



DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Segundo Trimestre de 2021



TELECONFERÊNCIA

Português
(com tradução simultânea em inglês)

12 de agosto de 2021

11h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

Dial in Brasil: +55 3181-8565 ou +55 11 4210-1803

Dial in EUA: +1 844 204-8942 ou +1 412 717-9627

Código: Enauta

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 2T21

Rio de Janeiro, 11 de agosto de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do segundo 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	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	349,4	243,8	43,3%	530,1	534,1	-0,7%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	1.104,2	312,4	253,5%	1.227,6	503,6	143,8%
Margem EBITDAX	316,1%	128,1%	188 p.p	231,6%	94,3%	137 p.p
Lucro Líquido - R\$ milhões	635,7	112,7	464,2%	619,9	56,5	997,5%
Caixa Líquido - R\$ milhões	2.033,2	1.597,1	27,3%	2.033,2	1.597,1	27,3%
CAPEX realizado - US\$ milhões	7,0	6,2	12,9%	13,5	14,8	-8,8%
Produção Total (mil boe)	1.562,2	1.436,5	8,7%	2.614,9	2.992,1	-12,6%
Produção de Óleo (mil bbl)	664,4	1.148,3	-42,1%	869,5	2.190,6	-60,3%
Produção de Gás (mil boe)	897,7	288,3	211,4%	1.745,5	801,5	117,8%

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

DESTAQUES

- ▲ **Lucro líquido recorde de R\$ 635,7 milhões no 2T21, o maior da história da Enauta.**
- ▲ **Registro do valor justo** da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta de **R\$ 542,1 milhões**, líquido de impostos, em função da conclusão do processo de cessão. **Reconhecimento de 100% dos resultados de Atlanta a partir de 25 de junho de 2021.**
- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2,0 bilhões.**
- ▲ **Produção total de 1,56 milhão de boe no trimestre**, equivalente à produção média diária de 17,2 mil boe.
- ▲ **Projeção de produção de óleo da Enauta, do Campo de Atlanta, passou de 7.000 para 10.000 barris de óleo por dia para 2021 com margem de variação positiva ou negativa de 10%**, com a incorporação dos 50% adicionais da Enauta e alteração da projeção de produção do Campo de Atlanta para 2021.
- ▲ **Otimização dos custos operacionais em Atlanta** com redução de US\$ 3 por barril no 2T21 em relação ao 1T21.
- ▲ **Processo licitatório do FPSO e demais equipamentos para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta** em andamento e início da licitação dos equipamentos e serviços necessários para perfuração previsto para agosto de 2021.
- ▲ **Perfuração do quarto poço do Campo de Atlanta previsto para o terceiro trimestre de 2022.**
- ▲ **Assinatura dos contratos de concessão na Bacia do Paraná** em parceria com a Eneva.
- ▲ Criação de uma **gerência executiva de novos negócios** responsável por uma equipe multidisciplinar com foco nos processos de M&A e próximos desafios da Companhia.
- ▲ Criação de uma **gerência exclusiva de Sustentabilidade** para aprimorar os resultados da integração dos aspectos ESG à gestão estratégica.
- ▲ **Redução de 26% das emissões CO2e do escopo 3 no 2T21**, comparado ao 2T20, com o aprimoramento da eficiência operacional no Campo de Atlanta e otimização da logística. Intensidade de emissões de 15,2 kgCO2e/boe para escopo 1 e 2 em 2020, montante 25% menor que a média das empresas da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI).
- ▲ **Zero acidentes** com afastamento em 2021 e **zero vazamentos** de óleo desde o início da produção do Campo de Atlanta em maio de 2018.



Mensagem da Administração

Iniciamos o segundo semestre de 2021 com perspectivas promissoras para a Enauta. Setorialmente, a demanda global por petróleo mantém sua trajetória de alta com a retomada econômica, gerando impacto positivo nos preços. No Brasil, o processo de desinvestimentos da Petrobras continua trazendo oportunidades de aquisição de ativos. Na Enauta, importantes eventos do trimestre posicionam a Companhia em um patamar inédito em termos de capacidade de produção e geração de receita futura. É neste cenário extremamente favorável que ingressamos na segunda metade do ano bem amparados para avançar em nossa agenda estratégica. Seguimos firmes aprimorando a eficiência de nossas operações e avaliando oportunidades para diversificar nosso portfólio.

O final do segundo trimestre de 2021 foi um marco para a Companhia. Assinamos o aditivo ao contrato de concessão do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. Com isso, assumimos a totalidade dos resultados do ativo, ampliando em mais 50% nossa produção de petróleo. Atualmente, contamos com dois poços em Atlanta e um terceiro poço retornará a produção ainda nesse mês de agosto. Ganharemos importante reforço na geração de caixa, beneficiados pela forte demanda pelo óleo com baixo teor de enxofre produzido em Atlanta. Ainda, o processo licitatório da unidade de processamento (FPSO) e demais equipamentos do Sistema Definitivo segue conforme o planejado, o que permitirá a ampliação da produção com a início do Sistema Definitivo do Campo. Nesse mês, iniciamos a licitação dos itens e serviços necessários para a perfuração do quarto poço que deve ocorrer no segundo semestre de 2022.

Concluimos o segundo trimestre de 2021 com resultado recorde para a Enauta, principalmente em função do impacto da incorporação dos 50% adicionais do Campo de Atlanta no valor de R\$ 542,1 milhões, líquido de impostos. O Campo também contribuiu positivamente para um melhor resultado operacional, tendo recuperado gradualmente a produção ao longo do trimestre. A receita proveniente de Manatí também foi relevante, atingindo R\$ 132,7 milhões, em função da demanda crescente por gás. No consolidado, nossa receita líquida cresceu cerca de 43% na comparação anual, alcançando R\$ 349,4 milhões. A Companhia se mantém capitalizada, com saldo de caixa de R\$ 2,0 bilhões, em um ambiente favorável para a realização de aquisições. Seguimos focados na diversificação do portfólio e avaliação de ativos em produção, incluindo campos maduros *onshore* e *offshore*.

Por fim, é importante ressaltar que os avanços em nossa agenda estratégica, que inclui ganhos de eficiência e otimização de recursos, vêm acompanhados de conquistas relevantes no âmbito ESG. Em linha com nossa estratégia para o desenvolvimento sustentável e constante aprimoramento da gestão de nossas emissões, registramos uma redução de 26% de CO₂e da intensidade das emissões de Gases de Efeito Estufa (escopo 3) no trimestre em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, com a otimização das operações de logística no Campo de Atlanta. Também destacamos o importante resultado de zero acidentes com afastamento em 2021. Em governança, contamos com 40% de liderança feminina em nosso quadro de pessoal, percentual superior à média da indústria. Esses resultados mostram que o atual processo de transformação da Enauta está firmemente comprometido com avanços nas iniciativas que garantam a sustentabilidade da Companhia.



Portfólio de Ativos



Ambiental, Social e Governança (ESG)

A gestão estratégica da sustentabilidade da Companhia tem sido prioridade e tema de constante evolução na integração dos aspectos operacionais. No segundo trimestre, criamos a Gerência de Sustentabilidade, ampliando ainda mais o foco nos controles e na integração dos temas ESG com as demais áreas da Companhia. Possuímos nota B do CDP Clima (anteriormente denominado Carbon Disclosure Project), instituição sem fins lucrativos que administra um sistema de divulgação global para que investidores, empresas e regiões gerenciem seus impactos ambientais, um importante reconhecimento que confirma a seriedade no gerenciamento das emissões de gases de efeito estufa (GHG) pela Enauta. Em nosso 11º Relatório Anual de Sustentabilidade, publicado em 31 de março de 2021, incluímos pela primeira vez os indicadores da Sustainability Accounting Standards Board (SASB) e reforçamos nosso compromisso com a Agenda 2030 e os Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável da ONU.

Compartilhamos alguns destaques do período:

Ambiental:

- Redução de 26% das emissões CO₂e do escopo 3 no 2T21, comparado ao 2T20, com o aprimoramento da eficiência operacional no Campo de Atlanta e otimização da logística. Intensidade de emissões de 15,2 kgCO₂e/boe para escopo 1 e 2 em 2020, montante 25% menor que a média das empresas da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI).



- ▲ Menor impacto ambiental - Baixo teor de Enxofre 0,33% – Óleo de Atlanta - IMO 2020 (Organização Marítima Internacional) <0.5%.
- ▲ Investimento para a descarbonização – Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria com a UERJ - Contribuição das florestas de mangue do estado do Rio de Janeiro ao processo de mitigação do aquecimento global através do armazenamento de carbono, foi selecionado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) para representar iniciativas da indústria brasileira, na Conferência do Clima da ONU (COP26 - Glasgow) em novembro desse ano.

Social:

- ▲ Zero taxa de acidentes com afastamento.
- ▲ Equidade de gênero - 40% de participação e liderança feminina vs. a média do setor de energia de 19% (cargos de gestão), conforme estudo divulgado pela FESA Executive Research em julho de 2021.

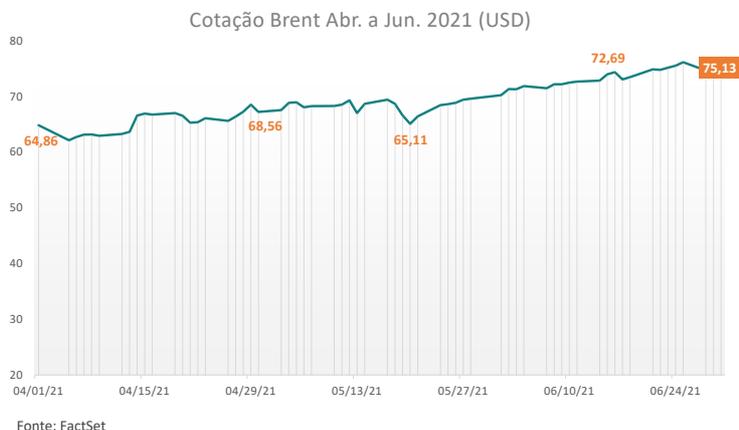
Governança:

- ▲ 6 anos de atuação consolidada do Comitê de Ética, Governança e Sustentabilidade.
- ▲ Implementação em andamento do Comitê de Auditoria Estatutário.
- ▲ Aprovação da Política de Controles Internos que estabelece os conceitos, os princípios e as diretrizes a serem observados para o fortalecimento e funcionamento do sistema de controles internos da Companhia.

Desempenho Setorial

A retomada econômica, principalmente em países da Europa e nos Estados Unidos, impulsionou a demanda global por petróleo no segundo trimestre de 2021. Outros fatores importantes foram a manutenção da recuperação econômica da China e o retorno gradual da Índia após a forte crise humanitária causada pelo COVID-19. Atualmente, o mercado de óleo já apresenta um déficit na oferta de 2 milhões a 2,5 milhões de barris por ano. Os estoques de diversos produtos se encontram em níveis inferiores ao ideal em diferentes países, como no caso da gasolina nos Estados Unidos, agravando a situação. O recente acordo da OPEP+ para o incremento de 400 mil barris de óleo por dia para os próximos meses será insuficiente para o déficit entre a oferta e a demanda. A produção mundial já não será capaz de atender a demanda ao final de 2021. Estima-se que só haverá equilíbrio entre oferta e demanda no final de 2022 ou início de 2023.

O Brent iniciou o segundo trimestre de 2021 cotado a US\$ 64,86 por barril, e encerrou o período a US\$ 75,13 por barril, uma alta de 15,83%, reflexo do aumento consistente na demanda por petróleo, da manutenção e controle da produção pela OPEP+, bem como do alívio das medidas restritivas de distanciamento social, principalmente nos Estados Unidos e na Europa. Estima-se que, já em setembro de 2021, a demanda global por petróleo atinja os níveis pré-pandemia.

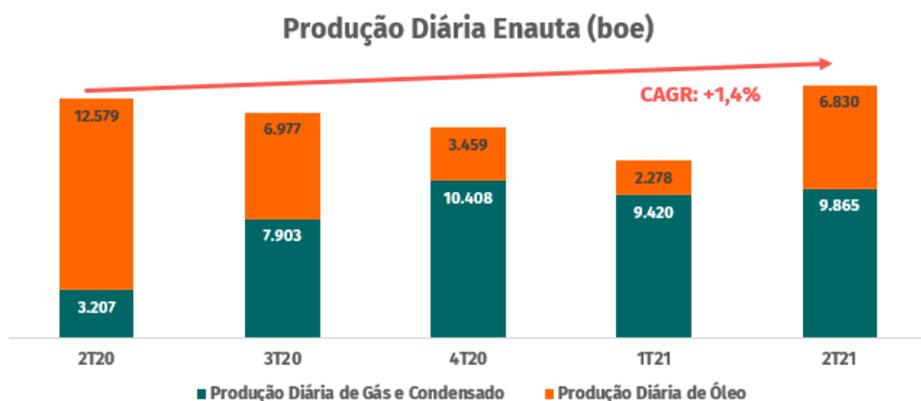




O gás natural também segue com alta demanda no mercado global. Os investimentos em plantas de liquefação continuam expressivos em países da Ásia e do Pacífico, bem como da Europa. No caso de países membros da União Europeia, essa questão se transformou em ponto importante de atenção, uma vez que estão comprometidos com a emissão zero de carbono até 2050, atendendo aos objetivos do Acordo de Paris.

No Brasil, além do gás natural, a crise hídrica relacionada à piora dos níveis dos reservatórios nas hidrelétricas também gerou uma maior demanda por diesel e óleo combustível pelas térmicas, as quais fazem uso desses produtos em seus processos de geração de energia.

Desempenho Operacional



Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 100%

Conforme fato relevante divulgado ao mercado, em 25 de junho de 2021 foi assinado o aditivo ao contrato de concessão do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta, concluindo o processo de cessão dos 50% de participação da Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. para a Enauta Energia S.A. A partir dessa data, a Companhia passou a reconhecer a totalidade dos resultados de Atlanta em suas demonstrações financeiras, ante os 50% de participação detidos anteriormente.

Dados Operacionais

Atlanta	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.243,0	2.289,4	-45,7%	1.653,0	4.361,5	-62,1%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	13,7	25,2	-45,6%	9,1	24,0	-62,1%
Produção da Companhia (Mil bbl)	664,4	1.144,7	-42,0%	826,5	2.180,8	-62,1%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	569,6	1.085,4	-47,5%	752,1	2.132,4	-64,7%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,29	5,39	-1,9%	5,4	4,94	9,3%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	70,7	34,1	107,3%	65,8	41,4	58,9%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	0-2	5-8	-	0-2	2-8	-

PRODUÇÃO

O Campo de Atlanta registrou produção média diária de 13,7 mil barris de óleo por dia no 2T21. Atlanta operou com um poço ao longo do mês de abril e com dois poços a partir de 5 de maio até o final do trimestre, em função das atividades que ocorreram na unidade de processamento para a troca definitiva dos tubos dos aquecedores de óleo. O retorno da



produção do terceiro poço está previsto para agosto de 2021, quando conclui-se o reparo nos aquecedores de óleo da plataforma.

Adicionalmente, estão em andamento atividades para ampliar a capacidade de tratamento de água no FPSO a fim de liberar a planta de processo para o aumento da produção de óleo. A primeira etapa desta ampliação está prevista para ser concluída até o final deste ano. A Enauta também avalia a possibilidade de antecipar a perfuração do quarto poço no Campo.

Em julho, o Campo de Atlanta operou por meio de um poço por um período de 15 dias, resultado de falha no sistema de bombeio dos outros dois poços existentes no Sistema de Produção Antecipada. Os três poços produtores de Atlanta foram projetados para operar com bombas dentro dos poços ou com bombas localizadas no leito marinho. Com a falha da bomba de dentro de dois poços, as bombas do leito marinho foram acionadas e estão habilitadas a operar. Com isso, atualmente, dois poços estão em operação e o terceiro já foi testado e está em condições operacionais.

Como resultado do desempenho do Campo de Atlanta de janeiro a julho de 2021 e da curva de produção esperada até o final do ano, a Companhia estima uma produção média para o ano de 12.000 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. Mesmo com a redução na expectativa de produção total do Campo, em função dos 50% adicionais de participação, a Enauta estima reportar um aumento importante na sua produção média de Atlanta em 2021 de 7.000 para 10.000 barris de óleo por dia com margem de variação de 10% positiva ou negativa.

LIFTING COSTS²

A média do custo diário no 2T21 foi de US\$ 343,8 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 25,2 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 382,8 mil por dia no 2T20, equivalentes a US\$ 15,3 por barril.

Com foco na otimização dos custos operacionais, através da redução das redundâncias do projeto, o lifting cost do 2T21 representou uma queda de cerca de US\$ 3 por barril na comparação com o trimestre anterior. A média do custo diário no 1T21 foi de US\$ 277,8 mil (100% do Campo) equivalente a US\$ 28,1 por barril, excluindo o período sem produção.

Lifting Costs

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	31,3	34,8	-10,1%	53,3	80,0	-33,4%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	343,8	382,8	-10,2%	294,1	439,8	-33,1%
Lifting cost (US\$/bbl)	25,2	15,3	64,7%	32,2	18,6	73,1%

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 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 a partir de 1º de maio de 2021 e término ao final de 2022, que prevê um desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent.

O óleo do Campo já é amplamente conhecido, com alta demanda, mantendo uma diversidade de clientes no mercado internacional, com destaque para Singapura no segundo trimestre.



Sua excelente qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, faz com que esse tipo de óleo seja altamente procurado como “bunker” e óleo combustível para geração de energia.

LICITAÇÃO DO SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

No primeiro trimestre de 2021, foi iniciado o processo de licitação do FPSO para o Sistema Definitivo. A licitação considera um FPSO com capacidade para processar 50 mil bbl por dia, ao qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, três deles a serem remanejados do Sistema de Produção Antecipada. A licitação considera a adaptação de um FPSO existente e ainda não utilizado, o OSX-2, possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório. Para o sistema definitivo, a Enauta considera a assinatura de um contrato de afretamento do FPSO e operação e manutenção com o vencedor da licitação. Estima-se que o processo seja concluído até o primeiro trimestre de 2022.

No segundo trimestre, foi iniciado o processo de licitação dos demais sistemas submarinos e barcos de apoio para a próxima fase de Atlanta, com prazos de conclusão sincronizados à licitação do sistema flutuante de produção. Em agosto, a Companhia também iniciou o processo de licitação dos equipamentos e serviços necessários para a perfuração do próximo poço produtor, com previsão de início da perfuração no terceiro trimestre de 2022.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	317,2	101,8	211,6%	616,7	283,2	117,8%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,5	1,1	218,2%	3,4	1,6	112,5%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	142,7	45,8	211,6%	277,5	127,4	117,8%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,5 milhões de m³ no 2T21. Em razão da pandemia, o segundo trimestre de 2020 foi impactado pela redução no consumo de gás natural pelo mercado, fato que não se repetiu em 2021, levando a um incremento de 211,6% na comparação entre os dois períodos.

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 uma série 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 situados na 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. Em função do carregamento negociado com os parceiros, 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 volumes consideráveis. Estima-se no mercado que as descobertas já realizadas em águas profundas na região ultrapassem 1,2 bilhão de boe.

Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL E LESTE

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337, 20% nos blocos ES-M-598 e ES-M-673

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. A interpretação desses dados está em fase adiantada. Os processos de obtenção das licenças ambientais junto ao IBAMA continua em andamento.

Na Bacia do Espírito Santo, foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Conforme fato relevante divulgado em 02 de agosto de 2021, o consórcio devolverá o Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará, para a ANP, no final do primeiro período exploratório que se encerra ainda em 2021. Baseada em análises geológicas e econômicas, e na busca contínua da otimização de seu portfólio, a Enauta decidiu pela devolução do bloco.

Portfólio de Exploração: BACIA DO PARANÁ

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

Em dezembro de 2020, a Enauta arrematou 30% de participação em quatro blocos na Bacia do Paraná no segundo ciclo da Oferta Permanente da ANP, em parceria com a Eneva. Os blocos estão localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, com aproximadamente 11.544 km² de extensão, área superior à de toda a tradicional Bacia do Recôncavo na Bahia. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás potencializa o valor do aproveitamento da sua produção. O consórcio poderia ainda replicar o modelo de sucesso de reservoir-to-wire (R2W), com a geração de energia elétrica a partir do gás natural.

No dia 28 de junho de 2021, foram assinados os contratos de concessão dos blocos arrematados. O valor do bônus de assinatura para estes blocos foi de R\$ 2,1 milhões. O Programa Exploratório Mínimo (PEM) ofertado para 100% dos blocos foi equivalente a 1.000 km de sísmica 2D, a ser executado em até seis anos. Estão previstos investimentos da ordem de R\$ 15 milhões em atividades exploratórias para a Companhia.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Campo de Atlanta	216,7	210,6	2,9%	273,4	441,0	-38,0%
Campo de Manati	132,7	33,2	299,7%	256,7	93,1	175,9%
TOTAL	349,4	243,8	43,3%	530,1	534,1	-0,7%

A receita do segundo trimestre apresentou aumento de 43,3% em comparação ao 2T20, principalmente em função da elevação da receita do Campo de Manati em 299,7%.



A receita do Campo de Atlanta, que representa 62% do montante total, aumentou 2,9% na comparação com o 2T20, devido à alta do Brent no período e à redução do desconto do óleo para menos de US\$ 1,0 em relação ao Brent, com o novo contrato assinado para a venda do óleo. A variação entre os períodos foi atenuada pelo exercício da opção de hedge no 2T20, que gerou uma receita de R\$ 49,8 milhões, sendo que no 2T21 gerou uma despesa referente aos prêmios das opções de R\$ 4,7 milhões.

Na comparação com o acumulado do ano, a receita se manteve estável. A parcela referente a Manati registrou alta de 175,9%, compensando a queda de 38,0% na parcela de Atlanta.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Custos de produção	20,2	26,2	-22,9%	40,8	52,4	-22,1%
Custos de produção – Leasing e Afretamento IFRS 16	- 9,4	9,3	-201,1%	- 40,8	22,5	-281,3%
Custos de manutenção	0,0	0,1	100,0%	0,0	0,3	100,0%
Royalties	12,9	10,1	27,7%	17,0	26,0	-34,6%
Depreciação e amortização	135,3	105,9	27,8%	204,3	219,5	-6,9%
TOTAL	158,9	151,7	4,8%	221,4	320,8	-31,0%

Campo de Manati (R\$ MM)

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Custos de produção	15,6	8,2	91,0%	32,6	22,2	46,5%
Custos de manutenção	0,0	1,9	0,0%	0,0	1,9	-100,0%
Royalties	10,3	2,3	340,3%	20,0	6,8	193,7%
Participação especial	1,3	0,0	0,0%	1,3	0,0	n.a.
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	0,0	0,0%	1,4	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	19,8	14,8	34,2%	41,2	25,5	61,4%
TOTAL	48,4	27,2	78,1%	96,4	56,4	70,8%

Custos Operacionais Totais	207,3	178,8	15,9%	317,8	377,2	-15,8%
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

Os custos operacionais de Manati no 2T21 foram 78,1% maiores em comparação aos registrados no 2T20, principalmente em função do aumento na produção. Em Atlanta, os custos aumentaram 4,8%, onde o incremento na depreciação e *royalties* foi compensado pela diminuição nos custos de produção.

Os custos operacionais totais no 6M21 totalizaram R\$ 317,8 milhões, 15,8% menores em comparação ao mesmo período do ano anterior. O aumento nos custos do Campo de Manati, foi compensado pela diminuição nos custos do Campo de Atlanta. O custo de produção em Atlanta foi amplamente afetado pela redução do custo diário relacionado ao FPSO e pelo impacto do IFRS-16 no período.

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, onde sua taxa diária é cobrada de acordo com a performance operacional da planta. O montante credor no 2T21 reflete a redução da taxa diária cobrada no período em relação à média do contrato.



Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati totalizaram R\$ 54,9 milhões, 93,5% superiores ao mesmo período do ano anterior, sendo esse valor diretamente ligado ao aumento da produção. Já em Atlanta, os custos tiveram redução de 3,0%, totalizando R\$ 180,9 milhões.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	2T21			6M21		
	Ex-IFRS	2T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	6M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	72,4	92,0	-21,3%	125,9	188,0	-33,0%
Custos de manutenção	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Royalties	12,9	10,1	27,1%	17,0	26,0	-34,6%
Depreciação e amortização	95,6	84,4	13,2%	127,8	157,4	-18,8%
TOTAL	180,9	186,5	-3,0%	270,7	371,4	-27,1%

Campo de Manati (R\$ MM)	2T21			6M21		
	Ex-IFRS	2T20 Ex-IFRS	Δ%	Ex-IFRS	6M20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	27,5	20,6	33,2%	57,2	45,3	26,5%
Custos de manutenção	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Royalties	10,3	2,3	340,3%	20,0	6,8	193,7%
Participação especial	1,3	-	100,0%	1,3	0,0	100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,4	-	100,0%	1,4	-	100,0%
Depreciação e amortização	14,5	5,4	167,7%	30,5	11,8	158,1%
TOTAL	54,9	28,4	93,5%	110,4	63,9	72,8%

Custos Operacionais Totais	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
	235,8	214,9	9,7%	381,1	435,3	-12,4%

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totalizaram R\$ 46,9 milhões no 2T21, R\$ 29,2 milhões acima do montante registrado no 2T20, principalmente em função do impacto negativo de R\$ 37,0 milhões da provisão de devolução do Bloco CE-M-661, localizado na Bacia do Ceará.

O montante de R\$ 37,0 milhões é composto pelo (i) valor dos compromissos assumidos pela Enauta no Programa Exploratório Mínimo (PEM) do Bloco CE-M-661 de R\$ 26,9 milhões e (ii) pelo valor referente ao bônus de assinatura contabilizado de R\$ 10,1 milhões.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	2T21			6M21		
	2T20	Δ%	6M20	Δ%		
Despesas com Pessoal	(23,3)	(20,2)	15,3%	(42,5)	(39,2)	8,3%
Alocação Projetos de E&P	8,8	12,6	-30,6%	17,5	23,6	-25,8%
Outras Despesas Administrativas	(7,5)	(8,8)	-15,0%	(17,0)	(17,0)	0,0%
TOTAL	(22,0)	(16,4)	34,5%	(42,0)	(32,6)	28,7%

As despesas gerais e administrativas (G&A) aumentaram R\$ 5,6 milhões em relação ao 2T20, totalizando R\$ 22,0 milhões, principalmente em função da menor alocação de gastos em projetos nos quais a Enauta é o operador e pelo aumento da provisão de participação nos



lucros (PLR). Na comparação com o acumulado, as despesas G&A aumentaram 28,7% em comparação com o mesmo período do ano anterior, justificado pelos mesmos fatores na comparação trimestral.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 6,3%, alta de 413 pontos base em relação ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 6,7%.

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

As outras receitas operacionais no 2T21 foram 443,0% maiores em comparação às registradas no 2T20, totalizando R\$ 838,3 milhões. Desse montante, R\$ 821,4 milhões referem-se ao registro não recorrente do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, e R\$ 10,7 milhões referem-se ao acordo celebrado com a Dommo, o qual extingue todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta. Os demais valores no montante de R\$ 7,1 milhões são referentes aos créditos fiscais da exclusão de ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, em complemento ao valor registrado no ano passado, devido a uma decisão do Supremo Tribunal Federal publicada no Diário Oficial da União no dia 13 de maio de 2021.

No 2T20, as outras receitas operacionais foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes, a saber (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.

VALOR JUSTO DA PARTICIPAÇÃO ADICIONAL DE 50% DO CAMPO DE ATLANTA

A transferência dos 50% dos direitos e obrigações anteriores da Barra Energia foi analisada e concluída no 2T21 como uma combinação de negócios à luz do CPC 15 e IFRS 3. A transação resultou em um ganho por compra vantajosa no valor de R\$ 797,0 milhões, principalmente pelo valor agregado do direito exploratório do Campo de Atlanta adquirido e pela contraparte, Barra Energia, ter abdicado de contraprestação pela sua participação neste negócio quando notificou a Companhia e a ANP da desistência em continuar no projeto. O ganho foi registrado no resultado do período findo em 30 de junho de 2021 no item “outras receitas e despesas operacionais” na demonstração do resultado.

O valor justo da participação do Campo de Atlanta foi estimado aplicando o método de projeção dos fluxos de caixa descontados. A estimativa de valor justo se baseia no seguinte:

- ▲ Taxa de desconto real estimada em 8,0%.
- ▲ Curva de produção 1P e 2P (desenvolvida e não desenvolvida) certificadas em 31 de dezembro de 2020 por GaffneyCline (certificação mais recente contratada pela Companhia) ponderadas pela expectativa de realização das reservas e descontada a produção efetiva entre janeiro e junho de 2021 (data de aquisição).
- ▲ Sistema de Produção Antecipada (SPA) com perfuração de 3 poços e operação por 4 anos.
- ▲ Sistema Definitivo (SD) com 5 poços adicionais produzindo a partir de meados de 2024 com troca de FPSO definitivo e com maior capacidade de produção que o FPSO atual, sendo o projeto aprovado com CAPEX estimado pela Companhia em valores aproximados de US\$ 700 milhões.
- ▲ Valor do Brent estimado com base na curva Forward para o ano de 2021 e pela mediana do forecast da Bloomberg de 2022 em diante (até 2034, ano em que se extingue a concessão).

A contabilização dos ativos líquidos dos passivos adquiridos nas informações financeiras do 2T21 foi feita com base em uma avaliação preliminar do valor justo pelo método do fluxo de caixa, uma vez que a avaliação independente do negócio adquirido à luz do CPC 15 e IFRS 3 não havia sido concluída quando da aprovação destas informações financeiras trimestrais.

**RENTABILIDADE**

EBITDA & EBITDAX	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.067,2	312,3	241,7%	1.190,5	503,3	136,5%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	37,0	0,1	n.a	37,1	0,3	n.a
EBITDAX⁽³⁾	1.104,2	312,4	253,5%	1.227,6	503,6	143,8%
<i>Margem EBITDA⁽⁴⁾</i>	305,5%	128,1%	177 p.p.	224,6%	94,2%	130 p.p.
<i>Margem EBITDAX⁽⁵⁾</i>	316,1%	128,1%	188 p.p.	231,6%	94,3%	137 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 2T21 foi de R\$ 1.104,2 milhões, alta de 795,1% quando comparado ao 1T21, resultado do maior lucro operacional e, principalmente, registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta. Em comparação ao 2T20, houve alta de 253,5%, também em função das outras receitas operacionais não recorrentes registradas em ambos os períodos. A margem EBITDAX subiu 188 p.p. Excluindo os efeitos não recorrentes, o EBITDAX do 2T21 registrou alta de 68,4% reflexo da melhora do resultado operacional observada no período.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T21, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 26,6 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 23,2 milhões no 2T20. 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 2T21 totalizou saldo negativo de R\$ 28,6 milhões, queda de 166,6% em comparação ao 2T20. A redução deve-se principalmente ao impacto negativo da valorização cambial observada no 2T21, majoritariamente sobre o fundo de abandono do Campo de Manati e atualização da Selic, referente à exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS registrada no 2T20, o que gerou um impacto positivo significativo no resultado financeiro.

LUCRO LÍQUIDO

	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	1.067,2	310,4	243,8%	1.190,5	501,4	137,4%
Amortização	(155,5)	(121,2)	28,3%	(246,3)	(246,0)	0,1%
Resultado Financeiro	26,6	(23,2)	214,7%	(32,5)	(182,3)	-82,2%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(302,6)	(53,4)	466,7%	(291,7)	(16,6)	1657,2%
Lucro Líquido	635,7	112,7	464,1%	619,9	56,5	997,2%



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

No trimestre, o lucro líquido totalizou R\$ 635,7 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$ 15,8 milhões reportado no primeiro trimestre de 2021. A diferença nos períodos é reflexo do aumento do resultado operacional, principalmente no Campo de Atlanta, e do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta.

Na comparação com o 2T20, o lucro aumentou 464,1%, em função do registro do valor justo da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, parcialmente compensado pelo reconhecimento de R\$ 152,4 milhões de outras receitas operacionais no 2T20. Excluindo-se o impacto não recorrente, o lucro líquido do 2T21 totalizou R\$ 112,9 milhões.

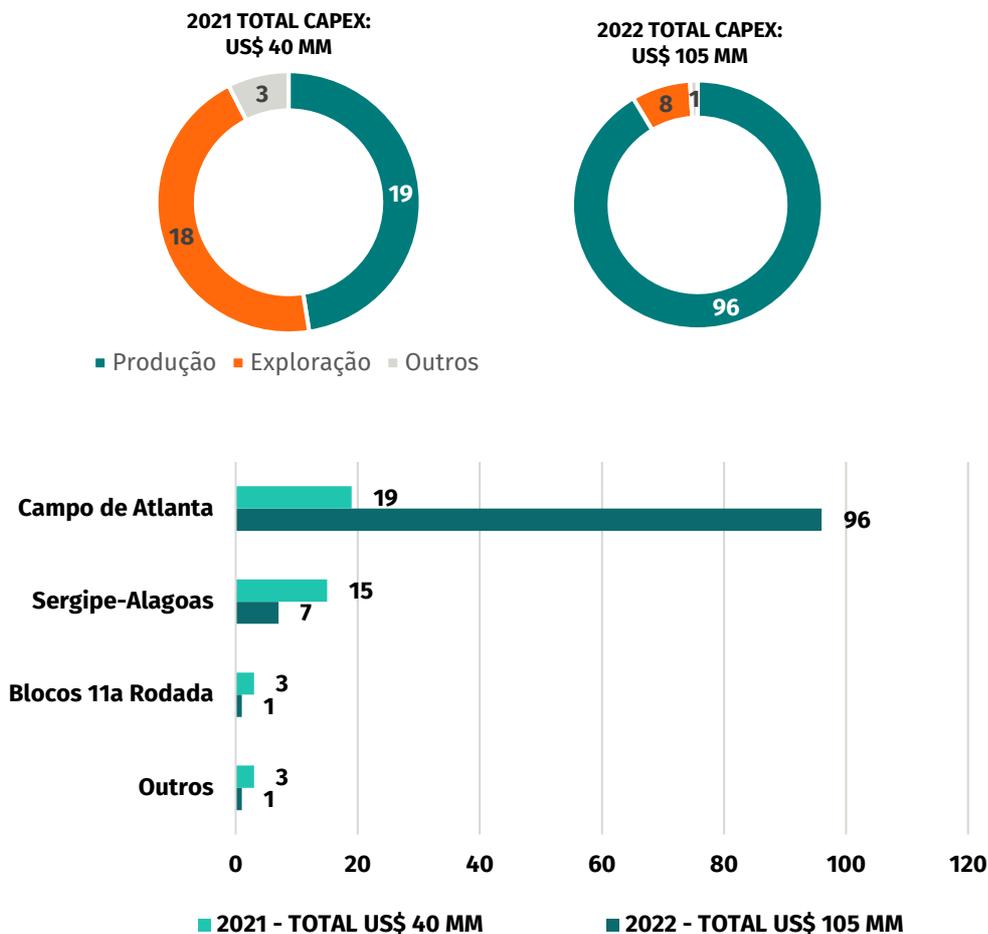
	2T21 Ex- IFRS	2T20 Ex- IFRS	Δ%	6M21 Ex- IFRS	6M20 Ex- IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	993,7	227,0	337,6%	1.003,3	342,6	192,8%
Amortização	(110,5)	(72,1)	53,3%	(122,5)	(139,5)	(12,2%)
Resultado Financeiro	(28,6)	37,5	(176,3%)	(23,6)	97,2	(124,3%)
Imposto de Renda / Contribuição Social	(273,5)	(62,4)	338,4%	(272,0)	(92,5)	194,1%
Lucro Líquido	581,1	130,1	346,6%	585,2	207,8	181,6%

Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no segundo trimestre do ano totalizou US\$ 7,0 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 junho de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 2,0 bilhões, 27,3% superior ao 2T20, e 13,8% superior ao saldo registrado em 31 de março de 2021.

Com a conclusão da transferência da participação adicional de 50% no Campo de Atlanta, a Companhia registrou o recebimento de R\$ 212,4 milhões, em 28 de junho de 2021, referente às operações de abandono futuro dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo conforme o acordo assinado com a Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de junho de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 101,3% do CDI e 85,1% deles apresentavam liquidez diária.



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

	2T21	2T20	Δ%	1T21	Δ%
Dívida Total	188,7	232,1	-18,7%	202,6	-6,9%
Saldo de Caixa e equivalentes	2.033,1	1.597,1	27,3%	1.787,3	13,8%
Dívida Líquida Total	(1.844,5)	(1.365,0)	35,1%	(1.584,6)	16,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,2)	(1,4)	-15,9%	(2,2)	-44,2%

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB). O endividamento total em 30 de junho de 2021 era de R\$ 188,7 milhões, comparado a R\$ 232,1 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. O saldo desembolsado foi de R\$ 230,8 milhões até 30 de junho de 2021. 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\$ 167,3 milhões no 2T21, comparado a R\$ 258,4 milhões no 2T20. A redução de R\$ 91,1 milhões deve-se, principalmente, principalmente, à redução 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 66% da sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o segundo trimestre de 2021, pelo valor de US\$ 2,20 por barril. Esse *hedge* cobre apenas o preço da *commodity*, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.



Para o 3T21, a Companhia contratou hedge referente a 550 mil bbl, o que ocasionará a redução do *breakeven* para geração de caixa operacional de Atlanta de US\$ 30,4 por bbl para US\$ 7,8 por bbl. No 4T21, com a contratação de *hedge* para 650 mil bbl, o *breakeven* para geração de caixa operacional será reduzido de US\$ 28,9 por bbl para US\$ 5,3 por bbl.

Dados Hedge

Instrumento contratado	2T21	2T20
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	390,0
Preço por barril (US\$)	2,20	2,55
Strike médio (US\$)	47,5	56,7
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	390,0
Preço por barril (US\$)	0,0	23,31
Resultado (R\$ milhões)	(4,7)	49,8

O resultado do 2T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de *hedge* adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 400 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,7 milhões.

Projeções

	Guidance 2021	Realizado 6M21
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$10,8 \leq \Delta \leq 13,2$	9,1
Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	$32 \leq \Delta \leq 48$	13,5

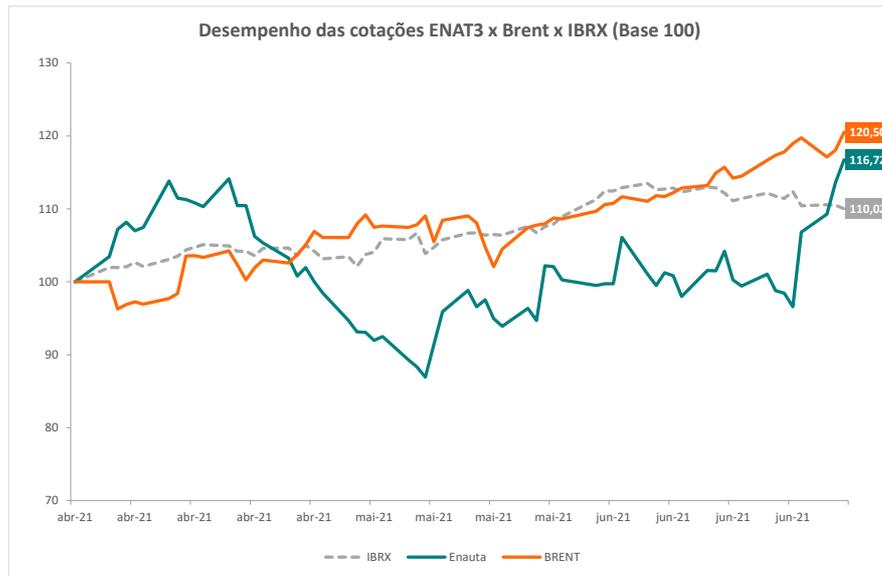
Atlanta: a Companhia estima produção média de 12.000 bbl por dia para 2021. As projeções possuem variação positiva ou negativa de 10% quando verificada a média diária em base anual.

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 2T21 cotada a R\$ 18,01, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 4,7 bilhões, valorização de 76,4% em relação à cotação registrada em 30 de junho de 2020 e de 15,5% em relação à cotação de 31 de março de 2021. Essa valorização superou o Ibovespa no período. Em relação à cotação do Brent, a Enauta acompanhou a mesma tendência, mostrando a credibilidade dos investidores na empresa ao longo da recuperação do setor.

ENAT3	30/jun/2021
Market Cap (R\$ bilhões)	4,7
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	+76,4%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	15,23
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	18,01
Volume médio diário de negociação no 2T21 (R\$ milhões)	29,59





Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
Receita Líquida	349,4	243,8	43,3%	530,1	534,1	-0,7%
Custos	(207,3)	(178,8)	15,9%	(317,8)	(377,2)	-15,8%
Lucro Bruto	142,1	65,0	118,7%	212,4	156,9	35,4%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(22,0)	(16,4)	34,5%	(42,0)	(32,6)	28,7%
Equivalência patrimonial	0,2	5,9	-97,0%	(0,2)	11,1	-101,5%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(46,9)	(17,7)	164,8%	(63,8)	(32,4)	97,1%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	838,3	152,2	450,8%	837,8	152,5	449,4%
Lucro (Prejuízo) Operacional	911,7	189,2	381,9%	944,2	255,4	269,7%
Resultado financeiro líquido	26,6	(23,2)	214,8%	(32,5)	(182,3)	-82,2%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	938,3	166,0	465,1%	911,7	73,1	1147,4%
Imposto de renda e contribuição social	(302,5)	(53,4)	466,8%	(291,7)	(16,6)	1656,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido	635,7	112,7	464,2%	619,9	56,5	997,5%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	167,2	273,1	-38,7%	242,6	575,5	-57,8%
EBITDAX⁽¹⁾	1.104,2	312,4	253,5%	401,3	501,7	-20,0%

⁽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	2T21 Ex-IFRS	2T20 Ex-IFRS	Δ%	6M21 Ex-IFRS	6M20 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	349,4	243,8	43,3%	530,1	534,1	(0,7%)
Custos	(235,8)	(214,9)	9,7%	(381,1)	(435,3)	(12,5%)
Lucro Bruto	113,6	28,9	293,1%	149,0	98,8	50,8%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(22,0)	(16,4)	34,1%	(42,0)	(32,6)	28,8%



Equivalência patrimonial	0,2	5,9	(96,6%)	(0,2)	9,4	(102,1%)
Gastos exploratórios de óleo e gás	(46,9)	(17,7)	165,0%	(63,8)	(32,4)	96,9%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	838,3	152,4	450,1%	837,8	150,7	455,9%
Lucro (Prejuízo) Operacional	883,2	153,1	476,9%	880,8	193,9	354,3%
Resultado financeiro líquido	-28,6%	39,4	(100,7%)	(23,6)	100,9	(123,4%)
Lucro antes dos impostos e contribuição social	854,6	192,5	343,9%	857,2	294,8	190,8%
Imposto de renda e contribuição social	(273,5)	(62,4)	338,3%	(272,0)	(92,5)	194,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	581,1	130,1	346,7%	585,2	202,3	189,3%

EBITDAX	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
Lucro Líquido	581,1	130,1	346,6%	585,2	207,8	181,6%
Amortização	(110,5)	(72,1)	53,3%	(122,5)	(139,5)	-12,2%
Resultado Financeiro	(28,6)	37,5	(176,3%)	(23,6)	97,2	(124,3%)
Imposto de Renda / Contribuição Social	(273,5)	(62,4)	338,4%	(272,0)	(92,5)	194,1%
EBITDA	993,7	227,0	337,6%	1.003,3	342,6	192,8%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	37,0	0,1	n.a	37,1	0,3	n.a
EBITDAX	1.030,7	227,1	353,7%	1.040,4	342,9	203,4%
Margem EBITDA	284,4%	93,1%	205p.p	189,3%	64,1%	195p.p
Margem EBITDAX	295,0%	93,2%	216p.p	196,3%	64,2%	205p.p



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	2T21	1T21	Δ%
Ativo Circulante	2.405,7	2.066,3	16,4%
Caixa e equivalente de caixa	191,1	77,7	145,9%
Aplicações financeiras	1.842,2	1.709,6	7,8%
Contas a receber	282,9	156,2	81,1%
Créditos com parceiros	10,3	57,4	-82,1%
Estoques	29,5	7,4	298,6%
Impostos e contribuição a recuperar	19,6	19,8	-1,0%
Instrumentos Financeiros Derivativos	5,0	10,5	-52,4%
Outros	25,2	27,8	-9,4%
Ativo Não Circulante	3.221,6	2.341,5	37,6%
Caixa restrito	468,2	480,0	-2,5%
Impostos a recuperar	71,0	60,4	17,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	78,1	100,0%
Investimentos	16,0	29,4	-45,6%
Imobilizado	748,9	945,6	-20,8%
Intangível	1.197,3	388,5	208,2%
Arrendamentos	693,7	356,0	94,9%
Outros ativos não circulantes	26,4	3,5	654,3%
TOTAL DO ATIVO	5.627,3	4.407,8	27,7%
Passivo Circulante	763,4	573,6	33,1%
Fornecedores	78,2	161,6	-51,6%
Arrendamentos	426,9	234,8	81,8%
Impostos e contribuição a recolher	36,7	24,5	49,8%
Remuneração e obrigações sociais	22,3	14,5	53,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	57,3	25,9	121,2%
Empréstimos e financiamentos	54,3	54,9	-1,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,7	1,6	6,2%
Provisão de multas	37,4	35,2	6,2%
Obrigações de Consórcio	34,3	7,3	369,9%
Outras obrigações	14,2	13,3	6,8%
Passivo Não Circulante	1.538,0	1.071,4	43,6%
Arrendamentos - direito de uso	376,0	315,6	19,1%
Obrigações Fiscais a Pagar	8,2	7,4	10,1%
Empréstimos e financiamentos	134,4	147,7	-9,0%
Provisão para abandono	746,9	542,7	37,6%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	214,6	0,0	100,0%
Patrimônio Líquido	3.326,0	2.762,7	20,4%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	97,1	118,8	-18,3%
Reserva de Lucros	527,4	578,4	-8,8%
Reserva de Capital	30,8	30,9	-0,3%
Ações em Tesouraria	(27,4)	(27,8)	-1,4%
Lucro líquido do período	619,9	(15,8)	4023,4%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.627,3	4.407,8	27,7%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	2T21	2T20	Δ%	6M21	6M20	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	635,7	112,7	464,1%	619,9	56,5	997,2%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	(0,2)	(5,9)	-96,6%	0,2	(11,1)	101,8%
Variação cambial sobre investimento	0,0	(171,2)	100%	0,0	(171,2)	100,0%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	127,5	95,5	33,5%	181,9	178,8	1,7%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	43,6	31,0	40,6%	95,3	76,8	24,1%
Variação Cambial – IFRS16	(39,7)	0,0	-247,6%	13,0	253,8	-105,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	292,7	59,8	389,5%	281,1	(9,6)	3028,1%
Encargos financeiros IFRS 16	(33,1)	62,6	-152,9%	(22,0)	27,6	-179,7%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,3	2,8	-17,9%	4,9	5,6	-12,5%
Aquisição de Investimento	0,0	120,9	-100%	0,0	120,9	-100,0%
Aumento de participação em consórcio	(821,4)	0,0	-100%	(821,4)	0,0	-100,0%
Baixa de imobilizado	10,1	0,0	n.a.	10,1	(0,1)	n.a.
Exercício do plano de opção	0,0	0,2	-100,0%	0,0	0,2	-100,0%
Despesa com plano de ação	(0,4)	(0,1)	300,0%	5,8	(1,6)	462,5%
Provisão para imposto renda e contribuição social	9,9	(6,4)	254,7%	10,7	26,2	-59,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,1	(0,7)	114,3%	(0,2)	(1,8)	-88,9%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(127,0)	(7,5)	1593,3%	(227,0)	56,9	-498,9%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	1,4	85,6	-98,4%	24,5	38,6	-36,5%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	101,4	137,4	-26,2%	176,8	575,4	-69,3%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	152,7	168	-9,1%	139,3	(11,5)	1311,3%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(136,2)	(376,9)	63,9%	(230,9)	(482,2)	52,1%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(4,6)	45,9	-110,0%	2,6	105,6	-97,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	113,3	(24,9)	555,0%	87,7	(24,0)	465,4%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	77,7	52,2	48,9%	103,2	51,3	101,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	191,0	27,3	599,6%	191,0	27,3	599,6%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	113,3	(24,9)	555,0%	87,7	(24,0)	465,4%



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