

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Segundo Trimestre de 2020

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)
06 de agosto de 2020
12h00 (Horário de Brasília)
11h00 (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 2T20

Rio de Janeiro, 5 de agosto de 2020 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do segundo 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	2T20			6M20		
	2T19	Δ% T/T	6M19	Δ% A/A		
Receita Líquida - R\$ milhões	243,8	183,8	32,6%	534,1	391,1	36,6%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	310,4	98,4	215,6%	505,5	225,2	124,5%
Margem EBITDAX	127,3%	53,5%	73,8p.p.	94,6%	57,6%	37,1p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	127,8	20,4	526,2%	204,6	71,4	186,6%
Caixa Líquido - R\$ milhões	1.597,1	1.483,4	7,7%	1.597,1	1.483,4	7,7%
CAPEX realizado - US\$ milhões	6,2	28,6	-78,3%	14,8	38,7	-61,8%
Produção Total (mil boe)	1.436,5	1.317,9	9,0%	2.992,1	2.717,1	10,1%
Produção de Óleo (mil bbl)	1.148,3	590,6	94,4%	2.190,6	1.153,7	89,9%
Produção de Gás (mil boe)	288,3	727,3	-60,4%	801,5	1.563,4	-48,7%

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 de R\$1,6 bilhão, pós-pagamento de dividendos de R\$300 milhões ao final de abril, sem compromissos relevantes de CAPEX no curto prazo.
- ▲ Negociação em andamento com a Petrobras, já tendo recebido montantes relativos aos meses de abril e maio e faturado o mês de junho com base na proposta do acordo.
- ▲ Produção total de 1,44 milhão de boe no 2T20, equivalente à produção média diária de 15,8 mil boe.
- ▲ No 2T20, as cargas do Campo de Atlanta foram vendidas com desconto de US\$5 a US\$8 por barril. Consórcio está em processo de aprovação da perfuração do quarto poço, que havia sido suspensa, em linha com a demanda que segue mundialmente ascendente.
- ▲ Os resultados da Companhia no 2T20 foram positivamente impactados por fatores não recorrentes:
 - R\$121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação na Atlanta Field B.V.;
 - R\$62,0 milhões de crédito fiscal referentes à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS a partir de 2011; e
 - R\$45,8 milhões de receita proveniente de exercício de hedge.
- ▲ Considerando hedge, a expectativa de breakeven para geração de caixa operacional de Atlanta no 3T20 reduzirá de US\$31,5/bbl para US\$6,8/bbl. No 4T20, os efeitos das operações de hedge reduzem a expectativa de breakeven para geração de caixa operacional de US\$26,9/bbl para US\$16,0/bbl.
- ▲ Perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas previsto para meados de 2021.



Mensagem da Administração

Encerramos o primeiro semestre de 2020 ainda em meio à pandemia de COVID-19, mas já ajustados a essa nova rotina do trabalho em casa e dos encontros virtuais. Registramos alto nível de resposta de todos os colaboradores, tendo sido capazes de migrar nossas operações, controles e decisões de forma ágil e eficiente, seguindo as ações determinadas pelo Plano de Contingência para salvaguardar a saúde e segurança dos profissionais e a manutenção segura das operações.

Encerramos o semestre com caixa de R\$1,6 bilhão após o pagamento de R\$300 milhões em dividendos totais realizado no final de abril. Também anunciamos recentemente uma redução da ordem de 40% em nosso plano de investimentos, dos US\$181 milhões anteriormente orçados para US\$110 milhões, sendo US\$35 milhões para 2020 e US\$75 milhões para 2021, com margem de variação de 20% negativa ou positiva. Vale destacar que, mesmo com essa redução, o cronograma para a perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas em 2021 está mantido.

Ao longo do trimestre, seguimos com as tratativas para equacionar a retomada dos fundamentos do contrato da venda de gás do Campo de Manati com a Petrobras, após recebermos em março a notificação de força maior que ocasionou a suspensão de pagamentos mínimos estipulados na cláusula de *take-or-pay*. Estamos negociando um acordo com a Petrobras, já tendo recebido montantes relativos aos meses de abril e maio e faturado o mês de junho com base na proposta do acordo.

A cotação do Brent seguiu volátil nesse segundo trimestre, mas apresentou recuperação em relação às mínimas registradas no ano, encerrando o mês de junho cotado a US\$41 por barril – desempenho alinhado à nossa expectativa. Nos últimos meses, compramos mais opções de venda, protegendo assim uma parcela maior de nossa produção. Adquirimos opções de venda de Brent a uma média de US\$56,7 por barril, correspondente a 48% da produção esperada para a Companhia no terceiro e no quarto trimestres de 2020. Vale destacar que manter a disciplina é essencial para a manutenção de uma política de hedge eficaz.

O monitoramento do preço do óleo, assim como a evolução da pandemia, são os fatores preponderantes para o Consórcio definir os próximos passos para o desenvolvimento do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta, cuja tomada de preços de afretamento do FPSO foi adiada para o segundo semestre de 2020.

Com a retomada da produção após a parada programada para manutenção no Campo de Atlanta, em março, voltamos aos níveis de produção normal, na média de 28 mil barris de óleo por dia. No mês de junho, quando o volume de água atingiu um patamar que passou a requerer que fosse separada do óleo e tratada para descarte, iniciamos o comissionamento desta parte das instalações no FPSO. Durante esse processo, detectamos um problema que nos levou a reduzir a produção. Esse fato é momentâneo e deverá estar solucionado até o final de agosto, mas impactou a produção dos meses de junho, julho e parte de agosto, o que nos levou a rever a nossa projeção de produção média anual para 23 mil barris de óleo por dia.

O Consórcio está discutindo a aprovação da perfuração do quarto poço, que havia sido suspensa, já que a demanda pelo óleo de Atlanta segue mundialmente em linha ascendente. Em função do adiamento da perfuração deste poço, a produção média do Campo de Atlanta para 2021 está estimada em 18 mil barris de óleo por dia. No trimestre, comercializamos carregamentos principalmente para Singapura, com desconto médio para o Brent inferior a US\$8 por barril – incluindo custos logísticos –, o que atesta a qualidade do nosso óleo com baixíssimo teor de enxofre.



Do ponto de vista de desempenho financeiro, a receita líquida no trimestre totalizou R\$244 milhões, com EBITDAX de R\$310 milhões, e lucro líquido de R\$128 milhões, em função da combinação da redução dos custos operacionais, da ordem de 11%, que compensou em parte a redução do preço do óleo e, principalmente, dos efeitos não recorrentes da incorporação de 20% de participação na Atlanta Field B.V. e de crédito fiscal referente à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS a partir de 2011.

A Enauta segue focada em sua estratégia de longo prazo, na busca de ativos que estejam em fase inicial de produção e localizados no Brasil. Entendemos que a sociedade de baixo carbono, demanda cada vez maior, passa pelo gás, e o nosso portfólio atual tem potencial de fornecer uma quantidade significativa de gás no longo prazo.

Portfólio de Ativos





Desempenho Setorial

O 2T20 registrou uma deterioração mais acentuada no cenário de preços do petróleo. No lado da demanda, a virada de março para abril apresentou uma queda inédita, cerca de 10 milhões de barris por dia, gerando enorme impacto nos preços da commodity.

Nesse contexto, abril foi o mês mais impactado pela oferta excedente de óleo no mercado durante o trimestre por conta do colapso na demanda impulsionado pelo setor de transportes, em função da pandemia, e ainda pelos efeitos das negociações de volume de produção entre Arábia Saudita e Rússia. Já entre os meses de maio e junho, a redução da oferta de óleo – entre 10 e 13 milhões de barris por dia em cada um desses meses – e a recuperação liderada pela China levaram os preços a iniciarem uma trajetória de alta, com o Brent encerrando o trimestre a US\$41,15 por barril, aumento de 81% na comparação com a cotação de fechamento do primeiro trimestre de 2020. Os meses de maio e junho registraram aumento inédito no consumo diário por barris, efeito da demanda reprimida gerada pela pandemia de COVID-19.

Com relação às perspectivas para o preço do petróleo, as sinalizações são positivas. A reabertura gradual das fronteiras e a retomada da economia mundial, com impacto direto no setor de transportes e na indústria, por exemplo, fazem com que as projeções de consumo para o final do segundo semestre de 2020 retornem para níveis similares aos registrados em 2019. No entanto, a retomada de preços deve ser gradual e com menor volatilidade.



Fonte: FactSet

Por outro lado, o mercado de gás no Brasil deve registrar recuperação um pouco mais lenta no curto prazo, pressionado não apenas pela queda de quase 25% na demanda, principalmente por parte do setor industrial, mas também pela queda do preço de gás natural liquefeito (GNL) no mercado internacional. O mercado espera com muito otimismo a aprovação da Lei do Gás, que deverá aumentar o número de consumidores e investimentos no setor.

COVID-19: Medidas de Proteção e Segurança

A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (CMT), que tem como principais objetivos manter a saúde dos colaboradores e terceirizados, manter as atividades da Companhia sem impactos à



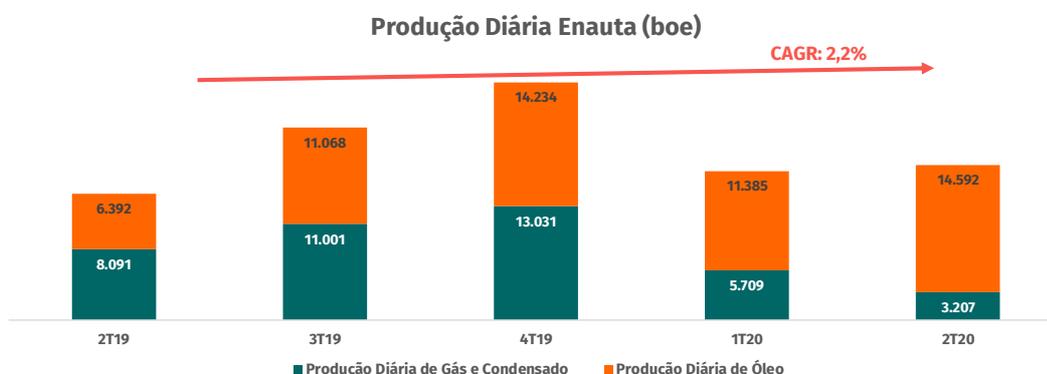
segurança operacional ou ao meio ambiente, ao mesmo tempo avaliando os desdobramentos da crise no plano de negócios.

Os funcionários das sedes corporativas da Companhia seguem trabalhando em regime de home office, até segunda ordem.

Para as atividades no Campo de Atlanta, operado pela Enauta, permanecem as medidas de proteção e segurança para salvaguarda da saúde e segurança dos profissionais e a manutenção segura das operações, tais como:

- Protocolo para transporte de colaboradores na rotina de embarque/desembarque
- Quarentena, monitoramento da saúde e testagem pré-embarque
- Checagem geral realizada por profissional de saúde no pré-embarque
- Uso de máscaras no embarque, voo e desembarque
- Protocolos de limpeza e higienização a bordo do FPSO
- Campanhas de conscientização através dos meios de comunicação utilizados a bordo
- Medidas para evitar aglomeração nas áreas comuns do FPSO
- Alteração da escala de trabalho dos embarcados, decisão acordada com o Sindicato (no caso dos brasileiros) e com cada um dos colaboradores
- Procedimento de evacuação médica (medevac) caso necessário

Desempenho Operacional



PRODUÇÃO

Dados Operacionais Atlanta	2T20			2T19			Δ% T/T	6M20			6M19			Δ% A/A
Produção Total do Campo (Mil bbl)	2.289,4	1.163,3	96,8%	4.361,5	2.265,9	92,5%								
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	25,2	12,8	96,8%	24,0	12,5	91,4%								
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	1.144,7	581,7	96,8%	2.180,8	1.133,0	92,5%								
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.085,4	503,1	115,7%	2.132,4	1.097,0	94,4%								
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,39	3,83	40,7%	4,94	3,80	29,9%								
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	34,1	66,7	-48,9%	41,4	66,2	-37,4%								
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	5-8	2-5	-	-	-	-								



O Campo de Atlanta registrou produção média de 25,2 mil barris de óleo por dia no 2T20, praticamente o dobro do volume produzido no 2T19, e em linha com o projetado.

Em junho, quando o volume de água atingiu um patamar que passou a requerer que fosse separada do óleo e tratada para descarte, iniciamos o comissionamento desta parte das instalações no FPSO. Durante esse processo, detectamos um problema que nos levou a reduzir a produção. Nesse momento, o problema está sendo solucionado e estimamos que, em agosto, estaremos operando normalmente, dado que os problemas enfrentados não se referem ao comportamento do reservatório. Em função disso, a Enauta divulgou em julho projeções atualizadas de produção de óleo para o ano, com produção média anual de 23 mil barris de óleo por dia, com margem de variação de 10% negativa ou positiva.

LIFTING COSTS²

Considerando 100% do Campo de Atlanta, a média do *lifting cost* no segundo trimestre de 2020 foi de US\$382,8 mil por dia, equivalente a US\$15,3 por barril, comparada a US\$496,7 mil por dia no 1T20, equivalente a US\$21,8 por barril. O *lifting cost* por barril diminuiu no 2T20 em função do aumento de produção, queda do preço do Brent, renegociação de custos com fornecedores em cerca de 11% e redução no custo do contrato do charter do FPSO pelo fato de a planta de processos não ter tido desempenho no padrão contratado, conforme relatado acima.

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	2020			2019		
	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Lifting cost (US\$ milhões)	34,8	34,5	1,1%	80,0	65,9	21,4%
Lifting cost (US\$ mil/dia)	382,8	378,7	1,1%	439,8	364,0	20,8%
Lifting cost (US\$/bbl)	15,3	29,6	-48,4%	18,6	29,1	-36,2%

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 nos Estados Unidos e Ásia.

No 2T20, amparada pela qualidade do seu óleo, a Enauta obteve êxito, mais uma vez, em sustentar as vendas de Atlanta. A Companhia registrou demanda principalmente por óleo combustível, cujas cargas foram destinadas em sua maioria para Singapura. No entanto, os valores deprimidos do Brent e os altos custos de frete seguem impactando a precificação final.

SISTEMA DEFINITIVO

Em função da alta volatilidade no cenário econômico e preços do Brent, a Enauta iniciou processo de reavaliação do Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta no primeiro trimestre de 2020. A Companhia continua monitorando as condições de mercado e



observando a recuperação do preço do Brent, com queda na volatilidade, para prosseguir com a licitação do FPSO.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Produção Total do Campo (MMm ³)	101,8	256,9	-60,4%	101,8	181,3	-43,8%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	1,1	2,8	-60,4%	1,1	2,0	-43,8%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	45,8	115,6	-60,4%	45,8	81,6	-43,8%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 1,1MMm³ no 2T20, refletindo a suspensão da produção relacionada à interrupção da demanda pela Petrobras nos meses de abril e maio.

Em março, 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 concordou com os argumentos apresentados na notificação e buscou um canal de comunicação com a Petrobras. A Companhia está negociando um acordo, já tendo recebido montantes relativos aos meses de abril e maio e faturado o mês de junho com base na proposta do acordo.

PROJEÇÃO 2020

Em julho, a Companhia divulgou a projeção de Compensação Financeira equivalente à produção para o Campo de Manati de 2,3 milhões de m³ por dia para o ano de 2020, quando verificada a média diária em base anual, com uma margem de variação de 10% negativa ou positiva. Tal projeção leva em conta o desempenho registrado no primeiro semestre de 2020, bem como o contrato de venda de gás vigente no Campo. Essa projeção considerou o acordo negociado entre o Consórcio e a Petrobras, que ainda está sujeito à aprovação final das partes.

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, subsidiária integral da Murphy Oil Corporation (“Murphy”), 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 detém os 20% restantes.

O Consórcio continuará avaliando os dados sísmicos 3D dos seis primeiros blocos ao longo do ano – o processamento dos dados definitivos foi concluído no 2T20. 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. Foi realizado um teste de longa duração 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 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.

LICENÇA AMBIENTAL

Os estudos e processo de obtenção da licença ambiental junto ao IBAMA seguem evoluindo, apesar da suspensão de algumas atividades na região em função da pandemia. A expectativa é de obtenção da licença até meados de 2021, com perfuração prevista para o final de 2022.

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)	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Campo de Atlanta	210,6	105,6	99,5%	441,0	224,4	96,6%
Campo de Manati	33,2	78,2	-57,6%	93,1	166,7	-44,2%
TOTAL	243,8	183,8	32,6%	534,1	391,1	36,6%

A receita do segundo trimestre totalizou R\$243,8 milhões, alta de 32,6% em relação ao 2T19. Esse aumento ocorreu em função da maior produção de Atlanta na comparação entre os períodos, e do resultado de R\$45,8 milhões de exercício de hedge no trimestre, já líquido do prêmio. O aumento da produção em Atlanta aliado ao exercício do hedge mais que compensaram a queda no preço de venda do óleo, de 58,9% em relação ao 2T19, e a queda de 57,6% na receita oriunda de Manati pela suspensão da produção no Campo em parte do trimestre, relacionada à menor demanda de gás no período e notificação de força maior pela Petrobras. A receita líquida do Campo de Atlanta representou 86% do total da receita do período, em comparação a 57% no 2T19.

Pela mesma razão, na comparação com o 6M19, a receita registrou alta de 36,6%, totalizando R\$534,1 milhões.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Manati (R\$ MM)	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Custos de produção	8,2	22,5	-63,7%	22,2	43,5	-48,9%
Custos de manutenção	1,9	0,0	n.a.	1,9	0,9	101,2%
Royalties	2,3	6,0	-61,1%	6,8	12,8	-46,7%
Participação especial	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	11,5	6,8	69,9%	24,1	13,5	78,5%
TOTAL	23,9	35,4	-32,3%	55,0	70,7	-22,3%

Campo de Atlanta (R\$ MM)	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Custos de produção	35,5	19,8	79,4%	74,9	49,6	51,2%
Custos de manutenção	0,1	2,7	-95,9%	0,3	4,4	-93,9%
Royalties	10,1	8,7	16,9%	26,0	18,3	42,1%
Depreciação e amortização	135,0	77,5	74,2%	258,1	148,6	73,7%
TOTAL	180,7	108,6	66,4%	359,3	220,9	62,7%

Custos Operacionais Totais	204,6	144,0	42,1%	414,3	291,6	42,1%
-----------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

No trimestre, os custos operacionais de Manati foram 32,9% menores que no 2T19, em função da redução da produção.



Já em Atlanta, o aumento de 42,1% no 2T20 em relação ao 2T19 refletiu o incremento da produção de 96,8% 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\$204,6 milhões no 2T20, 42,1% superiores ao 2T19.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$17,7 milhões no 2T20, comparado a R\$14,7 milhões no 1T20 e a R\$8,7 milhões no 2T19, 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	2020			2019		
	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Despesas com Pessoal	(20,3)	(17,7)	14,6%	(33,7)	(24,5)	37,7%
Alocação Projetos de E&P	12,6	12,6	0,4%	23,6	25,0	-5,8%
Outras Despesas Administrativas	(8,8)	(9,4)	-6,1%	(17,0)	(16,7)	1,7%
TOTAL	(16,4)	(14,5)	13,5%	(27,1)	(16,1)	67,9%

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram aumento de R\$2,0 milhões (+13,5%) em relação ao 2T19, em função principalmente da provisão para participação nos lucros (PLR) realizada no período. Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 6,7%, 110 pontos base inferiores ao mesmo período do ano anterior (7,9% no 2T19).

No semestre, o aumento foi de R\$11,0 milhões (+67,9%) em relação ao 6M19, também em função da provisão para participação nos lucros, compensado pela menor alocação de gastos em consórcios em que a Enauta é o operador. Como percentual da receita total, as despesas G&A no semestre totalizaram 5,1%, 90 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior (4,1% no 6M19).

OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

Outras receitas operacionais da Companhia no 2T20 foram positivamente impactadas por eventos não recorrentes:

- (i) R\$121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. ("AFBV"); e
- (ii) R\$62,0 milhões referentes ao crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, conforme divulgado ao mercado por meio de Fato Relevante em 16 de julho de 2020, dos quais R\$39,6 milhões foram registrados nessa rubrica. O valor remanescente do crédito, no valor de R\$22,4 milhões, foi registrado no resultado financeiro.

**RENTABILIDADE**

EBITDA & EBITDAX	Δ%			Δ%		
	2T20	2T19	T/T	6M20	6M19	A/A
EBITDA⁽¹⁾	310,3	98,4	215,4%	505,2	225,2	124,3%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	0,1	(0,0)	-940,0%	0,3	0,0	2505,0%
EBITDAX⁽³⁾	310,4	98,4	215,6%	505,5	225,2	124,5%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	127,3%	53,5%	73,8 p.p.	94,6%	57,6%	37,0 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	127,3%	53,5%	73,8 p.p.	94,6%	57,6%	37,1 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 período foi de R\$310,4 milhões, com margem de 127,3%, beneficiado pelos impactos não recorrentes e pelo aumento da produção no Campo de Atlanta. O EBITDAX do 2T19 havia sido beneficiado por aproximadamente R\$33,5 milhões decorrentes da adoção do IFRS16. Excluindo-se os impactos não recorrentes, o EBITDAX do 2T20 teria sido de R\$149,8 milhões, com margem de 61,4%, comparado a R\$98,4 milhões e margem de 53,5% no 2T19.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T20, o resultado financeiro foi positivo em R\$25,6 milhões, comparado a um resultado positivo de R\$6,3 milhões no 2T19, devido à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS registrada nessa rubrica, no valor de R\$22,4 milhões.

Já nos 6M20, o resultado financeiro foi positivo em R\$72,6 milhões, comparado a um resultado positivo de R\$30,1 milhões, no 2T19, devido ao (i) crédito fiscal de ICMS e (ii) impacto positivo da desvalorização cambial sobre o fundo de abandono do Campo de Manati.

LUCRO LÍQUIDO

	Δ%			Δ%		
	2T20	2T19	T/T	6M20	6M19	A/A
EBITDA⁽¹⁾	310,3	98,4	215,4%	505,2	225,2	124,3%
Amortização	147,0	84,7	73,5%	283,1	163,0	73,7%
Resultado Financeiro	(25,6)	(6,3)	303,8%	(72,6)	(30,1)	141,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	61,2	(0,4)	-15321,5%	90,0	20,9	330,9%
Lucro Líquido	127,8	20,4	526,2%	204,6	71,4	186,6%



No trimestre, o lucro líquido totalizou R\$127,8 milhões, comparado a R\$20,4 milhões no mesmo período do ano anterior, em função da combinação do resultado operacional incluindo a receita de hedge e o crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, bem como dos impactos da incorporação da AFBV. Excluindo-se os impactos não recorrentes, o Lucro Líquido teria sido de R\$3,6 milhões, comparado a R\$20,4 milhões no 2T19.

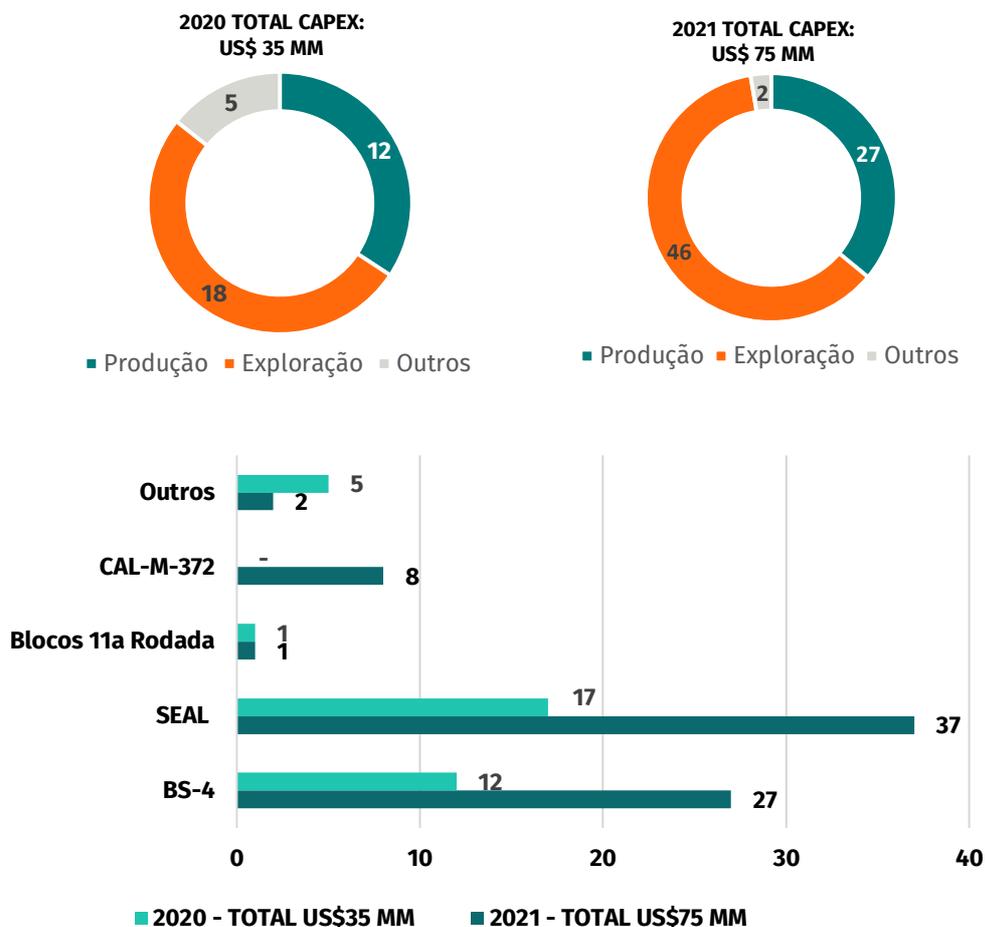
Pela mesma razão, na comparação com o 6M19, o lucro líquido registrou alta de 186,6%, totalizando R\$204,6 milhões.

Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no segundo trimestre do ano totalizou US\$6,2 milhões, majoritariamente destinado ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. O CAPEX total esperado para 2020 é de US\$35 milhões.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$75 milhões, sendo US\$27 milhões destinado ao Campo de Atlanta, incluindo investimentos em um quarto poço no Campo. Do total de US\$46 milhões do investimento em exploração, US\$37 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.

CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)





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. 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.

Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

Em 30 de junho de 2020, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,6 bilhão, 14,5% inferior ao 1T20, e 7,7% superior ao saldo registrado em 30 de junho de 2019. A redução no trimestre reflete o pagamento de R\$300 milhões em dividendos em abril de 2020.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de junho de 2020, o retorno médio anual desses investimentos foi de 89,0% do CDI, e 75% 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

	2T20	2T19	$\Delta\%$ T/T
Dívida Total	232,1	272,0	-14,7%
Saldo de Caixa e equivalentes	1.597,1	1.483,4	7,7%
Dívida Líquida Total	(1.365,0)	(1.211,3)	12,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,4)	(2,4)	-40,4%

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 30 de junho de 2020 era de R\$232,1 milhões, comparado a R\$272,0 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\$139,0 milhões até 30 de junho 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. O saldo desembolsado foi de R\$4,5 milhões até 30 de junho de 2020.



FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$137,4 milhões no 2T20, comparado a R\$220,8 milhões no 2T19.

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 48% de sua parcela da produção do Campo de Atlanta, com base em uma curva de produção até o final de 2020, pelo valor médio de US\$2,7 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 3T20, 57% dos contratos fechados do ano corrente chegarão ao seu vencimento, reduzindo o breakeven do Campo de Atlanta neste período de US\$31,5/bbl para US\$6,8/bbl. Entre outubro e dezembro, os efeitos das operações de hedge reduzem o breakeven de US\$26,9/bbl para US\$16/bbl.

Dados Hedge	2T20	2T19
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	390,0	244,8
Preço por barril (US\$)	2,55	1,68
Strike médio (US\$)	56,7	63,4
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	390,0	107,0
Preço por barril (US\$)	23,31	1,61
Resultado (R\$ milhões)	49,8	0,66

O resultado do 2T20 foi impactado positivamente em R\$49,8 milhões, em função do exercício da opção de venda de 390 mil barris a um preço de US\$56,7 por barril. Este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R\$4,0 milhões, gerando um impacto líquido positivo na receita de R\$45,8 milhões.



Projeções

	Guidance 2020	Realizado 6M20
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$20,7 \leq \Delta \leq 25,3$	24,0
Compensação Financeira equivalente a produção do Campo de Manati (MMm ³ /dia)	$2,1 \leq \Delta \leq 2,5$	2,1
Investimento total biênio 2020-2021 (U\$ milhões)	$99 \leq \Delta \leq 121$	14,8

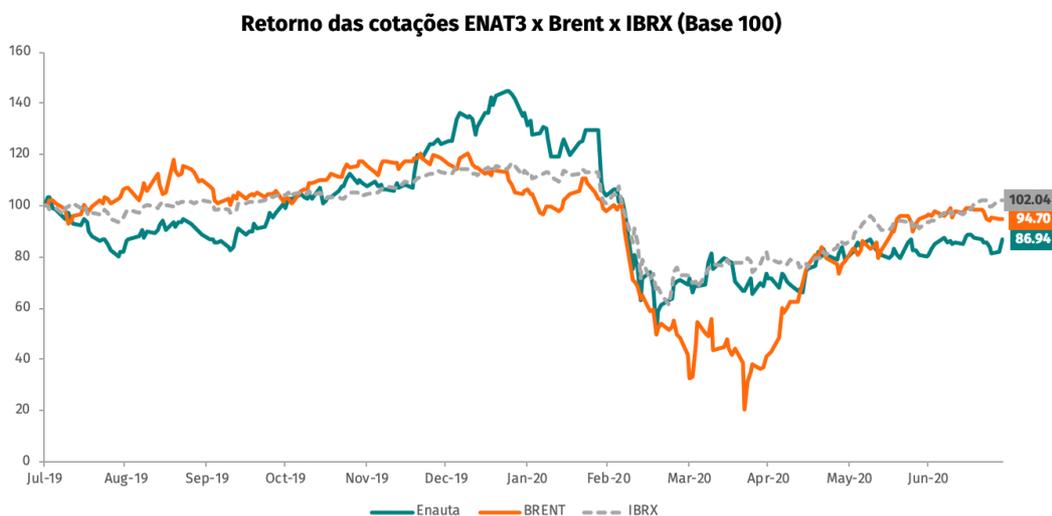
Atlanta: a Companhia projeta produção média para o SPA de 23 mil barris por dia em 2020. Esta projeção possui margem de variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

Manati: Para 2020, a Companhia estima a compensação financeira (recebimento caixa) equivalente à produção média diária de 2,3MMm³, com variação de 10% para mais ou para menos. Tal projeção leva em conta o desempenho registrado no primeiro semestre de 2020, bem como o contrato de venda de gás vigente no Campo.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 2T20 cotada a R\$10,34, correspondendo a valor de mercado de R\$2,75 bilhões, uma desvalorização de 19% em relação à cotação registrada em 30 de junho de 2019. No trimestre, a valorização foi de 32,5%. Essa desvalorização superou a queda registrada pelo Ibovespa e a cotação do Brent no mesmo período, refletindo em grande parte os impactos decorrentes da pandemia de COVID-19.

ENAT3	30/jun/2020
Market Cap (R\$ Bilhões)	2,75
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	-19,09
Cotação de abertura no trimestre (R\$/ação)	8,42
Cotação de fechamento no trimestre (R\$/ação)	10,34
Volume médio diário de negociação (R\$ milhões) no 2T20	24,23





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 Equipe de Gerenciamento de Crise (CMT) permaneceu acionada e 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 à segurança operacional ou ao meio ambiente, descritas na seção “COVID-19: Medidas de Proteção e Segurança”.

Visando o constante aprimoramento de suas práticas de governança, no 2T20, o Conselho de Administração aprovou uma Política de Indicação de Membros do Conselho de Administração, incluindo os respectivos Comitês de Assessoramento e Diretoria Executiva, com o objetivo de estabelecer os requisitos mínimos para a indicação dos membros destes órgãos. Também neste trimestre, o Conselho revisou o regimento interno da Diretoria Executiva para adequá-lo às alterações efetuadas em outros documentos, tais como:

- (i) os dispositivos previstos na Política de Indicação;
- (ii) inclusão da descrição dos cargos de Diretor de Exploração e Produção, conforme previsto na reforma do estatuto social da Companhia;
- (iii) descrição do processo de avaliação da Diretoria Executiva, conforme aprovado pelo Comitê de Governança; e
- (iv) adequação às alterações feitas na Política de Alçadas da Enauta.

Adicionalmente, em junho anunciamos nossa assinatura ao Sustainable Ocean Principles, promovido pelo Pacto Global das Nações Unidas. Criado em 2019, trata-se de uma estrutura, com diretrizes definidas, voltada para práticas responsáveis nos oceanos entre setores e regiões. Com esta associação, trabalharemos em linha com líderes empresariais de todo o mundo, estabelecendo expectativas claras e compartilhadas em todo o setor para um oceano saudável e produtivo. Pela nossa relação com o ambiente marinho e costeiro, já trabalhamos lado a lado com o ODS 14 – Vida na Água – e este passo reforça nossos anseios e a estratégia diligente e responsável de nossas operações.



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	2T20	2T19	Δ% T/T	6M20	6M19	Δ% A/A
Receita Líquida	243,8	183,8	32,6%	534,1	391,1	36,6%
Custos	(204,6)	(144,0)	42,1%	(414,3)	(291,6)	42,1%
Lucro Bruto	39,2	39,8	-1,7%	119,8	99,5	20,4%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(16,4)	(14,5)	13,5%	(27,1)	(16,1)	67,9%
Equivalência patrimonial	5,9	(0,5)	n.a.	11,1	(0,1)	n.a.
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,7)	(8,7)	103,0%	(32,4)	(16,7)	94,6%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	152,4	(2,5)	n.a.	150,7	(4,5)	n.a.
Lucro (Prejuízo) Operacional	163,4	13,7	n.a.	222,0	62,2	257,1%
Resultado financeiro líquido	25,6	6,3	303,8%	72,6	30,1	141,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	189,0	20,0	844,7%	294,6	92,3	219,3%
Imposto de renda e contribuição social	(61,2)	0,4	n.a.	(90,0)	(20,9)	330,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido	127,8	20,4	526,2%	204,6	71,4	186,6%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	(34,4)	159,2	-121,6%	433,3	297,6	45,6%
EBITDAX⁽¹⁾	310,4	98,4	215,6%	505,5	225,2	124,5%

⁽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 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	2020			2019			Δ% T/T	2020			2019			Δ% A/A
	2T20	2T19		6M20	6M19			6M20	6M19					
Receita Líquida	243,8	183,8	32,6%	534,1	391,1	36,6%								
Custos	(214,9)	(135,7)	58,3%	(435,3)	(285,1)	52,7%								
Lucro Bruto	28,9	48,1	-40,0%	98,8	106,1	-6,9%								
Receitas (Despesas) operacionais														
Despesas gerais e administrativas	(16,5)	(14,5)	13,4%	(27,1)	(16,2)	67,7%								
Equivalência patrimonial	5,9	(0,5)	n.a.	9,4	(0,1)	n.a.								
Gastos exploratórios de óleo e gás	(17,7)	(8,7)	103,0%	(32,4)	(16,7)	94,6%								
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	152,4	(2,5)	n.a.	150,7	(4,5)	n.a.								
Lucro (Prejuízo) Operacional	153,0	21,9	599,7%	199,3	68,7	190,3%								
Resultado financeiro líquido	39,4	24,5	60,6%	100,9	51,8	95,0%								
Lucro antes dos impostos e contribuição social	192,4	46,4	314,7%	300,3	120,4	149,4%								
Imposto de renda e contribuição social	(62,4)	0,4	n.a.	(92,5)	(20,9)	342,7%								
Lucro (Prejuízo) Líquido	130,1	46,8	177,9%	207,8	99,5	108,8%								

EBITDAX	2020			2019			Δ% T/T	2020			2019			Δ% A/A
	2T20	2T19		6M20	6M19			6M20	6M19					
Lucro Líquido	130,1	46,8	177,9%	207,8	99,5	108,8%								
Amortização	90,1	43,0	109,8%	169,8	91,7	85,2%								
Resultado Financeiro	(39,4)	(24,5)	60,6%	(100,9)	(51,8)	95,0%								
Imposto de Renda / Contribuição Social	62,4	(0,4)	n.a.	92,5	20,9	342,7%								
EBITDA	243,2	64,8	275,0%	369,2	160,4	130,2%								
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,1)	0,0	-937,3%	(0,3)	(0,0)	2502,7%								
EBITDAX	243,1	64,9	274,8%	368,9	160,4	130,0%								
Margem EBITDA	99,7%	35,3%	64,5 p.p.	69,1%	41,0%	28,1 p.p.								
Margem EBITDAX	99,7%	35,3%	64,4 p.p.	69,1%	41,0%	28,1 p.p.								



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	2T20	1T20	Δ%
Ativo Circulante	1.930,3	2.263,8	-14,7%
Caixa e equivalente de caixa	27,3	52,2	-47,7%
Aplicações financeiras	1.569,8	1.814,7	-13,5%
Contas a receber	122,1	147,3	-17,1%
Créditos com parceiros	63,7	59,3	7,5%
Estoques	2,5	6,6	-61,6%
Impostos e contribuição a recuperar	27,9	20,2	38,2%
Instrumentos Financeiros Derivativos	45,2	96,7	-53,3%
Outros	71,8	66,9	7,3%
Ativo Não Circulante	2.680,0	2.558,9	4,7%
Caixa restrito	509,8	486,1	4,9%
Impostos a recuperar	60,1	3,6	n.a.
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,0	37,5	n.a.
Investimentos	415,0	232,8	78,3%
Imobilizado	665,6	729,8	-8,8%
Intangível	391,2	395,5	-1,1%
Arrendamentos	630,2	671,2	-6,1%
Outros ativos não circulantes	8,1	2,5	230,4%
TOTAL DO ATIVO	4.610,3	4.822,7	-4,4%
Passivo Circulante	544,2	561,3	-3,0%
Fornecedores	130,5	125,9	3,7%
Arrendamentos	205,2	208,5	-1,6%
Impostos e contribuição a recolher	17,6	29,2	-39,7%
Remuneração e obrigações sociais	26,3	21,1	24,6%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	53,8	68,3	-21,2%
Empréstimos e financiamentos	46,3	49,6	-6,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,2	1,9	-38,2%
Provisão de multas	27,6	26,9	2,7%
Outras obrigações	35,6	29,9	19,4%
Passivo Não Circulante	1.155,4	1.139,2	1,4%
Arrendamentos - direito de uso	475,1	509,3	-6,7%
Obrigações Fiscais a Pagar	0,9	0,0	n.a.
Empréstimos e financiamentos	185,8	191,4	-2,9%
Provisão para abandono	405,6	380,7	6,6%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	30,1	0,0	n.a.
Patrimônio Líquido	2.910,7	3.122,1	-6,8%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	163,2	202,6	-19,4%
Reserva de Lucros	484,4	784,4	-38,2%
Reserva de Capital	13,7	13,7	-0,2%
Ações em Tesouraria	(33,3)	(33,5)	-0,6%
Lucro líquido do período	204,6	76,8	166,4%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.610,3	4.822,7	-4,4%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	2T20	2T19	Δ%	6M20	6M19	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	127,8	20,4	526,2%	204,6	71,4	186,6%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	(5,9)	0,5	n.a.	(11,1)	0,1	n.a.
Variação cambial sobre investimento	(171,2)	3,3	n.a.	(226,7)	1,9	n.a.
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	95,5	51,8	84,4%	178,8	101,4	76,4%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento – IFRS 16	56,8	41,7	36,1%	113,3	71,3	58,9%
Aquisição de investimento	67,6	(23,4)	-388,9%	63,9	(2,1)	n.a.
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13,8	18,2	-24,2%	28,4	21,7	30,9%
Encargos financeiros IFRS 16	(121,0)	0,0	n.a.	(121,0)	0,0	n.a.
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,8	3,4	-16,9%	5,8	7,1	-18,3%
Baixa de imobilizado	0,0	0,0	n.a.	(0,1)	0,0	n.a.
Exercício do plano de opção	0,2	8,4	-97,6%	5,3	10,6	-49,9%
Provisão para plano de opção de ações	(0,0)	(3,1)	-99,3%	(7,2)	(13,5)	-46,8%
Provisão para imposto renda e contribuição social	(6,4)	22,9	-128,0%	26,2	23,0	13,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,7)	(1,8)	-59,2%	(1,8)	(2,9)	-38,1%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(7,5)	16,7	-144,9%	63,6	4,4	n.a.
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	85,6	61,8	38,5%	112,7	65,1	73,3%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	137,4	220,8	-37,8%	434,9	359,3	21,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	168,6	353,3	-52,3%	(109,4)	280,3	-139,0%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(376,9)	(542,6)	-30,5%	(455,2)	(583,0)	-21,9%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	45,9	(6,2)	-844,2%	105,7	(23,2)	-555,9%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(24,9)	25,3	-198,2%	(24,0)	33,4	-171,8%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	52,2	68,1	-23,4%	51,3	60,0	-14,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	27,3	93,4	-70,8%	27,3	93,4	-70,8%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(24,9)	25,3	-198,2%	(24,0)	33,4	-171,8%



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