



DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

# Segundo Trimestre de 2022

## VIDEOCONFERÊNCIA

Português

(com tradução simultânea em inglês)

12 de agosto de 2022

11h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

[https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN\\_OORAmLHcRuyOu5Pfgrl9jQ](https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_OORAmLHcRuyOu5Pfgrl9jQ)

**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](http://www.enauta.com.br)

**ENAT**  
B3 LISTED NM



# Enauta divulga resultados do 2T22

Rio de Janeiro, 11 de agosto de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do segundo 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	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	721,8	349,4	106,6%	1.351,4	530,1	154,9%
EBITDAX <sup>1</sup> - R\$ milhões	490,0	1.104,2	-55,6%	922,8	1.227,6	-24,8%
Margem EBITDAX	67,9%	316,1%	-248,2 p.p.	68,3%	231,6%	-163,3 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	280,6	635,7	-55,9%	182,4	619,9	-70,6%
Caixa Líquido <sup>2</sup> - R\$ milhões	1.505,4	2.033,2	-26,0%	1.505,4	2.033,2	-26,0%
CAPEX realizado - US\$ milhões	108,8	7,0	1.454,3%	256,8	13,5	1.802,2%
Produção Total (mil boe)	1.780,6	1.562,2	14,0%	3.370,1	2.614,9	28,9%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.049,8	664,4	58,0%	1.864,6	869,5	114,4%
Produção de Gás (mil boe)	730,7	897,7	-18,6%	1.505,5	1.745,5	-13,7%

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> 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 de R\$ 490,0 milhões no 2T22.**
- ▲ Geração de caixa operacional de cerca de **R\$ 205 milhões no 2T22.**
- ▲ **Posição de caixa<sup>1</sup> US\$ 313 milhões<sup>2</sup> no final do 2T22.**
- ▲ Investimentos no Sistema Definitivo de Atlanta de US\$ 214 milhões até 30 de junho, com avanço consistente das obras, dentro do cronograma e do orçamento.
- ▲ **Redução de US\$ 20 mil por dia no custo logístico em Atlanta desde maio de 2022.**
- ▲ Redução de 30% no custo operacional do Campo de Atlanta a partir do quarto trimestre, resultado do fim do pagamento vinculado ao preço do petróleo constante do contrato de afretamento do FPSO.
- ▲ **Aumento de 50% nas reservas 2P do Campo de Atlanta que totalizaram 156 milhões de barris de óleo em 30 de junho de 2022.**
- ▲ **Retorno total aos acionistas de 54,7% da ENAT3 em 2022<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup> Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

<sup>2</sup> R\$ 1,6 bilhão convertido para US\$ em 30 de junho de 2022

<sup>3</sup> Retorno de 1 de janeiro de 2022 até a data da divulgação



## Mensagem da Administração

O primeiro semestre de 2022 foi marcado pela forte geração de caixa operacional da Companhia. Em um cenário onde a cotação do Brent se sustenta em patamares elevados, a continuidade da nossa produção em Atlanta e a demanda crescente por gás natural contribuem positivamente para o financiamento do atual ciclo de crescimento da Enauta.

Temos a eficiência operacional como um dos pilares da Companhia, com sólidos resultados reportados nos últimos meses. Esperamos avançar ainda mais neste terceiro trimestre. A estrutura contratual do FPSO do Sistema de Produção Antecipada de Atlanta permitirá uma redução de aproximadamente 30% no custo diário total, em relação ao praticado no 2T22, impactando positivamente nossa margem nos meses subseqüentes. O contrato da unidade contempla o pagamento de uma parcela adicional de acordo com o Brent, que deixará de ser incorrida quando atingido o teto contratual previsto para ocorrer ao final do terceiro trimestre de 2022. Além da redução no custo operacional, a produção do terceiro poço deverá retornar em setembro. Por fim, iniciaremos a perfuração de mais um poço no Campo de Atlanta, que substituirá um dos poços atualmente em produção. O poço adicional vai gerar não apenas um incremento da produção a partir do início de 2023, mas trará também maior estabilidade à operação de Atlanta.

Em 7 de agosto, informamos que a parada programada em Atlanta está em sua fase final. O retorno gradual da produção do Campo deverá ocorrer em meados de agosto, quando começará o comissionamento da nova unidade de tratamento de água e dos equipamentos que sofreram manutenção no período e serão executados serviços complementares no FPSO Petrojarl I. A produção deverá estar normalizada até setembro. Segundo a nossa área técnica, os trabalhos realizados até o momento não encontraram nenhuma situação que coloque em risco a extensão dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M), o que nos traz mais confiança na avaliação técnica, rumo à recertificação necessária para estender o contrato vigente da unidade de produção por dois anos até a implantação do Sistema Definitivo (SD).

Seguimos avançando diligentemente também no cronograma de implantação do SD. Desde a aprovação do projeto, a Companhia já desembolsou o equivalente a US\$ 213,7 milhões, sendo US\$ 83,7 milhões neste último trimestre. Além disso, no segundo trimestre, estruturamos comitês visando reforçar ainda mais a governança do projeto. Foi criado o “Stakeholder Committee”, que tem como objetivo acompanhar o progresso do SD de forma multidimensional, em adição ao “Steering Committee”, que se reúne trimestralmente e conta com os CEOs das principais empresas participantes, facilitando o gerenciamento de todas as interfaces dos contratos.

Ainda com relação ao Campo de Atlanta, divulgamos no final de julho um novo relatório de certificação de reservas, incorporando a extensão do contrato de concessão até 2044, o que resultou em aumento de cerca de 50% em relação às reservas 2P reportadas anteriormente. O volume certificado 2P totalizou 155,7 milhões de barris em 30 de junho de 2022.

As nossas ações continuam com desempenho positivo no ano, com aumento crescente da liquidez, refletindo o bom momento da Companhia e do setor. Continuamos analisando oportunidades e fontes de financiamento em reais e em moedas estrangeiras para financiar nossas necessidades de investimento. Seguimos com nossos fundamentos robustos e atentos às oportunidades de negócios, incluindo aquisição de ativos e M&A, em busca de um portfólio mais balanceado e com potencial de geração de valor para nossos acionistas.

## Ambiental, Social e Governança (ESG)

Com o objetivo de promover maior integração entre as áreas e fortalecer nossa estrutura e governança de dados, modernizamos nosso sistema ERP com a adoção do SAP S/4HANA no início de julho. Buscamos constantemente as mais inovadoras soluções para a otimização





dos nossos recursos e demos um passo importante no aprimoramento de nossos controles internos.

Em conjunto com a implementação do SAP, realizamos um mapeamento dos processos que permeiam o sistema, incluindo os principais riscos operacionais e seus pontos de controle, além do desenvolvimento de procedimentos operacionais para os processos críticos.

Sempre pautados pelas diretrizes da Política de Desenvolvimento Sustentável, selecionamos vinte projetos de impacto social a serem executados em 2022. Temos como base para a escolha de tais projetos pilares como a educação, a diversidade e a inclusão. Destacamos o nosso apoio (i) ao Projeto “Vozes Negras – A Força do Canto Feminino”, uma série musical que homenageia grandes talentos negros femininos da nossa música; (ii) a Academia Jovem Concertante, uma incubadora de talentos com formação musical clássica; e (iii) “Imagens em Movimento”, que promove atividades extracurriculares em escolas públicas.

## Desempenho Setorial

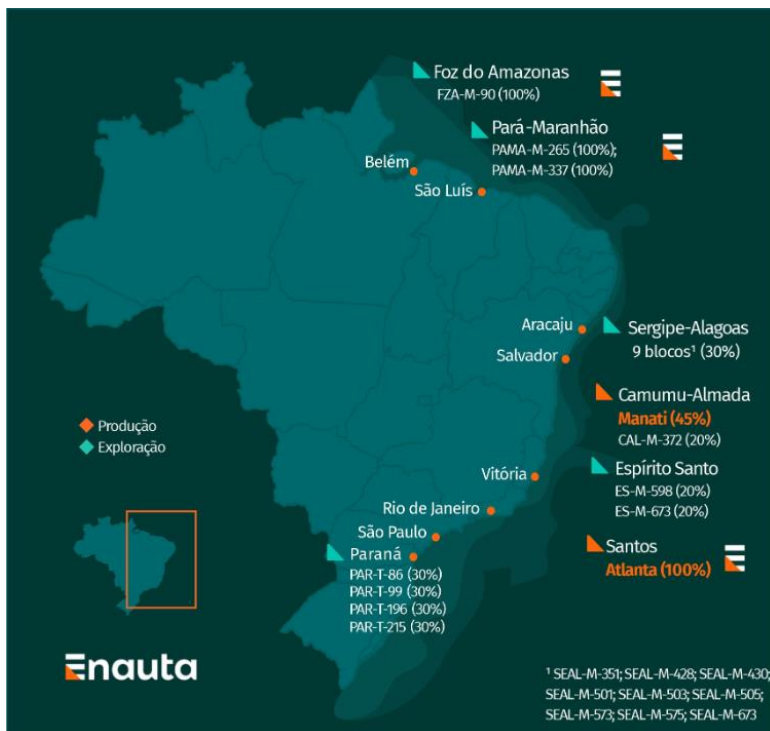
O 2T22 registrou tendência de estabilidade acima dos três dígitos no preço do petróleo. Após encerrar o mês de março com cotação de US\$ 107 por barril, o Brent registrou média de US\$ 114 por barril no segundo trimestre, desempenho ainda relacionado ao desequilíbrio entre oferta e demanda. O aumento na demanda do consumo de petróleo persiste com a retomada da atividade econômica, especialmente nas economias desenvolvidas. O setor de serviços intensivos, que inclui atividades de viagens e transporte, lazer e hospitalidade, tem liderado o movimento de recuperação. A continuidade do conflito geopolítico entre Rússia e Ucrânia segue gerando uma oferta deficitária da *commodity*.

Julho, por sua vez, já iniciou mais volátil. Conforme relatório do JP Morgan, o barril deve fechar o 3T22 em US\$ 101. Tais projeções apontam que, se a Rússia, que nunca esteve em patamar de superávit tão alto, reduzir a produção em retaliação ao teto de preço considerado pelos países do G7, o preço do barril poderia atingir US\$ 200. No entanto, a Opep (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) alerta que a demanda global está ameaçada por diversos fatores, como: tensões geopolíticas em curso; números da pandemia em alguns países; inflação crescente; problemas agravados na cadeia de suprimentos; altos níveis de dívida soberana em muitas regiões; e aperto monetário esperado por bancos centrais nos EUA, Reino Unido, Japão e na zona do euro.

A invasão russa na Ucrânia também continua sendo o principal motivo para a crise no preço do gás natural. Com a escalada das sanções ao país, a Rússia reduziu o fornecimento para a Europa, e a chegada do inverno coloca os países em alerta, caso não consigam encontrar uma alternativa viável ao fornecimento do gás russo. A Agência Internacional de Energia (AIE) chegou a pedir aos europeus, no mês de julho, para reduzirem o consumo de gás porque as medidas em prática até o momento são insuficientes para garantir os estoques. No Brasil, o contexto pós marco regulatório federal do gás natural e o aumento do protagonismo do país na busca pela transição energética estão levando ao consumo mais eficiente, favorecendo o cenário de preços.

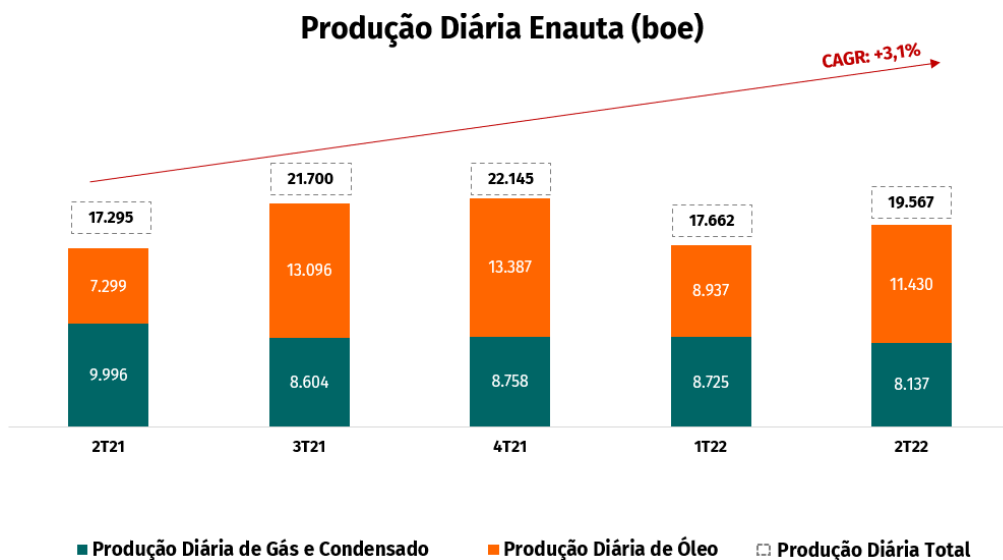


## Portfólio de Ativos



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	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.040,1	1.243,0	-16,3%	1.844,4	1.653,0	11,6%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	11,4	13,7	-16,8%	10,2	9,1	11,8%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.040,1	664,4	56,5%	1.844,4	869,4	112,1%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.100,2	569,6	93,2%	1.831,6	752,1	143,6%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	4,92	5,29	-7,0%	5,08	5,38	-5,6%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	111,0	70,7	57,0%	116,3	65,8	76,8%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	0-2	-	0-1	0-2	-

\*Em 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 56,5% no 2T22 em comparação ao 2T21, resultado, principalmente, do aumento de 50% de participação da Companhia no Campo a partir do final de junho de 2021.

A produção média diária do Campo foi de 11,4 mil barris de óleo no trimestre, 28,1% maior do que a média do 1T22 e 16,8% abaixo da produção do Campo no 2T21. No semestre, a produção aumentou 11,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função do aumento da participação e da interrupção na produção no Campo no início de 2021.

Conforme divulgado ao mercado, a parada programada do Campo de Atlanta está em sua fase final e a produção deverá ser retomada nos próximos dias por meio de dois poços. Após o reinício da operação, começará o comissionamento da unidade nova de tratamento de água e dos demais equipamentos que passaram por manutenção. Serão também executados serviços complementares no FPSO Petrojarl I. O retorno será gradual e a normalização da produção é esperada para setembro. O Campo de Atlanta deverá voltar a produzir com três poços até o final do terceiro trimestre de 2022, quando a capacidade de produção do Campo deverá atingir cerca de 15,5 mil barris de óleo por dia.

A parada tem por objetivo atender às exigências normativas do Ministério do Trabalho, bem como preparar o FPSO para a sua recertificação pela DNV (Det Norske Veritas), visando à extensão dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) por dois anos a partir de maio de 2023. Uma vez obtida a recertificação, a extensão contratual do FPSO permitirá a operação da produção até a entrada do Sistema Definitivo de Produção, previsto para meados de 2024.

Está prevista a perfuração de um poço adicional no quarto trimestre de 2022 que deverá aumentar a capacidade de 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 flexibilidade operacional 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.

### CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

Em 26 de julho de 2022, a Companhia divulgou a atualização das reservas do Campo de Atlanta com data base em 30 de junho de 2022, elaborada pela consultoria independente



Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline). Com essa atualização, as reservas 2P aumentaram aproximadamente 50%, passando de 105,7 milhões de barris em 31 de dezembro de 2021 para 155,7 milhões de barris em 30 de junho de 2022. A produção do Campo de Atlanta foi de 1,8 milhão de barris de janeiro a junho de 2022.

Em 19 de maio de 2022, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o novo Plano de Desenvolvimento e a extensão do contrato de concessão do Campo de Atlanta por mais 11 anos. Com isso, o prazo da concessão foi prorrogado para 2044 e recursos antes considerados contingentes foram reclassificados para reserva 2P. Em adição ao novo prazo, a nova declaração inclui a perfuração de mais quatro poços até o final da década, além dos seis que estarão produzindo quando do início da operação do FPSO Atlanta em 2024.

## 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 Coreia do Sul.

## LIFTING COSTS<sup>2</sup>

O lifting cost sem afretamento foi de US\$ 13,8 por barril, inferior ao registrado no trimestre anterior e no mesmo período do ano passado. Essa redução é resultado, principalmente, da contínua otimização dos custos logísticos, representando uma redução de US\$ 20 mil por dia, como informado no último release. O custo diário foi de US\$ 540,2 mil no 2T22, superior ao 1T22, em função dos custos com afretamento, impactados pela alta do Brent.

A partir do próximo trimestre, a estrutura contratual do FPSO do Sistema de Produção Antecipada permitirá uma redução de aproximadamente 30% no custo diário total, em relação ao custo diário do 2T22. Esta redução é resultado do término do pagamento de uma parcela adicional de acordo com o Brent existente no contrato o FPSO. A parcela deixará de ser incorrida quando o teto contratual for atingido previsto para setembro de 2022.

	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Opex <sup>1</sup> (US\$ milhões)	49,2	31,3	57,2%	90,9	53,3	70,5%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) sem afretamento	157,8	192,5	-18,0%	162,1	193,8	-16,4%
Opex <sup>1</sup> (US\$ mil/dia) com afretamento	540,2	343,8	57,1%	502,3	294,1	70,8%
Lifting cost <sup>2</sup> (US\$/bbl)	47,3	25,2	87,7%	49,3	32,2	53,1%
Lifting cost <sup>2</sup> sem afretamento (US\$/bbl)	13,8	14,1	-2,1%	15,9	21,2	-25,0%

<sup>1</sup>Opex: 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.

<sup>2</sup>Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.



## SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA E SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

Com início previsto em meados de 2024, o Sistema Definitivo (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.

O investimento aprovado para a primeira fase do SD é de US\$ 1,2 bilhão, já incluídos cerca de US\$ 500 milhões referentes à compra e adaptação do FPSO Atlanta. O investimento remanescente para a primeira fase, cerca de US\$ 700 milhões, refere-se às atividades de perfuração de 3 poços adicionais, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações. Desse valor, a Companhia já desembolsou cerca de US\$ 213,7 milhões e US\$ 100 milhões serão desembolsados após o início da produção do SD.

A segunda fase do SD consiste na perfuração de 4 poços adicionais, instalação dos sistemas de produção, equipamentos do sistema submarino e suas interligações. O investimento previsto nesta segunda fase é de US\$ 750 milhões, a serem desembolsados entre 2025 e 2027.

## Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Produção Total do Campo (milhões m <sup>3</sup> )	258,2	317,2	-18,6%	531,9	616,7	-13,7%
Produção Média Diária do Campo (milhões m <sup>3</sup> /dia)	2,8	3,5	-18,6%	2,9	3,4	-13,7%
Produção referente a 45% da Companhia (milhões m <sup>3</sup> )	116,2	142,7	-18,6%	239,4	277,5	-13,7%

### PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 2,8 milhões de m<sup>3</sup> no 2T22, redução de 18,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. No semestre, o Campo produziu 2,9 milhões de m<sup>3</sup> por dia, em comparação a 3,4 milhões de m<sup>3</sup> por dia no 6M21, em função do declínio natural do Campo e paradas ao longo dos primeiros seis meses de 2022.

### CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A declaração de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati com data base em 31 de dezembro de 2021 indicou que as reservas 2P da Enauta totalizavam cerca de 12,0 milhões de barris de óleo equivalente. Em relação ao volume reportado em 31 de dezembro de 2020, houve aumento de 54% na reserva 2P. Esse incremento foi devido, principalmente, à viabilização de uma nova condição técnica para operação da estação de compressores em terra e na plataforma marítima, permitindo a maior recuperação das reservas de gás.

## Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

A perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto Cutthroat, localizado no Bloco SEAL-M-428, ocorreu no primeiro semestre de 2022. 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 nesse ano.

## Desempenho Financeiro

### RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Campo de Atlanta	597,3	216,7	175,6%	1.092,4	273,4	299,6%
Campo de Manati	124,5	132,7	-6,2%	259,0	256,7	0,9%
<b>TOTAL</b>	<b>721,8</b>	<b>349,4</b>	<b>106,6%</b>	<b>1.351,4</b>	<b>530,1</b>	<b>154,9%</b>

A Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 721,8 milhões no trimestre, crescimento de 106,6% em relação ao 2T21, impulsionada, principalmente, pelo desempenho do Campo de Atlanta, que respondeu por 82,8% da receita total. No semestre, o crescimento foi ainda maior, 154,9%, em relação ao mesmo período do ano passado.

No 2T22, a receita líquida do Campo de Atlanta aumentou 175,6% quando comparada ao 2T21, 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 redução de 6,2% no 2T22, resultado principalmente da queda na produção na comparação trimestral. Já no semestre, a receita do Campo aumentou 0,9%.

### CUSTOS OPERACIONAIS

#### Campo de Atlanta (R\$ milhões)

	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Custos de produção	120,9	20,2	498,5%	227,5	40,8	457,6%
Custos de manutenção	2,1	0,0	NA	12,9	0	NA
Royalties	31,7	12,9	145,7%	52,8	17	210,6%
Depreciação e amortização	173,5	135,3	28,2%	309,7	204,3	51,6%
<b>TOTAL</b>	<b>328,2</b>	<b>158,9</b>	<b>106,5%</b>	<b>602,9</b>	<b>221,4</b>	<b>172,3%</b>

#### Campo de Manati (R\$ milhões)

	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
Custos de produção	10,8	15,6	-30,8%	27,2	32,6	-16,6%
Custos de manutenção	1,7	0,0	NA	1,7	0	NA
Royalties	9,9	10,3	-3,9%	20,3	20	1,50%
Participação especial	0,0	1,3	-100,0%	-0,3	1,3	-123,1%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	1,4	-100,0%	0,0	1,4	-100,0%
Depreciação e amortização	11,2	19,8	-43,4%	24,0	41,2	-41,7%
<b>TOTAL</b>	<b>33,5</b>	<b>48,4</b>	<b>-30,8%</b>	<b>72,9</b>	<b>96,4</b>	<b>-24,4%</b>

<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>361,7</b>	<b>207,3</b>	<b>74,5%</b>	<b>675,8</b>	<b>317,8</b>	<b>112,6%</b>
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------



Os custos operacionais totais no 2T22 foram de R\$ 361,7 milhões, 74,5% maiores em comparação ao 2T21, refletindo o reconhecimento de 100% da participação em Atlanta, bem como o incremento do custo de afretamento, principalmente relacionado ao Brent.

Os custos operacionais de Manati no 2T22 foram 30,8% menores em comparação aos registrados no 2T21, resultado, principalmente, da redução do custo de Amortização e Depreciação em função da atualização da reserva de Manati referente a 31 de dezembro de 2021.

Campo de Atlanta (R\$ milhões)	2T22			6M22		
	Ex-IFRS	2T21 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	6M21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	195,6	72,4	170,2%	418,3	125,9	232,2%
Royalties	31,7	12,9	145,7%	55,3	17,0	225,3%
Depreciação e amortização	84,3	95,6	-11,8%	142,6	127,8	11,6%
<b>TOTAL</b>	<b>311,6</b>	<b>180,9</b>	<b>72,2%</b>	<b>616,2</b>	<b>270,7</b>	<b>127,6%</b>

Campo de Manati (R\$ milhões)	2T22			6M22		
	Ex-IFRS	2T21 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	6M21 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	23,9	27,5	-13,1%	52,2	57,2	-8,7%
Royalties	9,9	10,3	-3,9%	17,9	20,0	-10,5%
Participação especial	0,0	1,3	-100,0%	0,0	1,3	-100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	1,4	-100,0%	0,0	1,4	-100,0%
Depreciação e amortização	11,2	14,5	-22,8%	18,3	30,5	-40,0%
<b>TOTAL</b>	<b>45,0</b>	<b>54,9</b>	<b>-18,0%</b>	<b>88,4</b>	<b>110,4</b>	<b>-19,9%</b>

<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>356,6</b>	<b>235,8</b>	<b>51,2%</b>	<b>704,6</b>	<b>381,1</b>	<b>84,9%</b>
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Nota: Dados não revisados/auditados pelos nossos auditores independentes.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 45,0 milhões, 18,0% abaixo do 2T21. Já em Atlanta, os custos aumentaram 72,2%, totalizando R\$ 311,6 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo.

### GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 58,1 milhões no 2T22, valor superior ao registrado no 2T21 de R\$ 46,9 milhões. A baixa do poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, onde não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos, impactou o 2T22 em R\$ 50,1 milhões. No 2T21, a Companhia provisionou R\$ 37,0 milhões em função da devolução do Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará.

### DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A (R\$ milhões)	2T22			6M22		
	2T21	Δ%	6M21	Δ%		
Despesas com Pessoal	29,6	23,3	26,9%	50,1	42,5	18,0%
Alocação Projetos de E&P	(10,0)	(8,8)	14,7%	(20,6)	(17,5)	17,9%
Outras Despesas Administrativas	21,5	7,5	189,9%	34,1	17,0	101,5%



<b>TOTAL</b>	<b>41,1</b>	<b>22,0</b>	<b>86,8%</b>	<b>63,7</b>	<b>42,0</b>	<b>51,7%</b>
--------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	--------------

No 2T22, as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) apresentaram um aumento de 86,8% em relação a 2T21. Esse aumento é resultado, principalmente, dos gastos relacionados à implementação do SAP, o novo ERP da Enauta. Também contribuíram para o aumento ano a ano as novas contratações, o dissídio coletivo e a contabilização pro rata do PLR anual e incentivos de longo prazo.

## RENTABILIDADE

### EBITDA & EBITDAX (R\$ milhões)

	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>439,8</b>	<b>1.067,2</b>	<b>58,8%</b>	<b>779,2</b>	<b>1.190,5</b>	<b>-34,6%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais <sup>(2)</sup>	50,2	37,0	35,7%	143,70	37,1	287,3%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>490,0</b>	<b>1.104,2</b>	<b>-55,6%</b>	<b>922,85</b>	<b>1.227,60</b>	<b>-24,8%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	60,9%	305,5%	-244,6 p.p.	57,7%	224,6%	-166,9 p.p.
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	67,9%	316,1%	-248,2 p.p.	68,3%	231,6%	-163,3 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 2T22 atingiu R\$ 490,0 milhões, 13,2% maior quando comparado ao 1T22, que totalizou R\$ 432,9 milhões. Na comparação com o mesmo período do ano anterior, o EBITDAX registrou redução de 55,6%, em função, principalmente, da contabilização de 100% do valor justo da participação de 50% do Campo de Atlanta ocorrida no 2T21.

## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi positivo em R\$ 129,6 milhões, comparado ao saldo positivo de R\$ 26,6 milhões no 2T21. O resultado do trimestre foi impactado positivamente pela valorização do Dólar em relação ao Real, que foi de 11% 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% ao final do ano de 2021 para 94% ao longo do primeiro semestre de 2022.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 2T22 fechou com saldo positivo de R\$ 198,2 milhões. O aumento deve-se principalmente à variação cambial positiva advinda do caixa dolarizado.

## LUCRO LÍQUIDO

(R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>439,8</b>	<b>1.067,2</b>	<b>-58,8%</b>	<b>779,2</b>	<b>1.190,5</b>	<b>-34,5%</b>
Amortização	(185,3)	(155,5)	19,2%	-334,9	(246,3)	36,0%



Resultado Financeiro	129,6	26,6	387,2%	-199	(32,5)	512,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(103,5)	(302,6)	-65,8%	-62,8	(291,7)	-78,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>280,6</b>	<b>635,7</b>	<b>-55,9%</b>	<b>182,4</b>	<b>619,9</b>	<b>-70,6%</b>

<sup>(1)</sup> 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 2T22, o lucro líquido totalizou R\$ 280,6 milhões. No 2T21 havia sido reportado um lucro de R\$ 635,7 milhões, em função, principalmente, do reconhecimento de 50% de participação adicional no Campo de Atlanta.

(R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>294,7</b>	<b>993,7</b>	<b>-70,3%</b>	<b>518,1</b>	<b>1.003,3</b>	<b>-48,4%</b>
Amortização	(91,0)	(110,5)	-17,6%	(156,8)	(122,5)	28,0%
Resultado Financeiro	198,2	(28,6)	793,0%	(208,8)	(23,6)	784,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(116,5)	(273,5)	-57,4%	(37,9)	(272,0)	-86,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>285,4</b>	<b>581,1</b>	<b>-50,9%</b>	<b>114,6</b>	<b>585,2</b>	<b>-80,4%</b>

<sup>(1)</sup> 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.

## Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

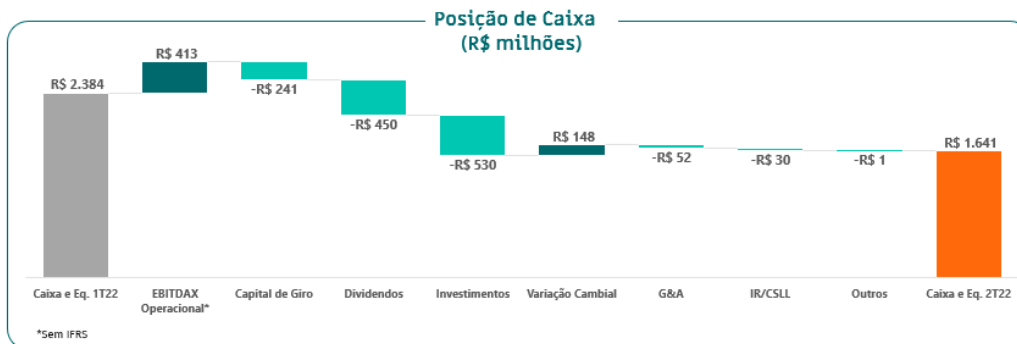
Em 30 de junho de 2022, a Companhia registrou saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 1,6 bilhão, 33,3% inferior ao 1T22, devido principalmente: (i) ao Investimento de R\$ 438,6 milhões no desenvolvimento do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta; (ii) aos gastos relacionados à reforma e melhoria na planta de tratamento de água do FPSO Petrojarl I, no montante de R\$ 64,5 milhões; e (iii) ao pagamento de dividendos de R\$ 450,0 milhões, compensado parcialmente pela (iv) Receita Financeira de R\$ 198,2 milhões, majoritariamente de variação cambial, e geração operacional. No trimestre, a Companhia apresentou EBITDA de R\$ 439,8 milhões.

Em 30 de junho de 2022, 94% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte americano através de caixa offshore, rentabilizando 1,1% a.a.. A dolarização recente dos recursos faz parte da Política de Hedge da Companhia, que prevê a manutenção da capacidade de investimento em dólares, uma vez que o investimento na implementação do SD de Atlanta é majoritariamente dolarizado.

Os 6% remanescentes dos recursos estão aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno médio anual das aplicações foi, em média, de 101,0% do CDI.

O CAPEX realizado no segundo trimestre de 2022 totalizou US\$ 108,8 milhões, sendo US\$ 90,7 milhões destinados ao Campo de Atlanta. Além dos investimentos em Atlanta, a Companhia despendeu US\$ 17,9 milhões nos blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.





## ENDIVIDAMENTO

(R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	1T22	Δ%
Dívida Total	135,1	188,7	-28,4%	148,2	-8,8%
Saldo de Caixa*	1.640,5	2.033,1	-19,3%	2.383,6	-31,2%
Dívida Líquida Total	(1.505,4)	(1.844,5)	-18,4%	(2.235,4)	-32,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,6)	(1,2)	0,6x	(0,7)	0,1x

\* 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 30 de junho de 2022 era de R\$ 135,1 milhões, comparados aos R\$ 148,2 milhões registrados ao final de março de 2022, refletindo as amortizações de principal e juros realizadas no trimestre.

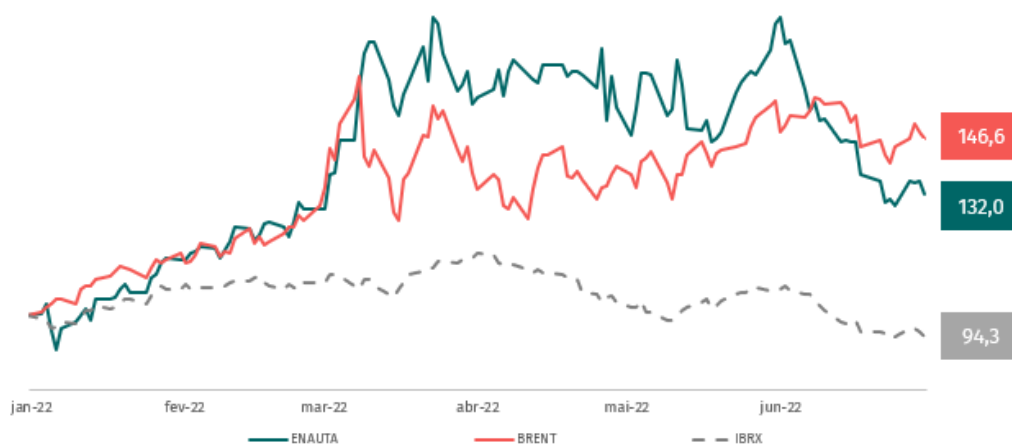
Após a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB deverá ter o vencimento antecipado para setembro de 2022. Quando do repagamento, montantes colateralizados (caixa restrito) serão liberados, reduzindo impacto no caixa disponível da Companhia.

## Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 2T22 cotada a R\$ 17,57, correspondendo ao valor de mercado de R\$ 4,7 bilhões, desvalorização de 2,4% em relação à cotação registrada em 31 de março de 2022 e retorno total ao acionista de 49,8% no ano de 2022. O volume médio diário da ENAT3 também apresentou um aumento substancial de 44,0%, atingindo R\$ 43,3 milhões no primeiro semestre de 2022, ante R\$ 30,0 milhões no mesmo período de 2021.

Em 30 de junho de 2022, 94% das ações do free floating da Companhia pertenciam a investidores institucionais e 6% a pessoas físicas, totalizando mais de 35 mil acionistas, número muito superior a dos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 33% eram fundos estrangeiros.

ENAT3	30/jun/2022
Market Cap (R\$ bilhões)	4,67
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	-2,4%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	21,00
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	17,57
Volume médio diário de negociação no 2T22 (R\$ milhões)	49,2

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

Até esta data, a Companhia contava com coberturas de seis equipes de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Dessas, cinco recomendam “COMPRA” e uma recomenda “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\$ 23,00 por ação.



## Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE (R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>721,8</b>	<b>349,4</b>	<b>106,6%</b>	<b>1.351,40</b>	<b>530,1</b>	154,9%
Custos	(361,7)	(207,3)	74,5%	(675,8)	(317,8)	112,6%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>360,0</b>	<b>142,1</b>	<b>153,3%</b>	<b>675,60</b>	<b>212,4</b>	218,1%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(41,1)	(22,0)	86,8%	(63,7)	(42,0)	51,7%
Equivalência patrimonial	0,0	0,2	-100,0%	0	(0,2)	-100,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(58,1)	(46,9)	23,9%	(163,2)	(63,8)	155,8%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(6,3)	838,3	-100,8%	(4,4)	837,8	-100,5%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>254,5</b>	<b>911,7</b>	<b>-72,1%</b>	<b>444,3</b>	<b>944,2</b>	-52,9%
Resultado financeiro líquido	129,6	26,6	387,2%	(199,1)	(32,5)	512,6%
<b>Resultado antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>384,1</b>	<b>938,3</b>	<b>-59,1%</b>	<b>245,2</b>	<b>911,7</b>	-73,1%
Imposto de renda e contribuição social	(103,5)	(302,5)	-65,8%	(62,8)	(291,7)	-78,5%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>280,6</b>	<b>635,7</b>	<b>-55,9%</b>	<b>182,4</b>	<b>619,9</b>	-70,6%
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>204,8</b>	<b>101,4</b>	<b>102,0%</b>	<b>418,2</b>	<b>176,8</b>	<b>136,5%</b>
<b>EBITDAX<sup>(1)</sup></b>	<b>490,0</b>	<b>1.104,2</b>	<b>-55,6%</b>	<b>922,8</b>	<b>1.227,6</b>	<b>-24,8%</b>

<sup>(1)</sup> 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 substituiu 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)	2T22 Ex- IFRS	2T21 Ex- IFRS	Δ%	6M22 Ex- IFRS	6M21 Ex-IFRS	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>721,8</b>	<b>349,4</b>	<b>106,6%</b>	<b>1.351,4</b>	<b>530,1</b>	<b>154,9%</b>
Custos	(412,6)	(235,8)	75,0%	(770,8)	(381,1)	102,3%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>309,2</b>	<b>113,6</b>	<b>172,2%</b>	<b>580,6</b>	<b>149,0</b>	<b>289,7%</b>
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(41,2)	(22,0)	87,3%	(63,3)	(42,0)	50,7%



Equivalência patrimonial	0,0	0,2	-100,0%	0,0	(0,2)	-100,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(58,1)	(46,9)	23,9%	(151,6)	(63,8)	137,6%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(6,3)	838,3	-100,8%	(4,4)	837,8	-100,5%
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>203,6</b>	<b>883,2</b>	<b>-76,9%</b>	<b>361,2</b>	<b>880,8</b>	<b>-59,0%</b>
Resultado financeiro líquido	198,2	-28,6	-793,0%	(208,8)	(23,6)	784,7%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	401,9	854,6	-53,0%	152,5	857,2	-82,2%
Imposto de renda e contribuição social	(116,5)	(273,5)	-57,4%	(37,9)	(272,0)	-86,1%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>285,4</b>	<b>581,1</b>	<b>-50,9%</b>	<b>114,6</b>	<b>585,2</b>	<b>-80,4%</b>

EBITDAX (R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>285,4</b>	<b>581,1</b>	<b>-50,9%</b>	<b>114,6</b>	<b>585,2</b>	<b>-80,4%</b>
Amortização	-91,0	-110,5	-17,6%	-156,8	-122,5	28,0%
Resultado Financeiro	198,2	-28,6	-793,0%	-208,8	-23,6	784,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	-116,5	-273,5	-57,4%	-37,9	-272	-86,1%
<b>EBITDA</b>	<b>294,7</b>	<b>993,7</b>	<b>-70,3%</b>	<b>518,1</b>	<b>1003,3</b>	<b>-48,4%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	50,2	37,0	35,7%	143,7	37,1	287,3%
<b>EBITDAX</b>	<b>344,9</b>	<b>1030,7</b>	<b>-66,5%</b>	<b>661,8</b>	<b>1040,4</b>	<b>-36,4%</b>
Margem EBITDA	40,8%	284,4%	-243,6 p.p.	38,3%	189,30%	-151,0 p.p.
Margem EBITDAX	<b>47,8%</b>	<b>295,0%</b>	<b>-247,2 p.p.</b>	<b>49,0%</b>	<b>196,30%</b>	<b>-147,3 p.p.</b>





## Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ milhões)	2T22	1T22	Δ%
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.335,6</b>	<b>2.882,9</b>	<b>-19,0%</b>
Caixa e equivalente de caixa	1.635,7	1.054,4	55,1%
Aplicações financeiras	4,8	1.329,2	-99,6%
Contas a receber	541,4	372,0	45,5%
Créditos com parceiros	50,6	50,3	0,6%
Estoques	52,5	27,8	88,8%
Impostos e contribuição a recuperar	3,2	8,1	-60,5%
Instrumentos Financeiros Derivativos	3,4	0,3	1033,3%
Outros	44,0	40,9	7,6%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>3.657,2</b>	<b>3.229,8</b>	<b>13,2%</b>
Caixa restrito	355,1	333,0	6,6%
Impostos a recuperar	71,9	70,7	1,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	0,0	0,0%
Investimentos	0,0	0,0	0,0%
Imobilizado	1.909,9	1.537,4	24,2%
Intangível	767,0	774,4	-0,9%
Arrendamentos	457,3	425,8	7,4%
Outros ativos não circulantes	96,1	88,5	8,6%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>5.992,8</b>	<b>6.112,7</b>	<b>-2,0%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>889,4</b>	<b>1.031,6</b>	<b>-13,8%</b>
Fornecedores	188,8	416,7	-54,7%
Arrendamentos	363,9	331,1	9,9%
Impostos e contribuição a recolher	89,1	34,0	162,1%
Remuneração e obrigações sociais	35,1	30,3	15,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	0,0	-
Empréstimos e financiamentos	126,3	130,3	-3,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,2	2,2	0,0%
Provisão de multas	41,4	40,4	2,5%
Obrigações de Consórcio	7,3	7,3	0,0%
Outras obrigações	35,2	39,2	-10,2%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>1.180,9</b>	<b>1.096,2</b>	<b>7,7%</b>
Fornecedores	115,5	73,0	58,2%
Arrendamentos - direito de uso	149,4	110,1	35,7%
Obrigações Fiscais a Pagar	9,3	8,9	4,5%
Empréstimos e financiamentos	8,8	17,8	-50,6%
Provisão para abandono	675,5	678,7	-0,5%
Provisão para contingência	0,1	0,0	NA
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	164,4	149,8	9,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>3.922,4</b>	<b>3.984,9</b>	<b>-1,6%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	134,3	27,9	381,4%
Reserva de Lucros	1.522,0	1.972,0	-22,8%
Reserva de Capital	29,9	30,1	-0,7%
Ações em Tesouraria	(24,4)	(25,0)	-2,4%
Lucro líquido do período	182,4	(98,2)	-285,7%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>5.992,8</b>	<b>6.112,7</b>	<b>-2,0%</b>



## Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ milhões)	2T22	2T21	Δ%	6M22	6M21	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>280,6</b>	<b>635,7</b>	<b>-55,9%</b>	<b>182,4</b>	<b>619,9</b>	<b>70,6%</b>
<b>AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Equivalência Patrimonial	0,0	(0,2)	-100,0%	0,0	0,2	-100,0%
Variação cambial sobre investimento	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	89,7	127,5	-29,6%	156,9	181,9	-13,7%
Amortização e depreciação - IFRS 16	87,4	43,6	100,5%	178,0	95,3	86,8%
Variação Cambial - IFRS16	52,4	(39,7)	232,0%	(36,6)	13,0	-381,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14,4	292,7	-95,1%	(32,8)	281,1	-111,7%
Encargos financeiros IFRS 16	8,8	(33,1)	-126,6%	17,0	(22,0)	-177,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	1,5	2,3	-34,8%	3,5	4,9	-28,6%
Encargos provisão de abandono	1,3	0,0	NA	3,9	0,0	NA
Aumento de participação em consórcio	0,0	(821,4)	-100,0%	0,0	(821,4)	-100,0%
Baixa de imobilizado	(0,2)	10,1	-102,0%	96,9	10,1	859,4%
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Despesa com plano de ação	0,0	(0,4)	-100,0%	0,0	5,8	-100,0%
Provisão para imposto renda e contribuição social	89,1	9,9	800,0%	95,6	10,7	793,5%
Outras provisões	1,2	0,0	NA	2,7	0,0	NA
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,0	0,1	-100,0%	0,0	(0,2)	-100,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>(259,5)</b>	<b>(127,0)</b>	<b>104,3%</b>	<b>197,7</b>	<b>(227,0)</b>	<b>187,1%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(162,0)</b>	<b>1,4</b>	<b>NA</b>	<b>(446,9)</b>	<b>24,5</b>	<b>NA</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>204,8</b>	<b>101,4</b>	<b>102,0%</b>	<b>418,2</b>	<b>176,8</b>	<b>136,5%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	<b>951,5</b>	<b>152,7</b>	<b>523,1%</b>	<b>1.093,9</b>	<b>139,3</b>	<b>685,3%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	<b>(581,4)</b>	<b>(136,2)</b>	<b>326,9%</b>	<b>(702,4)</b>	<b>(230,9)</b>	<b>204,2%</b>
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	6,5	(4,6)	-241,3%	-4,4	2,6	-269,2%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<b>581,3</b>	<b>113,3</b>	<b>413,1%</b>	<b>805,3</b>	<b>87,7</b>	<b>818,2%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>1.054,4</b>	<b>77,7</b>	<b>1257,0%</b>	<b>830,4</b>	<b>103,2</b>	<b>704,7%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>1.635,7</b>	<b>191,0</b>	<b>756,4%</b>	<b>1.635,7</b>	<b>191,0</b>	<b>756,4%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>581,3</b>	<b>113,3</b>	<b>413,1%</b>	<b>805,3</b>	<b>87,7</b>	<b>818,2%</b>



## Anexo IV | Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultra profundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	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.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Bbl</b>	Barril de óleo
<b>Concessão</b>	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.
<b>Completação</b>	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.
<b>Descoberta</b>	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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	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> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	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.
<b>Free on Board (FOB)</b>	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.
<b>Mecanismo de Preço Netback</b>	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.
<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Oferta Permanente</b>	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.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Recursos Contingentes</b>	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.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	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](mailto:ri@enauta.com.br)  
[www.enauta.com.br/ri](http://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](http://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](http://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