,9)	(26,6)	422,2%
Imposto de renda e contribuição social	40,7	10,8	276,9%
Prejuízo Líquido	(98,2)	(15,8)	521,5%

Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	213,4	75,4	213,4
EBITDAX⁽¹⁾	432,9	123,4	250,8%

⁽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. Informação não auditada pelos nossos auditores independentes.

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 auditada pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE (R\$ milhões)	1T22 Ex-IFRS	1T21 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	629,6	180,7	248,4%
Custos	(358,2)	(145,3)	146,6%
Lucro Bruto	271,4	35,4	666,6%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(22,1)	(20,0)	10,4%
Equivalência patrimonial	0,0	(0,3)	NA
Gastos exploratórios de óleo e gás	(93,5)	(17,0)	450,2%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	1,9	(0,5)	-471,1%
Lucro (Prejuízo) Operacional	157,6	(2,3)	NA
Resultado financeiro líquido	(407,0)	5,0	NA
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(249,4)	2,7	NA



Imposto de renda e contribuição social
Lucro (Prejuízo) Líquido

78,6	1,5	NA
(170,8)	4,2	-4.166,7%

EBITDAX (R\$ milhões)

Lucro Líquido
Amortização
Resultado Financeiro líquido
Imposto de Renda / Contribuição Social
EBITDA
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais
EBITDAX
Margem EBITDA
Margem EBITDAX

1T22	1T21	Δ%
Ex-IFRS	Ex-IFRS	
(170,8)	4,2	NA
(65,8)	(48,6)	35,5%
(407,0)	6,2	NA
78,6	1,5	5.141,1%
223,4	45,0	396,5%
(93,5)	(0,1)	NA
317,0	45,1	602,8%
35,5%	25,0%	10,5 p.p.
50,3%	24,9%	25,4 p.p.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	1T22	4T21	Δ%
Ativo Circulante	2.882,9	3.991,7	-27,8%
Caixa e equivalente de caixa	1.054,4	830,4	27,4%
Aplicações financeiras	1.329,2	2.215,6	-40,2%
Contas a receber	372,0	306,8	21,3%
Créditos com parceiros	50,3	5,4	831,5%
Estoques	27,8	12,9	115,5%
Impostos e contribuição a recuperar	8,1	21,2	-61,8%
Instrumentos Financeiros Derivativos	0,3	9,8	-96,9%
Outros	40,9	589,7	-93,1%
Ativo Não Circulante	3.229,8	2.699,3	19,7%
Caixa restrito	333,0	366,7	-9,2%
Impostos a recuperar	70,7	71,7	-1,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	0,0	-
Investimentos	0,0	0,0	-
Imobilizado	1.537,4	924,6	66,3%
Intangível	774,4	780,1	-0,7%
Arrendamentos	425,8	514,9	-17,3%
Outros ativos não circulantes	88,5	41,4	113,8%
TOTAL DO ATIVO	6.112,7	6.691,1	-8,6%
Passivo Circulante	1.031,6	1.226,9	-15,9%
Fornecedores	416,7	194,4	114,4%
Arrendamentos	331,1	419,5	-21,1%
Impostos e contribuição a recolher	34,0	363,9	-90,7%
Remuneração e obrigações sociais	30,3	27,1	11,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	0,0	NA
Empréstimos e financiamentos	130,3	134,6	-3,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,2	2,7	-18,5%
Provisão de multas	40,4	38,3	5,5%
Obrigações de Consórcio	7,3	34,3	-78,7%
Outras obrigações	39,2	12,0	226,7%
Passivo Não Circulante	1.096,2	1.298,3	-15,6%
Fornecedores	73,0	0,0	NA
Arrendamentos - direito de uso	110,1	216,2	-49,1%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,9	8,7	2,3%
Empréstimos e financiamentos	17,8	26,8	-33,6%
Provisão para abandono	678,7	791,2	-14,2%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	149,8	197,5	-24,2%
Patrimônio Líquido	3.984,9	4.165,9	-4,3%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	27,9	112,4	-75,2%
Reserva de Lucros	1.972,0	527,4	273,9%
Reserva de Capital	30,1	30,8	-2,3%
Ações em Tesouraria	(25,0)	-27,4	-8,8%
Lucro líquido do período	(98,2)	1.444,6	-106,8%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.112,7	6.691,1	-8,6%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	1T22	1T21	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Prejuízo do período	(98,2)	(15,8)	521,5%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	0,0	0,3	NA
Varição cambial sobre investimento	0,0	0,0	NA
Amortização e depreciação	67,1	54,4	23,3%
Amortização e depreciação – IFRS 16	90,6	51,7	75,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(47,1)	(11,6)	306,0%
Encargos financeiros IFRS 16	8,2	11,1	-26,1%
Varição cambial IFRS 16	(89,1)	52,6	-269,4%
Encargos financeiros sobre financiamentos e empréstimos	2,1	2,5	-16,0%
Juros Capitalizados	0,0	0,0	NA
Baixa de imobilizado	97,1	0,0	NA
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	NA
Despesa com plano de opção de ações	0,0	6,2	NA
Provisão para imposto renda e contribuição social	6,5	0,8	712,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,0	(0,2)	NA
Outras provisões	1,5	0,0	NA
Outros	2,6	0,0	NA
Aumento (redução) nos ativos operacionais:	457,2	(99,9)	-557,7%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(284,9)	23,0	NA
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	213,4	75,4	183,0%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	142,4	(13,4)	NA
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(121,0)	(94,7)	27,8%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(10,9)	7,1	-235,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	224,0	(25,6)	-975,0%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	830,4	103,2	704,7%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	1.054,4	77,7	1.257,0%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	224,0	(25,6)	-975,0%



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.
Completação	Completação de um poço de petróleo refere-se a um conjunto de operações destinadas a equipar o poço e colocá-lo para produzir óleo ou gás, ou ainda, injetar fluidos nos reservatórios.
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 de 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.
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

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 100% 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