



Resultados 1T23



VIDEOCONFERÊNCIA

Português

(com tradução simultânea em inglês)

11 de maio de 2023

10h00 (Horário de Brasília) | 09h00 (Nova York)

Webinar: [clique aqui](#)

ENAT
B3 LISTED NM

Enauta



Enauta: EBITDAX de R\$ 340,9 milhões no 1T23, com margem EBITDAX de 76,5%

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2023 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3), uma das principais empresas independentes de exploração e produção de petróleo e gás do Brasil, apresentou receita líquida de R\$ 445,7 milhões no primeiro trimestre de 2023 (1T23), com margem bruta de 47,8%. O EBITDAX¹ alcançou R\$ 340,9 milhões no 1T23, com margem EBITDAX¹ de 76,5%.

DESTAQUES DO 1T23

- ▲ **Entrada em operação do novo poço 5H**, no prazo previsto.
- ▲ **Produção acumulada** de 25 milhões de barris nos cinco anos de operação do Campo de Atlanta, completados em 2 de maio de 2023.
- ▲ **Receita** de R\$ 445,7 milhões, com margem bruta de 47,8%.
- ▲ **Produção total** de 1,4 milhão de barris de óleo equivalente (boe).
- ▲ **Redução do custo do afretamento** em cerca de US\$ 130 mil por dia, em relação ao 1T22.
- ▲ **EBITDAX** de R\$ 340,9 milhões, com margem EBITDAX de 76,5%.
- ▲ **Imposto temporário de exportação** de R\$ 7,0 milhões, devido à MP 1163/2023.
- ▲ **Lucro líquido** de R\$ 118,4 milhões, com incremento de R\$ 216,7 milhões entre anos.
- ▲ **Alavancagem financeira, Dívida (caixa) líquida(o)/ EBITDAX**, igual a -0,5x ao final do 1T23.
- ▲ **Dividendos declarados** de R\$ 0,15 por ação, conforme aprovado na Assembleia Geral da Companhia em 28 de abril de 2023. Pagamento programado para 15 de maio de 2023.
- ▲ **Capex** de US\$ 107,7 milhões, dos quais US\$ 71,2 milhões para o Sistema Definitivo (SD).
- ▲ O cronograma e o orçamento do projeto do SD, de US\$ 1,1 bilhão até o 1º óleo, em meados de 2024, permanecem sem alteração.

Principais Indicadores	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	445,7	629,6	-29,2%	657,1	-32,2%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	340,9	432,9	-21,3%	464,0	-26,5%
Margem EBITDAX	76,5%	68,8%	7,7 p.p.	70,6%	5,9 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	118,4	(98,2)	n.a.	182,1	-35,0%
CAPEX realizado - US\$ milhões	107,7	146,2	-26,3%	87,6	22,9%
Produção Total (mil boe)	1.383,3	1.589,5	-13,0%	1.744,6	-20,7%

¹ Ver definição no glossário.

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.



Mensagem da Administração

Neste primeiro trimestre, celebramos um ano da sanção do Sistema Definitivo (SD) de Atlanta, o nosso principal projeto, que segue avançando como programado, com o mesmo prazo de execução previsto e o mesmo orçamento aprovados em fevereiro de 2022.

O principal marco do trimestre foi a conclusão do poço 5H, conectado ao Sistema de Produção Antecipada (SPA), e o início de sua operação, no final de março, conforme cronograma e orçamento. Este é o primeiro poço da campanha de perfuração de três novos poços iniciada em novembro de 2022. Os demais poços estarão prontos ao longo de 2023 e aguardarão para serem conectados ao FPSO Atlanta no SD.

Adicionalmente, a decisão de investir, no ano passado, no FPSO Petrojarl I para a Companhia continuar produzindo e gerando caixa operacional no Campo de Atlanta até a entrada do SD em produção nos traz mais conforto, em termos de liquidez, ao longo do processo de transição dos dois sistemas.

Aprovamos, no mês de março, a nossa Política de Mudanças Climáticas, reafirmando o comprometimento da Enauta nos seus esforços para redução, mitigação e compensação associadas às emissões de gases de efeito estufa.

Em Assembleia Geral realizada no final de abril, foi aprovada a distribuição de dividendos aos acionistas, referente ao resultado de 2022, no montante de R\$ 39,5 milhões, conforme a proposta da administração.

A Enauta segue gerando caixa em sua atividade com o objetivo principal de financiar seu crescimento, através do projeto do SD e de potenciais oportunidades de M&A. Continuamos trabalhando em nossa estratégia de diversificar o portfólio da Companhia e posicionar a Enauta para um futuro de consolidação das empresas independentes do setor, no Brasil e no exterior.

Adicionalmente, a Companhia segue analisando oportunidades e fontes de financiamento, em reais e em moedas estrangeiras, para suportar suas necessidades de investimento e otimização da estrutura de capital.

Agradecemos o apoio dos nossos acionistas e demais *stakeholders* nesta jornada.



Visão de Mercado

No 1T23, observamos uma retração do preço da *commodity* em relação ao quarto trimestre de 2022 (4T22). A cotação média do Brent ficou em US\$ 82/barril, ante US\$ 89/barril no trimestre anterior. Em relação ao primeiro trimestre de 2022 (1T22), quando a cotação rompeu a barreira de US\$ 100/barril, o recuo foi ainda maior, de -16% em relação à cotação média, de US\$ 98/barril.

Dentre as variáveis com maior influência sobre o comportamento do mercado de óleo no cenário global, temos o conflito entre Rússia e Ucrânia, que teve início no 1T22, pressionando a *commodity*, e completou um ano em fevereiro de 2023, combinado a uma expectativa de retomada do crescimento da demanda pela China.

Em relação à Rússia, sanções ainda estão sendo aplicadas à comercialização do seu óleo. Quanto à China, no início deste ano foram suspensas determinadas restrições e políticas de combate à COVID-19. A reabertura da economia chinesa levou a Agência Internacional de Energia a revisar as projeções de demanda global por óleo e derivados para o patamar de aproximadamente 102 milhões de barris por dia. Entretanto, a demanda americana continua impactada pelo aperto monetário do *Federal Reserve* e a economia europeia pelas altas nas taxas de juros. Deste modo, a China será possivelmente responsável por grande parte da demanda por óleo e derivados ao longo do segundo semestre de 2023.

Em abril de 2023, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), incluindo a Rússia, anunciou um novo corte de produção da ordem de 1,6 milhão de barris por dia, após um corte de 2,0 milhões de barris por dia ocorrido em outubro de 2022. Tais revisões visam, principalmente, manter a pressão sobre os preços. Atualmente, o consenso de diversos bancos, de acordo com a Bloomberg, indica uma cotação média para o Brent em torno de US\$ 85/barril ao longo de 2023.

O Brasil, junto com Estados Unidos, Canadá e Guiana, tende a ser beneficiado dentro deste contexto, já que estes países têm o maior crescimento na oferta de petróleo e recordes recentes de produção.

No mercado brasileiro, houve mudança de governo no início de 2023. As principais medidas tomadas que afetam o setor de óleo e gás foram: (i) a criação do imposto de exportação sobre o petróleo, através da Medida Provisória 1163/2023, para o período de 1º março até 30 de junho de 2023; e (ii) a suspensão da alienação de ativos e desinvestimentos da Petrobras, por um prazo de 90 dias.

Desempenho Consolidado

RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida total da Enauta atingiu R\$ 445,7 milhões no 1T23, 29,2% inferior em relação ao 1T22, resultante de (i) menor volume produzido e vendido neste trimestre, (ii) recuo no preço médio de venda por conta da queda na cotação do Brent e (iii) impacto do imposto sobre as exportações de óleo, a partir de 1º de março de 2023.

A receita do Campo de Atlanta totalizou R\$ 374,3 milhões no 1T23, com redução de 24,4% entre anos, e representou 84% da receita total, *versus* 79% no 1T22. O volume de vendas totalizou 949,3 mil bbl¹ a um Brent médio de US\$ 78,5/bbl, com variação de +29,8% e de -30,2% entre anos, respectivamente.

Em janeiro de 2023, passou a vigorar novo acordo com a Shell para venda FOB de 100% do óleo produzido pelo FPSO Petrojarl I (SPA). O contrato prevê a exportação do óleo pela Enauta para a Shell Western, Supply and Trading Limited ("Shell"). Adicionalmente, em

¹ Ver definição no glossário.



janeiro de 2023, passou também a vigorar um acordo com a Shell com opção de antecipar o recebimento de cargas de óleo futuras.

No dia 1º de março de 2023, o governo anunciou a MP 1163/2023, envolvendo mudança no imposto de exportação sobre o petróleo e fixando uma alíquota de 9,2% aplicável até o dia 30 de junho de 2023. Com isto, o impacto deste imposto temporário sobre a receita líquida da Enauta foi de R\$ 7,0 milhões no 1T23.

A receita do Campo de Manati, referente à participação de 45% da Enauta no consórcio, somou R\$ 71,4 milhões no 1T23, com redução de 46,9% entre anos, em linha com a variação dos volumes de produção.

A venda de 100% da produção de gás de Manati é feita à Petrobras por meio de contrato exclusivo, com preço fixo em reais e indexado à inflação, até o final da sua reserva e com cláusula “take or pay”. Em janeiro de 2023 o reajuste contratual aplicável foi de aproximadamente 4%.

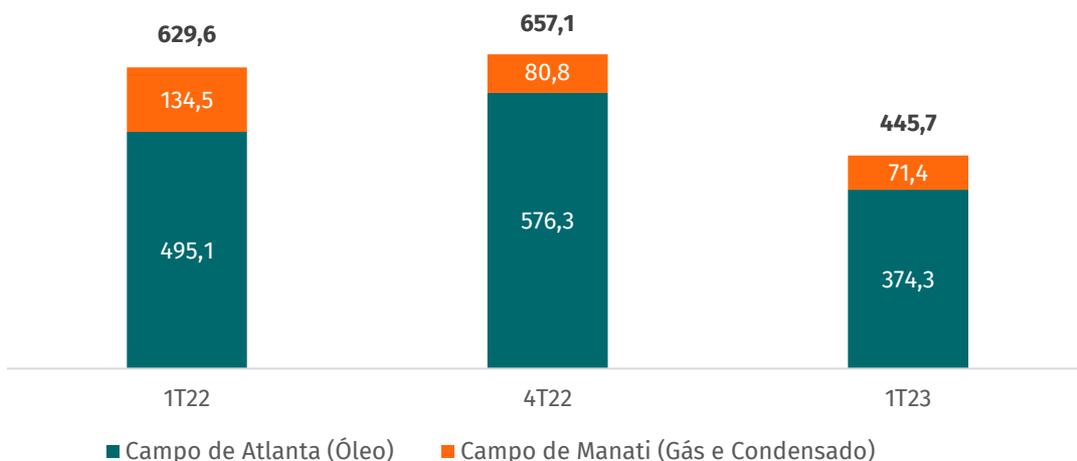


Gráfico 1 - Receita por ativo e total, em R\$ milhões

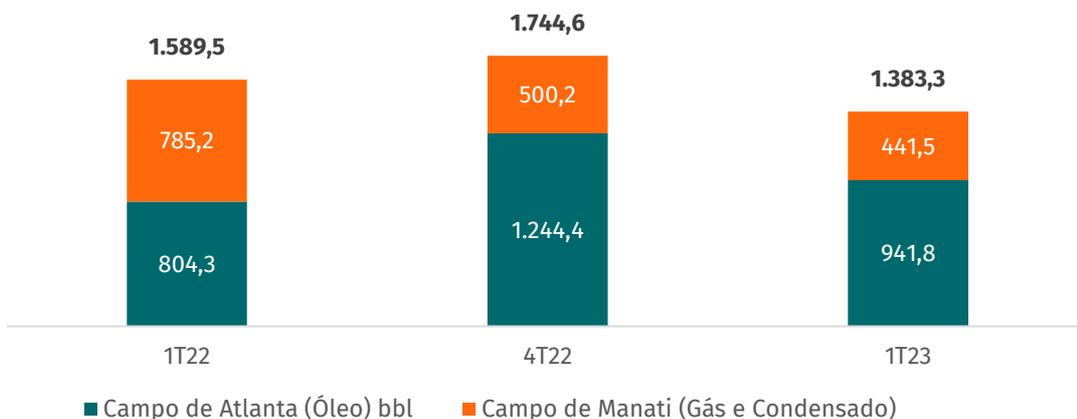


Gráfico 2 - Produção por ativo e total, proporcional à participação da Enauta, em mil boe

CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais totais somaram R\$ 232,4 milhões no 1T23, com redução de 26,0% entre anos, em linha com o decréscimo da receita, em função, principalmente, da redução do custo de afretamento.

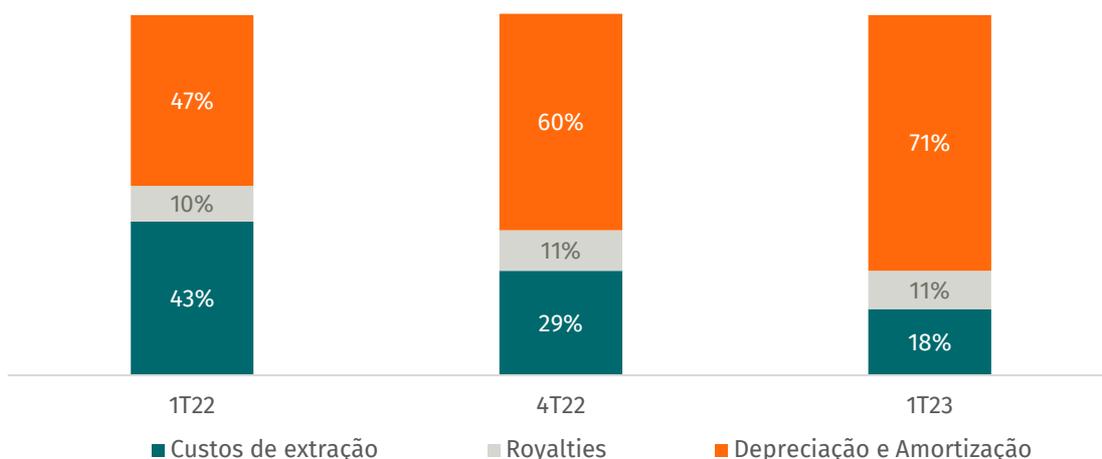


Gráfico 3 - Custos operacionais, em R\$ milhões

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

As Despesas Gerais e Administrativas (G&A) totalizaram R\$ 33,8 milhões no 1T23, com aumento de R\$ 11,3 milhões entre anos, representando 7,6% da receita líquida, ante 3,6% no 1T22, impactada, principalmente, pelo aumento de R\$ 7,5 milhões com Despesas com Pessoal e R\$ 12,3 milhões com outras despesas administrativas, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 8,7 milhões de alocação de Projetos de E&P.

A Companhia está se estruturando, com aumento do seu quadro de pessoal e contratação de assessorias técnica, jurídica e financeira tanto para a implantação e operação do SD, como para a execução da estratégia de crescimento e diversificação do portfólio de ativos em produção, com avaliação de oportunidades no mercado e melhoria da sua estrutura de capital.

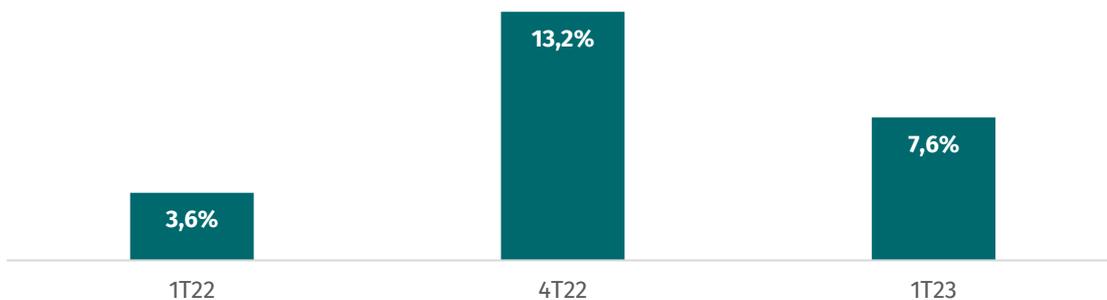


Gráfico 4 - G&A, % Receita

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 3,5 milhões no 1T23, em comparação a R\$ 105,1 milhões no 1T22, quando foi realizada a baixa, no montante de R\$ 93,5 milhões, do poço exploratório no Bloco SEAL-M-428, onde não se constatou a ocorrência de hidrocarbonetos.

OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

Outras despesas operacionais somaram R\$ 0,1 milhão no 1T23, ante outras receitas operacionais de R\$ 1,9 milhão no 1T22.



RESULTADO E GERAÇÃO DE CAIXA OPERACIONAL

O lucro bruto totalizou R\$ 213,2 milhões no 1T23, com margem bruta de 47,8%. Entre anos, houve decréscimo de 32,4% do lucro bruto, com redução da margem bruta em 2,3 p.p..

O resultado operacional foi de R\$ 175,9 milhões no 1T23, com redução de R\$ 13,8 milhões, ou 7,3%, entre anos, devido principalmente a (i) redução de R\$ 102,3 milhões do lucro bruto, e (ii) aumento de R\$ 11,3 milhões de despesas com G&A, parcialmente compensado (iii) pelo decréscimo de R\$ 101,6 milhões de gastos exploratórios.

O EBITDAX atingiu R\$ 340,9 milhões no 1T23, *versus* R\$ 432,9 milhões no 1T22. A margem EBITDAX foi igual a 76,5% no 1T23, ante 68,8% no 1T22.

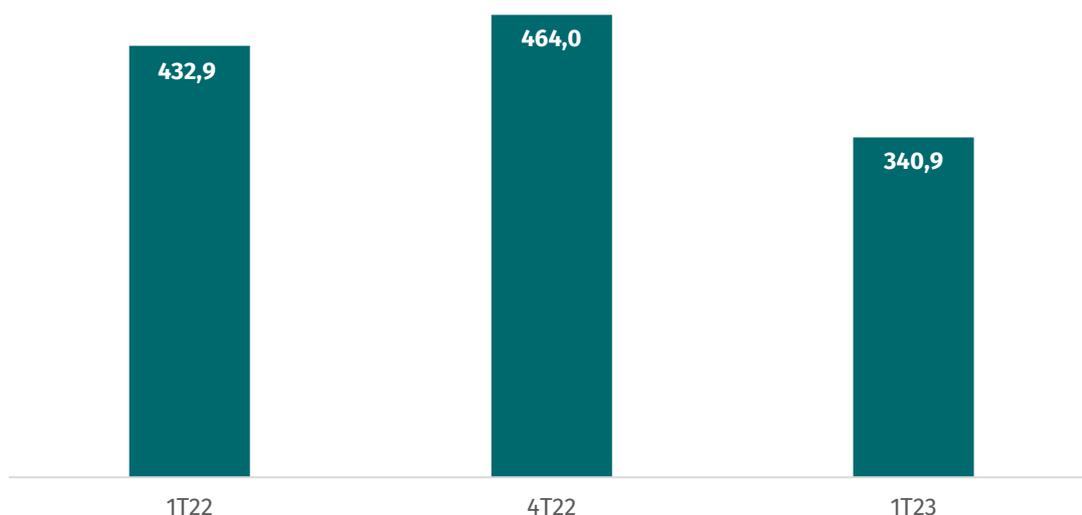


Gráfico 5 - EBITDAX, em R\$ milhões

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro foi negativo em R\$ 23,1 milhões no 1T23, ante valor negativo de R\$ 328,6 milhões no mesmo período do ano anterior, este último impactado pela valorização de 15% do real em relação ao dólar no período.

Diante dos compromissos de investimentos em moeda estrangeira, principalmente o projeto SD, a Enauta, desde o 1T22, quando houve a aprovação do projeto, tem mantido parcela relevante do seu caixa vinculado a dólares norte-americanos (95% em 31 de março de 2022 e 78% em 31 de março de 2023).

Em dezembro de 2022, realizamos a primeira emissão de debêntures da Companhia, no valor total de R\$ 1,4 bilhão². Após o recebimento desses recursos:

(a) foi realizada a conversão de R\$ 560,0 milhões para dólares, por meio de contratos de instrumentos derivativos (“swap”), equivalente a uma dívida de US\$ 109,4 milhões, com juros fixos de 8,885% ao ano, para balanceamento e proteção do fluxo de caixa futuro da Companhia, considerando que parte dos investimentos e da receita da Companhia são em dólares.

(b) a Enauta Energia, subsidiária integral da Enauta, realizou emissão privada de debêntures não conversíveis em ações, também no valor de R\$ 1,4 bilhão, em condições de remuneração,

² Informações adicionais na seção Estrutura de Capital



amortização e vencimento alinhadas às debêntures emitidas pela Enauta Participações, que foram adquiridas em sua totalidade pela Enauta Participações.

(c) a Enauta Energia contratou instrumentos financeiros derivativos do tipo a termo, sem entrega física (“NDF”), como parte de sua estratégia de dolarização do recurso obtido com a emissão das debêntures, com o objetivo de preservar sua capacidade de investimento em dólares norte-americanos (*hedge*).

Deste modo, o resultado financeiro líquido relacionado às debêntures foi negativo em R\$ 34,1 milhões no 1T23, considerando: (i) despesa financeira de R\$ 62,1 milhões; (ii) receita financeira de R\$ 33,3 milhões, (iii) resultado positivo de derivativo swap de R\$ 42,1 milhões; (iv) resultado negativo de derivativo NDF de R\$ 43,0 milhões; e (v) amortização de custo de captação de R\$ 4,3 milhões.

Cabe destacar que, dos encargos financeiros incorridos até 31 de março de 2023, R\$29,0 milhões relativos à 1ª série incentivada foram capitalizados ao imobilizado em andamento.

O rendimento de aplicações financeiras foi positivo em R\$ 40,3 milhões no 1T23, ante valor negativo de R\$ 126,8 milhões no 1T22, devido à apreciação do Real em relação ao dólar na época.

As variações cambiais e monetárias foram negativas em R\$ 6,5 milhões no 1T23 e R\$ 185,1 milhões no mesmo período de 2022, também em função da valorização do real no período.

Os juros do passivo do direito de uso totalizaram R\$ 23,8 milhões no 1T23, *versus* R\$ 8,7 milhões no 1T22.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido atingiu R\$ 118,4 milhões no 1T23, com variação positiva de R\$ 216,6 milhões em relação ao 1T22. A diferença é reflexo, principalmente, da variação no resultado financeiro de R\$ 305,5 milhões, mencionada anteriormente.

Gestão financeira

CAPEX

Os investimentos de capital (CAPEX) somaram aproximadamente US\$ 107,7 milhões no 1T23. Os principais investimentos realizados foram destinados ao Campo de Atlanta, sendo US\$ 71,2 milhões para o SD e US\$ 36,5 milhões para o SPA.

Cerca de 90% dos serviços relacionados ao SD já foram contratados, com fornecedores com bom histórico de execução, mitigando os riscos de sobrecusto e entrega, principalmente num cenário inflacionário do setor. Este é o principal projeto da Enauta e, portanto, todos os nossos colaboradores e parceiros estão totalmente dedicados para entregá-lo no custo e no prazo inicialmente estimados.

No final do 1T23, foi concluída, com sucesso, a interligação do novo poço do Campo de Atlanta, 7-ATL-5H-RJS (“5H”) ao FPSO Petrojarl I. Este é o primeiro poço da campanha de perfuração de três novos poços iniciada em novembro de 2022. Os demais poços, que já encontram-se em fase de perfuração, estarão prontos ao longo de 2023 e aguardarão para serem conectados ao FPSO Atlanta no SD.

Questões operacionais ocorridas durante a campanha do poço 7-ATL-7H-RJS (“7H”) levaram à necessidade de interrupção das atividades de perfuração e consequente abandono do mesmo. Os custos incorridos até este momento, de aproximadamente US\$ 10 milhões, serão reconhecidos no resultado da Companhia no segundo trimestre de 2023 observando a data de competência do acontecimento. A Companhia já iniciou a perfuração de um novo poço, denominado 7-ATL-7HA-RJS (“7HA”), sem alteração no cronograma e no orçamento previstos do projeto SD. As licenças do IBAMA e da ANP permanecem as mesmas.



O projeto SD contempla uma capacidade de produção de até 50 mil barris por dia, através de um novo FPSO, o FPSO Atlanta, com seis poços produtores, nesta primeira fase. Primeiramente, serão conectados ao FPSO Atlanta os poços 3H, 6H, e 7HA, que não estão conectados ao FPSO Petrojarl I. Posteriormente, as conexões dos poços 2HP, 4HB e 5H serão transferidas do FPSO Petrojarl I para o FPSO Atlanta. Finalmente, após a transferência de todas as conexões para o FPSO Atlanta, ocorrerá a desmobilização do Petrojarl I, que tem custo provisionado de US\$ 27 milhões.

No início de 2023, exercemos a opção de compra de uma terceira bomba, de forma que todos os poços terão um sistema de elevação mais robusto no Sistema Definitivo, por meio de bombas multifásicas. Parte do desembolso de todas as bombas do SD ocorrerá durante a fase de operação. Deste modo, o valor do capex do projeto até o 1º óleo permanece na ordem de US\$ 1,1 bilhão, enquanto o orçamento do capex diferido, com desembolso após o 1º óleo, foi ajustado de US\$ 0,1 bilhão para US\$ 0,2 bilhão.

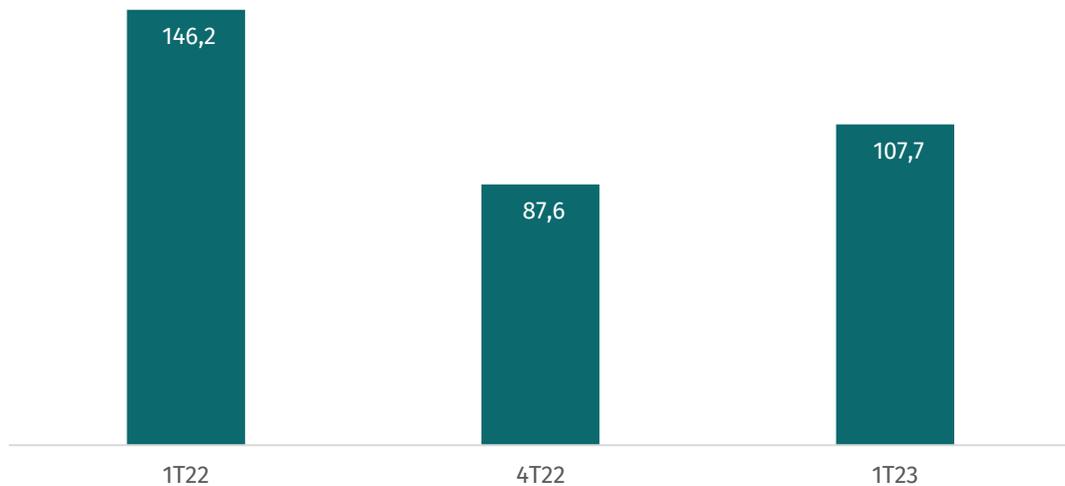


Gráfico 6 - CAPEX, em US\$ milhões

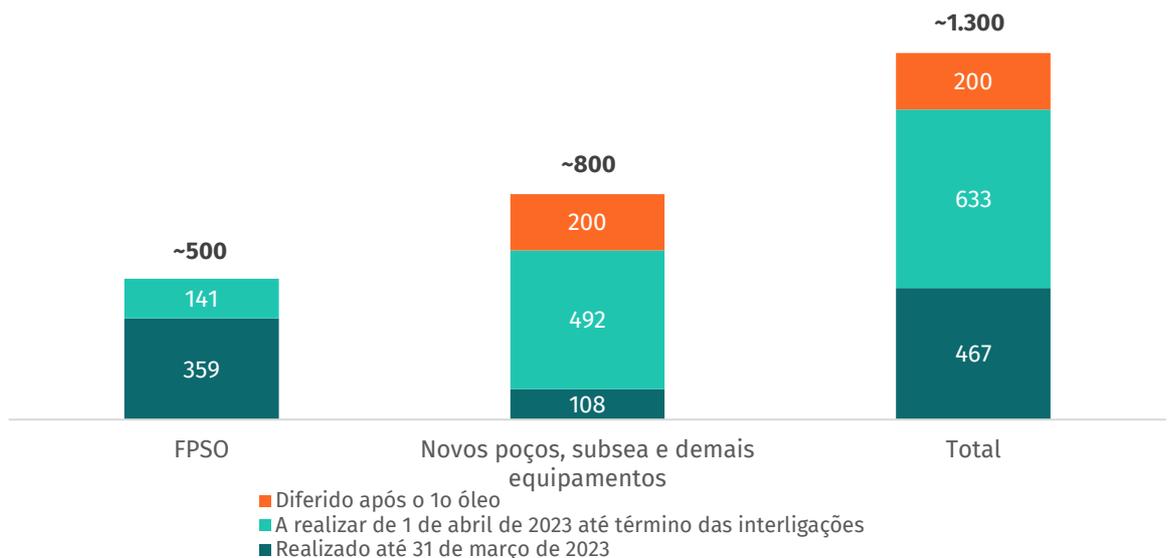


Gráfico 7 - Desembolsos com SD, em US\$ milhões



CAPITAL DE GIRO

A Companhia apresentou capital de giro negativo de R\$ 589,1 milhões no final do 1T23, 18,7%, ou R\$ 92,9 milhões, inferior entre trimestres, devido principalmente à redução de contas a receber (R\$ 193,2 milhões), parcialmente compensado pela redução da conta fornecedores (R\$ 115,5 milhões).

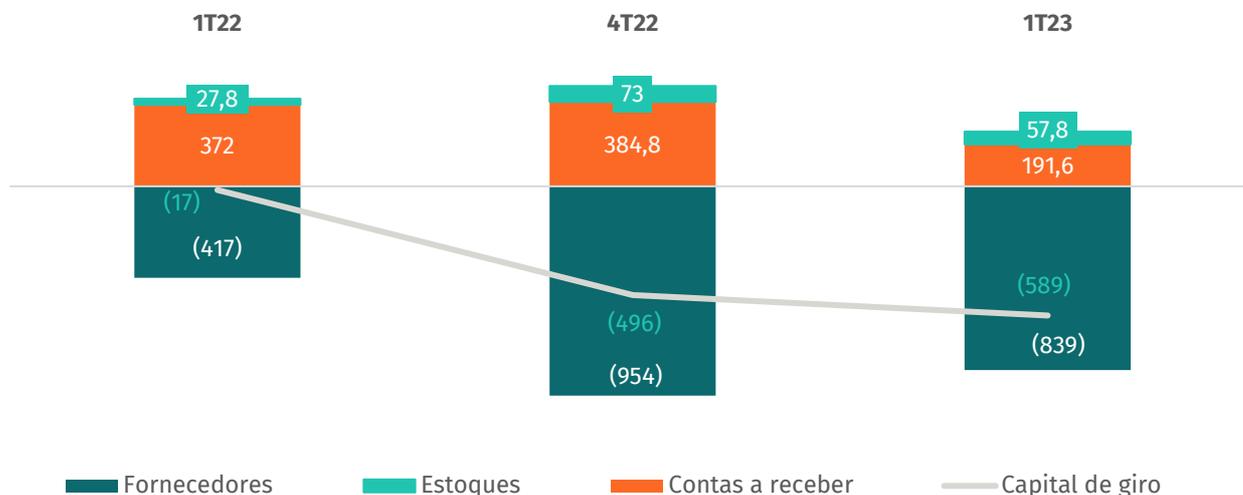
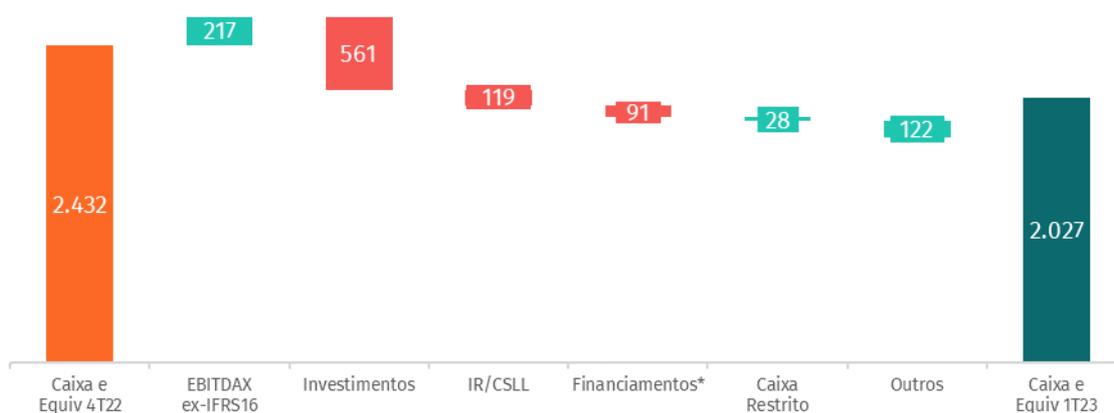


Gráfico 8 – Capital de Giro, em R\$ milhões

ESTRUTURA DE CAPITAL

A Companhia tinha posição de Caixa de R\$ 2,0 bilhões, ou US\$ 399,1 milhões, em 31 de março de 2023, versus R\$ 2,4 bilhões, ou US\$ 466,1 milhões, em 31 de dezembro de 2022. A variação entre trimestres reflete, principalmente: (i) investimentos de R\$ 560,5 milhões, (ii) financiamento - amortizações e juros pagos ou provisionados de R\$ 91,3 milhões, parcialmente compensados pelo (iii) fluxo de caixa operacional, medido pelo EBITDAX ex-IFRS 16, menos impostos, de R\$ 119,3 milhões.



*Inclui movimentações destinadas ao serviço da dívida e amortizações.

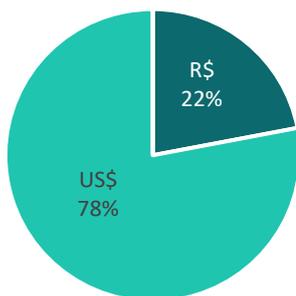
Gráfico 9 – Variação do Caixa e Equivalente de Caixa, em R\$ milhões



Em 31 de março de 2023, 78% do Caixa estavam alocados em dólares norte-americanos. A manutenção de parte substancial do Caixa em dólar tem o objetivo de proteção cambial, considerando que parte relevante dos investimentos da Companhia no Sistema Definitivo de Atlanta estão indexados ao dólar. A parcela em reais visa o cumprimento das obrigações financeiras nesta moeda, como o serviço de dívida das debêntures, cujo pagamento de juros ocorre semestralmente.

No final do 1T23, o retorno médio anual das aplicações em reais era de aproximadamente 102% do CDI, enquanto o caixa investido em dólar rendia em média 3,9% ao ano.

31/03/2023- R\$ 2,0 bilhões



31/12/2022 - R\$ 2,4 bilhões

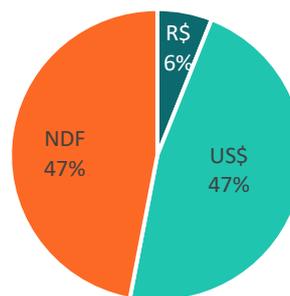


Gráfico 10 – Caixa por exposição cambial, em R\$ milhões

A dívida bruta da Enauta era de R\$ 1,4 bilhão em 31 de março de 2023, dos quais 94% no passivo não circulante, representada principalmente pelas debêntures. As debêntures tinham, ao final do 1T23, *duration* de 3,5 anos e prazo médio de 4,6 anos.

Realizamos a primeira emissão de debêntures da Companhia, em dezembro de 2022, no valor total de R\$ 1,4 bilhão, sendo (i) R\$ 736,7 milhões correspondentes à primeira série – Incentivada, com juros de IPCA +9,8297% ao ano, e (ii) R\$ 663,3 milhões correspondentes à segunda série, com juros de CDI +4,2500%, com vencimento em 15 de dezembro de 2029 e de 2027, respectivamente.

Considerando que parte dos investimentos e da receita da Companhia são em dólares, foi realizada a conversão de 76% dos recursos referentes à primeira série, no valor de R\$ 560,0 milhões, para dólares, por meio de contratos de instrumentos derivativos (swap), equivalente a uma dívida de US\$ 109,4 milhões, com juros fixos de 8,885% ao ano, para balanceamento e proteção do fluxo de caixa futuro da Companhia.

Estes recursos, juntamente com a posição robusta de caixa no final de 2022 e a geração de caixa operacional da Companhia, serão utilizados para atender as necessidades de investimentos do SPA e SD de Atlanta. Adicionalmente, a Companhia segue analisando oportunidades e fontes de financiamento, em reais e em moedas estrangeiras, para suportar suas necessidades de investimento e otimização da estrutura de capital.

Entre os *covenants* financeiros, destacam-se a restrição de emissão de nova dívida, caso o indicador de alavancagem Dívida Líquida / EBITDAX seja maior ou igual a 2,5 vezes e a limitação de distribuição de dividendos a 25% do lucro da Enauta até a equalização da produção do SD. Em 31 de março de 2023, a Companhia encontra-se em conformidade com as obrigações e cláusulas restritivas das debêntures.

Com a conclusão do processo de saída definitiva do Bloco CAL-M-372, o financiamento do BNB, de R\$ 80,7 milhões, teve o vencimento antecipado para janeiro de 2023, com a liberação dos valores de caixa restrito referentes à sua garantia.

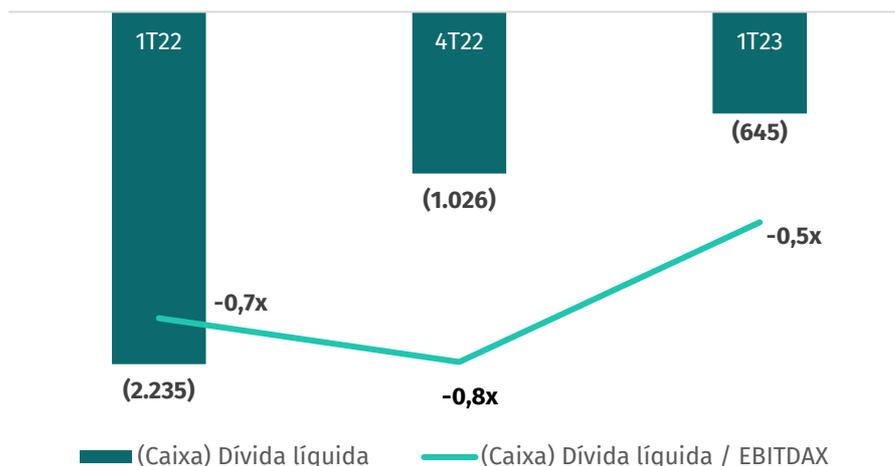


Gráfico 11 – Endividamento, em R\$ milhões, e alavancagem financeira

Política de hedge

Para reduzir a sua exposição ao risco do preço do Brent e, conseqüentemente, garantir a sua geração de caixa e proteger a sua liquidez, a Companhia, através da subsidiária Enauta Energia, contratou, em maio de 2023, instrumento visando a proteção de vendas futuras de 1,3 milhão de barris de óleo para o período de setembro a dezembro de 2023, em linha com a sua política de Gestão de Riscos de Mercado. Neste instrumento, o preço mínimo do barril foi fixado em US\$ 65,0 por barril e o custo desta operação foi de US\$ 7,5 milhões.

Recebimento de créditos tributários

Em 20 de abril de 2023, a Enauta Petróleo e Gás recebeu e contabilizou a restituição de créditos tributários de IRPJ e CSLL referentes ao ano de 2021 no valor de R\$ 24,3 milhões, reconhecida como Outras receitas operacionais, em abril de 2023.

Opção de Compra do FPSO Atlanta pela Yinson³

Em 21 de fevereiro de 2022, celebramos acordos com as subsidiárias da Yinson Holdings Berhad, ou Grupo Yinson (“Yinson”), em relação ao FPSO Atlanta. Esses acordos incluem: (i) um contrato de Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação (“Contrato EPCI”); (ii) um Contrato de Opção de Compra; (iii) um contrato de Afretamento; (iv) um contrato de operação e manutenção (O&M); e (v) um contrato de Financiamento.

De acordo com o Contrato EPCI, a Yinson é o principal contratante EPC “turn-key” para a conversão do FPSO Atlanta para que ele possa operar o SD, enquanto através do Contrato de Opção de Compra, a Yinson, a seu exclusivo critério, pode adquirir a empresa AFPS.BV, proprietária do FPSO Atlanta, com prazo de notificação de exercício até junho de 2023.

A existência desta Opção de Compra promove alinhamento de interesses e engajamento da Yinson na execução dos investimentos de adaptação do FPSO Atlanta.

Cenário 1 – Exercício da Opção de Compra pela Yinson

Neste cenário, a Yinson passa a ser proprietária integral da AFPS B.V. e, conseqüentemente, do FPSO Atlanta. Sendo assim, além do início da vigência do financiamento, entrarão em vigor os contratos de afretamento do FPSO Atlanta, operação e manutenção (“O&M”) por um período de 15 anos, com possibilidade de extensão por mais cinco anos, com valor total previsto de aproximadamente US\$ 2,0 bilhões para os 20 anos.

³ Informações adicionais sobre esta opção de compra estão disponíveis na Nota Explicativa 27 das Informações Financeiras Trimestrais da Enauta referente ao trimestre findo em 31 de março de 2023.



No contrato de Financiamento, a Enauta, através de sua subsidiária Atlanta Field B.V., financia o equivalente a 80% do investimento da AFPS B.V., por meio de “project finance”, por 15 anos.

Neste cenário, o desembolso total do SD será reduzido em cerca de US\$ 100 milhões, totalizando US\$ 1,0 bilhão até o início da produção, estimado para meados de 2024. Nos primeiros 15 anos de operação do SD, a Enauta terá dois fluxos de valores com a Yinson, sendo o primeiro negativo, relativo ao valor de afretamento e de “O&M”, e o segundo positivo, relativo ao valor dos juros e amortização do financiamento do FPSO Atlanta.

Cenário 2 – Não exercício da Opção de Compra pela Yinson

No caso de não exercício da Opção de Compra pela Yinson, o Contrato EPCI permanecerá em vigor e a Yinson entregará, instalará e operará o FPSO Atlanta por um mínimo de dois anos. Durante este período, a Enauta poderá desenvolver internamente a capacitação de operar o FPSO Atlanta ou negociar contrato de O&M com a própria Yinson ou com terceiros.

Adicionalmente, o FPSO Atlanta continuará sendo de propriedade da Enauta. O investimento e desembolso total do projeto SD segue com o valor previsto de US\$ 1,1 bilhão até o início da produção, estimado para meados de 2024.

Neste cenário, a Enauta terá um contrato de O&M com a Yinson nos primeiros 24 meses de operação do SD.

Do ponto de vista financeiro, os dois cenários são equivalentes em termos de geração de valor e garantem a viabilidade do projeto SD. No cenário 1, a Enauta tem uma redução de cerca de US\$ 100 milhões da necessidade de recursos até o início da geração de caixa do SD e garante que o SD seja operado por uma empresa experiente, qualificada e estruturada no Brasil. Enquanto no cenário 2, a Enauta tem a garantia, operação e manutenção do FPSO Atlanta nos dois primeiros anos, permitindo que a Companhia avalie alternativas e faça negociações comerciais ou contratações com serenidade.

Ambiental, Social e Governança (ASG)

No 1T23, publicamos nossa Política de Mudanças Climáticas. O documento traz caminhos para a Companhia executar de maneira ainda mais assertiva seus investimentos em redução, mitigação e compensação associados às emissões de gases de efeito estufa (GEE). Vale destacar que, em 2022, a Enauta recebeu a Nota B pelo CDP e é a única produtora independente brasileira a conquistar essa classificação.

Em março de 2023, divulgamos o nosso 12º Relatório Anual e de Sustentabilidade, seguindo as principais diretrizes globalmente reconhecidas como GRI, SASB e TCFD. O documento é publicado desde 2011, com o objetivo de dar transparência aos processos e às ferramentas de gestão que possuímos para gerenciar riscos e oportunidades associados a aspectos ambientais, sociais e de governança corporativa (ESG, na sigla em inglês). Nosso objetivo é evidenciar como nossa Companhia avalia e incorpora tais aspectos na definição e execução da estratégia de investimentos e crescimento dos negócios. Há mais de dez anos somos signatários do Pacto Global e buscamos contribuir para o alcance das metas de todos os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

O equilíbrio de gênero é uma realidade mantida pela Companhia ao longo dos últimos anos. Estamos atuando agora na identificação de oportunidades para a ampliação da participação de grupos diversos em nossa força de trabalho. Assim, realizamos, no 1T23, o 1º Censo Enauta com o intuito de estabelecer metas afirmativas para evoluir na pauta de diversidade.

Geração de Valor aos Acionistas | Desempenho ENAT3

A ação da Companhia (B3: ENAT3) encerrou o 1T23 cotada a R\$ 11,33, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,0 bilhões, e desvalorização de 45,4% entre anos. Nos primeiros três meses de 2023, a desvalorização da ENAT3 foi de 16,1%, enquanto o índice Ibovespa e o Brent



recuaram 7,2% e 3,0%, respectivamente. Nossa ação registrou uma liquidez média diária de R\$ 17,1 milhões no 1T23, versus R\$ 37,4 milhões no 1T22.

Em 31 de março de 2023, o capital social votante e total da Enauta era constituído de 265.806.905 ações ordinárias, sendo o *free float* equivalente a 28,9%.

Em 3 de abril de 2023, a Companhia foi informada por seu acionista controlador, Queiroz Galvão S.A., que o acordo de acionistas, celebrado em 2019 com o Quantum FIA, foi encerrado. Como consequência deste distrato, o controle societário da Companhia passou a ser exercido somente pela Queiroz Galvão S.A., detentora de 63% do capital votante e total da Companhia. A participação do Quantum FIA, equivalente a 7%, passou a compor o *free float*, de 37%, na mesma data.

Em 28 de abril de 2023, foi aprovada em Assembleia Geral Ordinária a distribuição de dividendos totais de R\$ 39,5 milhões, equivalente a aproximadamente R\$ 0,15 por ação, de acordo com a Política de Dividendos da Companhia, relativos ao exercício social de 2022 e incluindo o dividendo mínimo obrigatório. Os dividendos serão pagos tendo como base a posição acionária da data da Assembleia e, a partir de 2 de maio de 2023, inclusive, todas as ações passaram a ser negociadas ex-dividendos. O pagamento será efetuado no dia 15 de maio de 2023.

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



Gráfico 12 – Desempenho da ação ENAT3

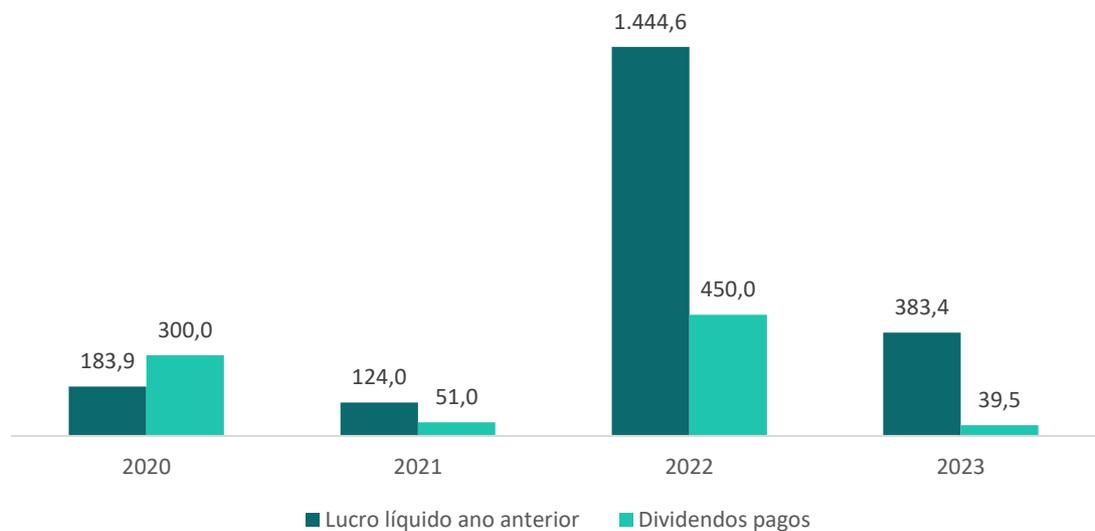


Gráfico 13 – Distribuição de Dividendos, em R\$ milhões



Desempenho operacional por ativo

Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

PRODUÇÃO E OPERAÇÃO

A produção do Campo de Atlanta somou 941,8 mil bbl, equivalente à produção média diária de 10,5 mil bbl, 17% superior à produção média diária do 1T22, que foi de 8,9 mil bbl.

A Companhia começou a campanha de perfuração de três novos poços no final de 2022, sendo que o primeiro poço, 5H, foi concluído e conectado ao FPSO Petrojarl I ao final de março de 2023, com produção inicial de cerca de 15 mil bbl/d. Entretanto, a partir da primeira semana de maio, buscando um alongamento da vida útil das bombas submarinas, a Companhia decidiu limitar a sua vazão próxima a 9 mil bbl/d. Com este novo patamar, o início do declínio natural do poço deverá ser postergado. Os demais poços (6H e 7H) estarão prontos ao longo de 2023 e aguardarão para serem conectados ao FPSO Atlanta no SD.

O poço 7-ATL-3H-RJS ("3H") voltará a produzir quando da implementação do SD. As linhas do poço 3H foram transferidas para o poço 5H, para otimizar a produção do Campo de Atlanta.

Outro importante destaque na evolução do SD, parte da campanha de perfuração, foi a entrega da árvore de natal para o poço 6H em meados de abril. Nosso corpo técnico esteve nas instalações do parceiro no fornecimento deste equipamento, podendo acompanhar de perto os processos fabris e o cronograma de entregas desta árvore e da árvore do poço 7H, já em fase de finalização. Também em abril, foram realizados Steering Committees com a Onesubsea e a Sapura, e ainda neste mês de maio está previsto o Steering Committee com a Yinson. A fase principal de definição de engenharia foi concluída sem alteração de prazos e custos, e estamos na fase de entrega dos equipamentos, que seguem de acordo com o cronograma previsto.

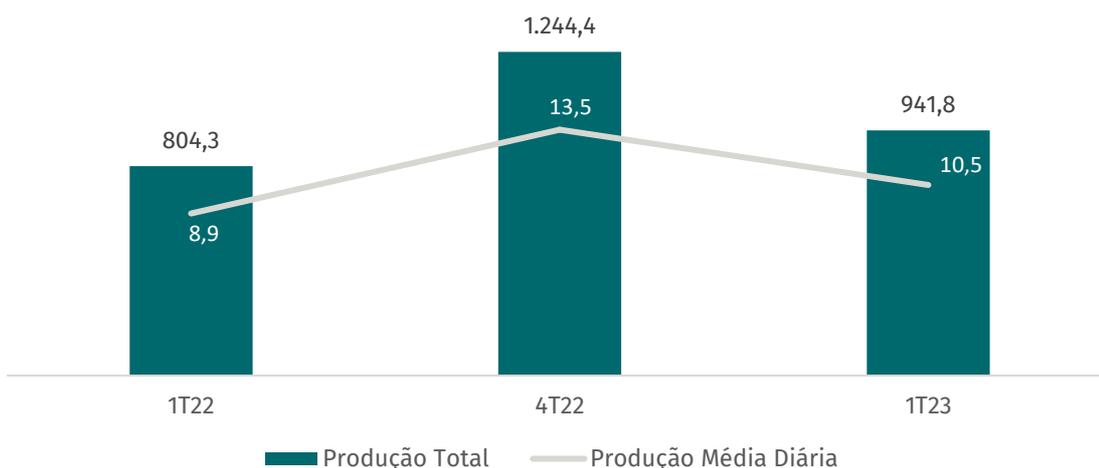


Gráfico 14 – Produção Total do Campo, em mil bbl, e produção média diária, em mil bbl/dia, do Campo de Atlanta

No dia 7 de maio de 2023, iniciamos uma manutenção preventiva na planta de processo do FPSO Petrojarl I, anteriormente programada para começar em meados de maio. A produção do Campo de Atlanta foi interrompida, com retorno previsto para meados de junho.

O Sistema de Produção Antecipada (SPA) iniciou a sua produção em 2018, com poços conectados ao FPSO Petrojarl I, com equipamentos, como bombas elétricas submarinas, originalmente instaladas em 2014. O objetivo do SPA era testar as características do óleo e o comportamento do reservatório do Campo de Atlanta, para subsidiar a decisão de



investimento em FPSO de maior capacidade de produção, com início de produção estimado, na época, para meados de 2022. Sendo um sistema temporário, optou-se por soluções com menor investimento inicial, mas que, ao longo do tempo, requeriam intervenções frequentes de manutenção.

O “Final Investment Decision” (FID) do SD ocorreu apenas em fevereiro de 2022, com o início de produção planejado para meados de 2024. Deste modo, foi realizada, ainda em 2022, a recertificação do FPSO Petrojarl I e a extensão do seu contrato de afretamento, permitindo que a Enauta continue a produzir e gerar caixa ao longo do processo de transição dos dois sistemas.

O FPSO Petrojarl I é o FPSO mais antigo em operação no mundo e, portanto, com equipamentos que requerem manutenções mais frequentes. Tendo sido contratado como sistema temporário, estas restrições podem ser adequadas a um sistema piloto em que o objetivo principal foi o de conhecer e mitigar riscos de projeto e reduzir as incertezas de reservatório. Estes objetivos foram atingidos com pleno sucesso, entretanto, a decisão de continuidade até a entrega do Sistema Definitivo refletirá as limitações originais de um projeto temporário.

A Companhia visa uma mudança de patamar operacional, que será atingida em meados de 2024, com a entrada em operação do novo FPSO Atlanta, com soluções que promovem, além de ganhos de produtividade, a redução da taxa de emissão de gases do efeito estufa, o que torna este projeto mais competitivo em um cenário de transição energética e resiliente diante da natureza cíclica do mercado.

RECEITA LÍQUIDA

A receita do Campo de Atlanta totalizou R\$ 374,3 milhões no 1T23, com redução de 24,4% entre anos, e representou 84% da receita total, *versus* 79% no 1T22. O volume de vendas totalizou 949,3 mil bbl a um Brent médio de US\$ 78,5/bbl, com variação de +29,8% e de -30,2% entre anos, respectivamente.

Em janeiro de 2023, passou a vigorar novo acordo com a Shell para venda FOB de 100% do óleo produzido pelo FPSO Petrojarl I (SPA). O contrato prevê a exportação do óleo pela Enauta para a Shell Western, Supply and Trading Limited (“Shell”). No dia 1º de março de 2023, o governo anunciou a MP 1163/2023, envolvendo mudança no imposto de exportação sobre o petróleo e fixando uma alíquota de 9,2% aplicável até o dia 30 de junho de 2023. Com isto, o impacto deste imposto temporário sobre a receita líquida da Enauta no 1T23 foi de R\$ 7,0 milhões.

OPEX E LIFTING COSTS ¹

Os custos operacionais, *opex*, do Campo de Atlanta, totalizaram US\$ 28,8 milhões no 1T23, refletindo a redução de aproximadamente US\$ 130 mil por dia no custo do afretamento, em relação ao 1T22, devido à conclusão do pagamento de uma parcela adicional variável atrelada ao Brent, em função do teto contratual ter sido atingido, conforme cláusula vigente no contrato de afretamento do FPSO do SPA.

O custo médio de extração, *lifting cost*, sem afretamento, foi de US\$ 15,9/bbl no 1T23, comparável a US\$ 21,3/bbl no 1T22 e US\$ 13,4/bbl no 4T22, incluindo manutenções.

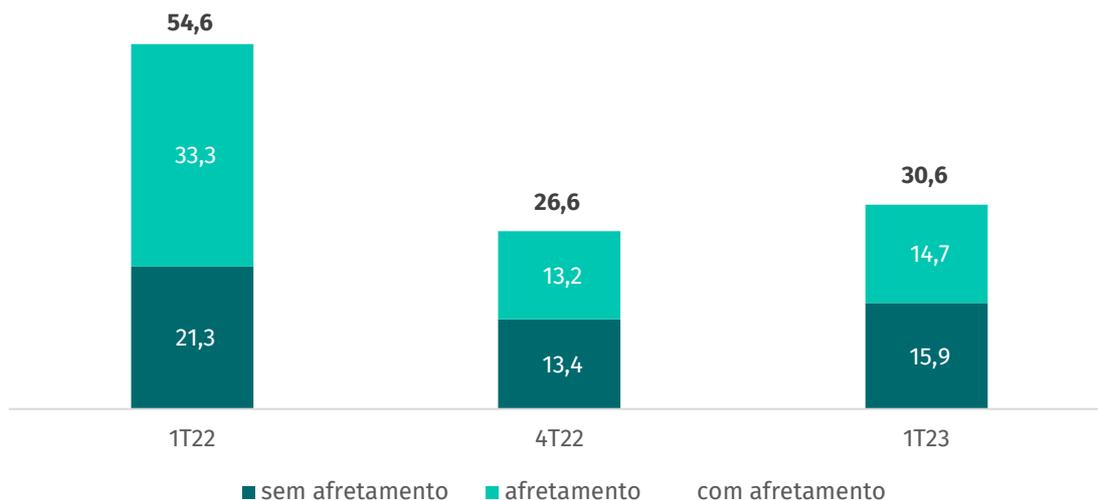


Gráfico 15 – Lifting cost do Campo de Atlanta, em US\$/bbl

Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

PRODUÇÃO E RECEITA

A produção média diária do Campo de Manati totalizou 1,7 milhão de m³ no 1T23, sendo que os 45% da produção atribuída à Enauta equivalem à produção média diária de 4,9 mil boe, comparáveis a 8,7 mil boe/dia no 1T22.

A venda de 100% da produção de gás de Manati é feita à Petrobras por meio de contrato exclusivo, com preço fixo em reais e indexado à inflação, até o final da sua reserva e com cláusula “take or pay”. Em janeiro de 2023 o reajuste aplicável foi de aproximadamente 4%.

Ajustes do projeto, em 2021, permitiram aumentar a reserva⁴ em mais de 50%, em dezembro de 2021, e o potencial de produção do Campo de Manati, conforme relatório de certificação de reservas emitido para aquele exercício. Entretanto, este aumento ainda não se reflete na sua produção, em função da venda de gás pela Petrobras estar com restrições de demanda, conforme informado pelo Operador.

A receita do Campo de Manati, referente à participação da Companhia no consórcio, somou R\$ 71,4 milhões no 1T23, com redução de 46,9% entre anos, em linha com a redução dos volumes de produção.

⁴ Fonte: Certificação de Reservas de 31 de dezembro de 2021 da Gaffney, Cline and Associates.

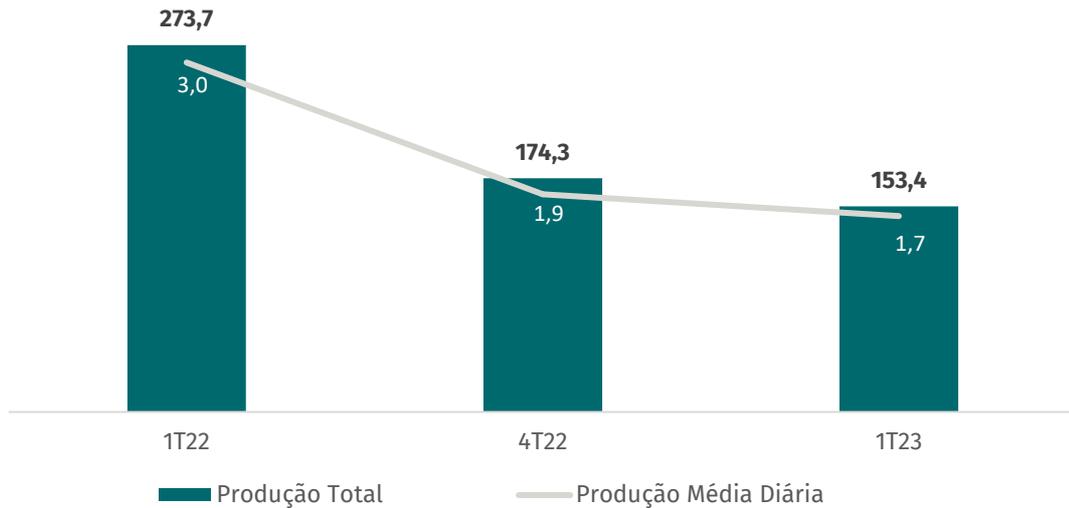


Gráfico 16 – Produção total de gás, em MMm³, e produção média diária, em MMm³/dia, do Campo de Manati

Portfólio de Exploração

BACIA CAMAMU-ALMADA

Em 12 de dezembro de 2022, por força da Resolução de Diretoria nº 645/2022, a ANP aprovou o acordo de rescisão consensual do contrato BM-CAL-12. O valor de R\$ 7,3 milhões registrado em 31 de dezembro de 2022 como passivo circulante, referente ao seguro garantia do bloco BM-CAL-12, foi pago a título de Programa Exploratório Mínimo em fevereiro de 2023. A devolução foi concluída em março de 2023, com assinatura do Termo de Rescisão pelos concessionários.



Anexo I | Indicadores operacionais e financeiros

Tabela 1 – Receita líquida por unidade operacional

Receita (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Campo de Atlanta	374,3	495,1	-24,4%	576,3	-35,0%
Campo de Manati	71,4	134,5	-46,9%	80,8	-11,7%
TOTAL	445,7	629,6	-29,2%	657,1	-32,2%

Tabela 2 – Custos operacionais totais

Custos Operacionais Totais (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Custos de extração	42,7	133,8	-68,1%	82,5	-48,3%
Royalties e participação especial	24,6	31,6	-22,1%	32,3	-24,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	(0,4)	n.a.	-	n.a.
Depreciação e amortização	165,1	149,1	10,8%	172,0	-4,0%
TOTAL	232,4	314,1	-26,0%	286,8	-19,0%

Tabela 3 – Custos operacionais totais, ex-IFRS 16

Custos Operacionais Totais (R\$ milhões)	1T23 Ex-IFRS 16	1T22 Ex-IFRS 16	Δ%	4T22 Ex-IFRS 16	Δ%
Custos de extração	166,7	251,0	-33,6%	208,3	-20,0%
Royalties e participação especial	24,6	31,6	-22,2%	32,3	-23,8%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	n.a.	-	n.a.
Depreciação e amortização	19,2	65,4	-70,7%	60,4	-68,2%
TOTAL	210,5	348,0	-39,5%	301,0	-30,1%

Nota: Dados não auditados.

Tabela 4 – Despesas Gerais e Administrativas

Despesas G&A (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Despesas com Pessoal	28,1	20,5	36,7%	66,6	-57,9%
Alocação Projetos de E&P	(19,2)	(10,5)	82,2%	(18,3)	5,1%
Outras Despesas Administrativas	24,9	12,6	98,5%	38,2	-34,8%
TOTAL	33,8	22,5	49,8%	86,5	-61,0%

Tabela 5 – Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Receita financeira - juros sobre aplicação financeira	40,3	(126,8)	n.a.	21,6	86,6%
Despesa financeira	(56,9)	(16,8)	238,7%	(14,9)	281,9%
Variação cambial	(6,5)	(185,1)	-96,5%	(25,2)	-74,2%
Resultado financeiro	(23,1)	(328,6)	-93,0%	(18,5)	24,9%

Tabela 6 – EBITDA¹ e EBITDAX

(R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Lucro Líquido	118,4	(98,2)	n.a.	182,1	-35,0%
Amortização	165,7	149,6	10,8%	171,1	-99,7%
Resultado Financeiro	23,1	328,6	-93,0%	18,5	25,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	34,3	(40,7)	n.a.	91,6	-62,6%
EBITDA¹	341,6	339,4	0,66%	463,3	-26,26%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais	(0,7)	93,5	n.a.	0,7	n.a.
EBITDAX¹	340,9	432,9	-21,3%	464,0	-26,5%
Margem EBITDA ¹	76,6%	53,9%	22,7 p.p	70,5%	6,1 p.p.
Margem EBITDAX ¹	76,5%	68,8%	7,7 p.p	70,6%	5,9 p.p.

Nota: Dados não auditados.

(R\$ milhões)	1T23 Ex-IFRS 16	1T22 Ex-IFRS 16	Δ%	4T22 Ex-IFRS 16	Δ%
Lucro Líquido	129,2	(170,8)	n.a.	170,6	-24,2%
Amortização	19,7	65,8	-70,0%	59,4	-66,8%
Resultado Financeiro	26,6	407,0	-93,5%	22,0	21,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	42,0	(78,6)	n.a.	85,3	-50,8%
EBITDA¹	217,6	223,4	-2,6%	337,3	-35,5%

Tabela 7 – Endividamento

(R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Dívida Total	1.382,4	148,2	833,0%	1.406,0	-1,7%
Saldo de Caixa ¹	2.027,5	2.383,6	-14,9%	2.431,8	-16,6%
Dívida (Caixa) Líquida Total	(645,1)	(2.235,4)	-71,1%	(1.025,8)	-37,1%
Dívida Líquida/EBITDAX	(0,5x)	(0,7x)	(0,1x)	(0,8x)	(0,3x)

Tabela 8 – Capital de Giro

(R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Contas a receber	191,6	372	-48,5%	384,8	-50,2%
Estoques	57,8	27,8	107,9%	73,0	-20,8%
Fornecedores	(838,5)	(416,7)	101,2%	(954,0)	-12,1%
Capital de giro	(589,1)	(16,9)	3.385,8%	(496,2)	18,7%



Tabela 9 – Custos e dados operacionais – Atlanta

Campo de Atlanta (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Custos de produção	28,8	106,9	-73,1%	51,2	-43,8%
Custos de manutenção	(2,5) ¹	10,8	n.a.	21,9	n.a.
Royalties	18,0	21,1	-14,5%	25,8	-30,2%
Depreciação e amortização	157,7	136,2	15,8%	161,2	-2,2%
TOTAL	202,0	275,1	-26,6%	260,1	-22,3%

¹ Ajuste contábil referente a reversão de provisão realizada em 2022

Lifting Costs	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	28,8	43,9	-34,4%	33,1	-13,0%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) sem afretamento	166,1	190,4	-12,8%	207,4	-19,9%
Opex ¹ (US\$ mil/dia) com afretamento	320,0	487,9	-34,4%	359,6	-11,0%
Lifting cost ¹ sem afretamento (US\$/bbl)	15,9	21,3	-25,5%	13,4	18,4%
Lifting cost ¹ com afretamento (US\$/bbl)	30,6	54,6	-44,0%	26,6	15,0%

Dados Operacionais Atlanta	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	941,8	804,3	17,1%	1.244,4	-24,3%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	10,5	8,9	17,1%	13,5	-22,6%
Produção da Companhia (Mil bbl)	941,8	804,3	17,1%	1.244,4	-24,3%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	949,3	731,5	29,8%	1.269,1	-25,2%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,19	5,23	-0,8%	5,26	-1,3%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	78,5	112,5	-30,2%	86,4	-9,1%

Tabela 10 – Custos e dados operacionais – Manati

Campo de Manati (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Custos de produção	14,5	16,1	-9,9%	9,4	54,3%
Custos de manutenção	1,9	-	n.a.	-	n.a.
Royalties	6,6	10,5	-37,3%	6,5	0,4%
Participação Especial	-	(0,4)	n.a.	-	n.a.
Depreciação e amortização	7,4	12,8	-42,2%	10,8	-31,2%
TOTAL	30,4	39,0	-22,1%	26,7	13,7%

Produção Manati	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	153,4	273,7	-44,0%	174,3	-12,0%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	1,7	3,0	-44,0%	1,9	-10,0%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	69,0	123,2	-44,0%	78,4	-12,0%
Produção referente a 45% da Companhia (Mil boe)	441,5	785,2	-43,8%	500,2	-11,7%



Anexo II | Demonstração do Resultado

DRE (R\$ milhões)	1T23	1T22	Δ%	4T22	Δ%
Receita Líquida	445,7	629,6	-29,2%	657,1	-32,2%
Custos	(232,4)	(314,1)	-26,0%	(286,8)	-19,0%
Lucro Bruto	213,2	315,5	-32,4%	370,3	-42,4%
Receitas (Despesas) operacionais	(37,4)	(125,8)	-70,3%	(78,1)	-52,2%
Despesas gerais e administrativas	(33,8)	(22,5)	49,8%	(86,5)	-61,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(3,5)	(105,1)	-96,6%	16,9	n.a.
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(0,1)	1,9	-103,5%	(8,5)	-99,2%
Lucro (Prejuízo) Operacional	175,9	189,7	-7,3%	292,2	-39,8%
Resultado financeiro líquido	(23,1)	(328,6)	-93,0%	(18,5)	25,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	152,7	(138,9)	n.a.	273,7	-44,2%
Imposto de renda e contribuição social	(34,3)	40,7	n.a.	(91,6)	-62,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	118,4	(98,2)	n.a.	182,1	-35,0%



Anexo III | Balanço Patrimonial

(R\$ milhões)	31/03/2023	31/12/2022
Ativo Circulante	2.394,1	2.960,2
Caixa e equivalentes de caixa	917,7	853,9
Títulos e valores mobiliários	1.109,8	1.577,9
Caixa restrito	59,9	7,8
Contas a receber	157,4	384,8
Estoques	57,8	73,0
Impostos e contribuição a recuperar	34,3	18,0
Créditos com parceiros	2,5	0,8
Adiantamento de fornecedores	19,2	0,0
Contas a receber - Partes relacionadas	0,1	0,1
Instrumentos financeiros	13,1	29,5
Outros	22,2	14,5
Ativo Não Circulante	5.513,9	5.315,9
Caixa restrito	300,5	378,8
Impostos a recuperar	79,1	76,8
Imobilizado	3.528,4	3.066,9
Intangível	749,3	755,6
Arrendamentos – direito de uso	852,1	1.030,1
Outros ativos não circulantes	4,4	7,6
TOTAL DO ATIVO	7.908,0	8.276,1



Anexo III | Balanço Patrimonial (continuação)

(R\$ milhões)	31/03/2023	31/12/2022
Passivo Circulante	1.453,5	1.719,4
Fornecedores	838,5	954,0
Arrendamentos	418,9	467,8
Empréstimos e financiamentos	18,2	108,2
Debêntures	66,7	4,6
Impostos e contribuições a recolher	22,8	108,0
Remuneração e obrigações sociais	45,3	45,2
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,2	2,2
Provisão de multas	0,8	0,8
Obrigações de consórcios	-	7,3
Outras obrigações	40,1	21,2
Passivo Não Circulante	2.277,6	2.446,9
Arrendamentos - direito de uso	213,8	329,8
Debêntures	1.297,4	1.293,1
Provisão para abandono	567,6	587,4
Obrigações de consórcio	57,9	57,9
Instrumentos financeiros	5,3	34,3
Remuneração e obrigações sociais	7,3	8,9
Provisão para contingência	0,1	0,1
Impostos e contribuições a recolher	11,9	11,1
IR e CSLL diferidos	116,3	124,2
Patrimônio Líquido	4.176,9	4.109,8
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1
Outros resultados abrangentes	69,0	120,7
Reserva de lucros	1.905,4	1.905,4
Reserva de capital	29,7	29,9
Ações em tesouraria	(23,7)	(24,2)
Lucro líquido do período	118,4	-
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	7.908,0	8.276,1



Anexo IV | Fluxo de Caixa

(em R\$ milhões)	1T23	1T22
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro líquido do período	118,4	(98,2)
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:		
Amortização e depreciação	21,9	67,1
Amortização e depreciação - IFRS 16	133,7	90,6
Amortização custo de captação	4,3	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(7,9)	(47,1)
Encargos financeiros IFRS 16	10,0	8,2
Variação cambial IFRS 16	(18,9)	(89,1)
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	0,3	2,1
Encargos provisão de abandono	4,9	-
Resultado financeiro sobre instrumento financeiro	(28,9)	-
Baixa de imobilizado	-	97,1
Despesas de juros captação debêntures	28,8	-
Provisão para imposto renda e contribuição social	42,2	6,5
Outras provisões	-	4,1
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	247,2	457,2
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(724,5)	(284,9)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	(168,5)	213,4
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	438,5	142,4
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(214,7)	(121,0)
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	8,5	(10,9)
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	63,7	224,0
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	853,9	830,4
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	917,7	1.054,4
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	63,7	224,0



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
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
Caixa	Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários
Caixa líquido	Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários) deduzido do saldo total de Empréstimos e Financiamentos e Debêntures.
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
EBITDA	Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização.
EBITDAX	Lucro antes do IR, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização, mais custos com as baixas de poços exploratórios secos e/ou sub-comerciais ou baixas de blocos, devido à baixa atratividade econômica dos prospectos e inviabilidade da continuidade dos projetos dos quais fazem parte, bem como dos gastos remanescentes atrelados. Essa é uma medição gerencial, não contábil, elaborada pela Companhia, e não é parte integrante do escopo de trabalho da auditoria independente.
Ex-IFRS 16	Números sem os efeitos da IFRS 16. O IFRS 16 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. A Companhia adotou essa norma em 1º de janeiro de 2019. Estas informações, não auditadas pelos auditores independentes, não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
Lifting cost	Valores de Opex divididos pela produção no período
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.
Opex	São os custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzidos nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties) e IFRS 16. Em 2021, não



	considerava custos de workover. Este valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs) – informação essa não revisada pelos auditores independentes.
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 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
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.
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperadas do que as Reservas Provadas, porém com maiores chances de recuperação do que Reservas Possíveis. As Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente ao Provado onde a interpretação e controle de dados disponíveis são mais incertos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza esperado.

Relações com Investidores

Enauta Participações S.A.

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, investindo de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para mais 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.

