



DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2021



VIDEOCONFERÊNCIA

Português
(com tradução simultânea em inglês)

11 de novembro de 2021

11h00 (Horário de Brasília)

9h00 (Horário de Nova York)

https://enauta.zoom.us/webinar/register/WN_ZbET2H15TaqQBnf4AwE7rA

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 3T21

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre de 2021. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

Principais Indicadores	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	438,8	155,5	182,3%	1.666,4	659,1	152,8%
Margem EBITDAX	74,6%	69,3%	5,3 p.p.	149,0%	86,9%	62,1 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	134,0	29,7	351,7%	753,9	86,1	775,2%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	2.244,1	1.517,9	47,8%	2.244,1	1.517,9	47,8%
CAPEX realizado - US\$ milhões	3,2	5,7	-43,9%	16,7	19,4	-13,9%
Produção Total (mil boe)	1.996,4	1.369,0	45,8%	4.633,8	4.361,0	6,3%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.214,6	650,6	86,7%	2.106,5	2.841,2	-25,9%
Produção de Gás (mil boe)	781,8	718,4	8,8%	2.527,3	1.519,9	66,3%

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 Equivalente de Caixa e Aplicações Financeiras) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

DESTAQUES

- ▶ Primeiro trimestre com reconhecimento de **100% dos resultados do Campo de Atlanta**.
- ▶ **Lucro líquido de R\$ 134,0 milhões no 3T21**, em função de **receita recorde** no trimestre favorecida pela alta da commodity e do dólar combinada à valorização do óleo de Atlanta com prêmio em relação ao Brent (excluindo custos logísticos).
- ▶ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2,4 bilhões**, sendo 38% denominado em dólares americanos.
- ▶ **Produção total de 1,99 milhão de boe no trimestre**, equivalente à produção média diária de 21,7 mil boe.
- ▶ **Mais de 19 milhões de barris produzidos no Campo de Atlanta**.
- ▶ **Ampliação da licença de perfuração de Atlanta, incluindo os demais poços programados para o Sistema Definitivo**.
- ▶ **Início da perfuração do primeiro poço exploratório na Bacia de Sergipe-Alagoas previsto para o quarto trimestre de 2021**.
- ▶ **Aprovação do Plano de Remuneração variável da Administração vinculado a metas financeiras e operacionais, bem como a metas ESG**.
- ▶ **Aprovação da Política sobre Pessoas e Direitos Humanos**.
- ▶ **Início das atividades do Comitê de Auditoria e da Gerência de Auditoria Interna reforçando a governança corporativa da Companhia**.



Mensagem da Administração

Encerramos o terceiro trimestre de 2021 em um ambiente favorável para o setor de óleo e gás. A recuperação econômica global segue gerando forte impacto na demanda por petróleo, com reflexo nos preços da commodity. Em outubro, o Brent atingiu cotação de mais de US\$ 85 por barril, que combinado ao câmbio em torno de R\$ 5,60 elevou o preço em reais à sua máxima histórica. Neste cenário, a Enauta mantém sua tese de investimento, com grande parte dos ativos dolarizados e expostos ao aumento da demanda internacional, tese esta que também contempla nosso foco na agenda estratégica de diversificação do portfólio por meio de aquisições.

O terceiro trimestre marca o período em que operamos com a totalidade do Campo de Atlanta, gerando recorde de geração de receita para a Companhia. Nosso time segue trabalhando na retomada da operação do terceiro poço, com previsão de retorno mantida para o primeiro trimestre de 2022.

Continuamos avançando rumo ao Sistema Definitivo (SD), com o início do processo licitatório da unidade de processamento (FPSO) e demais equipamentos do SD. Nesse sentido, assinamos um Memorando de Entendimento com a Yinson Holdings Berhad, uma empresa malaia tradicionalmente fornecedora de FPSOs, mundialmente conhecida, para a negociação direta e exclusiva dos contratos de fornecimento do FPSO. É mais um passo importante para ampliarmos significativamente nossa atual capacidade de produção de óleo. Vale ressaltar que já entramos com o pedido junto ao IBAMA para a obtenção da licença prévia do SD.

Ao final do trimestre, nosso caixa totalizou R\$ 2,4 bilhões, endossando nossa resiliência financeira para a expansão do nosso portfólio e possibilidade de capturar oportunidades. Seguimos atentos aos desinvestimentos da Petrobras e demais oportunidades que atendam ao nosso compromisso de maior geração de valor e retorno aos acionistas. Reafirmamos nossos esforços em cumprir nossa agenda estratégica e avançar também no âmbito ESG. No trimestre, destacamos a aprovação de um plano de remuneração para os administradores com metas operacionais e financeiras, bem como com regras claras relacionadas à emissão de carbono. Também tivemos a efetivação do nosso Comitê de Auditoria e a aprovação da política de direitos humanos da Enauta. Desta forma, vamos evoluindo em nossa jornada de dar mais transparência aos nossos stakeholders.

Ambiental, Social e Governança (ESG)

Trabalhamos de maneira contínua no aperfeiçoamento das ferramentas de nossa gestão integrada em sustentabilidade. Neste trimestre, destacamos algumas medidas e ações práticas na estruturação de processos e boas práticas de governança corporativa.

No mês de agosto, o Conselho de Administração da Enauta aprovou a implementação do Comitê de Auditoria Estatutário. Também foi aprovada a Política sobre Pessoas e Direitos Humanos. A política formaliza este compromisso e oferece a oportunidade de engajar ativamente toda nossa cadeia de valor, promovendo treinamentos e conscientização sobre o tema.

Avançamos com o compromisso na gestão de emissões estabelecendo a meta para, em 2021, restringir a intensidade de CO² equivalente ao patamar alcançado pela OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) em 2019. A sustentabilidade é intrínseca ao nosso modelo de negócio e, como tal, precisa estar refletida em diferentes níveis para que seja um compromisso de toda a Companhia. Este indicador compõe o cálculo da remuneração variável de curto prazo de todos os executivos e gestores das áreas operacionais da Enauta a partir de 2021.



Outros destaques do 3T21:

Ambiental:

- ▲ **Medidas de redução de carbono:** No Memorando de Entendimento com a Yinson, garantimos conjuntamente a implementação de projeto de engenharia com aplicação de todas as tecnologias disponíveis para menor emissão de carbono. A adaptação do OSX-2 será um projeto de “emissão evitada” otimizando sua eficiência operacional e ambiental.
- ▲ **Estabelecimento de meta restritiva de intensidade de CO²** equivalente ao patamar alcançado pela OGCI (Oil and Gas Climate Initiative) em 2019.
- ▲ 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. Assim, reafirmamos nosso compromisso com a transparência nos dados de emissões.

Social:

- ▲ **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.

Governança:

- ▲ Premiação em primeiro lugar “As Melhores da Dinheiro” em Governança Corporativa, Recursos Humanos e Responsabilidade Social: reconhecimento do nosso desempenho e compromisso nas questões ESG.

Desempenho Setorial

A pressão exercida pela retomada econômica pós pandemia, com o aumento da demanda global por produtos e serviços, fez o preço da energia alcançar patamares elevados em todo o mundo. Petróleo e gás natural têm um papel relevante nesse contexto: Brent e WTI bateram os recordes dos últimos três anos, tendo atingido suas mínimas em abril de 2020, quando a demanda chegou aos menores níveis desde abril de 2002. O Brent iniciou o terceiro trimestre de 2021 cotado a US\$ 75,84 por barril, e encerrou o período a US\$ 78,64 por barril, alta de 3,54%, reflexo da dinâmica entre oferta e demanda, e também dos estoques de petróleo, que estão em um dos mais baixos níveis dos últimos cinco anos.

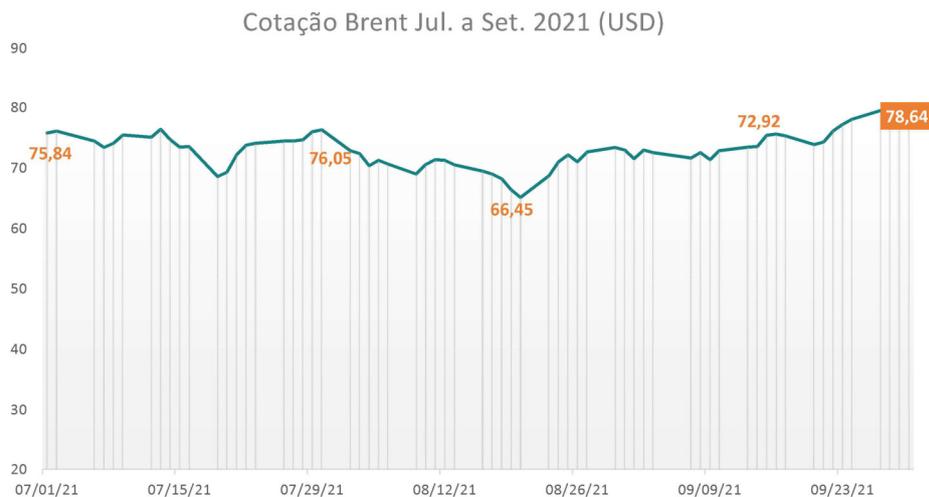
O déficit na oferta de cerca 2,5 milhões de barris por ano deve se manter no curto prazo, uma vez que a demanda por petróleo nos Estados Unidos, Europa e China vem crescendo rapidamente, e já aumentou em cerca de 30% desde o início da pandemia. O consumo de gasolina nos Estados Unidos atingiu o recorde agora na segunda quinzena de outubro, chegando a 9,6 Mbbd, seguindo a tendência mundial especialmente na gasolina, diesel, jet e óleo combustível. O consumo no Brasil também cresceu (cerca de 20%) e reforça os sinais da retomada da economia doméstica. A crise hídrica no país também resultou em um aumento na demanda por produtos derivados de petróleo, como diesel e óleo combustível, e de gás natural.

A produção mundial de petróleo já não é capaz de atender à demanda ao final de 2021. Mesmo com todo o esforço realizado para otimizar a produção em nível global, há limitações operacionais e de segurança, além de falta de capital. Estima-se que só haverá equilíbrio entre oferta e demanda no final de 2022 ou início de 2023.

Este cenário também tem interferência de outras duas variáveis: a decisão pelos países membros da OPEP+ em não aumentar a produção além do parâmetro já estabelecido e, também, o efeito das políticas públicas - principalmente em países da Europa e na China que

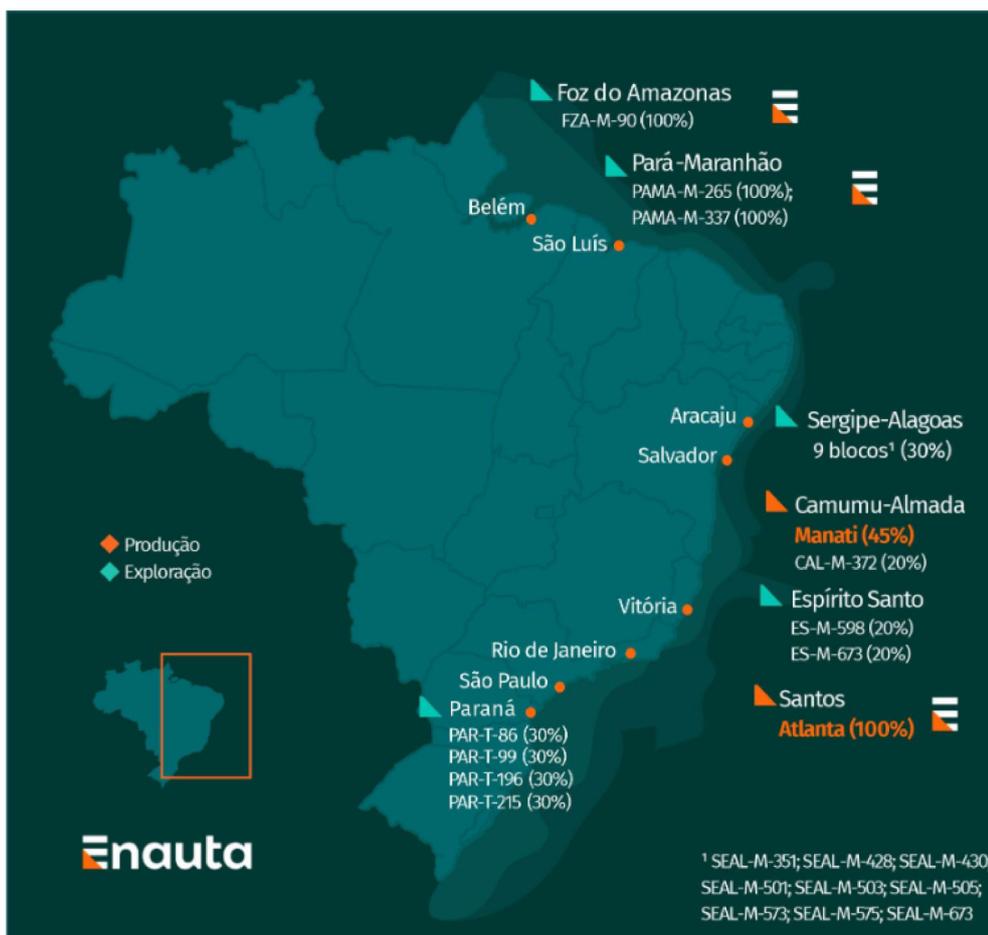


fomentam a transformação da matriz energética, forçando a redução da dependência por combustíveis fósseis.



Fonte: FactSet

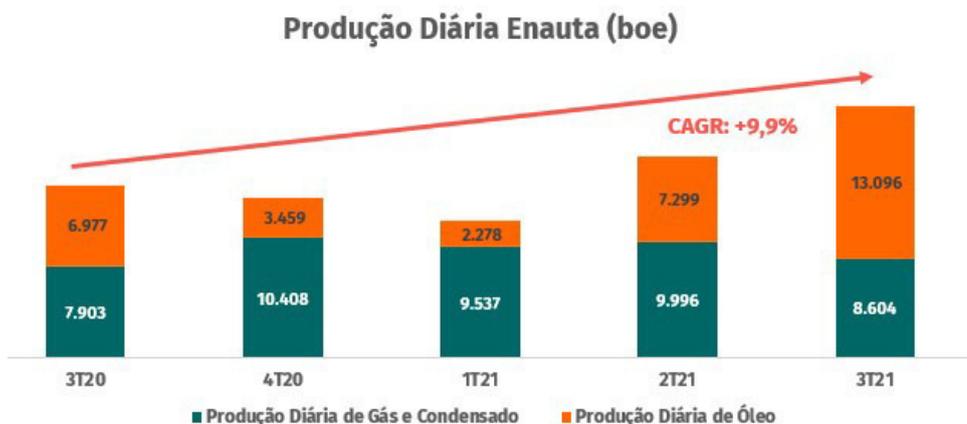
Portfólio de Ativos



* Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo de venda para a Gas Brigde de sua participação total (45%) no Campo de Manati, operado pela Petrobras. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes, e os atos necessários para a conclusão do contrato devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.



Desempenho Operacional



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%

Dados Operacionais

Atlanta	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.204,9	1.283,7	-6,1%	2.857,9	5.645,3	-49,4%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,1	14,0	-6,1%	10,4	20,6	-49,4%
Produção da Companhia (Mil bbl)	1.204,9	641,9	87,7%	2.074,3	2.822,6	-26,5%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.185,5	609,1	94,6%	1.937,5	2.741,6	-29,3%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,23	5,38	-2,8%	5,33	5,08	4,9%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	77,4	43,8	76,7%	69,7	42,2	65,2%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-1	4-5	-	0-2	4-6	-

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 87,7% no 3T21 em comparação ao 3T20, resultado do aumento de participação da Companhia no Campo. Durante a maior parte do 3T21, Atlanta operou por meio de dois poços com produção média diária de 13,1 mil barris de óleo, 6,1% menor em comparação com o 3T20 e 4,1% menor em comparação com o 2T21. No terceiro trimestre, a redução da produção decorreu de interrupções geradas por falhas no sistema de bombeio submarino localizado no leito marinho de um dos poços. O reparo de uma bomba já existente está em andamento, com o custo estimado de US\$ 3 milhões. Espera-se o retorno da produção do terceiro poço no primeiro trimestre de 2022.

Foi concluída a primeira etapa do projeto para ampliar a capacidade de tratamento de água no FPSO que libera a planta de processo para aumento da produção de óleo. Como resultado, passamos de 5,9 mil barris para 8,5 mil barris por dia. A segunda fase do projeto prevê o aumento dessa capacidade para 20 mil barris por dia, solucionando a restrição de produção existente.



Em outubro de 2021, a Companhia atingiu o marco de 19 milhões de barris produzidos no Campo de Atanta.

A Enauta mantém a estimativa de produção média para o ano de 12 mil barris de óleo por dia, com margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

LIFTING COSTS²

A média do custo diário no 3T21 foi de US\$ 420,0 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 32,1 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 343,8 mil por dia no 2T21, equivalentes a US\$ 25,2 por barril.

A Companhia mantém seu foco na otimização dos custos operacionais, principalmente dos custos logísticos. O aumento do 3T21 reflete o custo do afretamento do FPSO, cuja taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta. No 3T20, devido a falhas nos aquecedores de óleo, foi praticada uma taxa diária reduzida em relação à média do contrato, o que não ocorreu no 3T21. A alta do Brent e do dólar intensificaram esse aumento por serem componentes variáveis do custo do afretamento. Adicionalmente, alta do diesel no período impactou as operações.

Lifting Costs

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	38,6	30,4	27,0%	92,0	99,5	-7,5%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	420,0	330,1	27,2%	336,4	364,4	-7,7%
Lifting cost (US\$/bbl)	32,1	23,7	35,4%	32,2	23,1	39,4%

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

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

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do Crude Oil Sales Agreement (COSA), um contrato FOB, ou seja, com todos os custos logísticos incluídos. Em 29 de abril de 2021, a Enauta e a Shell firmaram um novo acordo de venda do óleo com início 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\$ 4-5 por barril no 3T20.

O óleo do Campo já é amplamente conhecido, com alta demanda, mantendo uma diversidade de clientes no mercado internacional. Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, impulsiona a demanda por esse tipo de óleo como “bunker” e óleo combustível para geração de energia.

LICITAÇÃO DO SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

O processo de licitação do FPSO e demais equipamentos para o SD de Atlanta segue o planejado. A Enauta está avaliando as propostas recebidas visando à sanção definitiva do projeto (Final Investment Decision - FID) no primeiro trimestre de 2022 e início da produção do SD em meados de 2024. A Companhia também está avaliando a antecipação da perfuração de mais um poço com início previsto ainda em 2022.



Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	276,2	253,8	8,8%	892,9	537,0	66,3%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,0	2,8	8,8%	3,3	2,0	67,2%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	124,3	114,2	8,8%	401,8	241,6	66,3%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,0 milhões de m³ no 3T21, similar à do mesmo período do ano anterior. No ano, o aumento entre os períodos foi expressivo principalmente em função dos efeitos da pandemia e da suspensão da produção pela Petrobras no primeiro semestre de 2020.

VENDA DO CAMPO DE MANATI

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e de condições regulatórias e comerciais. O resultado contábil apurado no período de 31 de dezembro de 2020 até a data efetiva de conclusão da transação será descontado do valor total da venda. Para a assinatura do contrato, é necessário ainda o cumprimento de condições precedentes, as quais devem ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

Os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas são ativos de alta prospectividade. O início da perfuração do primeiro poço exploratório, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, é esperado para o quarto trimestre de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA já sido protocolado junto ao IBAMA e a audiência pública já realizada. Em função do carregamento negociado com os parceiros ExxonMobil e Murphy Oil, por ocasião do processo de *farmout*, prevê-se um investimento por parte da Enauta de US\$ 8 milhões nesse poço.

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

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Campo de Atlanta	472,7	141,5	234,1%	746,1	582,5	28,1%
Campo de Manati	115,6	83,0	39,3%	372,3	176,0	111,5%
TOTAL	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%

Tanto a receita do Campo de Atlanta (80% do montante total) como a receita do Campo de Manati registraram aumento na comparação anual.



Em Atlanta, além de termos assumido a totalidade do Campo, a forte alta da commodity no período e da redução do desconto do óleo para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent impactaram esse resultado. A variação entre os períodos também foi compensada pelo exercício da opção de hedge no 3T20, que gerou uma receita de R\$ 13,1 milhões, e pela despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 4,7 milhões no 3T21.

O aumento de 39,3% do Campo de Manati decorreu em grande parte da alta do preço do gás e do aumento da produção no 3T21. Esse aumento ficou ainda mais evidente na comparação do 9M21 com o 9M20. Em razão da pandemia de COVID-19, 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado, fato que não se repetiu em 2021.

AQUISIÇÃO DO CAMPO DE ATLANTA

A parcela do ganho por compra vantajosa referente à participação adicional de 50% foi de R\$ 791,6 milhões e, decorrente principalmente por ter a contraparte Barra Energia abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio (Campo de Atlanta) quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto. Esse ganho encontra-se registrado no resultado do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2021 no item de outras receitas e despesas operacionais da demonstração do resultado.

Nas informações financeiras trimestrais de 30 de setembro 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. Essa alocação acabou impactando a linha de “Depreciação e Amortização” do Campo de Atlanta em um montante adicional de R\$ 60,1 milhões. 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)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Custos de produção	47,3	24,3	93,9%	88,1	76,7	14,9%
Custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS 16	22,6	(9,1)	-348,4%	(18,2)	13,4	-235,8%
Custos de manutenção	2,7	0,0	100,0%	2,7	0,1	n.a.
Royalties	28,2	8,9	216,9%	45,3	35,0	29,4%
Depreciação e amortização	255,1	69,8	265,3%	459,4	289,4	58,7%
TOTAL	355,9	94,1	278,3%	577,3	414,8	39,2%

Campo de Manati (R\$ MM)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Custos de produção	14,3	7,0	105,4%	46,9	29,2	60,6%
Custos de manutenção	1,3	0,0	100,0%	1,3	1,9	-30,8%
Royalties	9,0	6,7	33,8%	29,0	13,5	114,4%
Participação especial	0,3	0,0	0,0%	1,6	0,0	n.a.



Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	0,0%	2,7	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	17,8	16,1	10,7%	59,0	41,6	41,8%
TOTAL	44,1	29,8	48,2%	140,5	86,2	63,0%
Custos Operacionais Totais	400,1	123,9	223,0%	717,8	501,1	43,3%

Os custos operacionais totais no 3T21 totalizaram R\$ 400,1 milhões, 223,0% maiores em comparação ao mesmo período do ano anterior. Desse aumento, 95% referem-se ao Campo de Atlanta com o reconhecimento de 100% da participação a partir de 25 de junho de 2021. Expurgando o efeito da variação de participação entre os períodos, o incremento foi de 37%, reflexo dos principais efeitos: (i) afretamento do FPSO - aumento devido a variáveis como dólar e Brent no 3T21 e cobrança de taxa diária reduzida no 3T20 não aplicável ao 3T21; e (ii) aumento do valor do diesel, afetando os custos logísticos.

Os custos operacionais de Manati no 3T21 foram 48,2% maiores em comparação aos registrados no 3T20, resultado do aumento na produção e da renegociação de contratos realizada no período em 2020, devido à pandemia de COVID-19, não aplicáveis para 2021.

Os “custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS” concentram todos os contratos classificados pela norma do IFRS-16, sendo o mais representativo o contrato de afretamento do FPSO, cuja taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 50,9 milhões, 37,3% superiores ao mesmo período do ano anterior, sendo esse valor diretamente ligado ao aumento da produção. Já em Atlanta, os custos aumentaram 211,9%, totalizando R\$ 384,6 milhões, em função principalmente da alteração de participação no Campo.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	3T21			9M21		
	Ex-IFRS	3T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	185,8	71,7	159,1%	311,6	259,5	20,1%
Custos de manutenção	2,5	0,0	n.a.	2,5	0,1	1725,6%
Royalties	28,2	8,9	216,4%	45,3	35,0	29,5%
Depreciação e amortização	168,1	42,7	293,8%	295,9	200,1	47,9%
TOTAL	384,6	123,3	211,9%	655,3	494,7	32,5%

Campo de Manati (R\$ MM)	3T21			9M21		
	Ex-IFRS	3T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	26,1	17,5	48,7%	83,3	60,9	36,8%
Custos de manutenção	1,3	0,0	0,0%	1,3	1,9	-30,8%
Royalties	9,0	6,7	33,8%	29,0	13,5	114,4%
Participação especial	0,3	0,0	100,0%	1,6	0,0	100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	100,0%	2,7	0,0	100,0%
Depreciação e amortização	12,8	12,8	0,1%	43,4	24,7	75,9%
TOTAL	50,9	37,1	37,3%	161,4	101,0	59,8%

Custos Operacionais Totais	435,5	160,4	171,5%	816,6	595,7	37,1%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	--------------	--------------



GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 11,2 milhões no 3T21, redução de R\$ 2,3 milhões em comparação ao 3T20, principalmente como reflexo de estudos especiais contratados para os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas em 2020.

Na comparação sequencial, os gastos exploratórios totalizaram R\$ 46,9 milhões no 2T21. A variação é justificada em grande parte pelo impacto negativo de R\$ 37,0 milhões da provisão de devolução do Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Despesas com Pessoal	(22,3)	(20,9)	6,7%	(64,9)	(60,1)	7,9%
Alocação Projetos de E&P	10,1	13,9	-27,0%	27,6	37,4	-26,3%
Outras Despesas Administrativas	(8,5)	(9,5)	-11,1%	(25,4)	(26,5)	-4,1%
TOTAL	(20,7)	(16,5)	25,2%	(62,7)	(49,2)	27,5%

As despesas gerais e administrativas (G&A) aumentaram R\$ 4,2 milhões em relação ao 3T20, totalizando R\$ 20,7 milhões. Esse resultado foi decorrente da menor alocação de gastos em projetos nos quais a Enauta é o operador e do aumento da provisão de participação nos lucros e resultados (PLR). Os mesmos fatores impactaram a alta na comparação com o acumulado do ano.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 6,3%, redução de 0,4 pontos base em relação ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 6,7%.

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

As outras receitas operacionais registraram aumento de 233,2% no 3T21, reflexo em grande parte da parcela adicional do reconhecimento da transferência de 50% de participação do Campo de Atlanta, no valor de R\$ 10,7 milhões, provenientes da QGEPBV. O montante do 3T20 refere-se a uma provisão de custos de tratamentos em tancagens e de processamento de óleo de três cargas vendidas fora das especificações acordadas por questões operacionais.

No 9M21, as outras receitas operacionais foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes: (i) R\$ 821,3 milhões devido ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta; (ii) R\$ 10,7 milhões referem-se ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta; e (iii) R\$ 7,1 milhões são referentes aos créditos fiscais complementares da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

No 9M20, os principais impactos foram: (i) R\$ 121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. ("AFBV"); e (ii) R\$ 62,0 milhões referentes ao crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, dos quais R\$ 39,6 milhões foram registrados nessa rubrica.

**RENTABILIDADE**

EBITDA & EBITDAX	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	438,7	155,4	182,4%	1.629,2	658,7	147,3%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,1	0,1	1,4%	37,2	0,4	9661,3%
EBITDAX⁽³⁾	438,8	155,5	182,3%	1.666,4	659,1	152,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	74,6%	69,2%	5,4 p.p	145,7%	86,8%	58,8 p.p
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	74,6%	69,3%	5,3 p.p	149,0%	86,9%	62,1 p.p

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

(2) Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais. Inclui penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local.

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

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do 3T21 atingiu R\$ 438,8 milhões, 182,3% maior quando comparado ao 3T20. Os principais efeitos que guiaram esse resultado foram: (i) a contabilização de 100% do resultado do Campo de Atlanta; (ii) a alta do Brent no trimestre; e (iii) o desconto de menos de US\$ 1 em relação ao Brent na venda do óleo. A margem EBITDAX subiu 5,3 p.p.

A alta na comparação ao 9M20 também decorreu das outras receitas operacionais não recorrentes que afetaram ambos os períodos.

RESULTADO FINANCEIRO

No 3T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 6,5 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 33,9 milhões no 3T20. Esse resultado reflete a variação cambial sobre os contratos de arrendamento em moeda estrangeira, em função da contabilização do IFRS-16.

Excluindo o impacto do IFRS-16, o resultado financeiro do 3T21 fechou com saldo positivo de R\$ 85,0 milhões, aumento de 1.750,7% em comparação ao 3T20. 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

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	438,7	155,4	182,3%	1.629,2	656,7	148,1%
Amortização	(273,4)	(86,4)	216,4%	(519,7)	(332,4)	56,3%
Resultado Financeiro	(6,5)	(33,9)	-80,8%	(39,0)	(216,2)	-82,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(24,9)	(5,6)	344,6%	(316,6)	(22,2)	1326,1%
Lucro Líquido	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%

(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 trimestre, o lucro líquido totalizou R\$ 134,0 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 29,4 milhões reportado no 3T20. A diferença entre os períodos é reflexo do aumento da participação no Campo de Atlanta combinado a alta do preço da commodity que impactou receitas e custos operacionais.

Na comparação com o 9M20, o lucro aumentou 777,6%, principalmente em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta no 2T21. Excluindo-se os impactos não recorrentes, o lucro líquido do 9M21 totaliza R\$ 223,2 milhões, contra um prejuízo de R\$ 83,8 milhões no 9M20.

	3T21	3T20		9M21	9M20	
	Ex-IFRS	Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	311,2	88,0	253,8%	1.191,9	455,3	161,8%
Amortização	(181,3)	(55,8)	224,8%	(181,3)	(225,6)	-19,6%
Resultado Financeiro	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
Lucro Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%



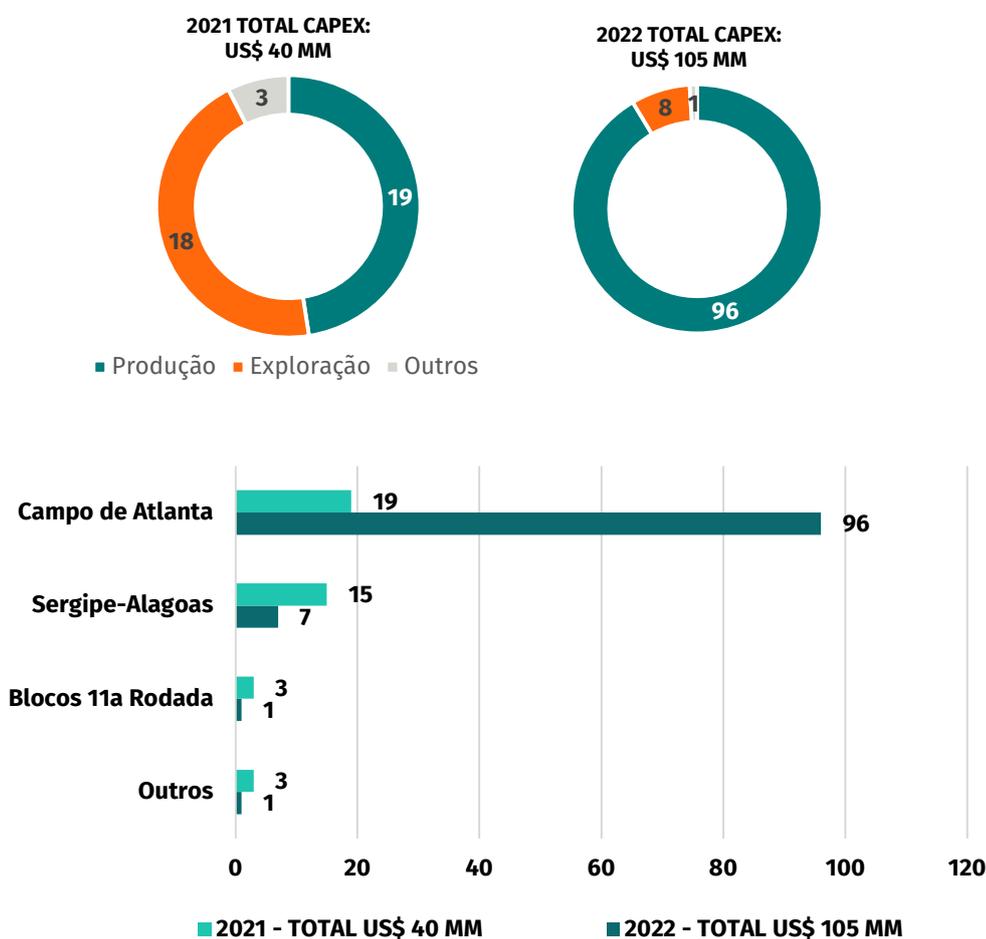
Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no terceiro trimestre do ano totalizou US\$ 3,2 milhões, sendo destinado em grande parte ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

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

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

CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)





Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

Em 30 de setembro de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,4 bilhões, 41,2% superior ao 3T20, e 19,0% superior ao saldo registrado em 30 de junho de 2021.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais e em dólares. Em 30 de setembro de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 105,9% do CDI, 4,0% para o fundo cambial e 0,46% para as aplicações em dólares. Dos fundos em reais, 75% deles apresentaram liquidez diária frente a 57% dos fundos em dólares.

RECURSOS DA VENDA DO BLOCO BM-S-8

Em julho de 2017, a Companhia recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Equinor (ex-Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda) para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$ 379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra foi pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final do ano de 2020, a Companhia já havia recebido da Equinor o montante de US\$ 234,5 milhões, referentes à primeira e à segunda parcelas da transação. O recebimento da última parcela de US\$ 144,0 milhões é contingente: (i) à aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à autarquia pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP à ANP, o que ocorrer primeiro.

ENDIVIDAMENTO

	3T21	3T20	Δ%	2T21	Δ%
Dívida Total	174,8	224,4	-22,1	188,7	-7,4%
Saldo de Caixa e equivalentes	2.418,8	1.742,3	38,5%	2.033,1	18,7%
Dívida Líquida Total	(2.237,8)	(1.517,9)	47,4%	(1.844,5)	21,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,2)	(1,7)	-24,0%	(1,2)	2,6%

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB). O endividamento total em 30 de setembro de 2021 era de R\$ 174,8 milhões, comparado a R\$ 224,4 milhões no mesmo período do ano anterior, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016, bem como os pagamentos da dívida do BNB iniciados em outubro de 2019. Esse montante não inclui os efeitos de arrendamento mercantil IFRS 16/CPC06.

Os recursos obtidos junto à FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que amparou o desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste em duas linhas de crédito, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização de sete anos. Já o financiamento do BNB está direcionado aos investimentos em dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, possuía carência de cinco anos a partir de outubro de 2014.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 491,8 milhões no 3T21, comparado a R\$ 159,5 milhões no 3T20. A aumento deve-se, principalmente, ao aumento do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta.



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 47% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o terceiro trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 1,55 por barril. Esse *hedge* cobre apenas o preço da *commodity*, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.

Dados Hedge	3T21	3T20
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	550,0	560,0
Preço por barril (US\$)	1,6	2,3
Strike médio (US\$)	57,2	47,6
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	550,0	260,0
Preço por barril (US\$)	0,0	12,9
Resultado (R\$ milhões)	(4,7)	19,0

O resultado do 3T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de *hedge* adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 550 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,7 milhões.

Projeções

	Guidance 2021	Realizado 9M21
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$10,8 \leq \Delta \leq 13,2$	13,2
Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	$32 \leq \Delta \leq 48$	16,7

Guidance 2021 – Informação não revisada pelos auditores independentes.

Atlanta: a Companhia estima produção média de 12.000 bbl por dia para 2021. As projeções possuem variação positiva ou negativa de 10% quando verificada a média diária em base anual.

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

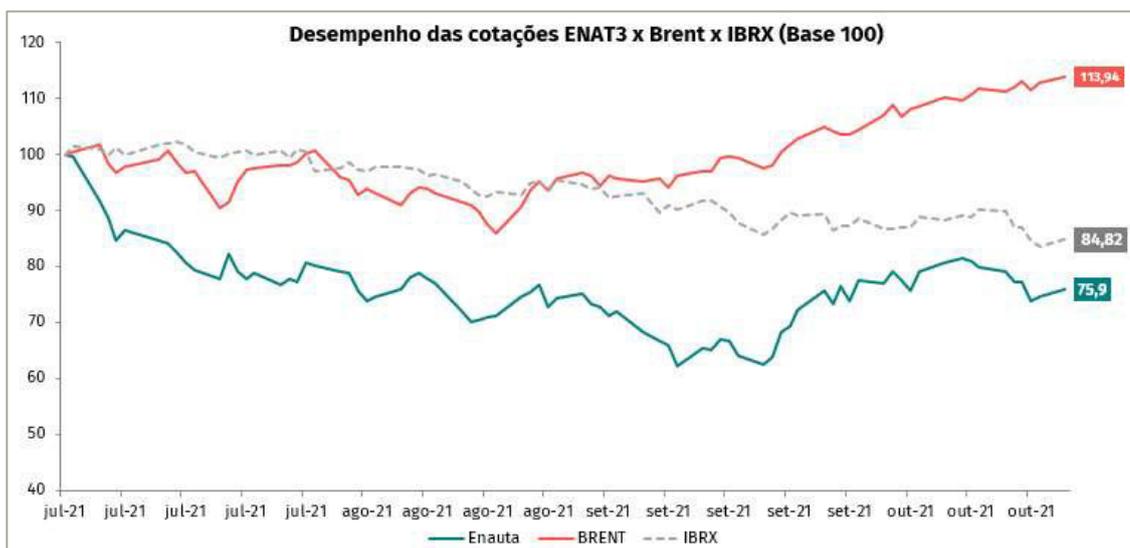


Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 3T21 cotada a R\$ 13,8, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,7 bilhões, valorização de 44,4% em relação à cotação registrada em 30 de setembro de 2020 e desvalorização de 30,5% em relação à cotação de 30 de junho de 2021. A valorização anual superou o Ibovespa no período.

ENAT3

	30/set/2021
Market Cap (R\$ bilhões)	3,7
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	+44,4%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	18,01
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	13,08
Volume médio diário de negociação no 3T21 (R\$ milhões)	33,19





Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita Líquida	588,3	224,5	162,0%	1.118,4	758,5	47,4%
Custos	(400,1)	(123,9)	222,9%	(717,8)	(501,1)	43,2%
Lucro Bruto	188,2	100,6	87,1%	400,6	257,5	55,6%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,7)	(16,5)	25,5%	(62,7)	(49,2)	27,4%
Equivalência patrimonial	(0,1)	5,3	-101,9%	(0,3)	16,4	-101,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(11,2)	(13,6)	-17,6%	(75,1)	(46,0)	63,3%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	9,1	(6,9)	-231,9%	847,0	145,6	481,7%
Lucro (Prejuízo) Operacional	165,3	69,0	139,6%	1.109,5	324,3	242,1%
Resultado financeiro líquido	(6,5)	(33,9)	-80,8%	(39,0)	(216,2)	-82,0%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	158,8	35,0	353,7%	1.070,5	108,4	887,5%
Imposto de renda e contribuição social	(24,9)	(5,6)	344,6%	(316,6)	(22,2)	1326,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	491,8	159,6	208,1%	668,6	594,4	12,5%
EBITDAX⁽¹⁾	438,8	155,5	182,2%	1.666,4	657,1	153,6%

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

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

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

DRE	3T21 Ex-IFRS	3T20 Ex-IFRS	Δ%	9M21 Ex-IFRS	9M20 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	588,3	224,5	162,1%	1.118,4	758,5	47,4%
Custos	(435,5)	(160,7)	171,0%	(816,7)	(596,6)	36,9%
Lucro Bruto	152,8	63,8	139,6%	301,7	161,9	86,3%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,7)	(16,5)	25,5%	(62,8)	(48,6)	29,1%
Equivalência patrimonial	(0,1)	5,3	-101,8%	(0,3)	14,8	-101,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(11,2)	(13,6)	-17,2%	(75,1)	(46,0)	63,4%



Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	9,1	(6,9)	-233,2%	847,0	147,5	474,1%
Lucro (Prejuízo) Operacional	129,9	32,1	304,0%	1.010,6	229,6	340,1%
Resultado financeiro líquido	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	214,9	36,7	485,0%	1.072,0	331,5	223,4%
Imposto de renda e contribuição social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%

EBITDAX	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Lucro Líquido	174,6	30,5	471,9%	759,7	232,7	226,4%
Amortização	(181,3)	(55,8)	224,8%	(181,3)	(225,6)	-19,6%
Resultado Financeiro	85,0	4,6	1750,7%	61,4	101,8	-39,7%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(40,3)	(6,2)	549,3%	(312,3)	(98,7)	216,4%
EBITDA	311,2	88,0	253,8%	1.191,9	455,3	161,8%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,1)	(0,1)	-0,7%	(0,1)	(0,4)	-78,7%
EBITDAX	311,3	88,0	253,5%	1.192,0	455,7	161,6%
Margem EBITDA	52,9%	39,2%	35,0%	106,6%	60,0%	77,6%
Margem EBITDAX	52,9%	39,2%	34,9%	106,6%	60,1%	77,4%



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	3T21	2T21	Δ%
Ativo Circulante	2.881,9	2.405,7	19,8%
Caixa e equivalente de caixa	81,7	191,1	-57,2%
Aplicações financeiras	2.337,1	1.842,2	26,9%
Contas a receber	377,3	282,9	33,4%
Créditos com parceiros	8,2	10,3	-20,6%
Estoques	44,2	29,5	50,0%
Impostos e contribuição a recuperar	11,4	19,6	-42,1%
Instrumentos Financeiros Derivativos	0,8	5,0	-83,7%
Outros	21,2	25,2	-15,7%
Ativo Não Circulante	2.913,2	3.221,6	-9,6%
Caixa restrito	357,9	468,2	-23,6%
Impostos a recuperar	71,3	71,0	0,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	0,0	n.a.
Investimentos	0,0	16,0	-100,0%
Imobilizado	1.052,0	748,9	40,5%
Intangível	790,5	1.197,3	-34,0%
Arrendamentos	604,2	693,7	-12,9%
Outros ativos não circulantes	37,2	26,4	40,6%
TOTAL DO ATIVO	5.795,1	5.627,3	3,0%
Passivo Circulante	831,6	763,4	9,0%
Fornecedores	151,5	78,2	93,8%
Arrendamentos	438,2	426,9	2,7%
Impostos e contribuição a recolher	77,2	36,7	110,1%
Remuneração e obrigações sociais	20,6	22,3	-7,5%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,0	57,3	n.a.
Empréstimos e financiamentos	53,7	54,3	-1,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	3,0	1,7	0,0%
Provisão de multas	37,7	37,4	0,8%
Obrigações de Consórcio	34,3	34,3	0,0%
Outras obrigações	15,3	14,2	9,4%
Passivo Não Circulante	1.496,2	1.538,0	-2,7%
Arrendamentos - direito de uso	298,9	376,0	-20,5%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,5	8,2	3,8%
Empréstimos e financiamentos	121,0	134,4	-9,9%
Provisão para abandono	820,9	746,9	9,9%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	189,0	214,6	-11,9%
Patrimônio Líquido	3.467,3	3.326,0	4,5%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	104,5	97,1	7,6%
Reserva de Lucros	527,4	527,4	0,0%
Reserva de Capital	30,8	30,8	0,0%
Ações em Tesouraria	(27,4)	(27,4)	0,0%
Lucro líquido do período	753,9	619,9	21,6%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.795,1	5.627,3	3,0%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	134,0	29,4	355,8%	753,9	85,9	777,6%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	0,1	-5,3	-101,9%	0,3	-16,4	-101,8%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	190,2	61,7	208,3%	372,1	240,7	54,6%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	84,0	30,0	180,0%	179,3	106,8	67,9%
Variação Cambial – IFRS16	43,2	27,3	58,2%	56,2	281,1	-80,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-30,1	-16,8	79,2%	251,0	-26,3	1054,4%
Encargos financeiros IFRS 16	56,6	61,0	-7,2%	34,6	88,6	-60,9%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,2	2,7	-18,5%	7,1	8,3	-14,5%
Aquisição de Investimento	0,0	0,0	n.a.	-	-120,9	n.a.
Aumento de participação em consórcio	0,1	0,0	n.a.	-821,3	-	n.a.
Baixa de imobilizado	0,2	-	n.a.	10,3	0,1	n.a.
Despesa com plano de ação	0,0	0,0	n.a.	5,8	0,0	n.a.
Exercício do plano de opção	0,0	-0,2	n.a.	0,0	-1,6	n.a.
Provisão para imposto renda e contribuição social	55,0	22,4	145,5%	65,7	48,6	35,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,3	0,0	n.a.	1,2	-1,8	-166,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	-101,6	23,3	-536,1%	-328,6	86,8	-478,6%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	56,8	-253,2	-122,4%	81,2	-205,9	-139,4%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	491,8	159,5	208,3%	668,6	573,9	16,5%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	-450,1	-15,6	2785,3%	-310,8	-125,0	148,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	-144,2	-76,3	89,0%	-375,1	-510,9	-26,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	-6,8	-7,6	-10,5%	-4,3	98,1	-104,4%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	-109,3	60,1	-281,9%	-21,5	36,1	-159,6%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	191,0	27,3	599,6%	103,2	51,3	101,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	81,7	87,4	-6,5%	81,7	87,4	-6,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	-109,3	60,1	-281,9%	-21,5	36,1	-159,6%



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra profundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Bbl	Barril de óleo
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento 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

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

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Caroline Cardoso
Analista de Relações com Investidores

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

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 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