

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2021

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)

13 de maio de 2021

11h30 (Horário de Brasília)

10h30 (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



Enauta divulga resultados do 1T21

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do primeiro 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	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	180,7	290,3	-37,7%	186,9	-3,3%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	123,4	191,2	-35,5%	137,3	-10,2
Margem EBITDAX	68,3%	65,9%	2,4 p.p.	73,5%	-5,2 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido - R\$ milhões	(15,8)	(56,2)	71,9%	38,2	-141,4%
Caixa Líquido - R\$ milhões	1.787,3	1.866,9	-4,3%	1.712,5	4,4%
CAPEX realizado - US\$ milhões	6,5	10,4	-37,5%	7,2	-9,7%
Produção Total (mil boe)	1.052,8	1.555,5	-32,3%	1.275,8	-17,5%
Produção de Óleo (mil bbl)	205,0	1.042,3	-80,3%	330,0	-37,9%
Produção de Gás (mil boe)	847,8	513,2	65,2%	945,8	-10,4%

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

- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1,8 bilhão.**
- ▲ **Produção total de 1,05 milhão de boe no 1T21**, equivalente à produção média diária de **11,7 mil boe**. A produção média diária do trimestre foi afetada pela suspensão preventiva do Campo de Atlanta e pelo retorno da produção em 19 de fevereiro do trimestre corrente. **Retorno de mais um poço em 7 de maio com produção conjunta atual em torno de 18,5 mil bbl por dia.**
- ▲ **Prejuízo líquido de R\$ 15,8 milhões no trimestre**, em função de menor lucro operacional somado ao impacto negativo da variação cambial sobre saldos de passivo de arrendamento (IFRS-16).
- ▲ **Aprovação da ANP para a assunção de 100% de participação do Campo de Atlanta.** Estão pendentes apenas condições precedentes tais como constituição da garantia e assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão.
- ▲ **Início do processo de licitação da plataforma (FPSO) do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta**, que considera uma unidade com capacidade para 50 mil bbl/dia, à qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, 3 deles já em operação no Sistema de Produção Antecipada (SPA). A licitação considera a adaptação de um FPSO existente (OSX-2), possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses já assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório. Início do processo licitatório dos demais sistemas submarinos, barcos especiais e poços do Sistema Definitivo em maio e junho.
- ▲ A partir de maio de 2021, **melhoram as condições de comercialização do óleo de Atlanta**, que **agora passará a ser entregue na plataforma com um desconto inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent.**
- ▲ **Acordo com a Dommo Energia** extingue todos os litígios relacionados ao Campo de Atlanta
- ▲ **Aprovação de distribuição de dividendos totais de R\$ 51,0 milhões, equivalente a R\$ 0,19 por ação para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020.** Deliberação ocorrida na Assembleia Geral Ordinária de 30 de abril de 2021 e pagamento no dia 11 de maio de 2021.



Mensagem da Administração

Desde que anunciamos o reposicionamento estratégico da Enauta no terceiro trimestre de 2020, seguimos trabalhando com foco em rentabilidade e geração de valor através da diversificação do portfólio e da distribuição de dividendos. Buscamos oportunidades onde acreditamos ser possível obter maior eficiência operacional e que, em paralelo, nos tragam ampliação e diversificação de fontes de receita. Estamos reconstruindo nosso portfólio de ativos com ênfase em campos já em produção. Nosso foco está diretamente ligado ao propósito da Enauta de ser a principal empresa independente de petróleo e gás natural do Brasil. Inspirados por esse propósito, seguimos em nossa trajetória para realizá-lo.

Como uma empresa independente, estamos em uma situação privilegiada para capturar as oportunidades decorrentes de uma mudança estrutural do setor - as grandes petrolíferas estão desinvestindo de ativos maduros e reposicionando seus portfólios, focando em ativos estratégicos e em projetos de energia renovável. Avaliamos ativamente as oportunidades decorrentes desse movimento.

Registramos importantes avanços nos últimos meses. No Campo de Atlanta, retomamos a produção de um poço em fevereiro, e mais um poço no início de maio, e a produção conjunta está atualmente em torno de 18,5 mil bbl de óleo por dia. O terceiro poço está previsto para retornar em julho desse ano. Depois da decisão de assumirmos a totalidade do Campo, recebemos em abril a aprovação da ANP para a transferência dos 50% de participação da Barra Energia para a Enauta, restando agora a constituição da garantia para o futuro abandono do Campo e a assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Em março, iniciamos o processo licitatório da plataforma (FPSO) do Sistema Definitivo e estamos buscando novos parceiros para a ampliação do sistema de produção do Campo. Considerando a experiência adquirida durante o Sistema de Produção Antecipada, estamos implementando iniciativas para garantir a eficiência do projeto, otimizando recursos e dando especial atenção às ações que promovam a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). O reflexo dessas iniciativas poderá ser observado nos nossos números já a partir do segundo trimestre.

Encerramos o primeiro trimestre de 2021 com receita líquida em linha com os valores registrados no quarto trimestre de 2020, tendo a contribuição de Manati atenuado a queda temporária da receita de Atlanta decorrente das paralisações preventivas da produção ocorridas no trimestre. Com o aumento da demanda de gás, a produção de Manati foi 67% maior que a do primeiro trimestre de 2020. A Enauta continua reconhecendo o resultado do Campo de Manati até que a venda para a Gas Bridge seja efetivamente concluída, ainda pendente do cumprimento de condições precedentes. Sobre o cenário à frente, o retorno gradual da produção de Atlanta e a recuperação do preço do Brent devem impactar positivamente nosso resultado ao longo do resto do ano.

Observamos um setor de petróleo e gás pujante, com ampla oferta de ativos que podem oferecer retornos atrativos com baixo risco. É nesse cenário de transformação que a Enauta se insere e segue firme em seu propósito de diversificar seu portfólio com ativos maduros, buscando sempre ganhos de eficiência e mantendo a disciplina financeira. Aliado a isso, outro importante vetor de crescimento é o nosso portfólio exploratório, que será testado com a perfuração do primeiro poço na região de Sergipe-Alagoas, prevista para o final deste ano.



Portfólio de Ativos

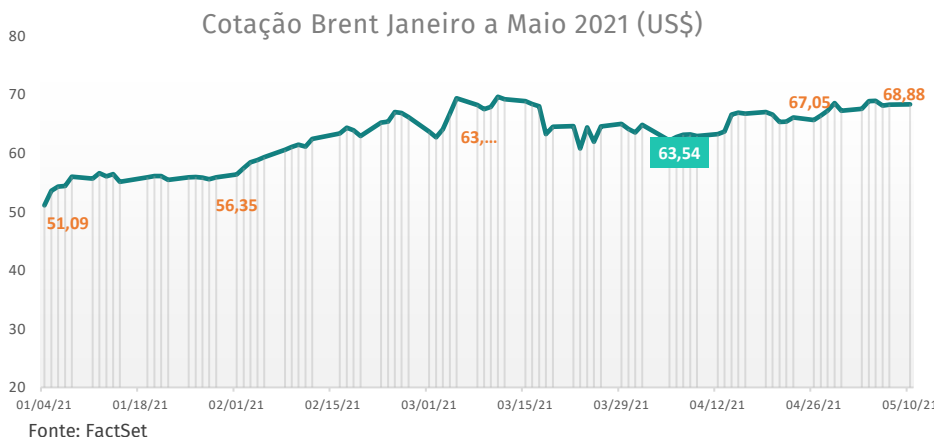


NOTA: A cessão dos 50% de participação anteriormente detidos pela Barra Energia no Campo de Atlanta já foi autorizada pelo CADE e pela ANP, e a conclusão definitiva está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Após esse evento, a Enauta terá 100% de participação no Campo.

Desempenho Setorial

Após o difícil ano de 2020, quando a economia global experimentou uma das piores recessões já observadas como reflexo da pandemia do coronavírus, o primeiro trimestre deste ano apresentou sinais de melhoras. A aceleração da vacinação, especialmente nos Estados Unidos, impulsionou o aumento da demanda global do petróleo.

Durante os dois últimos meses de 2020 o preço do barril já mostrava recuperação, impulsionado pela queda na restrição da mobilidade global e pela continuidade da retomada econômica na China. O Brent iniciou o ano de 2021 cotado a US\$ 51,09 por barril, não reportou valores abaixo dos patamares iniciais durante o primeiro trimestre e encerrou o período a US\$ 63,54 por barril, reflexo do aumento da demanda, da manutenção e controle da produção pela OPEP+ e do alívio das medidas restritivas de distanciamento social. A estimativa atual para o ano de 2021 é que o preço da commodity se estabilize, suportado pela retomada gradual das atividades, consequência do afrouxamento dos lockdowns ao redor do mundo e da demanda atendida pelos altos níveis de estoques globais.

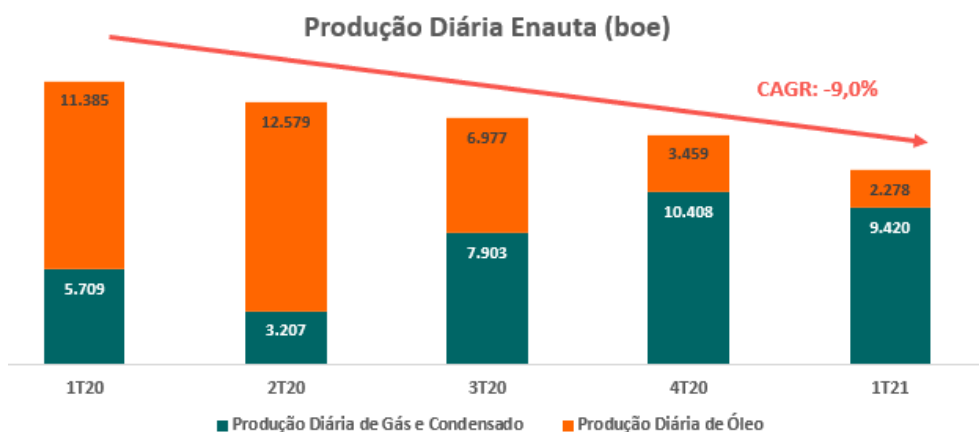


O tema da transição energética ganhou ainda mais força nesse cenário, fazendo com que as empresas globais acelerassem seu movimento de reposicionamento de portfólio. O gás natural segue demandado, com investimentos concentrados em produção, plantas de liquefação (GNL) e gasodutos de escoamento e transporte, com países da Ásia/Pacífico, especialmente China, Japão e Coreia do Sul, e da Europa em constante dependência do produto.

No Brasil, a realidade não é diferente. O mercado de gás segue promissor, principalmente após a aprovação da nova Lei do Gás em 16 de março de 2021. A nova lei mudou o marco regulatório do setor no país, o que aqueceu o mercado brasileiro, que já vem apresentando recuperação devido ao retorno da demanda industrial em decorrência da retomada gradual da economia.

Projetos de térmicas a gás e novos terminais de GNL continuam avançando, assim como o anúncio do investimento na Rota 5, que levará gás natural do pré-sal até Cabiúnas em Macaé no estado do Rio de Janeiro.

Desempenho Operacional





Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%

A cessão dos 50% de participação anteriormente detidos pela Barra Energia no Campo de Atlanta foi autorizada pelo CADE e pela ANP. A conclusão definitiva está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Após esse evento, a Enauta terá 100% de participação no Campo.

Dados Operacionais Atlanta	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	410,1	2.072,1	-80,2%	636,5	-35,6%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	4,6	22,8	-80,0%	6,9	-34,2%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	205,0	1.036,1	-80,2%	318,3	-35,6%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	182,5	1.047,0	-82,6%	368,1	-50,4%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,47	4,48	22,10%	5,39	1,48%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	61,2	48,8	25,41%	42,7	43,33%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril) em relação ao Brent	1-2	2-5	-	5-7	-

PRODUÇÃO

O Campo de Atlanta registrou produção média diária de 4,6 mil bbl por dia no 1T21. O volume de óleo produzido foi afetado nos dois últimos trimestres pela parada preventiva da produção que ocorreu em meados de novembro de 2020. Um dos poços produtores foi reiniciado em 19 de fevereiro de 2021 após a troca definitiva dos tubos dos aquecedores de óleo e atingiu uma produção inicial de 10,4 mil bbl por dia.

O segundo poço retornou a produção em 7 de maio, mesmo com as dificuldades operacionais de gerenciamento de embarques e dos controles necessários para minimizar qualquer risco de contaminação pelo Coronavírus. A produção conjunta dos dois poços está em torno de 18,5 mil bbl de óleo por dia. Com isso, mantemos nossa projeção de produção média diária para o Campo de Atlanta em 14 mil bbl por dia em 2021, com margem de variação positiva ou negativa de 10%. O retorno do terceiro poço do Sistema de Produção Antecipada está previsto para julho de 2021. Cabe notar que esse cronograma ainda pode ser alterado em função da necessidade de reorganização dos funcionários da operação do Campo em turnos pelo agravamento da pandemia.

A certificação de reservas da GaffneyCline para Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2020, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 103 milhões de bbl.

LIFTING COSTS²

Lifting Costs	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Opex ¹ (US\$ milhões)	22,0	45,2	-51,3%	26,0	-15,38%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	244,5	496,7	-50,8%	282,1	-13,33%
Lifting cost ² (US\$/bbl)	53,7	21,8	146,3%	40,8	31,62%

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.



A média do custo diário no 1T21 foi de US\$ 244,5 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 53,7 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 496,7 mil por dia no 1T20, equivalentes a US\$ 21,8 por barril. Mesmo com a redução nos custos operacionais, o *lifting cost* por barril também aumentou no 1T21 devido à parada preventiva para realização do reparo nos permutadores de 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 que prevê um desconto fixo inferior a US\$ 1 por barril em relação ao Brent. Esse contrato contempla a comercialização da totalidade da produção de Atlanta até o final de 2022.

O óleo do Campo já é bem conhecido, com ótima aceitação, e mantém uma diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido destinado nos últimos dois anos a refinarias nos Estados Unidos e Ásia, com destaque para Singapura, *hub* que também forneceu à Coreia do Sul e ao Japão. Sua alta qualidade, com baixíssimo teor de enxofre, faz esse tipo de óleo ser altamente procurado como fonte de óleo combustível para geração de energia. Os *bunkers* marítimos, com grande procura no mercado asiático, são também destinos para o óleo de Atlanta. O aumento da demanda por esse tipo de óleo foi visto principalmente a partir de janeiro de 2020, quando entrou em vigor a nova regulamentação IMO 2020, que limitou o teor de enxofre em 0,5%, valorizando os óleos pesados com características similares às do óleo de Atlanta. O crescimento econômico da China ao longo do primeiro trimestre desse ano também teve impacto, uma vez que este país é um grande consumidor de óleo brasileiro.

CESSÃO DA PARTICIPAÇÃO DA BARRA ENERGIA NO BLOCO BS-4

Em novembro de 2020, a Enauta recebeu notificação de sua sócia, Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (“Barra Energia”), comunicando, de acordo com o *Joint Operating Agreement* celebrado entre as partes, a decisão irrevogável de saída do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta.

Em dezembro de 2020, a Enauta celebrou acordo para assumir 100% de participação no bloco. Em 8 de abril de 2021, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou a cessão dos 50% de participação da Barra Energia no Bloco para a Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), subsidiária integral da Companhia.

A conclusão definitiva da transferência está condicionada à constituição de garantia e à assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão. Com isto, a Enauta Energia deterá 100% de participação no Campo. O acordo assinado com a Barra Energia prevê ainda a transferência de US\$ 43,9 milhões para a Enauta Energia, referente às operações de abandono dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo.

ACORDO COM A DOMMO ENERGIA

Em 28 de abril de 2021, a Enauta assinou acordo com a Dommo Energia S.A. referente a todos os litígios existentes relativos ao Campo de Atlanta (Bloco BS-4), que se iniciaram após o exercício da notificação de retirada pela Barra Energia. O acordo prevê a extinção de todos os processos entre as partes, incluindo as afiliadas, bem como restringe novos litígios. Assim, a transferência da participação dos 40% da Dommo já realizada para a Enauta e para a Barra Energia não será mais objeto de qualquer litígio.



INÍCIO DA LICITAÇÃO DO FPSO DO SISTEMA DEFINITIVO E DEMAIS SISTEMAS DO CAMPO DE ATLANTA

Em 5 de março de 2021, foi iniciado o processo de licitação do FPSO para o Sistema Definitivo (SD). A licitação considera um FPSO com capacidade para processar 50 mil bbl por dia, ao qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, 3 deles já em operação no Sistema de Produção Antecipada (SPA).

Além disso, 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.

As empresas convidadas a participar possuem comprovada experiência no desenvolvimento de projetos semelhantes e a estimativa é que a conclusão do processo se dê em um prazo de 10 a 12 meses.

Em maio e junho, será iniciado o processo de licitação dos demais sistemas submarinos, barcos especiais e de perfuração de poços para o Sistema Definitivo de Atlanta, com prazos de conclusão sincronizados à licitação do sistema flutuante de produção.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	299,5	181,3	65,2%	334,2	-10,4%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,3	2,0	67,0%	3,6	-8,4%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	134,8	81,6	65,2%	150,4	-10,4%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,3 milhões de m³ no 1T21. Em meados de fevereiro de 2020, a Petrobras suspendeu a compra do gás de Manati em função da redução acentuada da demanda naquela ocasião, fato que não se repetiu em 2021, levando a um aumento de 67% 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 condições regulatórias e comerciais.

Como parte do acordo, a Enauta permaneceu recebendo o resultado apurado do Campo até 31 de dezembro de 2020. Após esse período, até a conclusão da transação, o resultado contábil de Manati será posteriormente descontado do valor total da venda. 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.

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 sistema petrolífero principal nessa região é semelhante ao de outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste Africana.



O início da perfuração do primeiro poço exploratório, no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428, é esperado para o segundo semestre 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 já identificou diversas 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 e 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 permanecem em andamento.

Na Bacia do Espírito Santo, foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. O fluido esperado nessa região é predominantemente óleo leve, expertise de produção e comercialização da Enauta. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

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 participou do segundo ciclo da Oferta Permanente da ANP e arrematou 30% de participação em quatro blocos na Bacia do Paraná, em parceria com a Eneva. O consórcio tem compromisso de investimento exploratório mínimo de R\$ 45,3 milhões.

Os estudos já realizados nos blocos arrematados, localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, apontam boas perspectivas de acumulações de gás natural. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás facilitará o escoamento da produção. Alternativamente, o consórcio poderá analisar a alternativa de utilização do modelo de *reservoir-to-wire* (R2W), no qual o gás encontrado é utilizado para gerar energia elétrica, que é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Campo de Atlanta	56,7	230,4	-75,4%	76,8	-26,2%
Campo de Manati	124,0	59,9	107,2%	110,1	12,7%
TOTAL	180,7	290,3	-37,7%	186,9	-3,3%

A receita do primeiro trimestre apresentou queda de 37,7% em comparação ao 1T20, totalizando R\$ 180,7 milhões, em função da parada preventiva da produção no Campo de Atlanta ocorrida em novembro de 2020 e do retorno no dia 19 de fevereiro de 2021. A redução de 75,4% na receita de Atlanta foi parcialmente compensada pelo aumento de produção de 65,2% no Campo de Manati, com conseqüente elevação da receita em 107,2%. Dessa forma, a receita líquida do Campo de Manati representou 68,6% do total da receita do período, em



comparação a 20,6% no 1T20. Na comparação com o 4T20, a receita se manteve praticamente estável. A receita de Manati apresentou alta de 12,7% compensando a queda de 26,2% na receita de Atlanta.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Custos de produção	(10,7)	39,4	-127,2%	(27,4)	60,9%
Custos de manutenção	0,0	0,2	-100,0%	0,0	n/a
Royalties	4,2	15,9	-73,8%	5,6	-25,3%
Depreciação e amortização	69,0	113,6	-39,3%	115,9	-40,4%
TOTAL	62,5	169,1	-63,1%	94,0	-33,6%

Campo de Manati (R\$ MM)	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Custos de produção	17,0	14,1	20,7%	12,1	40,4%
Custos de manutenção	0,0	0,0	0,0%	4,8	-100,0%
Royalties	9,7	4,5	116,9%	8,4	15,5%
Participação especial	0,0	0,0	0,0%	0,2	-100,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	0,0%	1,0	-100,0%
Depreciação e amortização	21,3	10,7	99,0%	26,9	-20,7%
TOTAL	48,0	29,3	64,1%	53,4	-10,1%

Custos Operacionais Totais	110,5	198,4	-44,3%	147,4	-25,0%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	---------------

Os custos operacionais de Manati no 1T21 foram 64,1% maiores em comparação aos registrados no 1T20, principalmente em função do aumento na produção. Em Atlanta, a menor produção no 1T21 em relação ao 1T20, em função da parada preventiva, reduziu o custo diário relacionado ao FPSO. Com isso, os custos operacionais totais atingiram R\$ 110,5 milhões no 1T21, 44,3% inferiores aos do 1T20.

Excluindo o impacto do IFRS-16, os custos de Manati foram de R\$ 54,9 milhões, 54,6% superiores ao mesmo período do ano anterior. Já em Atlanta, os custos tiveram redução de 51,4%, totalizando R\$ 89,9 milhões.

Campo de Atlanta (R\$ MM)	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	53,5	96,0	-44,3%	73,2	-27%
Custos de manutenção	0,0	0,2	n/a	0,0	n/a
Royalties	4,2	15,9	-73,8%	5,6	-25,3%
Depreciação e amortização	32,2	73,0	-55,9%	43,2	-25,5%
TOTAL	89,9	184,9	-51,4%	122,0	-26,3%

Campo de Manati (R\$ MM)	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
Custos de produção	29,8	24,6	20,9%	29,6	0,7%
Custos de manutenção	-	-	n/a	4,8	0,0%
Royalties	9,7	4,5	116,9%	8,4	15,5%
Participação especial	-	-	n/a	0,2	n/a
Pesquisa & Desenvolvimento	-	-	n/a	1,0	n/a
Depreciação e amortização	15,4	6,4	140,8%	16,7	-7,7%
TOTAL	54,9	35,5	54,6%	60,7	-9,5%

Custos Operacionais Totais	144,8	220,4	-34,3%	182,7	-20,7%
-----------------------------------	--------------	--------------	---------------	--------------	---------------



GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$ 17,0 milhões no 1T21, R\$ 2,2 milhões maiores do que os incorridos no 1T20, quando a Companhia registrou a atualização da multa de conteúdo local dos blocos BM-CAL-5 (majoritariamente) e BM-S-76, ambos já devolvidos pela Companhia.

Na comparação sequencial, os gastos exploratórios totalizaram R\$ 24,2 milhões no 4T20. A variação é justificada pela provisão registrada no período relativa ao seguro garantia do Bloco CAL-M-372, no valor de R\$ 7,3 milhões.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Despesas com Pessoal	19,2	19,0	0,9%	18,1	5,7%
Alocação Projetos de E&P	(8,7)	(10,9)	19,9%	(11,0)	20,5%
Outras Despesas Administrativas	9,5	8,2	16,7%	12,9	-26,2%
TOTAL	20,0	16,2	22,8%	20,0	-0,5%

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram aumento de R\$ 3,8 milhões em relação ao 1T20, totalizando R\$ 20,0 milhões, principalmente em função da menor alocação de gastos em projetos em que a Enauta é o operador. Na comparação com o 4T20, as despesas G&A ficaram estáveis.

Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 10,8%, 520 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 5,6%.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	123,3	191,0	-35,5%	129,5	-4,8%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,1	0,2	-58,1%	7,9	-98,8%
EBITDAX⁽³⁾	123,4	191,2	-35,5%	137,3	-10,2%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	68,2%	65,8%	2,4 p.p.	69,3%	1,1 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	68,3%	65,9%	2,4 p.p.	73,5%	5,2 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 1T21 foi de R\$ 123,4 milhões, uma redução de 10,2% quando comparado ao 4T20, resultado de um menor lucro operacional e menores gastos exploratórios. Em comparação ao 1T20, a queda foi de 35,5% em função, principalmente, da queda na produção do Campo de Atlanta. A margem EBITDAX, por sua vez, subiu 2,4 p.p. principalmente devido à redução nos custos operacionais.



RESULTADO FINANCEIRO

No 1T21, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 59,1 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 159,1 milhões no 1T20. Esse resultado é, majoritariamente, reflexo da 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 1T21 totalizou R\$ 5,0 milhões, redução de 91,6% em comparação ao 1T20. A redução é principalmente justificada pelo impacto positivo da desvalorização cambial observada no 1T20, majoritariamente sobre o fundo de abandono do Campo de Manati. Em adição, no 1T21 foram registrados impactos negativos tais como: (i) despesas com instrumentos financeiros derivativos, (ii) despesas com intermediações financeiras referentes ao processo de licitação do FPSO, e (iii) rentabilidade de nossas aplicações financeiras devido à redução na taxa Selic do período.

LUCRO LÍQUIDO

	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	123,3	191,0	-35,5%	129,5	-4,8%
Amortização e Depreciação	90,8	124,8	-27,3%	143,1	-36,6%
Resultado Financeiro	59,1	159,1	-62,9%	(49,2)	-220,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(10,8)	(36,8)	-70,6%	(2,7)	305,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%	38,2	-141,4%

⁽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 prejuízo líquido totalizou R\$ 15,8 milhões, comparado ao lucro de R\$ 38,2 milhões reportados no último trimestre de 2020. A diferença dos períodos é reflexo da variação no resultado financeiro que migrou de uma receita de R\$ 49,2 milhões para uma despesa de R\$ 59,1 milhões. Na comparação com o 1T20, o prejuízo foi reduzido, principalmente em função da menor despesa financeira e do menor imposto de renda entre os períodos.

	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%	4T20 Ex-IFRS	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	(37,8)	22,1	-271,3%	(37,1)	2,0%
Amortização e Depreciação	48,5	79,7	-39,1%	60,2	-19,4%
Resultado Financeiro	(5,0)	(59,8)	91,6%	(10,8)	53,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(1,5)	30,1	-105,0%	(28,1)	94,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	4,2	72,2	-94,2%	-15,7	126,6%

Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no primeiro trimestre do ano totalizou US\$ 6,4 milhões, majoritariamente destinado ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

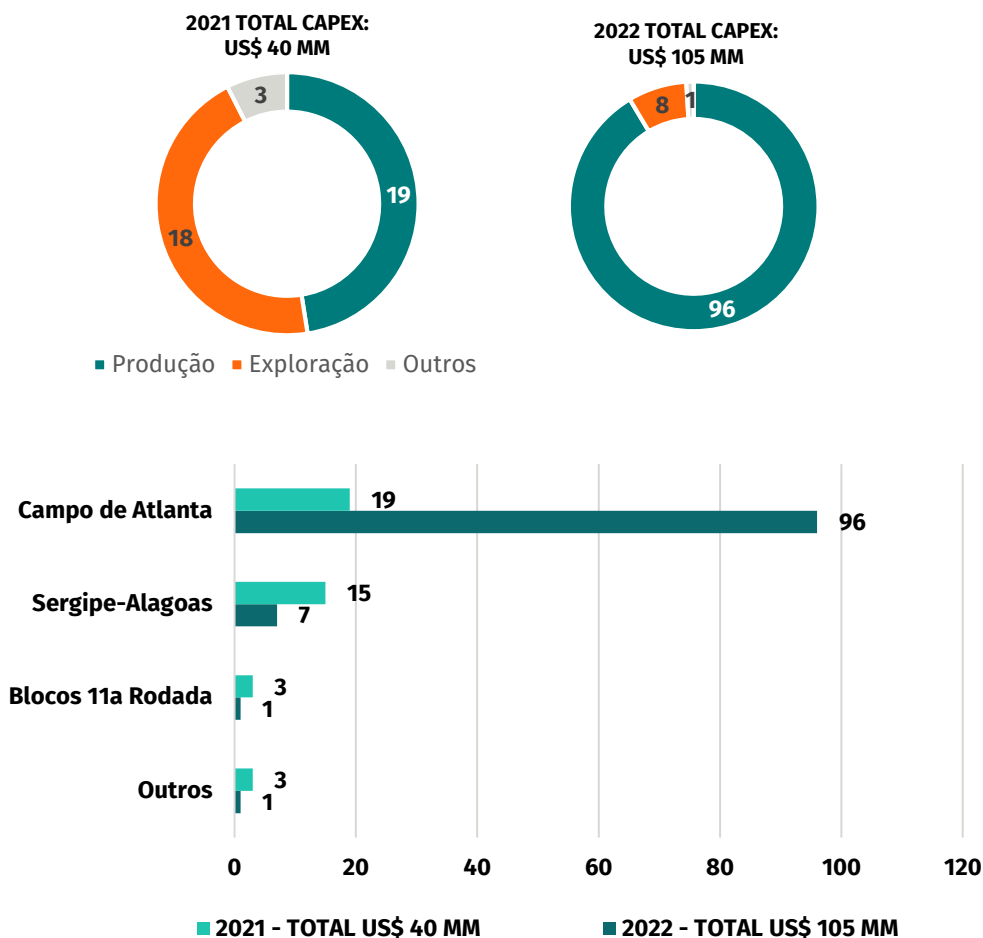
Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 40 milhões, sendo US\$ 19 milhões destinados ao Campo de Atlanta, incluindo valor referente à opção de compra do FPSO OSX-2 para o Sistema Definitivo. Do total de US\$ 18 milhões do investimento em



exploração, US\$ 15 milhões serão destinados aos blocos da bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para o segundo semestre de 2021 o início da perfuração de poço exploratório na região.

Em 2022, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 105 milhões. Desse total, 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 31 de março de 2021, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 1,8 bilhão, 4,3% inferior ao 1T20, e 4,4% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2020. Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 31 de março de 2021, o retorno médio anual desses investimentos foi de 98,5% do CDI e 84% 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 2019, 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) a aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP, cuja submissão à ANP pela adquirente ocorreu em 29 de janeiro de 2021; ou (ii) 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

ENDIVIDAMENTO

	1T21	1T20	Δ%	4T20	Δ%
Dívida Total	202,6	240,9	-15,9%	217,1	-6,7%
Saldo de Caixa e equivalentes	1.787,3	1.866,9	-4,3%	1.712,5	4,4%
Dívida Líquida Total	(1.584,6)	(1.626,0)	2,5%	(1.495,5)	6,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,2)	(2,2)	1,7%	(1,9)	17,9%

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. O endividamento total em 31 de março de 2021 era de R\$ 202,6 milhões, comparado a R\$ 240,9 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 tomados com a FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que visa dar suporte ao 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\$ 221,0 milhões até 31 de março de 2021. Já o financiamento do BNB está direcionado aos investimentos em exploração de dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, possuía carência de cinco anos a partir outubro de 2014.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 75,3 milhões no 1T21, comparado a R\$ 302,4 milhões no 1T20. A redução de R\$ 227 milhões observada no fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais deve-se, principalmente, à redução do fluxo de recebíveis do Campo de Atlanta, em função da parada preventiva ocorrida no Campo entre novembro de 2020 e fevereiro de 2021.

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.

Em 2020, a Companhia contratou hedge de preço de Brent para sua parcela da produção do Campo de Atlanta estimada para o primeiro trimestre de 2021. Com a parada ocorrida no Campo, a Companhia registrou proteção superior à produção efetiva, reportando assim proteção de cerca de 195% da produção pelo valor de US\$4,31 por barril. Esse hedge cobre apenas o preço da commodity, não incluindo o *spread* em função da qualidade do óleo e da logística.



No 2T21, a Companhia contratou hedge referente a 400 mil bbl, o que ocasionará a redução do *breakeven* para geração de caixa operacional de Atlanta de US\$ 27,6/bbl para US\$ 3,9/bbl. No 3T21, com a contratação de hedge para 200 mil bbl, o *breakeven* para geração de caixa operacional será reduzido de US\$ 19,5/bbl para US\$ 10,3/bbl.

Dados Hedge

Instrumento contratado	1T21	1T20
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	400,0	360,0
Preço por barril (US\$)	4,31	1,93
Strike médio (US\$)	40,0	57,94
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	205,0	360,0
Preço por barril (US\$)	4,5	7,17
Resultado (R\$ milhões)	(8,9)	13,41

O resultado do 1T21 não teve impacto positivo do exercício de opções. Pela política contábil de hedge adotada pela Companhia, o prêmio das opções de venda de 205 mil bbl, vencidas no trimestre, foi reconhecido na linha de receitas operacionais com impacto negativo de R\$ 4,73 milhões, enquanto o prêmio das opções de venda de 195 mil bbl que excederam a produção efetiva impactou a linha de despesas financeiras em R\$ 4,26 milhões.

Projeções

	Guidance 2021	Realizado 1T21
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$15,4 \leq \Delta \leq 12,6$	4,6
Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção (R\$ milhões)	$32 \leq \Delta \leq 48$	6,4

Atlanta: a Companhia estima produção média de 14 mil 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 20% (vinte por cento) negativa ou positiva.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 1T21 cotada a R\$ 15,80, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 4,2 bilhões, uma valorização de 95,1% em relação à cotação registrada em 31 de março de 2020 e de 33,3% em relação à cotação em 31 de dezembro de 2020. 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 quando da recuperação do setor.

ENAT3	31/mar/2021
Market Cap (R\$ bilhões)	4,2
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	+95,1%
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	11,85
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	15,80
Volume médio diário de negociação no 1T21 (R\$ milhões)	30,27



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	1T21	1T20	Δ%
Receita Líquida	180,7	290,3	-37,7%
Custos	(110,5)	(198,4)	44,3%
Lucro Bruto	70,3	91,9	-23,6%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(16,2)	22,8%
Equivalência patrimonial	(0,3)	5,2	-106,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,0)	(14,7)	15,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(0,5)	0,0	n.a.
Lucro (Prejuízo) Operacional	32,5	66,2	-50,8%
Resultado financeiro líquido	(59,1)	(159,1)	62,9%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(26,6)	(93,0)	71,4%
Imposto de renda e contribuição social	10,8	36,8	-70,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	75,3	302,4	-75,0%
EBITDAX⁽¹⁾	123,4	191,2	-35,5%

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

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

DRE	1T21 Ex-IFRS	1T20 Ex-IFRS	Δ%
Receita Líquida	180,7	290,3	-37,7%
Custos	(145,3)	(220,4)	34,1%
Lucro Bruto	35,4	69,9	-49,4%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(16,2)	23,2%
Equivalência patrimonial	(0,3)	3,5	-109,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,0)	(14,7)	15,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(0,5)	0,0	n.a.
Lucro (Prejuízo) Operacional	(2,3)	42,5	-105,5%
Resultado financeiro líquido	5,0	59,8	-91,6%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	2,7	102,3	-97,4%
Imposto de renda e contribuição social	1,5	(30,1)	-105,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido	4,2	72,2	-94,2%
EBITDAX			
Lucro Líquido	(15,8)	(56,2)	71,9%
Amortização	90,8	124,8	-27,3%
Resultado Financeiro	59,1	159,1	-62,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(10,8)	(36,8)	70,6%
EBITDA	123,3	191,0	-35,5%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	0,1	0,2	-58,1%
EBITDAX	123,4	191,2	-35,5%
Margem EBITDA	68,2%	65,8%	2,4p.p.
Margem EBITDAX	68,3%	65,9%	2,4p.p.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	1T21	4T20	Δ%
Ativo Circulante	2.066,4	1.891,9	9,2%
Caixa e equivalente de caixa	77,7	103,2	-24,7%
Aplicações financeiras	1.709,5	1.609,3	6,2%
Contas a receber	156,2	87,7	78,1%
Créditos com parceiros	57,4	46,8	22,8%
Estoques	7,4	1,0	640,0%
Impostos e contribuição a recuperar	19,8	16,3	21,5%
Instrumentos Financeiros Derivativos	10,5	1,5	612,9%
Outros	27,6	26,1	5,7%
Ativo Não Circulante	2.341,5	2.455,8	-4,6%
Caixa restrito	480,0	581,7	-17,5%
Impostos a recuperar	60,4	60,4	-0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	78,1	66,5	17,5%
Investimentos	29,4	27,1	8,3%
Imobilizado	945,6	929,1	1,8%
Intangível	388,5	389,5	-0,2%
Arrendamentos	356,0	398,2	-10,6%
Outros ativos não circulantes	3,5	3,2	9,6%
TOTAL DO ATIVO	4.407,8	4.347,6	1,4%
Passivo Circulante	573,6	524,2	9,4%
Fornecedores	161,6	155,5	3,9%
Arrendamentos	234,8	208,8	12,4%
Impostos e contribuição a recolher	24,5	17,0	44,1%
Remuneração e obrigações sociais	14,5	14,4	0,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	25,9	18,5	39,7%
Empréstimos e financiamentos	54,9	56,1	-2,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,6	1,8	-12,2%
Provisão de multas	35,2	32,5	8,3%
Obrigações de Consórcio	7,3	7,3	0,0%
Outras obrigações	13,3	12,2	9,1%
Passivo Não Circulante	1.071,4	1.067,9	0,3%
Arrendamentos - direito de uso	315,6	356,2	-11,4%
Obrigações Fiscais a Pagar	7,4	7,3	2,0%
Empréstimos e financiamentos	147,7	161,0	-8,3%
Provisão para abandono	542,7	485,6	11,8%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Patrimônio Líquido	2.762,7	2.755,5	0,3%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	118,8	102,1	16,4%
Reserva de Lucros	578,4	442,6	30,7%
Reserva de Capital	30,9	42,8	-27,8%
Ações em Tesouraria	(27,8)	(33,2)	-16,5%
Lucro líquido do período	(15,8)	123,1	-112,8%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.407,8	4.347,6	1,4%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	1T21	1T20	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período	(15,8)	(56,2)	71,9%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	0,3	(5,2)	-106,6%
Varição cambial sobre investimento	0,0	0,0	0,0%
Amortização e depreciação	54,4	83,3	-34,8%
Amortização e depreciação – IFRS 16	51,7	45,2	14,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11,6)	(69,4)	83,2%
Encargos financeiros IFRS 16	11,1	15,0	-25,9%
Varição cambial IFRS 16	52,6	203,8	-74,2%
Encargos financeiros sobre financiamentos e empréstimos	2,5	2,9	-12,6%
Juros Capitalizados	0,0	0,0	0,0%
Baixa de imobilizado	0,0	0,1	-100,0%
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	0,0%
Despesa com plano de opção de ações	6,2	(1,5)	-506,6%
Provisão para imposto renda e contribuição social	0,8	32,6	-97,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,2)	(1,1)	-78,8%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(99,9)	79,5	-225,7
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	23,0	(26,8)	186,1%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	75,4	302,4	-75,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(13,4)	(278,1)	95,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(94,7)	(83,2)	13,8%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	7,1	59,8	-88,0%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,6)	0,9	-2916,5%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	103,2	51,3	101,1%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	77,7	52,2	49,0%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,6)	0,9	-2926,2%



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 50% 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