

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

# Terceiro Trimestre de 2020

#### TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)  
12 de novembro de 2020  
12h00 (Horário de Brasília)  
10h00 (Horário de Nova York)  
Dial in Brasil: +55 3181-8565 ou +55 11 4210-1803  
Dial in EUA: +1 844 204-8942 ou +1 412 717-9627  
Código: Enauta

#### ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro  
Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918  
Telefone: 55 21 3509-5800  
[www.enauta.com.br](http://www.enauta.com.br)





## Enauta divulga resultados do 3T20

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2020 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre e acumulado de nove meses 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	3T20	3T19	$\Delta\%$ T/T	9M20	9M19	$\Delta\%$ A/A
Receita Líquida - R\$ milhões	224,5	316,2	-29%	758,5	707,3	7%
EBITDAX <sup>1</sup> - R\$ milhões	154,4	186,4	-17%	659,8	411,6	60%
Margem EBITDAX	68,8%	58,8%	10 p.p.	87,0%	58,2%	29 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	39,4	41,9	-6%	244,0	113,3	115%
Caixa Líquido <sup>2</sup> - R\$ milhões	1.517,9	1.254,6	21%	1.517,9	1.254,6	21%
CAPEX realizado - US\$ milhões	5,7	9,7	-42%	19,4	48,4	-60%
Produção Total (Mil Boe)	1.369,0	2.030,3	-33%	4.361,0	4.747,4	-8%
Produção de Óleo (Mil Bbl)	650,6	1.031,3	-37%	2.841,2	2.185,0	30%
Produção de Gás (Mil Boe)	718,4	999,0	-28%	1.519,9	2.562,4	-41%

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

<sup>2</sup> Caixa Líquido: Saldo de caixa (inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) deduzido do Total de Empréstimos e Financiamentos.

### DESTAQUES

- ▲ Sólida posição de caixa de R\$ 1,7 bilhão, com baixo compromisso de CAPEX e com recebíveis relevantes no curto prazo.
- ▲ Produção total de 1,37 milhão de boe no 3T20, equivalente à produção média diária de 14,9 mil boe, em função de problemas operacionais no FPSO do Campo de Atlanta.
- ▲ Alteração da projeção de produção média diária do Campo de Atlanta de 23kbbl para 20kbbl em 2020, com margem de variação de 10% negativa ou positiva. Em 2021, a projeção de produção média diária foi alterada de 18kbbl para 16kbbl com margem de variação de 10% negativa ou positiva.
- ▲ No 3T20, as cargas de Atlanta foram vendidas com desconto inferior a US\$ 5 por barril.
- ▲ Considerando o hedge contratado, o *breakeven* para geração de caixa operacional de Atlanta no 4T20 reduzirá de US\$ 31,3/bbl para US\$ 13,1/bbl. No 1T21, os efeitos das operações de hedge reduzirão o *breakeven* para geração de caixa operacional de US\$ 28,3/bbl para US\$ 20,8/bbl.
- ▲ Conclusão do acordo com a Petrobras no contrato de venda de gás no Campo de Manati.
- ▲ Perfuração do primeiro poço na Bacia de Sergipe-Alagoas prevista para o segundo semestre de 2021.
- ▲ Como evento subsequente ao 3T20, a Companhia divulgou o recebimento de Notificação de Saída da Barra Energia do Campo de Atlanta.



## Mensagem da Administração

Somos uma empresa em transformação. Reconhecemos os desafios impostos pela pandemia de COVID-19 e a relevância cada vez maior da transição energética no nosso setor de atuação. Nossa capacidade técnica e a sólida posição financeira nos garantem vantagens competitivas para navegar nesse ambiente de negócios. Os recentes desinvestimentos trouxeram a necessidade da recomposição do nosso portfólio de ativos. Para liderar a Companhia no seu processo de reposicionamento estratégico, em setembro de 2020, Décio Oddone foi nomeado CEO da Enauta.

Três anos após vendermos nossa participação de 10% no Bloco BM-S-8 (Bacalhau) para a Equinor, por US\$ 379 milhões, anunciamos, em meados de agosto, a venda da totalidade da nossa participação de 45% no Campo de Manati para a Gas Bridge, por R\$ 560 milhões, sujeito a ajustes. São transações relevantes, que fortalecem o caixa e atestam a capacidade da Companhia de gerar valor a seus acionistas.

Com foco em rentabilidade e geração de valor, ampliamos nosso leque de oportunidades de aquisição e passamos a considerar também ativos em produção, incluindo campos maduros em terra e em águas rasas. Com base na nossa reconhecida capacidade técnica, daremos preferência para oportunidades em que possamos atuar como operadores. Nosso reposicionamento acompanha as complexas dinâmicas do setor no Brasil e no mundo. A demanda e o preço de óleo passam por momentos desafiadores desencadeados pela pandemia, aliados à ampla discussão sobre transição energética, foco em descarbonização e redução de emissões. Por outro lado, notamos oportunidades em função de realinhamentos estratégicos de portfólio por parte de diversas empresas do setor.

No final de outubro, recebemos notificação da Barra Energia, nossa sócia no Campo de Atlanta, comunicando sua decisão irrevogável de saída do Bloco BS-4. Estamos analisando as alternativas para o desenvolvimento definitivo do Campo, buscando um projeto resiliente a cenários de preços mais baixos e capaz de gerar o retorno financeiro adequado. A Companhia está imersa nesses números e, até o final de novembro, decidirá se dará continuidade ao projeto, assumindo a participação da Barra Energia, ou procederá com o abandono conjunto.

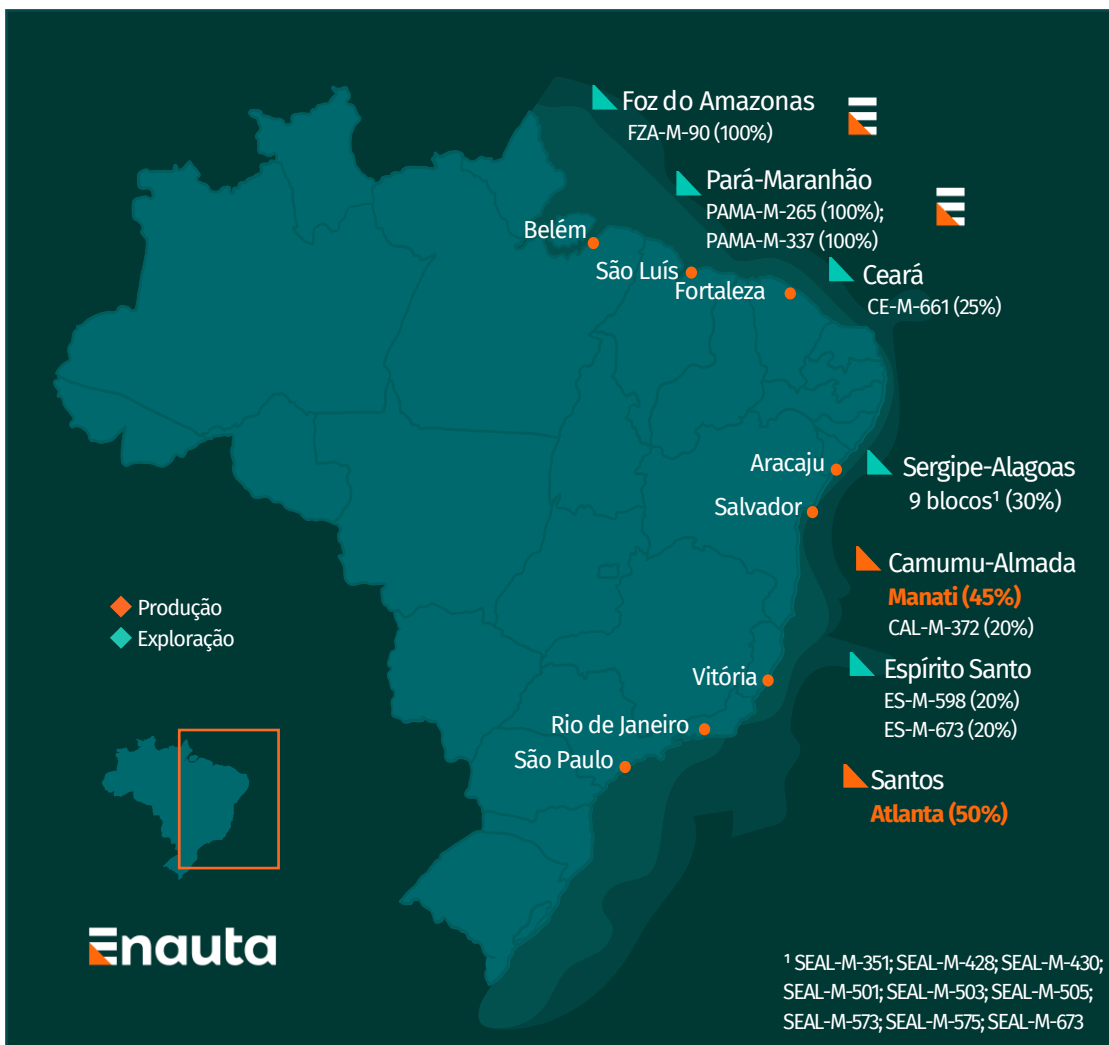
Ao longo do trimestre, demos continuidade a execução da nossa política de gestão de riscos que se mostrou eficaz em momentos adversos do mercado. Para os próximos 12 meses, compramos opções de venda de óleo equivalentes a 36% da nossa produção, período que acreditamos que possa ter maior volatilidade no mercado em função da segunda onda de COVID-19 no hemisfério norte. Com o hedge já contratado, conseguimos reduzir o *breakeven* operacional de Atlanta em US\$ 18/barril, de US\$ 31,1/barril para US\$ 13,1/barril, no 4T20.

No 3T20, mesmo com pandemia, queda no preço do Brent e redução na produção do Campo de Atlanta devido a problemas operacionais, tivemos um lucro operacional 17,5% superior ao 3T19. Esse resultado reflete os impactos positivos do hedge e o controle dos custos operacionais. O lucro teve queda de 6,0% devido principalmente a um menor resultado financeiro no trimestre. O EBITDAX também foi 17,9% menor, impactado por maiores despesas administrativas e outras despesas operacionais, ainda assim mantendo uma margem EBITDAX de 69%.

O novo ciclo estratégico da Enauta demandará minuciosos exercícios de planejamento, tanto do ponto de vista do portfólio, quanto no aprimoramento dos princípios de Ambiental, Sustentabilidade e Governança (ASG). Os movimentos recentes foram fundamentais para a capitalização da Companhia, o que nos posiciona favoravelmente em um mercado com diversas oportunidades de aquisição. A busca pelo crescimento e rentabilidade segue alinhada com a disciplina financeira e a eficiente gestão de riscos que sempre caracterizaram a Companhia. Este é claramente um momento de transformação da Enauta, rumo a uma nova etapa de crescimento.



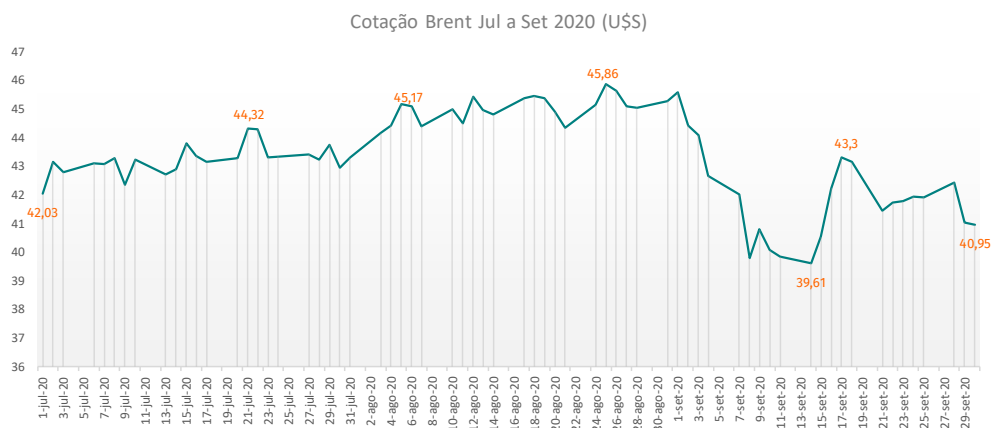
## Portfólio de Ativos



## Desempenho Setorial

No 3T20, observamos volatilidade no cenário de preços do petróleo em relação aos níveis de fechamento do 2T20. A demanda pela commodity mostrou uma recuperação até o final de agosto, amparada principalmente pela retomada econômica na China. Com indícios da segunda onda de COVID-19, os preços foram derrubados novamente. A Opep+ mantém negociações entre seus membros e os analistas começam a projetar a manutenção dos cortes de produção durante todo o primeiro semestre de 2021, o que tende a sustentar o preço do óleo. O Brent encerrou o trimestre a US\$ 40,95 por barril, após iniciar o período cotado a US\$ 42,03.

Diante desse cenário, a despeito de uma segunda onda mais aguda de COVID-19 na Europa, e possivelmente nos Estados Unidos, as expectativas seguem na direção de uma retomada mais lenta da demanda, que pode mudar com os avanços nas vacinas. A expectativa é de que a demanda por óleo retorne aos patamares de 2019 apenas no segundo semestre de 2022.



O mercado de gás continua promissor, com a grande novidade sendo a nova Lei do Gás no país, que foi aprovada na Câmara no começo de setembro e aguarda tramitação no Senado. Caso aprovada, seus efeitos podem destravar investimentos significativos na indústria do gás, com investimentos privados nos gasodutos de transporte, escoamento e terminais de GNL, entre outros. A nova lei poderá impulsionar novos projetos industriais no país e também cogeração, geração distribuída e térmicas a gás com utilização, por exemplo, do gás do pré-sal.

## Atualização COVID-19

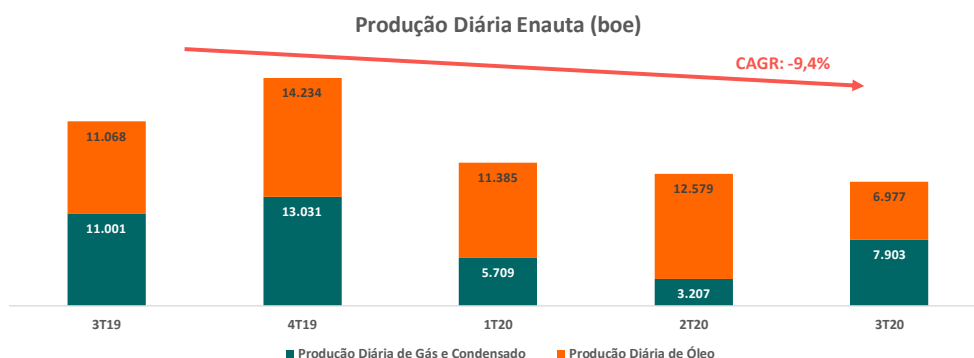
A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (CMT). Os principais objetivos do CMT são manter a saúde dos colaboradores e terceirizados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e, ao mesmo tempo, avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

A Companhia instruiu inicialmente seus funcionários das sedes corporativas a trabalharem em regime de home office. A partir de 15 de setembro, voluntários puderam retornar às atividades presenciais, com o escritório adaptado às medidas de proteção recomendadas pelo CMT e os demais funcionários permanecem trabalhando em regime de home office.

Para as atividades no Campo de Atlanta, operado pela Enauta, foi elaborado um Plano de Contingência para a COVID-19, visando descrever as ações necessárias para salvaguardar a saúde e segurança dos profissionais e a manutenção segura das operações. Dentre estas medidas, destacam-se o monitoramento e testagem pré-embarque, a triagem realizada por profissional de saúde no pré-embarque, e os protocolos de limpeza e higienização a bordo do FPSO.



## Desempenho Operacional



## Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%

### PRODUÇÃO

Dados Operacionais Atlanta	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
Produção Total do Campo (Mil bbl)	1.283,7	2.036,6	-37,0%	5.645,3	4.302,5	31,2%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	14,0	22,1	-37,0%	20,6	15,7	31,2%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	641,9	1.018,3	-37,0%	2.822,6	2.151,3	31,2%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	609,1	1.046,2	-41,8%	2.741,6	2.143,2	27,9%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,38	3,97	35,4%	5,08	3,86	31,8%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	43,8	60,4	-27,5%	42,2	64,2	-34,3%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	4-5	10-12	-	-	-	-

Com apenas um poço em produção durante a maior parte do trimestre, o Campo de Atlanta registrou produção média de 14 kbbbl/dia no 3T20, queda de 37% em comparação com o 3T19 e de 44,5% em relação ao 2T20.

Esta queda está relacionada a problemas operacionais no FPSO, já observados no 2T20. Após solucionado o tratamento de água de descarte em setembro, o Campo chegou a produzir mais de 20 kbbbl/dia por meio de dois poços, quando foram observadas falhas nos aquecedores de óleo, tendo que reduzir novamente a produção para efetuar o reparo. Atualmente o Campo opera com um poço e o retorno do segundo poço está previsto para o mês de novembro. O terceiro poço voltará a operar no início do próximo ano.

Em função dos problemas operacionais, a Enauta reduziu a projeção de produção média diária em 2020 de 23 kbbbl/dia para 20 kbbbl/dia, com margem de variação de 10% negativa ou positiva. Para 2021, a projeção foi alterada para 16 kbbbl/dia, com margem de variação de 10% negativa ou positiva, comparada à projeção anterior de 18 kbbbl/dia.



## 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 uma diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido destinado a clientes nos Estados Unidos e Ásia.

No 3T20, as cargas foram destinadas em sua maioria para Singapura, atendendo principalmente a demanda por *bunker* e óleo combustível. A instabilidade na produção de Atlanta contribuiu para o aumento no custo de logística, compensado pelo menor desconto em relação à qualidade do óleo. Por essa razão, no 3T20, os carregamentos foram comercializados com desconto médio para o Brent inferior a US\$ 5 por barril – incluindo custos logísticos –, o que atesta a qualidade do óleo com baixíssimo teor de enxofre.

## LIFTING COSTS<sup>2</sup>

A média do *lifting cost* no 3T20 foi de US\$ 330,1 mil por dia (100% do Campo), equivalente a US\$ 23,7 por barril, comparado a US\$ 382,8 mil e US\$ 364,9 mil por dia no 2T20 e 3T19, respectivamente equivalentes a US\$ 15,3 e US\$ 16,5 por barril nos mesmos períodos. Apesar da redução nos custos operacionais, o *lifting cost* por barril aumentou no 3T20 devido à menor produção no período.

Lifting Costs	Δ%			Δ%		
	3T20	3T19	T/T	9M20	9M19	A/A
Lifting cost (US\$ milhões)	30,4	33,6	-9,6%	99,5	110,4	11,0%
Lifting cost (US\$ mil/dia)	330,1	364,9	-9,6%	364,4	402,9	10,6%
Lifting cost (US\$/bbl)	23,7	16,5	43,5%	23,1	19,6	-15,4%

<sup>2</sup>Lifting 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).

## NOTIFICAÇÃO DE SAÍDA DA BARRA ENERGIA DO CONSÓRCIO BS-4 E DEFINIÇÕES SOBRE PRÓXIMOS PASSOS

A Enauta recebeu Notificação de sua sócia, Barra Energia, de acordo com o *Joint Operating Agreement* celebrado entre as partes, comunicando a sua decisão irrevogável de saída do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. A Enauta tem prazo até o dia 28 de novembro de 2020 para decidir se assumirá a participação da Barra Energia no Campo ou procederá ao abandono conjunto. O processo de decisão considera definições relativas ao Sistema Definitivo.

Uma eventual devolução conjunta do Campo não ocorreria de imediato. O Sistema de Produção Antecipada continuaria operando enquanto fosse economicamente viável. O abandono definitivo somente ocorreria após a conclusão dos trâmites necessários junto aos órgãos competentes.



## Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

<b>Produção Manati</b>	<b>3T20</b>	<b>3T19</b>	<b>Δ% T/T</b>	<b>9M20</b>	<b>9M19</b>	<b>Δ% A/A</b>
Produção Total do Campo (MMm <sup>3</sup> )	253,8	353,0	-28,1%	537,0	905,3	-40,7%
Produção Média Diária do Campo (MMm <sup>3</sup> /dia)	2,8	3,8	-26,3%	2,0	3,3	-39,4%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm <sup>3</sup> )	114,2	158,8	-28,1%	241,6	407,4	-40,7%

### PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 2,8MMm<sup>3</sup> no 3T20, uma queda de 26,3% em relação ao 3T19 em função do declínio natural do Campo e menor demanda por gás no período.

Em março de 2020, a Enauta foi notificada pela Petrobras, compradora do gás de Manati, de que a pandemia de COVID-19 configuraria evento de força maior no âmbito do contrato de venda de gás. No seu entender, a pandemia poderia ocasionar a diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e, assim, vir a afetar seu compromisso de retirada de gás natural. Em outubro, o Consórcio concluiu a negociação e assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia.

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e condições regulatórias e comerciais. Como parte do acordo, a Enauta continuará a receber o fluxo de caixa do Campo até 31 de dezembro de 2020. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes e os atos necessários para a conclusão do contrato, incluindo-se o pagamento do preço de compra, devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.

### PROJEÇÃO 2020

A projeção de Compensação Financeira equivalente à produção para o Campo de Manati é de 2,3MMm<sup>3</sup> por dia para o ano de 2020, com uma margem de variação de 10% negativa ou positiva.

## Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

Os blocos situados na Bacia de Sergipe-Alagoas são ativos de alta prospectividade. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante ao de outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana. A Enauta detém 30% de participação nesses blocos, enquanto a operadora, ExxonMobil Exploração Brasil Ltda, detém participação de 50% e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo, subsidiária integral da Murphy Oil Corporation detém os 20% restantes.

O Consórcio vem avaliando os dados sísmicos 3D dos seis primeiros blocos ao longo de 2020 – o processamento dos dados definitivos foi concluído no 2T20. A Enauta já identificou diversos prospectos com volumes materiais nas áreas adquiridas. Estima-se no mercado que as descobertas em águas profundas na região tenham mais de 1,2 bilhão de boe em recursos.

A perfuração do primeiro poço está prevista para o segundo semestre 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% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337, 25% em 1 bloco

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 e a Companhia finalizou sua avaliação dessas áreas em 2018. 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.

## Portfólio de Exploração: MARGEM LESTE

Participação: 20% nos blocos ES-M-598 e ES-M-673

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

## Desempenho Financeiro

### RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
Campo de Atlanta	141,5	207,5	-31,8%	582,5	431,9	34,9%
Campo de Manati	83,0	108,7	-23,7%	176,0	275,4	-36,1%
<b>TOTAL</b>	<b>224,5</b>	<b>316,2</b>	<b>-29,0%</b>	<b>758,5</b>	<b>707,3</b>	<b>7,2%</b>

A receita do terceiro trimestre teve queda de 29,0% em relação ao 3T19, em função da menor produção dos campos de Atlanta e Manati, parcialmente compensada pelo resultado de R\$ 13,1 milhões de exercício de hedge no trimestre. Na comparação do 9M20 com o 9M19, a receita registrou alta de 7,2%, refletindo o aumento de produção do Campo de Atlanta compensando a queda da produção do Campo de Manati.

A redução da receita no Campo de Atlanta no 3T20 se deve à queda de 37,0% na produção, em função de problemas operacionais no FPSO. Aliado a isso, o Brent médio de venda do óleo no período apresentou uma queda de 27,5% em relação ao 3T19, atenuada por uma redução do desconto total de venda do óleo, que no 3T20 foi inferior a US\$ 5 por barril.

No Campo de Manati, a queda da receita no 3T20 e no 9M20 refletem o declínio natural de produção combinado à menor demanda de gás no período.

**CUSTOS OPERACIONAIS**

Campo de Atlanta (R\$ MM)	3T20			3T19			Δ% T/T			9M20			9M19			Δ% A/A				
Custos de produção	15,3			34,9			-56,1%				90,2			84,5			6,9%			
Custos de manutenção	0,0			58,1			n.a.				0,3			62,6			-99,6%			
Royalties	8,9			16,0			-44,3%				35,0			34,4			1,8%			
Depreciação e amortização	77,3			100,5			-23,1%				335,4			249,1			34,7%			
<b>TOTAL</b>	<b>101,5</b>			<b>209,6</b>			<b>-51,5%</b>				<b>460,9</b>			<b>430,4</b>			<b>7,1%</b>			

Campo de Manati (R\$ MM)	3T20			3T19			Δ% T/T			9M20			9M19			Δ% A/A				
Custos de produção	7,0			(9,0)			n.a.				29,2			34,5			-15,3%			
Custos de manutenção	0,0			0,7			n.a.				1,9			1,7			11,7%			
Royalties	6,7			8,4			-20,4%				13,5			21,2			-36,3%			
Participação especial	0,0			0,9			n.a.				0,0			0,9			n.a.			
Pesquisa & Desenvolvimento	0,0			1,0			n.a.				0,0			1,0			n.a.			
Depreciação e amortização	19,0			27,7			-31,7%				43,0			41,2			4,3%			
<b>TOTAL</b>	<b>32,7</b>			<b>29,8</b>			<b>9,5%</b>				<b>87,6</b>			<b>100,5</b>			<b>-12,8%</b>			

<b>Custos Operacionais Totais</b>	<b>(134,2)</b>	<b>(239,4)</b>	<b>-43,9%</b>	<b>(548,5)</b>	<b>(531,0)</b>	<b>3,3%</b>
-----------------------------------	----------------	----------------	---------------	----------------	----------------	-------------

Os custos operacionais de Atlanta apresentaram redução de 51,5% no 3T20 em relação ao 3T19, reflexo principalmente da redução do custo do contrato do FPSO, uma vez que a planta de processamento não funcionou de acordo com os termos contratuais.

Já em Manati, os custos operacionais foram 9,5% maiores que no 3T19, em função de um impacto positivo nos custos de R\$ 29,8 milhões no 3T19, referentes à adoção do IFRS 16 em contratos do Campo.

Com isso, os custos operacionais totais atingiram R\$ 134,2 milhões no 3T20, 43,9% inferiores ao 3T19. No acumulado do ano, os custos operacionais totais subiram 3,3%, em decorrência do aumento nos custos com depreciação e amortização, parcialmente compensado pela queda nos custos de manutenção de Atlanta e de royalties em Manati.

**GASTOS EXPLORATÓRIOS**

Os gastos exploratórios foram de R\$ 13,6 milhões no 3T20, comparado a R\$ 42,5 milhões no 3T19 e a R\$ 17,7 milhões no 2T20, em função dos estudos para licenciamento ambiental de perfuração e gastos com aquisição e processamento de sísmica para os blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.

**DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS**

Despesas G&A	3T20			3T19			Δ% T/T			9M20			9M19			Δ% A/A		
Despesas com Pessoal	(20,9)	(12,7)	65,2%	(54,6)	(37,1)	47,1%												
Alocação Projetos de E&P	13,9	12,6	10,0%	37,4	37,6	-0,5%												
Outras Despesas Administrativas	(9,5)	(6,2)	55,0%	(26,5)	(22,8)	16,1%												
<b>TOTAL</b>	<b>(16,6)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>167,7%</b>	<b>(43,6)</b>	<b>(22,3)</b>	<b>95,6%</b>												

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram aumento de R\$ 10,4 milhões (+167,7%) em relação ao 3T19, em função da provisão para participação nos lucros (PLR), bônus de saída de administrador e do aumento da despesa com serviços de consultoria jurídica, em função do processo de arbitragem com a Dommo. No 3T19 houve reversão de opções de ações outorgadas a funcionários que foram desligados da Companhia no valor de R\$ 4,1 milhões. Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 7,4%, 540 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior (2,0% no 3T19).

No 9M20, o aumento foi de R\$ 21,3 milhões (+95,6%) em relação ao 9M19, também em função da provisão para participação nos lucros, e do impacto das reversões realizadas no 9M19, pelos planos de opções passados terem expirado. Como percentual da receita total, as despesas G&A no acumulado do ano totalizaram 5,8%, 260 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior (3,2% no 9M19).

**OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS**

Outras despesas operacionais no 3T20 somaram R\$ 7,9 milhões. Entre fevereiro e maio de 2020, foram exportados três navios tipo Suezmax do óleo de Atlanta com destino final para a Ásia, que por problemas na produção, ficaram fora das especificações acordadas. Os custos de tratamentos em tancagens ou de tempo para processar o óleo são usualmente cobrados do vendedor. Nesse caso, foi registrado um valor de R\$ 7,8 milhões no 3T20, totalizando R\$ 9,5 milhões (equivalente a US\$ 1,7 milhão) no 9M20.

No 9M20, o total das outras receitas operacionais foi de R\$ 142,7 milhões em função do impacto positivo de (i) R\$ 121,0 milhões referentes à incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. ("AFBV"); e (ii) R\$ 39,6 milhões referentes ao crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

**RENTABILIDADE**

EBITDA & EBITDAX	3T20			3T19			Δ% T/T			9M20			9M19			Δ% A/A		
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>154,3</b>	<b>158,6</b>	<b>-2,7%</b>	<b>659,4</b>	<b>383,7</b>	<b>71,8%</b>												
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais <sup>(2)</sup>	0,1	27,9	-99,7%	0,4	27,9	-98,6%												
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>154,4</b>	<b>186,4</b>	<b>-17,2%</b>	<b>659,8</b>	<b>411,6</b>	<b>60,3%</b>												
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	68,7%	50,0%	18,8 p.p.	86,9%	54,3%	32,7 p.p.												
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	68,8%	58,8%	10,0 p.p.	87,0%	58,2%	28,8 p.p.												

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> 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.



<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

<sup>(5)</sup> EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do período foi de R\$ 154,4 milhões, uma redução de 17,2% em relação ao 3T19, impactado por maiores despesas administrativas e outras despesas operacionais, ainda assim mantendo uma margem EBITDAX de 69%. Já no consolidado do ano, O EBITDAX foi de R\$ 659,4 milhões, com margem de 87,0% em função de um maior resultado operacional, aliado a uma variação positiva de R\$ 149,1 milhões na linha de outras receitas operacionais líquidas.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 3T20, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 7,3 milhões, comparado a um resultado positivo de R\$ 10,3 milhões no 3T19, devido principalmente à redução da taxa SELIC no período, que impactou a rentabilidade de nossas aplicações financeiras.

Já no 9M20, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 65,2 milhões, comparado a um resultado positivo de R\$ 40,4 milhões no 3T19, devido ao (i) impacto positivo da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS registrada nessa rubrica no valor de R\$ 22,4 milhões e (ii) impacto positivo da desvalorização cambial sobre o fundo de abandono do Campo de Manati.

## LUCRO LÍQUIDO

	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>154,3</b>	<b>158,6</b>	<b>-2,7%</b>	<b>659,4</b>	<b>383,7</b>	<b>71,8%</b>
Amortização	(96,7)	(128,7)	-24,9%	(379,8)	(291,7)	30,2%
Resultado Financeiro	(7,3)	10,3	-171,2%	65,2	40,4	61,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(10,8)	1,8	n.a.	(100,8)	(19,1)	427,0%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>39,4</b>	<b>41,9</b>	<b>-6,0%</b>	<b>244,0</b>	<b>113,3</b>	<b>115,3%</b>

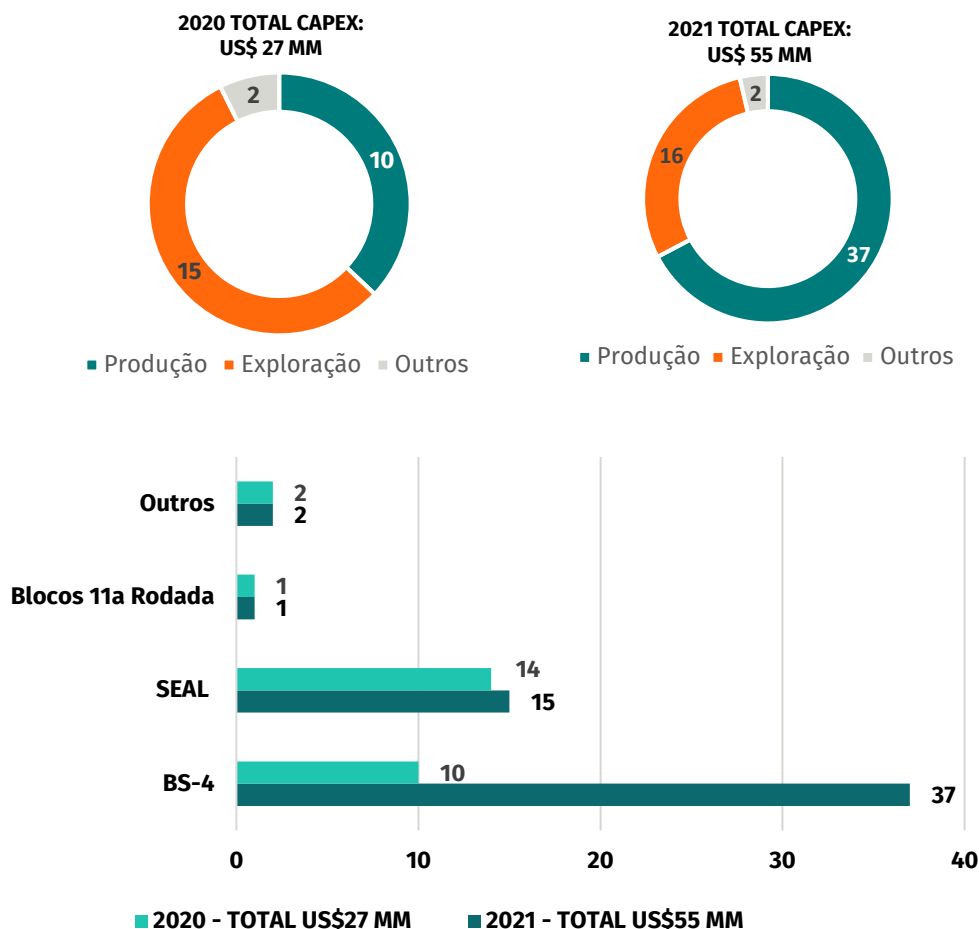
No trimestre, o lucro líquido foi 6,0% inferior ao mesmo período do ano anterior, em função de um menor resultado financeiro e maiores despesas administrativas, parcialmente compensado por um melhor resultado operacional.

Na comparação com o 9M19, o lucro líquido do 9M20 registrou alta de 115,3%, totalizando R\$ 244,0 milhões, principalmente em função dos efeitos do 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, ocorridos no 2T20.

## Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no terceiro trimestre do ano totalizou US\$ 5,7 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\$ 27 milhões.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 55 milhões, sendo US\$ 37 milhões destinado ao Campo de Atlanta, incluindo possíveis investimentos em um quarto poço. Do total de US\$ 16 milhões do investimento em exploração, US\$ 15 milhões são destinados aos blocos da bacia de Sergipe-Alagoas, já que se espera para o segundo semestre de 2021 o início da perfuração de poço exploratório 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 setembro de 2020, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1,7 bilhão, 9,1% superior ao 2T20, e 14,8% superior ao saldo registrado em 30 de setembro de 2019.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de setembro de 2020, o retorno médio anual desses investimentos foi de 90,1% do CDI, e 81% 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 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

	3T20	3T19	$\Delta\%$ T/T
Dívida Total	224,4	262,9	-14,7%
Saldo de Caixa e equivalentes	1.742,3	1.517,6	14,8%
Dívida Líquida Total	(1.517,9)	(1.254,6)	21,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,7x)	(2,2x)	0,5x

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 setembro de 2020 era de R\$ 224,4 milhões, comparado a R\$ 262,9 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\$ 148,1 milhões até 30 de setembro 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 setembro de 2020.

## FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 159,5 milhões no 3T20, comparado a R\$ 111,7 milhões no 3T19.

No 9M20, o fluxo de caixa operacional foi de R\$ 594,4 milhões, comparado a R\$ 470,9 milhões no 9M19. Em 2020 o contas a receber reduziu em R\$ 132,7 milhões, em função de uma maior arrecadação de recebíveis. Em 2019, o contas a receber apresentou aumento de R\$ 100,4 milhões no período. Com isso a variação entre os dois períodos é positiva em R\$ 233,1 milhões, explicando assim grande parte da variação do fluxo de caixa operacional. Esta geração de caixa foi parcialmente compensada pelo pagamento de imposto de renda e contribuição em 2020 de R\$ 32,7 milhões, que em 2019 foram objeto de compensação com impostos e contribuições a compensar.



## 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 47% de sua parcela da produção do Campo de Atlanta, com base em uma curva de produção para o último trimestre de 2020, pelo valor de US\$ 3,0 por barril. Esse hedge cobre apenas o preço da commodity, não incluindo o spread em função da qualidade do óleo e da logística.

Com o vencimento dos contratos de hedge no 4T20 o *breakeven* do campo de Atlanta no período cai de US\$ 31,3/bbl para US\$ 13,1/bbl. No 1T21, os efeitos das operações de hedge reduzem o *breakeven* para geração de caixa operacional de US\$ 28,3/bbl para US\$ 20,8/bbl.

Dados Hedge	3T20	3T19
<b>Instrumento contratado</b>	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	560	317
Preço por barril (US\$)	2,30	2,45
Strike médio (US\$)	47,60	61,7
<b>Exercício da opção</b>		
Barris equivalentes (mil bbl)	260	103
Preço por barril (US\$)	12,93	8,01
<b>Resultado (R\$ milhões)</b>	19,0	3,4

O resultado do 3T20 foi impactado positivamente em R\$ 19,0 milhões com o exercício da opção de venda de 260 mil barris a um preço de US\$ 56,25 por barril. Este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R\$ 5,8 milhões, gerando um impacto líquido positivo na receita de R\$ 13,1 milhões.

### Projeções

	Guidance 2020	Realizado 9M20
Produção Média Diária <b>Atlanta</b> (mil bbl/dia)	22,0 ≤ Δ ≤ 18,0	20,6
	Guidance 2020	Realizado 9M20
Compensação Financeira equivalente a produção do <b>Campo de Manati</b> (MMm <sup>3</sup> /dia)	2,1 ≤ Δ ≤ 2,5	2,0

**Atlanta:** a Companhia revisou suas projeções e estima produção média de 20 mil barris por dia em 2020. Esta projeção possui variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

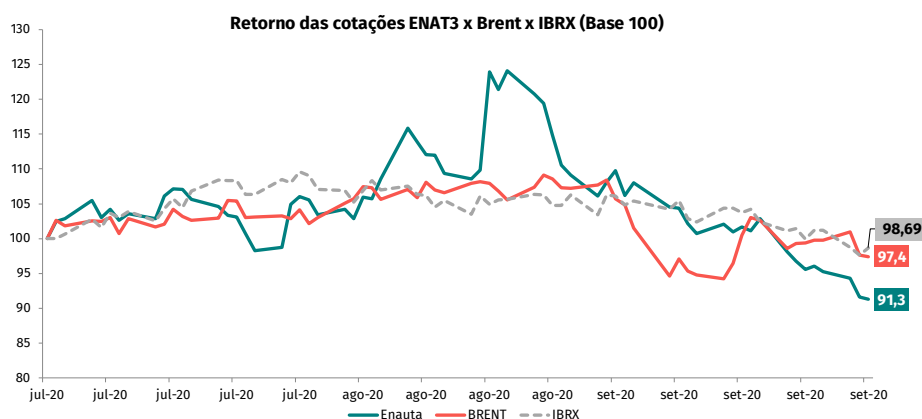


**Manati:** Para 2020, a Companhia estima a compensação financeira (recebimento caixa) equivalente à produção média diária de 2,3MMm<sup>3</sup>, com variação de 10% para mais ou para menos.

## Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o 3T20 cotada a R\$ 9,68, correspondendo a valor de mercado de R\$ 2,57 bilhões, uma desvalorização de 1,4% em relação à cotação registrada em 30 de setembro de 2019 e de 6,4% em relação à 30 de junho de 2020. 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/set/2020
Market Cap (R\$ Bilhões)	2,57
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	-1,36
Cotação de abertura no 3T20 (R\$/ação)	10,60
Cotação de fechamento no 3T20 (R\$/ação)	9,68
Volume médio diário de negociação no 3T20 (R\$ milhões)	18,61



Fonte: Bloomberg e Enauta



## Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	T/T			A/A		
	3T20	3T19	Δ%	9M20	9M19	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>224,5</b>	<b>316,2</b>	<b>-29,0%</b>	<b>758,5</b>	<b>707,3</b>	<b>7,2%</b>
Custos	(134,2)	(239,4)	-43,9%	(548,5)	(531,0)	3,3%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>90,3</b>	<b>76,8</b>	<b>17,5%</b>	<b>210,0</b>	<b>176,3</b>	<b>19,1%</b>
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(16,6)	(6,2)	167,7%	(43,6)	(22,3)	95,6%
Equivalência patrimonial	5,3	3,7	45,4%	16,4	3,6	359,4%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(13,6)	(42,5)	-68,1%	(46,0)	(59,2)	-22,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(7,9)	(1,9)	320,6%	142,7	(6,4)	n.a.
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>57,5</b>	<b>29,9</b>	<b>92,7%</b>	<b>279,6</b>	<b>92,0</b>	<b>203,8%</b>
Resultado financeiro líquido	(7,3)	10,3	n.a.	65,2	40,4	61,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	50,2	40,2	25,0%	344,8	132,4	160,3%
Imposto de renda e contribuição social	(10,8)	1,8	n.a.	(100,8)	(19,1)	427,0%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>39,4</b>	<b>41,9</b>	<b>-6,0%</b>	<b>244,0</b>	<b>113,3</b>	<b>115,3%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>159,5</b>	<b>111,7</b>	<b>42,8%</b>	<b>594,4</b>	<b>470,9</b>	<b>26,2%</b>
<b>EBITDAX<sup>(1)</sup></b>	<b>154,4</b>	<b>186,4</b>	<b>-17,2%</b>	<b>659,8</b>	<b>411,6</b>	<b>60,3%</b>

<sup>(1)</sup> 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	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
<b>Receita Líquida</b>	<b>224,5</b>	<b>316,2</b>	<b>-29,0%</b>	<b>758,5</b>	<b>707,3</b>	<b>7,2%</b>
Custos	(160,4)	(249,8)	-35,8%	(595,7)	(534,8)	11,4%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>64,1</b>	<b>66,4</b>	<b>-3,6%</b>	<b>162,8</b>	<b>172,5</b>	<b>-5,6%</b>
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(16,8)	(6,2)	171,0%	(44,0)	(22,4)	96,4%
Equivalência patrimonial	5,3	3,7	45,4%	14,8	3,6	313,6%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(13,6)	(42,5)	-68,1%	(46,0)	(59,2)	-22,4%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(7,7)	(1,9)	307,6%	143,0	(6,4)	n.a.
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional</b>	<b>31,3</b>	<b>19,4</b>	<b>61,0%</b>	<b>230,6</b>	<b>88,1</b>	<b>161,8%</b>
Resultado financeiro líquido	5,4	30,6	-82,3%	106,4	82,4	29,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	36,7	50,1	-26,7%	337,0	170,5	97,6%
Imposto de renda e contribuição social	(6,2)	(11,2)	-44,5%	(98,7)	(32,1)	207,8%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>30,5</b>	<b>38,9</b>	<b>-21,6%</b>	<b>238,3</b>	<b>138,4</b>	<b>72,1%</b>

EBITDAX	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
	Ex-IFRS	Ex-IFRS		Ex-IFRS	Ex-IFRS	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>30,5</b>	<b>38,9</b>	<b>-21,6%</b>	<b>238,3</b>	<b>138,4</b>	<b>72,1%</b>
Amortização	55,8	76,0	-26,6%	225,6	167,7	34,5%
Resultado Financeiro	(5,4)	(30,6)	-82,3%	(106,4)	(82,4)	29,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	6,2	11,2	-44,5%	98,7	32,1	207,8%
<b>EBITDA</b>	<b>87,1</b>	<b>95,5</b>	<b>-8,8%</b>	<b>456,3</b>	<b>255,8</b>	<b>78,3%</b>
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	(0,1)	(0,8)	-90,2%	(0,4)	(0,8)	-54,9%
<b>EBITDAX</b>	<b>87,0</b>	<b>94,6</b>	<b>-8,0%</b>	<b>455,9</b>	<b>255,0</b>	<b>78,8%</b>
Margem EBITDA	38,8%	30,2%	8,6 p.p.	60,2%	36,2%	24,0 p.p.
Margem EBITDAX	38,8%	29,9%	8,8 p.p.	60,1%	36,1%	24,0 p.p.



## Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	3T20	2T20	Δ%
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.003,4</b>	<b>1.930,3</b>	<b>3,8%</b>
Caixa e equivalente de caixa	87,4	27,3	220,3%
Aplicações financeiras	1.654,9	1.569,8	5,4%
Contas a receber	101,0	122,1	-17,3%
Créditos com parceiros	67,2	63,7	5,4%
Estoques	12,2	2,5	379,7%
Impostos e contribuição a recuperar	21,1	27,9	-24,2%
Instrumentos Financeiros Derivativos	21,0	45,2	-53,5%
Outros	38,7	71,8	-46,1%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>2.575,6</b>	<b>2.680,0</b>	<b>-3,9%</b>
Caixa restrito	529,0	509,8	3,8%
Impostos a recuperar	60,5	60,1	0,7%
Investimentos	371,0	415,0	-10,6%
Imobilizado	634,3	665,6	-4,7%
Intangível	390,0	391,2	-0,3%
Arrendamentos	589,3	630,2	-6,5%
Outros ativos não circulantes	1,5	8,1	-81,8%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.579,1</b>	<b>4.610,3</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>538,0</b>	<b>544,2</b>	<b>-1,1%</b>
Fornecedores	143,2	130,5	9,7%
Arrendamentos	192,2	205,2	-6,3%
Impostos e contribuição a recolher	37,2	17,6	111,4%
Remuneração e obrigações sociais	18,5	26,3	-29,6%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	40,9	53,8	-24,0%
Empréstimos e financiamentos	51,2	46,3	10,6%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,2	1,2	3,0%
Provisão de multas	30,2	27,6	9,6%
Outras obrigações	23,3	35,7	-34,8%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>1.105,2</b>	<b>1.155,4</b>	<b>-4,3%</b>
Arrendamentos - direito de uso	433,7	475,1	-8,7%
Obrigações Fiscais a Pagar	0,9	0,9	0,5%
Empréstimos e financiamentos	173,1	185,8	-6,8%
Provisão para abandono	421,1	405,6	3,8%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18,4	30,1	-38,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.935,8</b>	<b>2.910,7</b>	<b>0,9%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	148,9	163,2	-8,8%
Reserva de Lucros	484,4	484,4	0,0%
Reserva de Capital	13,7	13,7	0,0%
Ações em Tesouraria	(33,3)	(33,3)	-0,1%
Lucro líquido do período	244,0	204,6	19,3%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.579,1</b>	<b>4.610,3</b>	<b>-0,7%</b>



## Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	3T20	3T19	Δ%	9M20	9M19	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>39,4</b>	<b>41,9</b>	<b>-6,0%</b>	<b>244,0</b>	<b>113,3</b>	<b>115,3%</b>
<b>AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Equivalência Patrimonial	(5,3)	(3,7)	45,4%	(16,4)	(3,6)	359,4%
Variação cambial sobre investimento	49,3	(13,8)	n.a.	(177,4)	(11,9)	n.a.
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	61,7	78,9	-21,8%	240,6	180,3	33,4%
Amortização e depreciação - IFRS 16	40,9	52,7	-22,4%	154,2	124,0	24,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(11,6)	(14,6)	-20,5%	52,2	(16,8)	-411,2%
Encargos financeiros IFRS 16	12,8	20,3	-37,1%	41,1	42,0	-2,0%
Aquisição de investimento	(56,5)	0,0	n.a.	(177,5)	0,0	n.a.
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	0,0	0,0	n.a.	5,8	0,0	n.a.
Juros Capitalizados	2,8	3,2	-13,5%	2,8	10,3	-73,0%
Baixa de imobilizado	0,0	0,0	n.a.	0,1	0,0	n.a.
Redução do intangível	0,0	0,8	-96,0%	0,0	0,8	-96,0%
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	n.a.	5,3	10,6	-49,6%
Despesa com plano de opção de ações	(0,0)	(4,5)	-99,9%	(7,2)	(18,0)	-60,1%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	22,4	12,9	74,1%	48,6	35,8	35,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,0	0,8	-95,4%	(1,8)	(2,1)	-17,2%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>120,9</b>	<b>(66,4)</b>	<b>-282,1%</b>	<b>184,5</b>	<b>(61,9)</b>	<b>n.a.</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(117,3)</b>	<b>3,1</b>	<b>n.a.</b>	<b>(4,6)</b>	<b>68,1</b>	<b>-106,8%</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>159,5</b>	<b>111,7</b>	<b>42,8%</b>	<b>594,4</b>	<b>470,9</b>	<b>26,2%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(15,6)	(102,5)	-84,8%	(125,0)	177,8	-170,3%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(76,3)	(72,2)	5,6%	(531,4)	(655,2)	-18,9%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(7,6)	37,9	-120,0%	98,1	14,7	568,6%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	60,1	(25,2)	-338,8%	36,2	8,2	340,1%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>27,3</b>	<b>93,4</b>	<b>-70,8%</b>	<b>51,3</b>	<b>60,0</b>	<b>-14,6%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>87,4</b>	<b>68,3</b>	<b>28,1%</b>	<b>87,4</b>	<b>68,3</b>	<b>28,1%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>60,1</b>	<b>(25,2)</b>	<b>n.a.</b>	<b>36,2</b>	<b>8,2</b>	<b>340,2%</b>



## Anexo IV | Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultra profundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	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.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Concessão</b>	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.
<b>Descoberta</b>	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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	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> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
<b>Free on Board (FOB)</b>	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.
<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<b>Kbbl</b>	Mil barris de óleo ( <i>One thousand barrels</i> ).
<b>Mecanismo de Preço Netback</b>	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.
<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	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](mailto:ri@enauta.com.br)  
[www.enauta.com.br/ri](http://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](http://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](http://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