



Relatório de Administração 2021



VIDEOCONFERÊNCIA

Português
(com tradução simultânea em inglês)

18 de março de 2022

11h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_CsIW_D0ZaQG6ON8a9CFOZ3w

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

www.enauta.com.br

ENAT
B3 LISTED NM



Enauta divulga resultados do 4T21 e ano de 2021

Rio de Janeiro, 16 de março de 2022 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e ano de 2021. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

Principais Indicadores	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%
Margem EBITDAX	188,4%	73,5%	114,9 p.p.	164,0%	84,2%	79,8 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	690,7	38,2	1.707,9%	1.444,6	124,0	1.065,0%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.884,6	1.747,2	92,9%	2.884,6	1.747,8	92,9%
CAPEX realizado - US\$ milhões	7,1	7,2	-1,4%	23,8	26,6	-10,5%
Produção Total (mil boe)	2.037,4	1.275,8	59,7%	6.671,2	5.636,9	18,3%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.242,0	333,0	273,0%	3.348,6	3.171,2	5,6%
Produção de Gás (mil boe)	795,3	945,8	-15,9%	3.322,6	2.465,7	34,8%

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

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

DESTAQUES

- ▲ **Maior lucro líquido da história da Enauta de R\$ 1,4 bilhão em 2021.** No 4T21, a Companhia registrou lucro de R\$ 690,7 milhões.
- ▲ **Sólida posição de caixa* de R\$ 3,0 bilhões,** sendo 60% indexados a dólares norte-americanos.
- ▲ **Produção total de 2,0 milhões de boe no 4T21 e de 6,7 milhões de boe em 2021,** equivalente à produção média diária de 22,1 mil boe e de 18,3 mil boe, respectivamente.
- ▲ **Recebimento de US\$ 144 milhões** referente à última parcela dos recursos da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará), sendo 30% em 2021.
- ▲ **Permanência do Campo de Manati no portfólio,** trazendo diversificação e estabilidade na geração de caixa e melhor equilíbrio nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).
- ▲ **Significativo aumento de 54% nas reservas 2P do Campo de Manati,** em comparação à certificação anterior, além da produção realizada em 2021.
- ▲ **Extensão do SPA de Atlanta até maio de 2025,** trazendo continuidade operacional ao Campo e possibilidade de operação simultânea ao Sistema Definitivo.
- ▲ **Início da implantação do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta,** um projeto robusto e um marco para a Companhia, com produção de 50 mil barris por dia.
- ▲ **Início da perfuração do primeiro poço exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas em fevereiro de 2022.**
- ▲ **Dividendos propostos de R\$ 0,15 por ação,** conforme Política da Companhia.
- ▲ **41% de mulheres na liderança da Enauta e 43% na força de trabalho,** acima da média da indústria de Óleo & Gás.
- ▲ **Intensidade de emissões de 17,6 kg CO₂ e/boe em 2021,** abaixo da média da indústria (OGCI) em 2020, cumprindo a meta estabelecida de figurar abaixo de 21 kg CO₂ e/boe no ano.
- ▲ **Operação segura com zero vazamentos.**

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários



Mensagem da Administração

O ano de 2021 foi emblemático para a Enauta. Assumimos a totalidade do Campo de Atlanta em junho e tivemos sucesso ao iniciar a implantação do Sistema Definitivo aprovado em fevereiro de 2022. Geramos lucro líquido recorde para a Companhia, de R\$ 1,4 bilhão. O preço da commodity atingiu a cotação máxima desde 2014, com pico de US\$ 86 por barril em outubro do ano passado, e forte tendência de alta no início de 2022. O preço do Brent combinado à valorização do óleo com baixo teor de enxofre e o reconhecimento da totalidade do Campo de Atlanta impulsionaram nossos resultados no período.

A concretização do Sistema Definitivo (SD) de Atlanta nos primeiros meses de 2022 é um marco na história da Enauta. Os aprendizados adquiridos no Sistema de Produção Antecipada, uma estratégia de desenvolvimento otimizada e a utilização de um FPSO com ótima adaptação para Atlanta permitiram à Companhia ter tido sucesso no processo de licitação dos componentes, podendo avançar, a passos firmes, na consolidação de um SD totalmente customizado, eficiente e robusto. O projeto considera uma unidade com capacidade de produção de 50 mil barris por dia a partir de meados de 2024, um aumento de três vezes em relação à produção atual do Campo. O investimento previsto é de US\$ 1,2 bilhão, incluindo a compra e adaptação do FPSO, e será, majoritariamente, desembolsado nos próximos dois anos. Estamos orgulhosos em viabilizar o SD em linha com nossas premissas estratégicas: 1) *breakeven* baixo; 2) óleo de alto valor agregado; 3) rentabilidade; e 4) gestão eficiente de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Estamos construindo um projeto inovador com sustentabilidade econômica e ambiental, reduzindo emissões de CO₂, considerando não somente as emissões diretas, mas todo o ciclo do desenvolvimento.

Em 2021 também contribuiu para o resultado da Companhia a produção de Manati. O Campo foi responsável por 18% da receita total da Enauta. A permanência desse ativo no nosso portfólio tem um efeito importante em nossa estratégia de diversificação, estabilidade de geração de caixa e equilíbrio na gestão das emissões de GEE. Reavaliamos o ativo e hoje divulgamos uma nova certificação que atesta um aumento de 54% nas reservas 2P em relação ao ano anterior, além da produção realizada em 2021.

Encerramos o ano com sólida posição de caixa, de R\$ 3 bilhões, com 60% desses recursos dolarizados ao final do quarto trimestre, conferindo proteção à nossa capacidade de investimento para seguirmos executando e expandindo nosso portfólio. Recebemos ainda a última parcela da venda do Bloco BM-S-8 no montante equivalente a US\$ 144 milhões, sendo 30% em 2021.

Estamos construindo um portfólio de E&P equilibrado, o que nos traz vantagem competitiva na indústria de players independentes. Permanecemos focados em adquirir ativos em produção para garantir uma maior geração de caixa. Além dos ativos produtores, ainda temos outro vetor de crescimento que é nosso portfólio exploratório, com o início da perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas em fevereiro de 2022. Buscando otimizar nossa estrutura de capital no médio e longo prazo, seguimos firmes com nossos esforços em avaliar opções de crescimento inorgânico, desde que capturadas no preço adequado e que tragam retorno atrativo. Dessa forma, buscamos construir a empresa independente brasileira com o portfólio com maior potencial de geração de valor para os nossos acionistas, nos posicionando para futuramente fazer parte de um possível processo de consolidação do setor.

Agradecemos o apoio de nossa equipe ao longo de 2021 que, mesmo em um ambiente desafiador de pandemia de COVID-19, se dedicou para a realização com êxito dos projetos da Enauta.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

Desde a nossa constituição, consideramos a sustentabilidade como um tema intrínseco ao nosso negócio. Perseguimos o máximo da eficiência energética e trabalhamos para aumentar a produtividade com menos consumo de recursos naturais e geração de resíduos. Em 2021, intensificamos a abordagem de temas ESG internamente, através de um grupo de trabalho designado para disseminar nossas conquistas e desafios e, sob a liderança da gerência de Sustentabilidade, realizamos treinamentos internos focados no melhor entendimento e conhecimento de nossa atuação.

Outro marco do ano foi a aprovação da Política de Remuneração com a inserção de metas relacionadas a ESG capitalizadas para toda a organização. A consolidação de um ambiente profissional diverso e inclusivo faz parte da nossa estratégia para garantir o melhor resultado em nossos projetos. Em 2021, aprovamos a Política sobre Pessoas e Direitos Humanos e, em nossa equipe, formada por 128 profissionais, contamos com 43% de mulheres.

Permanecemos aprimorando nossa estrutura de governança corporativa. A partir da Assembleia de 2021, o Conselho Fiscal foi instalado para atuar ao longo do ano como um órgão não permanente. Também tivemos o início das atividades do Comitê de Auditoria Estatutário e da área de auditoria interna no segundo semestre do ano. Como instrumento de gestão, a Diretoria Executiva implementou os fóruns de assessoramento com o intuito de estabelecer espaços multidisciplinares de discussão.



Outros destaques do 4T21 e ano de 2021 são:

Ambiental:

- ▲ **Operação segura e sem vazamentos** no Campo de Atlanta. Não foi registrado nenhum incidente durante o *offloading*.
- ▲ **Medidas de redução de carbono:** no contrato assinado para a adaptação do FPSO de Atlanta, garantimos conjuntamente a implementação de um projeto de “emissão evitada” otimizando desde sua implantação, em um ciclo completo a eficiência operacional e ambiental da unidade.
- ▲ **Resultados de medidas de redução de carbono:** No triênio iniciado em 2019, através de medidas de eficiência e aprimoramento na gestão de carbono; alcançamos expressivas reduções das emissões globais, 35% de redução no escopo 1 e 37% de redução no escopo 3.



- ▲ Pelo sexto ano consecutivo, **recebemos o Selo Ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol (PBGHG)**. Trata-se do mais alto nível de qualificação fornecido pelo PBGHG, o que reafirma nosso compromisso com a transparência nos dados de emissões.
- ▲ **Estabelecimento de metas ESG:** A Enauta estabeleceu metas específicas para todos os funcionários. Essas metas envolvem temas como Direitos Humanos, eficiência de recursos e gestão de carbono.
- ▲ **Intensidade de Carbono nas Operações:** Em 2021, estabelecemos nossa primeira meta corporativa relacionada aos aspectos ESG e com influência sobre a remuneração variável da Diretoria Executiva. A meta estabelecida para 2021 era a intensidade de emissões abaixo de 21 kg CO₂ e/boe. Ao final do ano, o resultado apurado foi de 17,6 kg CO₂ e/boe.

Social:

- ▲ **41% de mulheres na liderança da Enauta**, o que representa um aumento em relação ao fechamento do ano anterior.
- ▲ **Aprovação e publicação da Política sobre Pessoas e Direitos Humanos:** incluindo treinamento de nossos funcionários e fornecedores críticos.
- ▲ **Equidade de gênero e apoio à primeira infância:** adesão ao Programa Empresa Cidadã, da Receita Federal, ampliando o tempo de licença-maternidade e paternidade, promovendo equidade de gênero e qualidade de vida para os nossos funcionários.
- ▲ **R\$ 13 milhões aprovados para a realização de investimentos sociais:** através das leis de incentivo em 2022, o montante é maior do que a soma de todos os aportes realizados nos últimos dez anos. 20 projetos de impacto social foram selecionados para serem executados.

Governança:

- ▲ **Aprovação da Política de formação de parcerias:** com o objetivo de estabelecer diretrizes e procedimentos a serem observados na avaliação da formação de parcerias, com o propósito de promover a ética e zelar pela reputação da Enauta.
- ▲ **Revisão do Código de Conduta Ética:** a revisão traz um alinhamento aos novos valores, missão e visão, assim como ao novo planejamento estratégico da Enauta. Foram revisadas as orientações de condutas de temas relevantes como direitos humanos, meio ambiente, diversidade e assédio, conduta nas redes sociais, defesa da concorrência e privacidade de dados, para endereçar questões relacionadas à LGPD.
- ▲ **Revisão da Política Anticorrupção:** a revisão da Política Anticorrupção da Enauta permitiu um alinhamento com a revisão feita no Código de Conduta Ética.
- ▲ Realização, pela primeira vez, da **avaliação individual** dos Conselheiros de Administração da Companhia, ante avaliação colegiada realizada nos anos anteriores.

Desempenho Setorial

Seguindo a tendência dos trimestres anteriores e impulsionado pelo avanço da vacinação e pela contínua recuperação econômica em todo o mundo, o quarto trimestre de 2021 manteve a forte demanda por petróleo. Sem contrapartida de aumento da produção pelos principais países produtores (OPEP+), o preço da commodity se manteve acima de US\$ 78 por barril desde o início desse ano.

Na Europa, a variante ômicron não desacelerou o reaquecimento da economia, assim como nos Estados Unidos, onde foram registrados picos de demanda no feriado de *Thanksgiving*. Nesta dinâmica de estoques baixos e aumento acentuado do consumo, tanto de diesel, gasolina e querosene de aviação, prevaleceu o desequilíbrio entre oferta e demanda ao final do ano, em função dos baixos estoques. Antes do acirramento dos conflitos geopolíticos, projeções de mercado apontavam para um preço estabilizado da commodity de cerca de US\$ 90 por barril. Pela iminência de um conflito militar entre Rússia e Ucrânia, o prêmio de risco atingiu US\$ 30 por barril, o que indicava uma cotação do Brent de US\$ 120 por barril. Com o



início das ações militares, o preço do Brent atingiu valores ainda superiores e vem enfrentando grande volatilidade.

Para o gás natural, também observa-se um cenário de alta de preços, ocasionado pela oferta deprimida e alta demanda. Isso mesmo considerando o quarto trimestre, que já abrange os meses frios no Hemisfério Norte, quando o consumo de GNL para aquecimento é substituído pelo diesel, por questões de preço. Os preços seguem pressionados com a certificação do gás natural como “selo verde” pela Europa, além dele ser usado para a produção de hidrogênio, considerado uma energia mais limpa. Essa dinâmica se conecta à produção de derivados de petróleo, principalmente para combustível e térmicas. Dessa forma, começamos a ver uma convergência estrutural entre os movimentos de preços de óleo e gás natural, consolidando um cenário positivo para produtores e exportadores dessas commodities.



Portfólio de Ativos

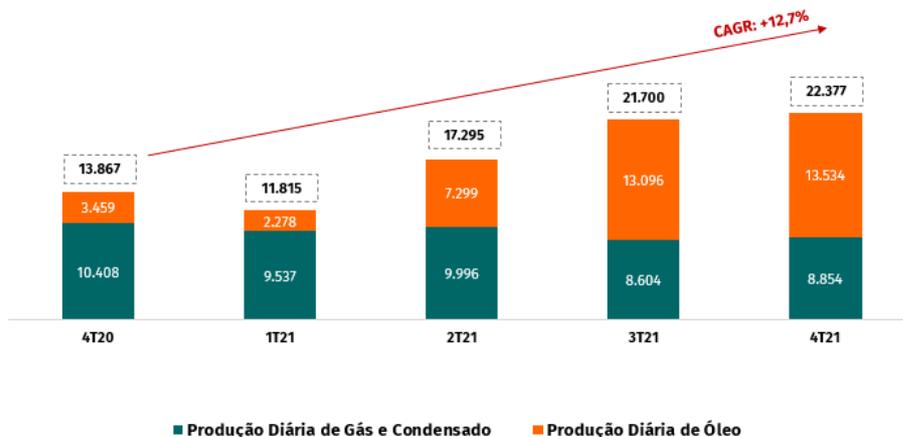


Nota: A saída definitiva da Enauta do Bloco CAL-M-372 está sendo conduzida pelo Operador do Consórcio



Desempenho Operacional

Produção Diária Enauta (boe)



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%; Operador

Dados Operacionais

Atlanta	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.231,6	636,5	93,5%	4.089,5	6.281,8	-34,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,4	6,9	94,2%	11,2	17,2	-34,9%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.231,6	318,3	286,9%	3.305,9	3.140,9	5,3%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.356,0	368,1	268,4%	3.293,5	3.109,7	5,9%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,59	5,39	3,7%	5,40	5,16	4,7%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	75,9	42,7	77,8%	71,2	42,3	68,3%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	5-7	-	0-3	5-8	-

¹ 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. Desde então, a Companhia passou a reportar 100% da produção do Campo.

PRODUÇÃO

A produção da Enauta relativa ao Campo de Atlanta aumentou 93,5% no 4T21 em comparação ao 4T20, resultado, principalmente, do aumento de participação da Companhia no Campo. Durante a maior parte do 4T21, Atlanta operou por meio de dois poços com produção média diária de 13,4 mil barris de óleo, 2,3% acima da média do 3T21 e 94,2% acima da produção do Campo no 4T20.

Na comparação anual, a produção total do Campo apresentou uma redução de 34,9%. Além do declínio natural de Atlanta, as interrupções geradas pelas manutenções requeridas no sistema de bombeio submarino no 4T21 impactaram a operação do Campo. Atualmente, Atlanta produz cerca de 13 mil barris por dia e terá um incremento em meados de 2022, quando mais um poço retomar a operação, entretanto, uma maior estabilidade poderá ser alcançada com a perfuração do quarto poço, onde se investirá em um sistema de bombeio adicional como redundância para ao Sistema de Produção Antecipada.



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

Ainda no segundo trimestre desse ano, está prevista uma interrupção da produção por aproximadamente 35 dias, quando serão realizadas inspeções e manutenções em diversos equipamentos, visando o atendimento às exigências normativas do Ministério do Trabalho e trabalhos requeridos para a recertificação do FPSO pela DNV, necessária para a extensão do contrato do Petrojarl I por até dois anos. Esta extensão permitirá que a produção de Atlanta não seja interrompida por mais de um ano, até a entrada em produção do Sistema Definitivo.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2021, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo de Atlanta totalizavam 105,7 milhões de bbl, um aumento de 9% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2020, excluindo a produção de 2021. A variação é justificada pela otimização dos custos operacionais e melhorias no plano de desenvolvimento, o que compensou positivamente a produção realizada de óleo durante o ano de 2021.

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, inclui os custos logísticos e sobrestadia (*demurrage*). Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo 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, em comparação a um desconto de US\$ 5-7 por barril no 4T20, 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 e CO₂, 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, que após o *blend* são exportados especialmente para o Japão e a Coreia do Sul.

LIFTING COSTS²

A Companhia mantém seu foco na otimização dos custos operacionais, principalmente dos custos logísticos. O aumento do custo diário de US\$ 282,1 mil no 4T20 para US\$ 463,8 mil no 4T21, reflete o impacto da alta do Brent no afretamento do FPSO, bem como no diesel consumido na operação. Como trata-se de um FPSO afretado por performance, no 4T20, devido a falhas nos aquecedores de óleo da unidade, as taxas de afretamento não foram incorridas durante o período de interrupção da produção, reduzindo o custo diário.

Lifting Costs	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	42,7	26,0	64,2%	134,6	136,4	-1,3%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	463,8	282,1	64,4%	368,0	373,0	-1,3%
Lifting cost com afretamento (US\$/bbl)	34,6	40,8	-15,2%	32,9	21,7	51,6%
Lifting cost sem afretamento (US\$/bbl)	12,4	30,6	-59,5%	16,5	13,3	24,1%

¹Opex: são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nessas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e



desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties). Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras (DFs).

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

SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA (SPA)

Em produção desde maio de 2018, o Sistema de Produção Antecipada foi concebido para produzir temporariamente, objetivando a obtenção de informações necessárias para o desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Informações como produtividade dos poços, escoamento do óleo, características do FPSO e sistema de bombeio, tornaram possível a configuração de um sistema de produção mais adaptado, com menos riscos de reservatório, mais eficiente e robusto, feito para operar de forma contínua por pelo menos 20 anos. Com base neste conhecimento adquirido, a Companhia pôde com segurança aprovar o SD que iniciou a sua implantação em fevereiro de 2022 e tem o primeiro óleo esperado para meados de 2024.

Visando a continuidade operacional do SPA durante a transição para o SD, a Companhia assinou, em janeiro de 2022, a extensão por até dois anos dos contratos de Afretamento e de Operação e Manutenção (O&M) do FPSO Petrojarl I. 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. Essa extensão está condicionada à obtenção de Certificado da DNV (Det Norske Veritas), antes do término do contrato original. O custo para adequação da unidade será de US\$ 30 milhões.

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

SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

A implantação do Sistema Definitivo foi iniciada após sua aprovação, em 21 de fevereiro de 2022. Foi concluído com sucesso o processo de licitação do FPSO e demais equipamentos, com ótimos resultados em termos de custos e prazos de execução.

O projeto terá capacidade para produzir 50 mil barris de petróleo e processar 140 mil barris de água por dia. A entrada em operação está prevista para meados de 2024, inicialmente com seis poços, com previsão para inclusão de mais dois poços em uma fase posterior até 2026. Atlanta possui um ótimo aquífero atuante, que mantém o reservatório do Campo com pressão suficiente, evitando a necessidade de um sistema de injeção de água ou de gás, o que torna o projeto mais simples, com menos risco e com menor necessidade de investimento. O FPSO terá capacidade de armazenamento de óleo de 1,6 milhão de barris por dia, permitindo a redução dos custos logísticos e impactando positivamente o valor do óleo de Atlanta.

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

No início de 2022, a Enauta adquiriu por US\$ 80 milhões um FPSO de oportunidade, através de uma subsidiária indireta, assegurando a disponibilidade da unidade de produção para ser adaptada ao SD. Para adaptar a embarcação, a Enauta contratou a Yinson Holdings Berhad ("Yinson") através de um contrato Turnkey de *Engineering, Procurement, Construction and Installation* ("EPCI"), com garantia e Operação e Manutenção por 24 meses. O custo desta adaptação será da ordem de US\$ 420 milhões.



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

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

PERMANÊNCIA DO CAMPO DE MANATI NO PORTFÓLIO

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia optou por não estender o prazo do acordo de venda da sua participação no Campo de Manati e permanecer com este ativo em seu portfólio. Manati é um importante ativo em termos de geração de caixa, diversificação e estabilidade de receitas e equilíbrio nas emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Produção Manati	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	281,0	334,2	-15,9%	1.173,9	871,1	34,8%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,1	3,6	-13,9%	3,2	2,4	33,3%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	126,4	150,4	-16,0%	528,2	392,0	34,7%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,1 milhões de m³ no 4T21, 13,9% abaixo do mesmo período do ano anterior. Na comparação anual, o aumento foi de 33,3%. 2021 foi um ano com alta demanda pelo gás de Manati em função da crise energética, da posição estratégica de Manati no Nordeste brasileiro e da retomada da atividade econômica, em contrapartida o ano de 2020 sofreu com os efeitos da pandemia de COVID-19.

CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

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

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

O início da perfuração do primeiro poço exploratório, 1-EMEB-3-SES, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, teve início em 20 de fevereiro de 2022. A perfuração do poço está sendo realizada pela sonda West Saturn, da Seadrill, em lâmina d'água de 3.094 metros e duração estimada entre dois e quatro meses. A Enauta será parcialmente carregada pelos parceiros ExxonMobil e Murphy Oil na perfuração desse poço, conforme definido nos respectivos acordos de *farmout*.

Os nove blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas possuem alta prospectividade. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na bacia ultrapassem 1,2 bilhão de boe. Além do prospecto *Cutthroat*, a Enauta identificou outras oportunidades com consideráveis recursos potenciais.



Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265, PAMA-M-337 e CE-M-661

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

A Companhia provisionou no 2T21 o montante de R\$ 37,2 milhões referente ao Bloco CE-M-661. Em 21 de novembro de 2021, a devolução foi protocolada na ANP, sem impacto adicional nas demonstrações do 4T21.

Portfólio de Exploração: MARGEM LESTE

Participação: 20% nos blocos ES-M-598, ES-M-673 e CAL-M-372

A Enauta possui participação em duas concessões localizadas em águas ultraprofundas na Bacia do Espírito Santo em parceria com a Petrobras. Foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. O fluido esperado nessa região é predominantemente óleo leve. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Após estudos aprofundados, o Consórcio decidiu pela devolução do Bloco CAL-M-372. A Enauta reconheceu a provisão de baixa desse ativo nas demonstrações financeiras de 2020 e a saída definitiva da Companhia do Bloco está sendo conduzida pelo operador.

Portfólio de Exploração: BACIA DO PARANÁ

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

Em 4 de dezembro de 2020, a Enauta arrematou, em parceria com a Eneva S.A., quatro blocos na Bacia do Paraná, durante o segundo ciclo da Oferta Permanente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O consórcio é formado pela Enauta com 30% de participação, e Eneva com 70%, sendo o bônus de assinatura total de R\$ 2,1 milhões. Desse montante, a Enauta ficará responsável pelo desembolso de R\$ 633 mil. O investimento exploratório mínimo total é de R\$ 45,3 milhões nos quatro blocos. Esse compromisso será executado em até seis anos da data de assinatura dos contratos de concessão, ocorrida em 28 de junho de 2021.

Os estudos já realizados nos blocos arrematados, localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, apontam boas perspectivas de acumulações de gás natural. Em caso de descoberta, a localização, no centro do mercado consumidor de gás facilitará o aproveitamento da produção. Havendo sucesso, o consórcio poderá, entre outras alternativas, analisar a utilização do modelo de reservóir-to-wire (R2W), no qual o gás encontrado é utilizado para gerar energia elétrica, que é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades. Esse modelo já é adotado com sucesso pela Eneva em outros projetos.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Campo de Atlanta	568,2	76,8	639,8%	1.314,3	659,3	99,3%
Campo de Manati	118,3	110,1	7,4%	490,7	286,2	71,5%
TOTAL	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%



A Receita Líquida da Enauta atingiu R\$ 686,5 milhões no trimestre, um crescimento de 267,3% na comparação trimestral, impactada, principalmente, pela performance do Campo de Atlanta que respondeu por cerca de 82,8% da receita total. No ano, a receita total apresentou um crescimento expressivo de 90,9% em relação à 2020.

No 4T21, a receita líquida do Campo de Atlanta aumentou 639,8% quando comparada ao 4T20 e 99,3% na comparação anual. Além do aumento da participação da Companhia de 50% para 100% a partir de 25 de junho de 2021, a forte alta da commodity no período e a valorização do óleo de Atlanta – redução do desconto para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, incluindo custos logísticos - impactaram positivamente a receita do Campo.

A variação entre os períodos também foi afetada pelo exercício da opção de hedge no 4T20, que gerou uma receita de R\$ 1,9 milhão e pela despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 7,9 milhões no 4T21.

A receita do Campo de Manati teve um crescimento de 71,5% em 2021, resultado principalmente da alta do preço do gás e do aumento da produção. Em razão da pandemia de COVID-19, 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado.

RECONHECIMENTO DE 100% DO CAMPO DE ATLANTA

A Companhia reconheceu no ano de 2021 um ganho de R\$ 878,8 milhões no momento da assunção da participação adicional de 50% neste ativo. Nas demonstrações financeiras de 2021, a contabilização dos ativos líquidos adquiridos na transação foi efetuada com base em uma avaliação do valor justo por uma assessoria independente para a realização do PPA (Purchase Price Allocation). Como resultado deste trabalho, foi alocado o valor de R\$ 424,9 milhões ao ativo intangível e R\$ 396,4 milhões ao ativo imobilizado. A conclusão desta transação é esperada dentro do período de 12 meses permitido pela norma contábil de combinação de negócios.

No contexto da transação de transferência da participação da Barra Energia para a Enauta Energia no Campo de Atlanta, a AFBV teve sua transferência legal e societária transferida integralmente à Enauta em 07 de julho de 2021. A partir desta data, os resultados apurados na AFBV, anteriormente por equivalência patrimonial, passaram a ser consolidados nas demonstrações financeiras da Companhia.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Custos de produção	91,9	(27,4)	435,4%	161,6	62,9	156,9%
Custos de manutenção	23,9	0,0	N/A	26,5	0,1	N/A
Royalties	36,3	5,6	548,2%	81,9	40,5	102,2%
Depreciação e amortização	269,4	115,9	132,4%	728,8	402,1	81,2%
TOTAL	421,5	94,1	347,9%	998,8	505,7	97,5%

Campo de Manati (R\$ MM)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Custos de produção	10,1	12,1	-16,5%	57,6	41,3	39,5%
Custos de manutenção	14,9	4,8	210,4%	15,6	6,7	132,8%
Royalties	9,2	8,4	9,5%	38,2	21,9	74,4%
Participação especial	0,2	0,2	0,0%	1,8	0,2	800,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	1,0	N/A	2,7	1,0	170,0%



Depreciação e amortização	18,4	26,9	-31,6%	77,5	63,1	22,8%
TOTAL	52,8	53,4	-1,1%	193,4	134,2	44,1%
Custos Operacionais Totais	474,3	147,5	221,6%	1.192,2	639,8	86,3%

Os custos operacionais totais no 4T21 foram de R\$ 474,3 milhões, 242,0% maiores em comparação ao 4T20, refletindo o reconhecimento de 100% da participação no Campo de Atlanta. Expurgando o efeito da variação de participação entre os períodos, o incremento foi de 37%, em função: (i) do afretamento do FPSO (aumento taxa de câmbio e Brent no 4T21 e cobrança de taxa diária reduzida no 4T20); e (ii) aumento do valor do diesel, afetando os custos logísticos.

Os custos operacionais de Manati no 4T21 foram 1,1% menores em comparação aos registrados no 4T20, resultado, principalmente, dos custos de manutenção na comparação dos períodos.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex- IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	253,6	70,6	259,2%	573,9	333,4	72,1%
Royalties	36,6	5,5	565,5%	81,9	40,5	102,2%
Depreciação e amortização	178,5	43,2	313,2%	474,4	243,3	95,0%
TOTAL	468,7	119,3	292,9%	1.130,2	617,2	83,1%

Nota: Dados não auditados.

Campo de Manati (R\$ MM)	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex-IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	37,3	37,1	0,5%	121,6	96,8	25,6%
Royalties	9,2	8,4	9,5%	38,2	21,9	74,4%
Participação especial	0,2	0,2	0,0%	1,8	0,2	800,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	-	2,7	1,0	170,0%
Depreciação e amortização	13,4	16,7	-19,8%	56,8	41,4	37,2%
TOTAL	60,1	62,4	-3,7%	221,1	161,3	37,1%
Custos Operacionais Totais	528,8	182,7	191,0%	1.351,3	778,5	73,6%

Nota: Dados não auditados.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 60,1 milhões, 3,7% inferiores ao 4T20. Já em Atlanta, os custos aumentaram 292,9%, totalizando R\$ 468,7 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 1,3 milhão no 4T21, em comparação a R\$ 24,2 milhões no 4T20. Em 2020, dois eventos destacaram-se: (i) os estudos geoquímicos e especiais dos blocos de Sergipe-Alagoas no valor de R\$ 3,3 milhões; e (ii) a provisão do seguro garantia do Bloco CAL-M-372 de R\$ 7,3 milhões.

**DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS**

Despesas G&A	4T21			2021		
	4T20	Δ%	2020	Δ%		
Despesas com Pessoal	28,8	18,1	59,1%	93,7	78,2	19,8%
Alocação Projetos de E&P	(10,5)	(11,0)	-4,5%	(38,1)	(48,4)	-21,3%
Outras Despesas Administrativas	22,6	12,9	223,3%	48,0	39,4	21,8%
TOTAL	40,9	20,0	200,0%	103,6	69,2	49,7%

Em 2021, as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) apresentaram um aumento de 49,7% relação à 2020. Este aumento se deu principalmente ao PLR de funcionários e administradores, no montante de R\$ 19,5 milhões, e doações feitas a projetos com incentivos fiscais, no montante de R\$ 13,8 milhões, contabilizados no 4T21. Como percentual da receita total, as despesas G&A no ano totalizaram 5,7%, redução de 1,6 pontos base em relação ao ano anterior, quando foram de 7,3%.

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

No 4T21, outras receitas operacionais totalizaram R\$ 834,9 milhões, principalmente em função do reconhecimento da última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará).

Em julho de 2017, a Enauta vendeu sua participação de 10% no Bloco BM-S-8, onde tinha ocorrido a descoberta de Carcará, para a Equinor do Brasil Energia Ltda., no valor total de US\$ 379 milhões. Nos termos da venda, o pagamento foi negociado em três parcelas, das quais a Companhia já havia recebido US\$ 235 milhões referente às duas primeiras parcelas entre 2017 e 2018. Com a aprovação pela ANP do Acordo de Individualização da Produção (AIP) dos Campos de Bacalhau, localizado no Bloco BM-S-8, e Bacalhau Norte, em dezembro de 2021, a Enauta reconheceu o montante de R\$ 800,1 milhões, equivalente a US\$ 144 milhões.

Em 2021, as outras receitas operacionais totalizaram R\$ 1.681,9 milhões e foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes: (i) R\$ 889,6 milhões devido ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta; (ii) reconhecimento da terceira parcela da venda de Carcará, no montante de R\$ 800,1 milhões; (iii) R\$ 10,7 milhões referentes ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta; e (iv) R\$ 7,1 milhões referentes aos créditos fiscais complementares da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.293,4	129,5	898,8%	2.922,6	787,9	270,9%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,02	7,9	-99,7%	37,2	8,2	353,7%
EBITDAX⁽³⁾	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	188,4%	69,3%	119,1 p.p.	161,9%	83,3%	78,6 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	188,4%	73,5%	114,9 p.p.	164,0%	84,2%	79,8 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.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do 4T21 atingiu R\$ 1.293,4 milhões, 842,0% maior quando comparado ao 4T20. Os principais efeitos que guiaram esse resultado foram: (i) a contabilização de 100% do resultado do Campo de Atlanta; (ii) a alta do Brent no trimestre; (iii) valorização comercial do óleo de Atlanta; e (iv) reconhecimento da terceira e última parcela da venda de Carcará. A margem EBITDAX aumentou 119,1 p.p.

A alta na comparação anual também decorreu das outras receitas operacionais não recorrentes que afetaram, principalmente, o ano de 2021.

RESULTADO FINANCEIRO

No 4T21, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 39,3 milhões, uma redução de 20,1% quando comparado ao saldo positivo de R\$ 49,2 milhões no 4T20. Esse resultado reflete principalmente a variação cambial dos ativos e passivos expostos em dólares ajustados pelo IFRS-16 no exercício de 2021, quando comparado ao exercício de 2020.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 4T21 fechou com saldo positivo de R\$ 69,5 milhões, aumento de 546,9% em comparação ao 4T20. O aumento deve-se principalmente à maior rentabilidade de aplicações financeiras e ganho de variação cambial majoritariamente advinda do aumento das aplicações financeiras em dólares e sobre os recebíveis da venda de óleo.

LUCRO LÍQUIDO

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.293,4	129,5	898,8%	2.922,6	787,9	270,9%
Amortização	(288,3)	(143,1)	101,5%	(808,0)	(467,0)	73,0%
Resultado Financeiro	39,3	49,2	-20,1%	0,2	(177,9)	-100,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(353,7)	2,7	N/A	(670,3)	(19,0)	N/A
Lucro Líquido	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%

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

No 4T21, o lucro líquido totalizou R\$ 690,7 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 38,2 milhões reportado no 4T20. Esse resultado é reflexo do aumento da participação no Campo de Atlanta combinado à alta do preço da commodity – que impactou receitas e custos operacionais – e ao reconhecimento da terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará).

Em 2021, o lucro aumentou 1.065% em relação à 2020, principalmente em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta no 2T21 e do reconhecimento da venda de Carcará no 4T21. Excluindo-se os impactos acima, o lucro líquido de 2021 totalizou R\$ 397,0 milhões, comparado a um lucro de R\$ 124,0 milhões em 2020.



	4T21 Ex- IFRS	4T20 Ex- IFRS	Δ%	2021 Ex- IFRS	2020 Ex- IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.144,0	8,5	N/A	2.487,7	461,0	439,6%
Amortização	(192,4)	(60,2)	219,6%	(532,8)	(285,9)	86,4%
Resultado Financeiro	74,1	13,3	457,1%	131,7	119,8	9,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(328,7)	28,2	N/A	(640,8)	(70,7)	806,4%
Lucro Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.445,8	224,2	544,9%

Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

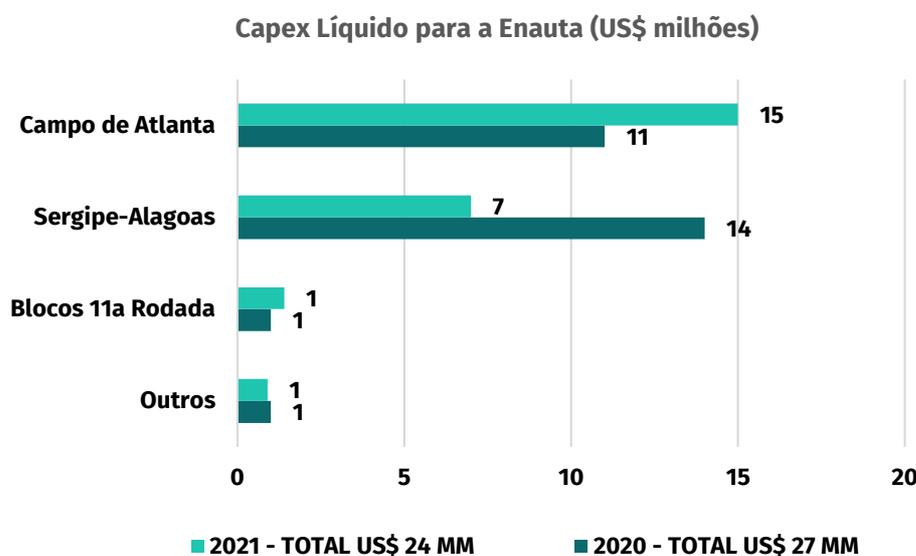
Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 3,0 bilhões, 25,9% superior ao 3T21, e 77,9% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2020.

Em 2021, 30% do montante de US\$ 144,0 milhões, referente à terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8, foi recebido pela Enauta. O valor remanescente foi pago em janeiro e fevereiro de 2022.

Em 31 de dezembro de 2021, 62% dos recursos da Companhia estavam indexados ao dólar norte americano com objetivo de hedge cambial e 38% estavam aplicados em instrumentos de renda fixa em Reais com perfil conservador. O retorno médio anual das aplicações em reais foi de 104,8% do CDI, o fundo cambial rendeu 6,75% e as aplicações offshore tiveram rentabilidade em dólares de 0,4% a.a. em adição à valorização do dólar de 5,74% no ano.

CAPEX

O CAPEX realizado no quarto trimestre de 2021 totalizou US\$ 7,1 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. No ano de 2021, o capex total foi de US\$ 23,8 milhões, cerca de 61% para Atlanta.



**ENDIVIDAMENTO**

	4T21	4T20	Δ%	3T21	Δ%
Dívida Total	161,5	217,1	-25,6%	174,8	-7,6%
Saldo de Caixa*	3.045,9	1.712,5	77,9%	2.418,8	25,9%
Dívida Líquida Total	(2.884,5)	(1.495,5)	92,9%	(2.244,0)	28,9%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,0x)	(1,9x)	0,9x	(1,2x)	0,2x

* Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB). O endividamento total em 31 de dezembro de 2021 era de R\$ 161,4 milhões, comparados aos R\$ 217,1 milhões registrados ao final de 2020, refletindo as amortizações de principal e juros realizadas ao longo do ano de 2021 no montante de R\$ 65,1 milhões, líquido dos juros incorridos neste mesmo período de R\$ 9,2 milhões sobre os financiamentos mantidos junto à FINEP e ao BNB. Com 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.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 773,8 milhões no 4T21, comparado a R\$ 233,0 milhões no 4T20. O aumento deve-se, principalmente, ao aumento do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta e ao recebimento de parte da terceira e última parcela da venda do Bloco BM-S-8 (Carcará), ocorrido no 4T21.

Estratégia Financeira

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade de fluxo de caixa e fixar os ativos cambiais de que necessita para cobrir seu plano de investimento e despesas de operação em moeda estrangeira, minimizando a necessidade de hedge cambial complementar com derivativos.

A Companhia contratou hedge de preço de Brent para proteger cerca de 53% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o quarto trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 2,3 por barril. Esse hedge cobre o preço da commodity, não incluindo o spread em função da qualidade do óleo e da logística.

Dados Hedge	4T21	4T20
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Instrumento contratado		
Barris equivalentes (mil bbl)	650,0	530,0
Preço por barril (US\$)	2,3	2,9
Strike médio (US\$)	54,6	43,9
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	650,0	130,0
Preço por barril (US\$)	0,0	10,9
Resultado (R\$ milhões)	(7,9)	7,3



Pela política contábil de hedge adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 650 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 7,9 milhões no 4T21.

Diante do aumento dos compromissos de investimentos em moeda estrangeira do seu plano de investimentos, a Companhia têm aumentado a parcela do seu caixa vinculado à dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2021, 62% do caixa estava indexado a dólares, dos quais 34% em fundo cambial exclusivo e 66% em aplicações e depósitos em contas offshore em dólares.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 4T21 cotada a R\$ 13,31, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,5 bilhões, valorização de 13,8% em relação à cotação registrada em 31 de dezembro de 2020 e desvalorização de 3,6% em relação à cotação de 30 de setembro de 2021.

Em 2021, 92% das ações da Enauta pertenciam a pessoas jurídicas e 8% a pessoas físicas, totalizando mais de 40 mil acionistas, muito superior aos últimos anos. Dos investidores institucionais, aproximadamente 45% eram fundos estrangeiros.

ENAT3

Market Cap (R\$ bilhões)
Total de ações emitidas
Variação do preço 52 semanas (%)
Cotação de abertura 2021 (R\$/ação)
Cotação de abertura no 4T21 (R\$/ação)
Cotação de fechamento no 4T21 (R\$/ação)
Volume médio diário de negociação no 4T21 (R\$ milhões)
Volume médio diário de negociação em 2021 (R\$ milhões)

31/dez/2021

3,54
265.806.905
13,77
11,88
14,49
13,31
20.130,75
28.426,31

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



Até esta data, a Companhia contava com coberturas de sete equipes de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Dessas, duas recomendam “COMPRA” e cinco recomendam “NEUTRO”. O maior preço-alvo para as ações da Companhia é de R\$ 26,00, e o menor de R\$ 13,00. O preço-alvo médio é de R\$ 17,10 por ação.



Dividendos

A Companhia possui uma política de pagamento de dividendos complementares (“Política de Dividendos”), superiores ao dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

O pagamento do dividendo complementar fica condicionado à existência de lucros ou de reservas de lucros. Ademais, as propostas de destinação do lucro líquido da Companhia ficam sujeitas, em cada caso, à aprovação em Assembleia Geral Ordinária, e podem ser a qualquer tempo revistas, pelo próprio Conselho de Administração, com base nos planos e necessidades da Companhia, considerados à ocasião, tais como, entre outros, aquisições e investimentos relevantes, cláusulas restritivas em contratos junto a credores e atendimento a exigências regulatórias.

O dividendo complementar pode, excepcionalmente, deixar de ser pago no exercício em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral Ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

Tendo em vista a Política de Dividendos acima referida, bem como os dispositivos constantes da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada, da Regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, e do Estatuto Social, a Companhia adota as seguintes regras e práticas com relação à distribuição de dividendos, a partir da destinação do lucro líquido do exercício:

- (i) 5% do lucro líquido do exercício será aplicado para constituir a reserva legal até que essa reserva atinja 20% do capital social, podendo a sua constituição ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder a 30% do capital social;
- (ii) após a constituição da reserva legal, o saldo remanescente do lucro líquido do exercício será prioritariamente destinado ao pagamento de um dividendo complementar no valor equivalente a R\$ 0,15 por ação. Nesse valor já está compreendido o dividendo obrigatório, de 0,001% do lucro líquido, conforme o Estatuto da Companhia. Caso em determinado exercício o lucro líquido ajustado não seja suficiente para o pagamento do dividendo complementar, a administração pode propor a reversão de parte ou da totalidade das reservas de lucro estatutárias de modo a viabilizar o pagamento do dividendo; e
- (iii) após as destinações dos itens anteriores, a parcela remanescente, por proposta do Conselho de Administração, pode ser total ou parcialmente destinada à constituição de “Reserva de Investimentos”. O limite máximo desta reserva é de até 100% do capital social, observado que o saldo dessa reserva, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas as reservas de lucros a realizar, as reservas para contingências e a reserva de incentivos fiscais, não pode ultrapassar 100% do valor do capital social.

Para o exercício de 2021, a Administração propôs dividendos totais de R\$ 39,5 milhões equivalente a aproximadamente R\$ 0,15 por ação, de acordo com a Política de Dividendos da Companhia. Essa proposta será submetida pelo Conselho de Administração à Assembleia Geral Ordinária em 26 de abril de 2022 e contempla o valor do dividendo mínimo obrigatório estipulado no estatuto social da Companhia.

Pagamento de dividendos realizado e previsto

Tipo de Pagamento	Ano Base	Data de Aprovação	Data de Pagamento	Total (R\$)	Valor por Ação (R\$/Ação)
Dividendos	2021	26/04/2022	06/05/2022	39.453.713,99*	0,15000000
Dividendos	2020	30/04/2021	11/05/2021	51.000.000,00	0,19385609816
Dividendos	2019	16/04/2020	28/04/2020	300.000.000,00	1,142781227
Dividendos	2018	18/04/2019	30/04/2019	500.000.000,00	1,912244960
Dividendos	2017	11/04/2018	20/04/2018	400.000.000,00	1,536326930



**O valor total pode ser alterado em função da quantidade de ações em tesouraria no dia da Assembleia Geral Ordinária.*

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Companhia com relação aos auditores independentes na prestação de serviços não relacionados à auditoria das demonstrações financeiras fundamenta-se em princípios que preservam a sua independência. Esses princípios baseiam-se no fato de que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais, advogar por seu cliente ou prestar quaisquer serviços que possam ser considerados restritos segundo as normas vigentes.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“Deloitte”) foi contratada pela Enauta Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em conformidade com as disposições na Instrução CVM no. 480/09, a Diretoria declara que discutiu e revisou as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, e que concordou com as opiniões expressas no Relatório de Auditores Independentes.

AGRADECIMENTOS

Expressamos nossa gratidão e reconhecimento a todos os colaboradores, fornecedores e parceiros. Agradecemos também aos públicos de interesse pelo apoio e confiança em nossa Companhia.

Rio de Janeiro, 16 de março de 2022.
A Administração



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita Líquida	686,5	186,9	267,3%	1.804,90	945,4	90,9%
Custos	(474,4)	(147,4)	221,8%	(1.192,2)	(639,9)	86,3%
Lucro Bruto	212,2	39,5	437,2%	612,7	305,5	100,6%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(40,9)	(20,0)	104,5%	(103,6)	(69,2)	49,7%
Equivalência patrimonial	0,2	(9,2)	-102,2%	(0,1)	7,2	-101,4%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(1,3)	(24,2)	-94,6%	(76,4)	(70,1)	9,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	834,9	(0,2)	N/A	1.681,9	147,5	N/A
Lucro (Prejuízo) Operacional	1.005,1	(13,7)	N/A	2.114,6	320,9	559,0%
Resultado financeiro líquido	39,3	49,2	-20,1%	0,2	(177,9)	-100,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	1.044,4	35,5	N/A	2.114,9	143,0	N/A
Imposto de renda e contribuição social	(353,7)	2,7	N/A	(670,3)	(19,0)	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%

Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	773,8	232,6	232,7%	1.442,4	827,4	74,3%
EBITDAX⁽¹⁾	1.293,4	137,3	842,0%	2.959,8	796,1	271,8%

⁽¹⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. Informação não auditada.

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	4T21 Ex-IFRS	4T20 Ex-IFRS	Δ%	2021 Ex-IFRS	2020 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	686,5	186,9	267,3%	1.804,9	945,4	90,9%
Custos	(528,8)	(183,0)	189,0%	(1.346,5)	(779,6)	72,7%
Lucro Bruto	157,7	3,9	N/A	458,4	165,8	176,5%
Receitas (Despesas) operacionais	798,6	(55,4)	N/A	1.501,9	9,5	N/A
Despesas gerais e administrativas	(40,1)	(19,9)	101,5%	(-103,6)	(68,3)	51,7%
Equivalência patrimonial	3,4	(9,1)	137,4%	(0,1)	6,0	(101,4%)



Gastos exploratórios de óleo e gás	(1,3)	(24,2)	(94,6%)	(76,4)	(70,1)	9,0%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	836,6	(2,2)	N/A	1.681,9	141,9	N/A
Lucro (Prejuízo) Operacional	956,3	(51,4)	N/A	1.960,3	175,3	N/A
Resultado financeiro líquido	74,1	13,1	465,6%	127,1	119,5	6,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	1.025,8	(38,3)	N/A	2.087,4	294,8	608,1%
Imposto de renda e contribuição social	(328,7)	28,1	N/A	(641,6)	(70,7)	807,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.445,8	224,2	544,9%

EBITDAX	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Lucro Líquido	697,0	(10,2)	N/A	1.1445,8	224,2	544,9%
Amortização	192,4	60,2	219,6%	532,8	285,9	86,4%
Resultado Financeiro líquido	(74,1)	(13,3)	457,1%	(131,7)	(119,8)	9,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	328,7	(28,2)	N/A	640,8	70,7	806,4%
EBITDA	1.144,0	8,5	N/A	2.487,7	461,0	439,6%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	0,0	7,9	N/A	37,2	8,2	353,7%
EBITDAX	1.144,0	16,4	N/A	2.524,9	469,2	438,1%
Margem EBITDA	166,6%	4,5%	165 p.p.	137,8%	48,8%	89 p.p.
Margem EBITDAX	166,6%	8,8%	161 p.p.	139,9%	49,6%	90 p.p.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)

	4T21	4T20	Δ%
Ativo Circulante	3.991,7	1.891,9	111,0%
Caixa e equivalente de caixa	830,4	103,2	704,7%
Aplicações financeiras	2.215,6	1.609,3	37,7%
Contas a receber	306,8	87,7	249,8%
Créditos com parceiros	5,4	46,8	-88,5%
Estoques	12,9	1,0	N/A
Impostos e contribuição a recuperar	21,2	16,3	30,1%
Instrumentos Financeiros Derivativos	9,8	1,5	553,3%
Outros	589,7	26,1	N/A
Ativo Não Circulante	2.697,2	2.455,8	9,8%
Caixa restrito	366,7	581,7	-37,0%
Impostos a recuperar	69,6	60,4	15,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	66,5	N/A
Investimentos	0,0	27,1	N/A
Imobilizado	924,6	929,1	-0,5%
Intangível	780,1	389,5	100,3%
Arrendamentos	514,9	398,2	29,3%
Outros ativos não circulantes	41,4	3,2	N/A
TOTAL DO ATIVO	6.688,9	4.347,6	53,9%
Passivo Circulante	1.224,7	524,2	133,6%
Fornecedores	194,4	155,5	25,0%
Arrendamentos	419,5	208,8	100,9%
Impostos e contribuição a recolher	361,7	17,0	N/A
Remuneração e obrigações sociais	27,1	14,4	88,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	18,5	N/A
Empréstimos e financiamentos	134,6	56,1	139,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	2,7	1,8	50,0%
Provisão de multas	38,3	32,5	17,8%
Obrigações de Consórcio	34,3	7,3	369,9%
Outras obrigações	12,0	12,2	-1,6%
Passivo Não Circulante	1.298,3	1.067,9	21,6%
Arrendamentos - direito de uso	216,2	356,2	-39,3%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,7	7,3	19,2%
Empréstimos e financiamentos	26,8	161,0	-83,4%
Provisão para abandono	791,2	485,6	62,9%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	197,5	0,0	N/A
Patrimônio Líquido	4.165,9	2.755,5	51,2%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	112,4	102,1	10,1%
Reserva de Lucros	527,4	442,6	19,2%
Reserva de Capital	30,8	42,8	-28,0%
Ações em Tesouraria	-27,4	-33,2	-17,5%
Lucro líquido do período	1.444,6	123,1	N/A
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.688,9	4.347,6	53,9%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	4T21 reapresentado	4T20	Δ%	2021 reapresentado	2020	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	690,7	38,2	1.708,1%	1.444,6	124,0	1.065,0%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	-0,2	9,2	-102,2%	0,1	(7,2)	-101,4%
Varição cambial sobre investimento	0,0	177,4	N/A	0,0	0,0	N/A
Amortização e depreciação	170,8	59,4	187,5%	542,9	300	81,0%
Varição cambial IFRS 16	18,0	227,9	-92,1%	74,2	227,9	-67,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13,0	3,7	251,4%	264,0	(22,9)	-1.252,8%
Encargos financeiros IFRS 16	21,7	(266,3)	-108,1%	56,3	62,6	-10,1%
Ganho causa tributária	0,0	56,5	N/A	0,0	0,0	-
Amortização e depreciação - IFRS 16	87,8	83,2	5,5%	267,1	181,4	47,2%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e	2,4	2,7	-11,1%	9,5	11,2	-15,2%
Aquisição de Investimento	0,0	0,0	0,0%	0,0	(121,0)	N/A
Aumento de participação em consórcio	0,0	0,0	N/A	(821,3)	0,0	N/A
Baixa de imobilizado	0,3	0,0	N/A	10,6	0,1	N/A
Despesa com plano de ação	(5,8)	1,1	-627,3%	0,0	(0,5)	N/A
Exercício do plano de opção	0,0	(5,3)	N/A	0,0	0,0	-
Provisão para imposto renda e contribuição social	345,4	(6,7)	N/A	411,0	41,9	880,9%
Encargo sobre provisão de abandonos	(46,4)	0,0	N/A	(46,4)	0,0	N/A
Provisão por valor recuperável de imobilizado	39,6	0,0	N/A	39,6	0,0	N/A
Outras provisões	5,4	0,6	800,0%	6,6	(1,2)	-650,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(487,3)	(50,6)	863,8%	(815,9)	133,8	-709,8%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	81,6	(98,1)	-183,2%	(0,4)	(102,7)	-99,6%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	773,8	232,6	232,7%	1.442,4	827,4	74,3%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de	391,9	(53,0)	-839,4%	(197,2)	(178,1)	10,7%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						



Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(422,0)	(124,1)	240,0%	(518,9)	(655,6)	-20,9%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	5,1	(39,8)	-112,8%	0,1	58,3	-93,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	748,7	15,4	N/A	727,2	52,0	1.298,5%

Caixa e equivalentes de caixa no início do	81,7	87,4	-6,5%	103,2	51,2	101,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do	830,4	103,2	704,7%	830,4	103,2	704,7%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	748,7	15,8	N/A	727,2	52,0	N/A



Anexo IV | Glossário

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



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

Relações com Investidores

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

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 100% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta é comprometida com os conceitos de sustentabilidade dos negócios, tendo investido de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para maiores informações, acesse www.enauta.com.br.

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



www.enauta.com.br

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

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

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