

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2020

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)
14 de maio de 2020
10h00 (Horário de Brasília)
9h00 (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





Enauta divulga resultados do 1T20

Rio de Janeiro, 13 de maio de 2020 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2020. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (International Financial Reporting Standards, ou Normas Internacionais de Contabilidade), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

Principais Indicadores	1T20	1T19	Δ% T/T	4T19	Δ% A/A
Receita Líquida - R\$ milhões	290,3	207,3	40,0%	404,4	-28,2%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	195,1	126,8	53,8%	259,1	-24,7%
Margem EBITDAX	67,2%	61,2%	6,0 p.p.	64,2%	3,1 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	76,8	51,0	50,7%	102,1	-24,8%
Caixa Líquido - R\$ milhões	1.626,0	1.700,4	-4,4%	1.452,4	12,0%
CAPEX realizado - US\$ milhões	10,4	10,0	3,9%	4,8	115,5%
Produção Total (mil boe)	1.555,5	1.399,2	11%	2.508,3	-38%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.042,3	563,1	85%	1.324,7	-21%
Produção de Gás (mil boe)	513,5	836,1	-39%	1.183,7	-57%

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

- ▲ Medidas de proteção à saúde e segurança de funcionários e terceirizados implementadas no Campo de Atlanta, garantindo a continuidade das operações.
- ▲ Produção total de 1,6 milhão de boe no 1T20, equivalente à produção média diária de 17,1 mil boe, tendo ocorrido no trimestre a redução da produção em Manatí e parada programada em Atlanta.
- ▲ No início do 1T20, as cargas do Campo de Atlanta foram negociadas com prêmio em relação ao Brent; pós-parada programada, já durante a pandemia, as cargas foram vendidas com desconto abaixo de US\$5 por barril.
- ▲ Adiamento do processo de tomada de preços para as instalações e equipamentos do Sistema Definitivo de produção em Atlanta e da decisão de perfuração do quarto poço no Campo.
- ▲ Considerando hedge, o breakeven para geração de caixa operacional de Atlanta no 2T20 reduzirá de US\$22/bbl para US\$7,5/bbl. No 3T20, os efeitos das operações de hedge reduzem o breakeven para geração de caixa operacional de US\$25/bbl para US\$19,4/bbl.
- ▲ Perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas previsto no primeiro semestre de 2021.
- ▲ Aprovação, pelo Conselho de Administração, do pagamento de dividendos totais de R\$300 milhões, ou cerca de R\$1,14 por ação. Os dividendos foram pagos no dia 28 de abril tendo como base a posição acionária de 16 de abril de 2020.
- ▲ Sólida posição de caixa de R\$1,6 bilhão, pós-pagamento de dividendos, sem compromissos relevantes de CAPEX em relação aos investimentos contratados, permitindo passar por esse período desafiador.



Mensagem da Administração

Prudência é a marca registrada da Enauta e não poderia ser diferente nesse momento de pandemia global de COVID-19, que intensificou os impactos da crise na indústria do petróleo, levando a uma volatilidade intensa e quedas nas cotações da commodity sem precedentes.

Nossa prudência se reflete primeiro no cuidado com os nossos funcionários e terceirizados. Todas as equipes administrativas estão trabalhando em regime de *home office* desde 13 de março, e no Campo de Atlanta estamos seguindo as ações determinadas pelo Plano de Contingência para salvaguardar a saúde e segurança dos profissionais e a manutenção segura das operações. Agradecemos a todos pelo comprometimento com a Companhia nesse período desafiador.

Em linha com nosso longo histórico de preservação de valor aos acionistas e diligência na tomada de decisões, decidimos ajustar rapidamente nossos planos de negócios para 2020 em resposta às mudanças de cenário no Brasil e no mundo. Sobre os próximos passos para o desenvolvimento do Sistema Definitivo no Campo de Atlanta, postergamos o processo de tomada de preços de afretamento do FPSO e estamos reavaliando o desenho do projeto, para torná-lo mais resiliente em cenários mais adversos da commodity por períodos mais longos, e também adiamos a perfuração do quarto poço prevista para 2021. Vale destacar que, com a retomada das operações após a parada para manutenção programada de 20 dias, Atlanta já comercializou dois carregamentos para a Ásia, com desconto para o Brent inferior a US\$5 por barril, o que atesta a qualidade do óleo com baixíssimo teor de enxofre, bem como a demanda por esse tipo de óleo.

Nossas políticas de hedge são outro importante exemplo de cautela que sempre auferimos na nossa tomada de decisões. Adicionalmente à política voltada à mitigação do risco cambial, iniciamos a construção de posições de hedge para o Brent logo no início da produção do Campo de Atlanta. A volatilidade da cotação da commodity será em parte mitigada pela contratação desse hedge, já que adquirimos opções de venda de Brent a uma média de US\$56 por barril, correspondente a 31% e 16% da produção esperada para a Companhia no primeiro e segundo semestres, respectivamente. Ou seja, nossa prudência vai nos permitir navegar por essa turbulência parcialmente protegidos.

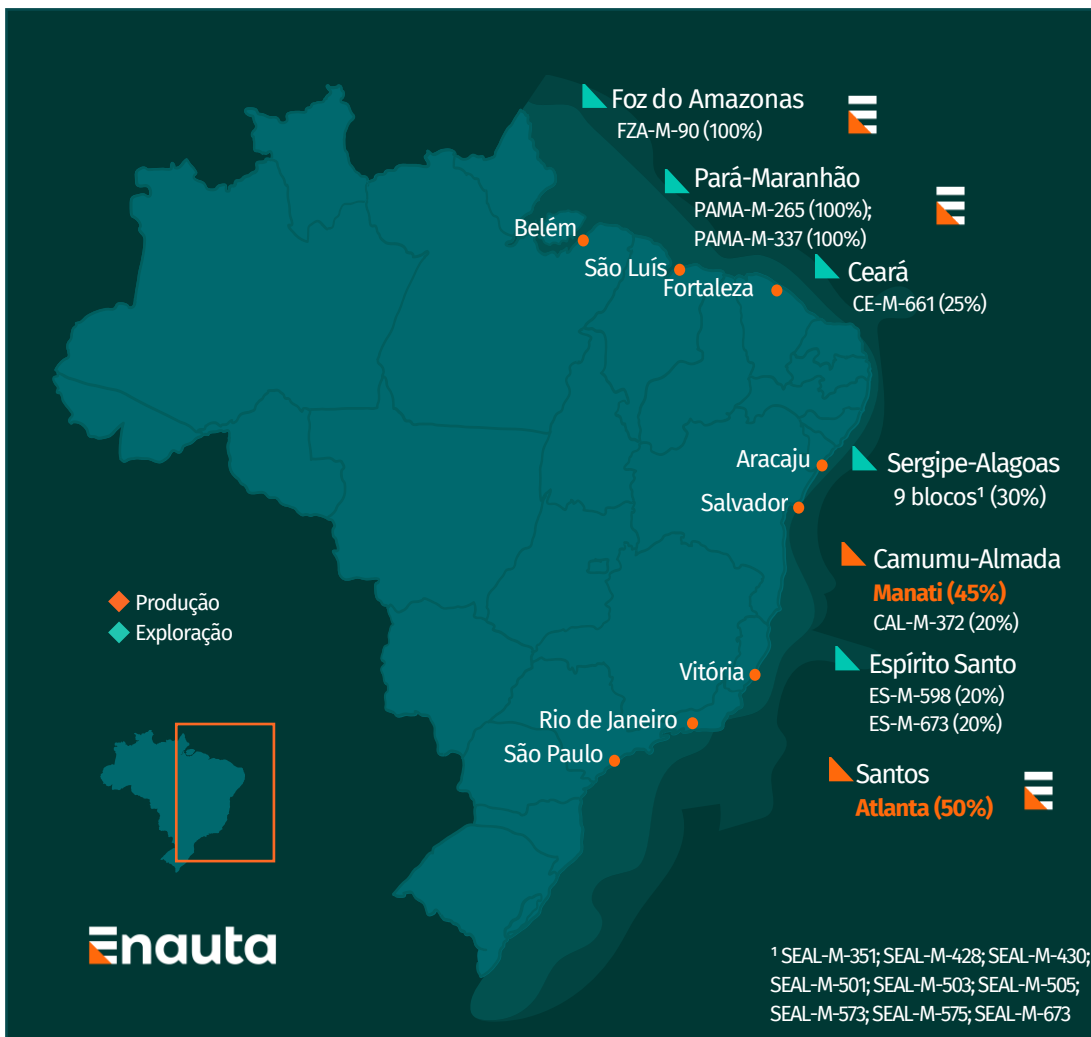
Em Manati, a produção está suspensa desde fevereiro. Em março, fomos notificados pela Petrobras de que a atual pandemia de COVID-19 configurava, no seu entender, evento de força maior, ocasionando diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e afetando seu compromisso de retirada. A Enauta não concorda com os argumentos apresentados e está analisando as alternativas de que dispõe.

Do ponto de vista de desempenho financeiro, colhemos frutos do aumento da produção em Atlanta e da entrada em vigor da IMO2020, que permitiu carregamentos no início do ano com prêmio para o Brent. A receita líquida totalizou R\$290 milhões, com EBITDAX de R\$195 milhões, e lucro de R\$77 milhões, contribuindo para reforçar o caixa da Companhia, que encerrou o trimestre em R\$1,9 bilhão. Com o pagamento de R\$300 milhões em dividendos totais realizado no final de abril, seguimos com caixa de R\$1,6 bilhão, o que nos permite passar por esse período desafiador. O plano de investimentos da Companhia foi reduzido para o próximo biênio, porém ainda mantendo o cronograma para a perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas em 2021.

As decisões de investimento em exploração e produção de petróleo demandam visão de longo prazo. E, neste momento, a visibilidade sobre a capacidade de retomada do preço do Brent, com maior equilíbrio entre oferta e demanda, está extremamente prejudicada. Seguiremos com nossa postura prudente e técnica em nossas decisões, monitorando diariamente os desdobramentos do mercado e cenários futuros, convictos de que nossa solidez financeira e resiliência ao longo dos anos nos mantêm em posição privilegiada para atravessar estes tempos de crise e volatilidade.



Portfólio de Ativos



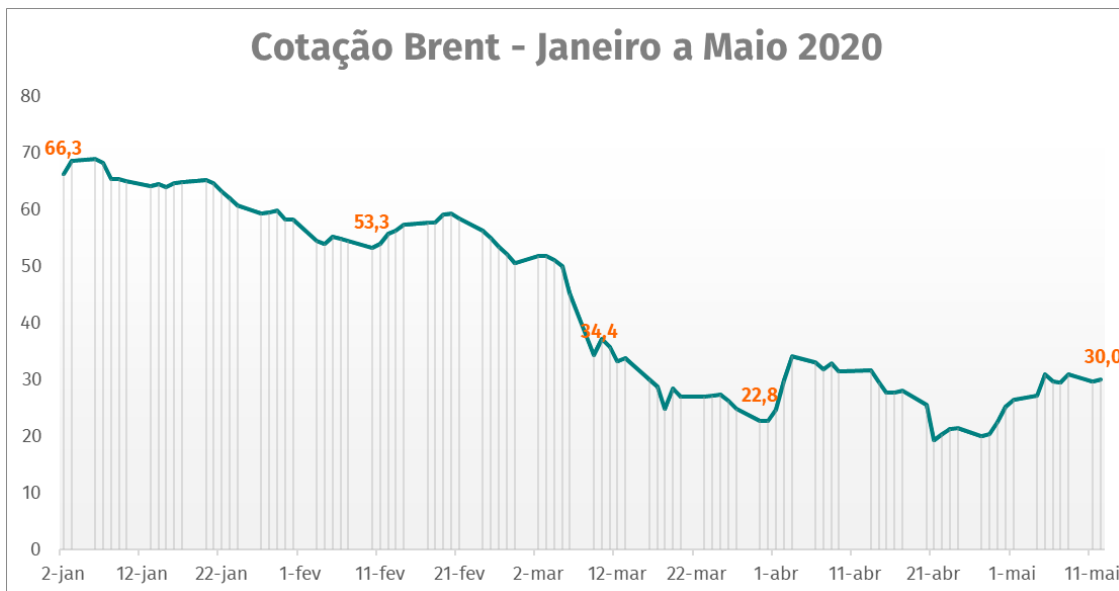
Desempenho Setorial

O 1T20 registrou a maior queda trimestral do preço do petróleo da história: o Brent perdeu 66% do valor no período, encerrando o mês de março cotado a US\$22,74 por barril. Esse desempenho se deve a uma combinação de choques simultâneos de oferta e de demanda. A queda na demanda ocorreu pela redução abrupta do consumo de petróleo em função das políticas para combate à disseminação da COVID-19, que basicamente pararam a atividade econômica, em especial no setor global de transportes, responsável pelo consumo de 44% de todo o petróleo cru produzido no mundo. Já o aumento da oferta ocorreu pela falta de acordo entre os países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e países aliados (Opep+) para ampliar os cortes na produção, em um cenário de queda da demanda ocasionado pela COVID-19. Consequentemente, países como a Arábia Saudita aumentaram sua produção em um mercado já saturado.

Abril foi um mês ainda mais volátil. No dia 9, a Opep+ chegou a um acordo para realizar um corte histórico de 10 milhões de barris por dia na produção mundial. O acordo prevê esta redução para os meses de maio e junho. De julho até o final do ano, o corte será de 8 milhões de barris, e de 6 milhões de barris por dia de janeiro de 2021 até abril de 2022. O acordo chegou a impulsionar o preço do barril a valores superiores a US\$30 logo após a decisão. No entanto, o mercado entendeu que este corte seria insuficiente para equilibrar a queda acentuada da demanda. Ainda, a falta de capacidade de armazenamento fez com que a



queda se acentuasse e o Brent chegou a ser negociado na mínima de US\$15,98 no dia 22. O Brent encerrou abril cotado a US\$25,27 por barril. Com o petróleo tipo WTI a história foi ainda pior, no dia 20 de abril o contrato do barril de petróleo americano WTI para o mês de maio chegou a recuar mais de 300% e encerrou o dia cotado a um preço negativo pela primeira vez na história, refletindo, assim como Brent, o excesso de produção e a falta de capacidade de armazenamento.



Fonte: Bloomberg

Há expectativa de retorno da demanda a partir de dados de consumo da China, país cuja curva da COVID-19 já está estabilizada, e que já apresentava retorno do setor de transportes e de demanda de importação de óleo no mês de abril.

Já o setor de gás segue impactado pelo menor crescimento do PIB do país, principalmente do PIB industrial.

COVID-19: Medidas de Proteção e Segurança

A primeira medida da Companhia foi o acionamento do Comitê de Gerenciamento de Crise (CMT), que tem como principais objetivos manter a saúde de seus colaboradores e terceirizados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

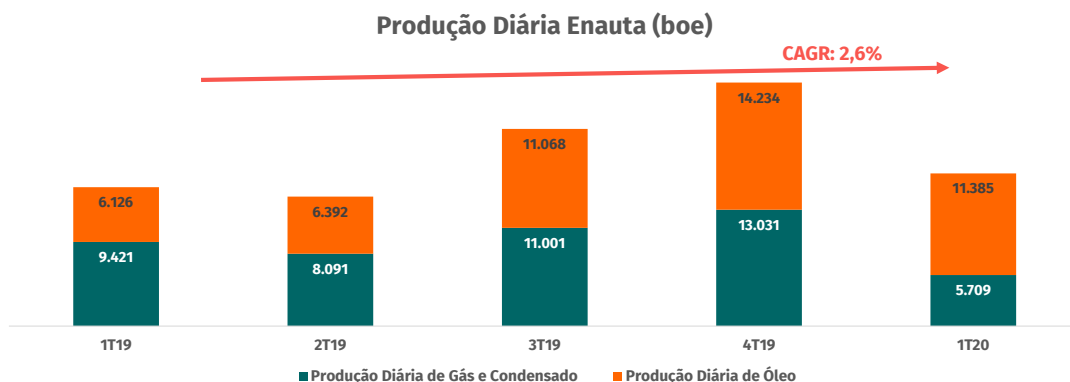
Visando mitigar ao máximo o surgimento de novos casos, todos os funcionários das sedes corporativas da Companhia estão trabalhando em regime de home office, até segunda ordem. Também foram suspensas as viagens nacionais e internacionais e a participação em eventos presenciais. O processo de higienização dos escritórios, nesse período, foi intensificado, conforme orientações dos órgãos competentes. Nesse momento, a Companhia avalia as normas e procedimentos que serão adotados quando do retorno das atividades nas sedes.

Para as atividades no Campo de Atlanta, operado pela Enauta, a Companhia seguiu um Plano de Contingência para a COVID-19, que descreve as ações necessárias para salvaguardar a saúde e segurança dos profissionais e a manutenção segura das operações. Dentre estas medidas destacamos:



- Redução do POB (*People on Board*), mediante Análise de Risco e Gerenciamento de Mudança; a Companhia segue operando com efetivo mínimo na plataforma;
- Suspensão de embarque de pessoas não essenciais;
- Aplicação de questionários pré-embarque, aferição de temperatura e anamnese realizada por profissional de saúde, além do uso de máscaras no embarque, voo e desembarque;
- Monitoramento e testagem pré-embarque;
- Reforço nas medidas de higienização a bordo do FPSO, bem como campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados a bordo;
- Simulado da situação COVID-19 sem mobilização de recursos;
- Medidas para evitar aglomeração nas áreas comuns do FPSO;
- Cabines identificadas para isolamento dos casos suspeitos e procedimento de evacuação médica (medevac) caso necessário;
- Alteração da escala de trabalho dos embarcados, decisão acordada com o Sindicato (no caso dos brasileiros) e com cada um dos colaboradores; e
- Quarentena pré-embarque de 7 dias para os casos assintomáticos e 14 dias para casos sintomáticos.

Desempenho Operacional



PRODUÇÃO

Dados Operacionais Atlanta

	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	2.072,1	1.102,6	87,9%	2.619,0	-20,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	22,8	12,3	85,9%	28,5	-20,0%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	1.036,1	551,3	87,9%	1.309,5	-20,9%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.047,0	593,9	76,3%	1.285,1	-18,5%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	4,48	3,77	18,9%	4,12	8,9%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	48,8	65,6	-25,7%	62,9	-22,5%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	2-5	12-14	-	8-11	-

O Campo de Atlanta registrou produção média de 22,8 mil barris de óleo por dia no 1T20. O volume de óleo produzido no trimestre foi afetado pela parada total da produção que ocorreu entre 1 e 21 de março para fins de manutenção das instalações e equipamentos do Campo. Excluindo os dias desta parada, a média de produção diária do Campo foi de 29,4 mil



barris por dia. Para os próximos trimestres, a Enauta mantém a estimativa de produção média no Campo em torno de 28 mil barris de óleo por dia, próxima ao limite da capacidade máxima de processamento do FPSO, que é de 30 mil barris por dia.

Ainda que, para os próximos trimestres, a Enauta esteja mantendo tal estimativa de produção em Atlanta, a Companhia salienta que não existem riscos de caráter técnico ou geológico no caso de redução ou hibernação da produção no Campo, desencadeada por motivos econômicos em função de deterioração aguda no cenário.

LIFTING COSTS²

Considerando 100% do Campo de Atlanta, a média do *lifting cost* no primeiro trimestre de 2020 foi de US\$496,7 mil por dia, equivalente a US\$21,8 por barril, comparada a US\$473,7 mil por dia no 4T19, equivalente a US\$16,6 por barril. O *lifting cost* por barril aumentou no 1T20 em função da parada programada no Campo, que reduziu a produção do período. Desde novembro de 2019, os custos operacionais passaram para US\$480-500 mil por dia, e estão fluando de acordo com algumas variáveis, em grande parte atreladas ao preço do Brent.

Por conta desse novo patamar de preços da indústria, estamos em negociação com nossos fornecedores do Campo, principalmente no âmbito de contratos relevantes, com maior peso na economicidade do Campo, e já conseguimos reduzir nossos custos operacionais em mais de 10% durante o período da pandemia. É mais um esforço da Enauta para manter suas despesas operacionais em linha com os menores níveis de preço da commodity, evitando o consumo de caixa.

Mesmo no atual ambiente de alta volatilidade do Brent, a Enauta mantém uma posição operacional confortável até o final do ano em função das operações de *hedge* contratadas, com capacidade para sustentar a produção mesmo com o Brent no nível de um dígito.

Lifting Costs	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Lifting cost (US\$ milhões)	45,2	31,4	43,8%	43,6	3,7%
Lifting cost (US\$ mil/dia)	496,7	349,3	42,2%	473,7	4,9%
Lifting cost (US\$/bbl)	21,8	28,5	-23,5%	16,6	31,1%

²Lifting costs são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nestas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties).

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio de um Crude Oil Sales Agreement (COSA), FOB com preço netback, ou seja, com todos os custos logísticos já incluídos. O óleo do Campo já é conhecido e mantém a diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido destinado a clientes americanos localizados no Golfo do México, Costa Leste e Oeste, e outros na Índia, em Cingapura, entre outros países do continente asiático.

No 1T20, mesmo diante do cenário desafiador envolvendo a alta acentuada nos estoques mundiais da commodity, a Enauta realizou venda do óleo de Atlanta em condições de preço favoráveis até a parada de produção programada. Após esse período, o mercado sustentou a demanda e a precificação do óleo em patamar positivo, já que o mesmo é propício ao bunker e diesel, destinados a modais que seguem registrando movimentação.

SISTEMA DEFINITIVO

A mudança abrupta do cenário econômico causada pela queda acentuada do preço do Brent e pela pandemia de COVID-19 levou a Enauta a um processo de reavaliação do Sistema



Definitivo (SD) do Campo de Atlanta, a fim de tornar o projeto mais resiliente a cotações mais baixas da commodity por um longo período.

Dessa maneira, foram postergados todos os pedidos de cotações aos fornecedores relativos ao Sistema Definitivo, bem como a perfuração do quarto poço prevista para o primeiro semestre de 2021, até que a Companhia vislumbre um caminho seguro para a retomada de decisões sobre o SD de Atlanta.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Produção Total do Campo (MMm ³)	181,3	295,4	-38,6%	418,2	-56,6%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	2,0	3,3	-39,3%	4,5	-56,2%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	81,6	132,9	-38,6%	188,2	-56,6%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 2,0MMm³ no 1T20. A produção do trimestre refletiu a parada de produção em função da suspensão da compra do gás pela Petrobras a partir de meados de fevereiro.

Após esse período, como já anunciado pela Companhia, a Enauta Energia foi notificada pela Petrobras de que a atual pandemia de COVID-19 configuraria evento de força maior que poderia ocasionar a diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e, assim, vir a afetar seu compromisso de retirada de gás natural. A Enauta não concorda com os argumentos apresentados na notificação e abriu um canal de negociação com a Petrobras para evitar o cancelamento dos pagamentos da obrigação de *take or pay*.

O Consórcio também adiou os estudos para transformar o Campo de Manati em um reservatório para estocagem de gás, algo ainda pouco usual no Brasil e que pode representar uma boa oportunidade para os resultados desse segmento.

PROJEÇÃO 2020

Enquanto os trâmites acerca da alegação de força maior por parte da Petrobras estiverem em curso, a Enauta mantém sua projeção de uma compensação financeira equivalente à produção do Campo de Manati, quando verificada a média diária em base anual, de aproximadamente 2,8MMm³, com uma margem de variação de 10% negativa ou positiva em relação a este número. O *take or pay* estipulado no contrato para 2020 é a base inferior desta estimativa, no montante de 2,5MMm³ por dia. No entanto, essa estimativa poderá sofrer mudanças conforme o andamento das negociações.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

A Bacia de Sergipe-Alagoas, onde a Companhia tem parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (“ExxonMobil”) e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo (“Murphy Oil”), subsidiária integral da Murphy Oil Corporation, representa um dos principais ativos de curto prazo do portfólio exploratório da Enauta. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante ao de outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana. A Enauta detém 30% de participação no Consórcio, enquanto a operadora, ExxonMobil, detém participação de 50% e a Murphy Oil detém os 20% restantes.



O Consórcio continuará avaliando os dados sísmicos 3D dos seis primeiros blocos ao longo do ano – os dados definitivos deverão estar processados até o final do primeiro semestre deste ano. Dos blocos adquiridos em 2019, dois deles já estão cobertos pela sísmica 3D planejada para os primeiros seis blocos.

A Enauta já identificou diversos prospectos com volumes materiais nas áreas adquiridas na Bacia. Estima-se no mercado que, somadas, as descobertas operadas pela Petrobras em blocos adjacentes aos da Companhia tenham mais de 1,2 bilhão de boe em recursos. Atualmente há um teste de longa duração sendo executado na descoberta de Farfan, localizada no bloco adjacente ao bloco onde a Enauta detém participação.

O programa de perfuração inicial está previsto para ocorrer em meados de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA sido protocolado pelo Operador no mês passado junto ao IBAMA.

Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: 100% em 3 blocos, 25% em 1 bloco

A Companhia detém 100% de participação no Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas e nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 na Bacia do Pará-Maranhão. A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os três blocos e a Companhia finalizou sua avaliação dessas áreas em 2018.

FARM-OUT

O processo de *farm-out* dos blocos da bacia de Pará-Maranhão foi interrompido dado que, ainda que a Enauta tenha tido manifestações de interesse por algumas companhias, a incerteza quanto à data de obtenção da licença de perfuração impediu o prosseguimento e eventual conclusão das negociações. No entanto, as recentes descobertas localizadas na Guiana e no Suriname têm valorizado as bacias equatoriais na porção brasileira.

Portfólio de Exploração: MARGEM LESTE

Participação: 20% em 2 blocos

A Enauta possui 20% de participação em duas concessões localizadas em águas ultra profundas da bacia do Espírito Santo – blocos ES-M-598 e ES-M-673 – em parceria com a Petrobras. Ambos estão localizados em uma área de fronteira. O fluido esperado na região é predominantemente óleo leve. Já foram realizados levantamentos sísmicos 3D recobrimdo a totalidade dos blocos. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598. Esses blocos estão em fase de passagem de operação da Equinor para a Petrobras, que está também assumindo a participação da Equinor.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	1T20	1T19	Δ% T/T	4T19	Δ% A/A
Campo de Atlanta	230,4	118,8	94,0%	275,6	-16,4%
Campo de Manati	59,9	88,5	-32,4%	128,8	-53,5%
TOTAL	290,3	207,3	40,0%	404,4	-28,2%



A receita do primeiro trimestre totalizou R\$290,3 milhões, alta de 40%, com a receita proveniente de Atlanta subindo para 94% e mais do que compensando a queda de 32% na receita vinda de Manati. Dessa forma, a receita líquida do Campo de Atlanta representou 79% do total da receita do período, em comparação a 57% no 1T19.

Na comparação com o 4T19, a receita registrou queda de 28,2%, sendo impactada pela: (i) parada programada de 20 dias no Campo de Atlanta; (ii) queda no preço do Brent; e (iii) suspensão da produção no Campo de Manati em parte do trimestre, relacionada à menor demanda de gás no período.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Manati (R\$ MM)	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Custos de produção	24,6	21,0	17,3%	10,7	130,9%
Custos de manutenção	0,0	0,9	n.a.	0,7	n.a.
Royalties	4,5	6,8	-33,9%	10,0	-55,3%
Participação especial	0,0	0,0	n.a.	0,9	n.a.
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	n.a.	1,1	n.a.
Depreciação e amortização	6,4	6,7	-4,2%	12,3	-48,0%
Outros	0,0	0,0	n.a.	0,0	n.a.
TOTAL	35,5	35,4	0,4%	35,7	-0,4%

Campo de Atlanta (R\$ MM)	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Custos de produção	28,8	29,8	-3,2%	35,5	-18,9%
Custos de manutenção	0,2	1,7	-90,8%	5,6	-97,2%
Royalties	15,9	9,7	64,7%	20,5	-22,3%
Depreciação e amortização	129,3	71,1	81,8%	128,7	0,5%
TOTAL	174,2	112,2	55,2%	190,4	-8,5%

Custos Operacionais Totais	209,7	147,6	42,0%	226,0	-7,2%
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

No trimestre, os custos operacionais de Manati ficaram em linha com o 1T19, já que a queda nos royalties foi compensada pelo aumento dos custos de produção no período.

Já em Atlanta, o aumento de 55,2% no 1T20 em relação ao 1T19 refletiu o incremento da produção de 87,2% no período, que acarretou no aumento do pagamento de royalties e do montante depreciado, calculado pelo método de unidades produzidas. A depreciação também reflete o impacto da perfuração do terceiro poço do Campo ocorrida em meados de 2019.

Com isso, os custos operacionais totais atingiram R\$209,5 milhões no 1T20, 42,0% superiores ao 1T19.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$14,7 milhões no 1T20, comparado a R\$22,5 milhões no 4T19 e a R\$7,9 milhões no 1T19, em função dos estudos para licenciamento ambiental de perfuração, além de gastos com aquisição e processamento de sísmica para os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.

**DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS**

Despesas G&A	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Despesas com Pessoal	(13,4)	(6,7)	98,4%	(28,1)	-52,3%
Alocação Projetos de E&P	10,9	12,4	-12,1%	13,2	-17,2%
Outras Despesas Administrativas	(8,2)	(7,3)	11,8%	(8,7)	-5,7%
TOTAL	(10,6)	(1,6)	550,1%	(23,6)	-54,9%

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram aumento de R\$9,0 milhões em relação ao 1T19, em função de duas reversões de provisões de planos de opção de ações, com prazo de exercício expirado no 1T19 o que fez com que a base de comparação ficasse baixa. No 1T20, houve a reversão de provisão de um plano de opção que prescreveu, o que reduziu o G&A do período em R\$6,4 milhões. Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 3,0%, 280 pontos base inferiores ao mesmo período do ano anterior.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	194,8	126,8	53,7%	259,6	-25,0%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,2	0,0	n.a.	-0,6	-138,7%
EBITDAX⁽³⁾	195,1	126,8	53,8%	259,1	-24,7%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	67,1%	61,2%	6,0 p.p.	64,2%	2,9 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	67,2%	61,2%	6,0 p.p.	64,1%	3,1 p.p.

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

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

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

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do 1T20 caiu 24,7% quando comparado ao 4T19, em função da (i) queda do preço do Brent; e (ii) queda da produção em Manati. A margem EBITDAX, por sua vez, subiu 3,1 p.p em função de menores despesas administrativas e gastos exploratórios.

Quando comparado ao 1T19, o EBITDAX do 1T20 apresentou aumento de 53,8% em função da maior produção de Atlanta e redução do desconto em relação ao Brent. A margem EBITDAX, por sua vez, subiu 6,0 p.p devido a um melhor resultado operacional.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T20, o resultado financeiro foi positivo em R\$47,0 milhões, comparado a um resultado de R\$23,8 milhões no 1T19, devido ao impacto positivo da desvalorização cambial sobre o fundo de abandono do Campo de Manati.

**LUCRO LÍQUIDO**

	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	194,8	126,8	53,7%	259,6	-25,0%
Amortização	136,2	78,3	73,9%	141,4	-3,7%
Resultado Financeiro	(47,0)	(23,8)	97,6%	9,2	-608,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	28,9	21,3	35,5%	6,8	323,6%
Lucro Líquido	76,8	51,0	50,7%	102,1	-24,8%

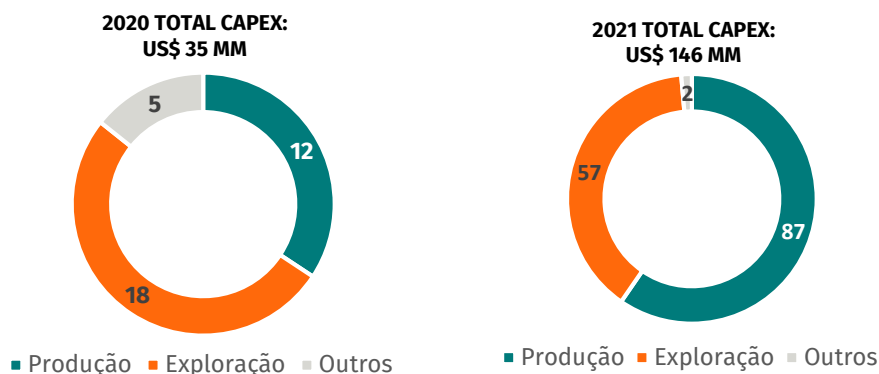
No trimestre, o lucro líquido totalizou R\$76,8 milhões, comparado a R\$51,0 milhões no mesmo período do ano anterior, em função de um maior resultado operacional combinado com um maior resultado financeiro.

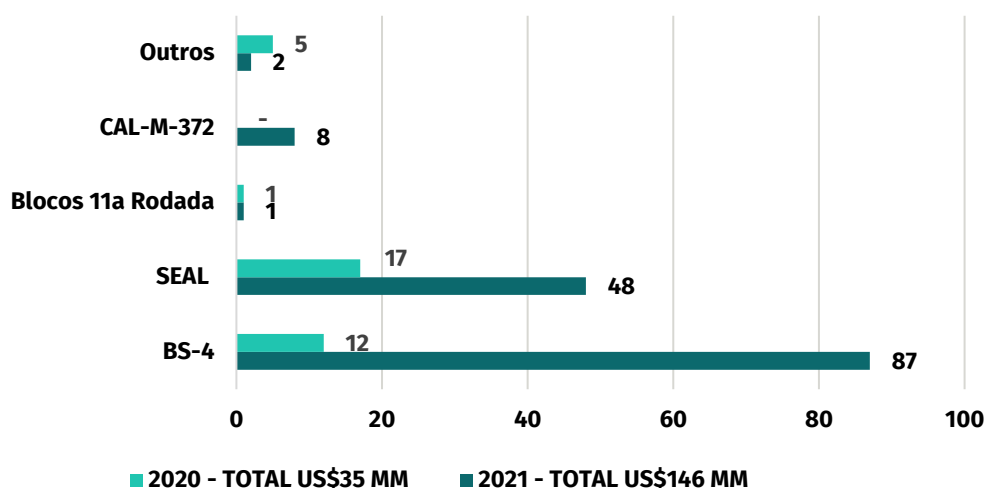
Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no primeiro trimestre do ano totalizou US\$10,4 milhões, majoritariamente destinado ao Campo de Atlanta. O CAPEX total esperado para 2020 é de US\$35 milhões, um pouco inferior ao montante divulgado anteriormente em função da postergação de parte da compra de equipamentos para o Sistema Definitivo do Campo de Atlanta para 2021.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$146 milhões, sendo US\$87 milhões destinado ao Campo de Atlanta. Esta estimativa reflete gastos associados com o início da aquisição dos equipamentos necessários para a produção do Campo no SD. US\$48 milhões são destinados aos blocos da bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para 2021 o início da perfuração de poço exploratório nessa região.

A Companhia financia suas necessidades de investimento a partir de recursos gerados internamente, bem como pelos recursos recebidos com a venda do Bloco BM-S-8 e dos acordos de *farm-out*. A Companhia mantém posição de caixa suficiente para suprir suas necessidades de financiamento para os próximos anos. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos e a Companhia contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

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 2020, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,9 bilhão, 5,8% inferior ao 1T19, mas 9,5% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2019. A redução anual reflete o pagamento de R\$500 milhões em dividendos em maio de 2019.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 31 de março de 2020, o retorno médio anual desses investimentos foi de 90,9% do CDI, e 71% dos investimentos 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 pagamento remanescente, no total de US\$144,0 milhões, será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

ENDIVIDAMENTO

	1T20	1T19	Δ%	4T19	Δ%
Dívida Total	240,9	282,2	-14,6%	251,9	-4,4%
Saldo de Caixa e equivalentes	1.866,90	1.981,50	-5,8%	1.704,30	9,5%
Dívida Líquida Total	(1.626,0)	(1.700,4)	-4,4%	(1.452,4)	12,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,2)	(3,4)	-0,8x	(2,2)	-0,8x

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 2020 era de R\$240,9 milhões, comparado a R\$281,0 milhões no



mesmo período do ano anterior, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016 e os pagamentos da dívida do BNB iniciados em outubro de 2019.

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\$266,0 milhões até 31 de março de 2020. 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, possui carência de cinco anos a partir outubro de 2014.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$467,7 milhões no 1T20, comparado a R\$138,4 milhões no 1T19.

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 cerca de 21% de sua parcela da produção do Campo de Atlanta, com base em uma curva de produção até o final de 2020, pelo valor de US\$56 por barril. Esse hedge cobre apenas o preço da commodity, não incluindo assim o spread em função da qualidade do óleo e da logística.

Ao longo do 2T20, 50% dos contratos fechados chegarão ao seu vencimento, reduzindo o breakeven para geração de caixa operacional do Campo de Atlanta neste período de US\$22/bbl para US\$7,5/bbl. Entre julho e setembro os efeitos das operações de hedge reduzem o breakeven para geração de caixa operacional de US\$25/bbl para US\$19,4/bbl.

Dados Hedge	1T20	1T19
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	360,0	124,0
Preço por barril (US\$)	1,93	1,36
Strike médio (US\$)	57,94	68,55
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	360,0	112,0
Preço por barril (US\$)	7,17	6,19
Resultado (R\$ milhões)	13,41	2,69



O resultado do 1T20 foi impactado positivamente em R\$13,4 milhões, em função do exercício da opção de venda de 360 mil barris de óleo. Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio pego pelas opções vencidas no ano, no valor de R\$2,7 milhões, gerando impacto líquido na receita de R\$10,7 milhões.

Projeções

	Guidance out/19-out/20	Realizado 1T20
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	25,2 ≤ Δ ≤ 30,8	22,7
	Guidance 2020	Realizado 1T20
Compensação Financeira equivalente a produção do Campo de Manati (MMm ³ /dia)	2,5 ≤ Δ ≤ 3,1	2,0
Investimento total biênio 2020-2021 (U\$ milhões)	160 ≤ Δ ≤ 240	10,8

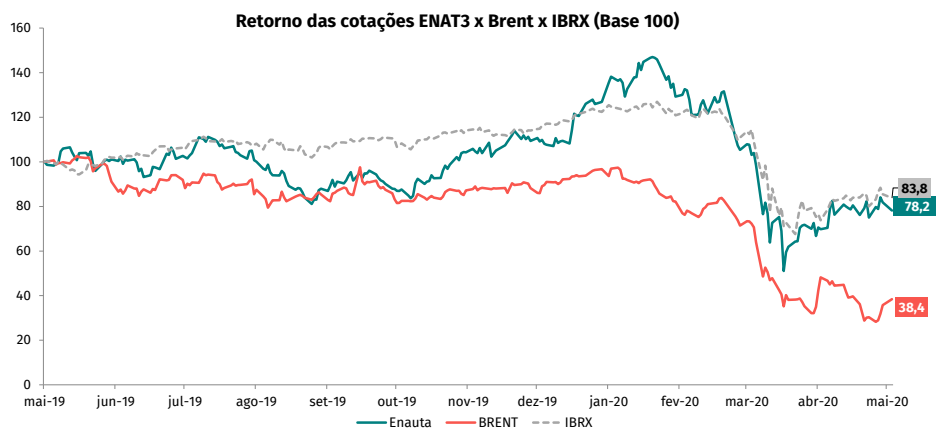
Atlanta: Com base na produção dos três poços em operação, a Companhia projeta produção média para o SPA de 28 mil barris por dia em 2020. Esta projeção possui margem de variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual e é válida pelos próximos 12 meses.

Manati: Para 2020, a Companhia estima a compensação financeira (recebimento caixa) equivalente à produção média diária de 2,8MMm³, com variação de 10% para mais ou para menos. Esta redução em relação ao *guidance* de produção de 2019 reflete o declínio natural do Campo.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 1T20 cotada a R\$8,10, correspondendo a valor de mercado de R\$2,43 bilhões, uma desvalorização de 32,0% em relação à cotação registrada em 31 de março de 2019. Essa desvalorização superou a queda registrada pelo Ibovespa e a cotação do Brent no mesmo período, refletindo principalmente os impactos decorrentes da pandemia de COVID-19.

ENAT3	31/mar/2020
Market Cap (R\$ Bilhões)	2,43
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	-32,97
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	14,21
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	8,10
Volume médio diário de negociação (R\$ milhões) no 1T20	18,14





Ambiental, Social e Governança (ASG)

A Companhia foi responsável e diligente durante este período de incertezas gerado pela crise pandêmica que acomete as economias globais no momento. A Enauta acionou sua Equipe de Gerenciamento de Crise (CMT), que tem se reunido periodicamente para discutir as ações necessárias a fim de manter a saúde dos seus colaboradores e terceirizados, bem como as atividades da companhia sem impactos a segurança operacional ou ao meio ambiente, descritas na seção “COVID-19: Medidas de Proteção e Segurança”.

Dentre as ações voltadas ao apoio social, a Companhia uniu esforços com o Movimento União Rio e contribuiu com o valor de R\$110 mil para a ativação de leitos de UTI e compra de itens de segurança para profissionais de saúde do estado do Rio de Janeiro. Uma campanha de engajamento solidário também foi lançada entre os colaboradores, e a Enauta dobrará as doações arrecadadas. As doações se destinarão a apoiar instituições que atendem pessoas em situação de rua e estado avançado de vulnerabilidade com itens de higiene e alimentos. A Companhia entende que o momento é de união e está atuando para contribuir com a sociedade.

As decisões da Companhia são baseadas na prudência em gestão de riscos, a fim de garantir a segurança de todos os seus stakeholders. A Enauta segue caminhando a passos largos, focada no longo prazo, tendo como norte a excelência técnica, respeito às pessoas e cuidado com o meio ambiente. A publicação do nono Relatório Anual de Sustentabilidade da Companhia, orientado pelas diretrizes da GRI (Global Reporting Initiative), ocorreu em 30 de abril de 2020 e o documento está disponível para leitura no sítio da internet.

Eventos Subsequentes

POSTERGAÇÃO DA ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA E EXTRAORDINÁRIA

No dia 7 de abril de 2020, a Enauta informou ao mercado a decisão de postergar a Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO/E”) originalmente prevista para acontecer no dia 16 de abril de 2020 para nova data, com fundamento na Medida Provisória nº 931, de 30 de março de 2020. A Companhia divulgará, dentro dos prazos da legislação e regulamentações aplicáveis, novo edital de convocação, nova proposta da administração, manual para participação em assembleia e boletim de voto a distância, considerando a nova data da AGO/E de 24 de junho de 2020.

A Companhia esclarece também que o mandato dos atuais membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal permanecerá em vigor até a data em que for realizada a AGO/E, em observância às deliberações tomadas pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 11 de abril de 2018 quanto ao Conselho de Administração, e na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 18 de abril de 2019 quanto ao Conselho Fiscal e ao disposto no §2º do art. 1º da Medida Provisória nº 931/2020.

APROVAÇÃO DE DIVIDENDOS

Nos termos do art. 2º da Medida Provisória nº 931/2020, do art. 204 da Lei nº 6.404/1976 e do art. 28 do Estatuto Social, foi realizada reunião do Conselho de Administração no dia 16 de abril de 2020 que deliberou a respeito da distribuição de dividendos à conta do lucro líquido apurado no exercício social findo em 31 de dezembro de 2019 e à conta de lucro de exercícios anteriores, conforme constava da proposta da administração à AGO/E postergada.

Foi aprovada a distribuição no valor total de R\$300.000.000,00, equivalente ao montante de R\$1,142694902 por ação, que foram pagos no dia 28 de abril de 2020 tendo como base a posição acionária de 16 de abril de 2020.



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	1T20	1T19	Δ%
Receita Líquida	290,3	207,3	40,0%
Custos	(209,7)	(147,6)	42,0%
Lucro Bruto	80,6	59,7	35,1%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(10,6)	(1,6)	550,1%
Equivalência patrimonial	5,2	0,4	1240,9%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(14,7)	(7,9)	85,3%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1,7)	(2,0)	-11,6%
Lucro (Prejuízo) Operacional	58,7	48,5	21,0%
Resultado financeiro líquido	47,0	23,8	97,6%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	105,7	72,3	46,2%
Imposto de renda e contribuição social	(28,9)	(21,3)	35,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	76,8	51,0	50,7%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	467,7	138,4	237,9%
EBITDAX⁽¹⁾	195,1	126,8	53,8%

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



O IFRS16 substituiu as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019 e a Companhia não antecipou a adoção desta norma. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia divulgou a estimativa inicial dos efeitos da implementação do IFRS16.

Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem o ajuste da IFRS16 indicados como “ex-IFRS” e “ex-IFRS” na tabela abaixo. Estas informações não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE	1T20	1T19	Δ%
Receita Líquida	290,3	207,3	40,0%
Custos	(220,4)	(149,3)	47,6%
Lucro Bruto	69,9	58,0	20,6%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(10,7)	(1,7)	542,9%
Equivalência patrimonial	3,5	0,4	816,7%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(14,7)	(7,9)	85,3%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1,7)	(2,0)	-11,6%
Lucro (Prejuízo) Operacional	46,3	46,8	-1,0%
Resultado financeiro líquido	61,5	27,2	126,0%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	107,8	74,0	45,7%
Imposto de renda e contribuição social	(30,1)	(21,3)	41,6%
Lucro (Prejuízo) Líquido	77,7	52,7	47,4%

EBITDAX	1T20	1T19	Δ%
Lucro Líquido	77,7	52,7	47,4%
Amortização	79,7	48,7	63,5%
Resultado Financeiro	(61,5)	(27,2)	126,0%
Imposto de Renda / Contribuição Social	30,1	21,3	41,6%
EBITDA	126,0	95,5	31,9%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,2)	(0,0)	918,2%
EBITDAX	125,8	95,5	31,7%
Margem EBITDA	43,4%	46,1%	-2,7 p,p,
Margem EBITDAX	43,3%	46,1%	-2,8 p,p,



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	1T20	4T19	Δ%
Ativo Circulante	2.263,8	2.075,9	9,1%
Caixa e equivalente de caixa	52,2	51,3	1,8%
Aplicações financeiras	1.814,7	1.653,0	9,8%
Contas a receber	147,3	233,6	-37,0%
Créditos com parceiros	59,3	57,6	2,8%
Estoques	6,6	9,5	-30,5%
Impostos e contribuição a recuperar	20,2	23,0	-12,3%
Instrumentos Financeiros Derivativos	96,7	4,3	n.a.
Outros	66,9	43,4	53,9%
Ativo Não Circulante	2.558,9	2.473,3	3,5%
Caixa restrito	486,1	432,1	12,5%
Impostos a recuperar	3,6	4,3	-16,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	37,5	33,8	11,1%
Investimentos	232,8	177,3	31,3%
Imobilizado	729,8	697,7	4,6%
Intangível	395,5	399,6	-1,0%
Arrendamentos	671,2	727,6	-7,8%
Outros ativos não circulantes	2,5	0,8	200,6%
TOTAL DO ATIVO	4.822,7	4.549,2	6,0%
Passivo Circulante	561,3	572,1	-1,9%
Fornecedores	125,9	125,2	0,5%
Arrendamentos	208,5	233,4	-10,7%
Impostos e contribuição a recolher	29,2	42,8	-31,8%
Remuneração e obrigações sociais	21,1	17,6	20,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	68,3	60,2	13,5%
Empréstimos e financiamentos	49,6	47,1	5,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,9	3,0	-35,3%
Provisão de multas	26,9	26,4	1,7%
Outras obrigações	29,9	16,3	83,1%
Passivo Não Circulante	1.139,2	1.081,5	5,3%
Arrendamentos - direito de uso	509,3	537,1	-5,2%
Obrigações Fiscais a Pagar	0,0	0,8	n.a.
Empréstimos e financiamentos	191,4	204,8	-6,6%
Provisão para abandono	380,7	280,9	35,5%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Patrimônio Líquido	3.122,1	2.895,5	7,8%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	202,6	50,8	298,9%
Reserva de Lucros	784,4	784,4	0,0%
Reserva de Capital	13,7	18,7	-26,8%
Ações em Tesouraria	(33,5)	(36,5)	-8,1%
Lucro líquido do período	76,8	0,0	n.a.
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.822,7	4.549,2	6,0%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	1T20	1T19	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período	76,8	51,0	50,7%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Equivalência Patrimonial	(5,2)	(0,4)	n.a.
Varição cambial sobre investimento	(55,5)	(1,3)	n.a.
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	83,3	49,6	68,1%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	226,7	29,6	667,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(3,7)	21,3	-117,6%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	17,5	5,4	225,1%
Juros Capitalizados	0,0	0,0	n.a.
Baixa de imobilizado	0,1	0,0	n.a.
Exercício do plano de opção	5,1	2,2	133,6%
Provisão para plano de opção de ações	(7,2)	(10,4)	-31,1%
Provisão para imposto renda e contribuição social	32,6	0,0	n.a.
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(1,1)	(1,1)	-3,2%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	71,1	(12,3)	-678,9%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	27,1	5,0	446,6%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	467,7	138,4	237,9%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(260,7)	(73,0)	257,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(265,8)	(40,4)	558,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	59,8	(17,0)	-451,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	0,9	8,1	-88,8%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	51,3	60,0	-14,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	52,3	68,1	-23,4%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	0,9	8,1	-88,8%



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).
Completação	Processo de preparação de um poço, após ser perfurado, para ser capaz de produzir petróleo ou gás ou para a injeção de água ou gás em condições seguras. Nesta etapa da construção do poço em seu interior são instalados elementos tubulares e válvulas, que ficam suspensos na cabeça do poço e, em seu topo, é instalado um conjunto de válvulas para controle da produção ou injeção popularmente conhecido como árvore de natal.
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 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.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).
GCA	Gaffney, Cline & Associates
Kbbl	Mil barris de óleo (<i>One thousand barrels</i>).
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.



Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultra profundas.
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

Flávia Gorin
Coordenadora 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 investimento em tecnologia, compromisso com a segurança e responsabilidade com o meio ambiente, nosso time de experts trabalha focado para prover a energia que impulsiona a sociedade. 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. Estas 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