

## 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.

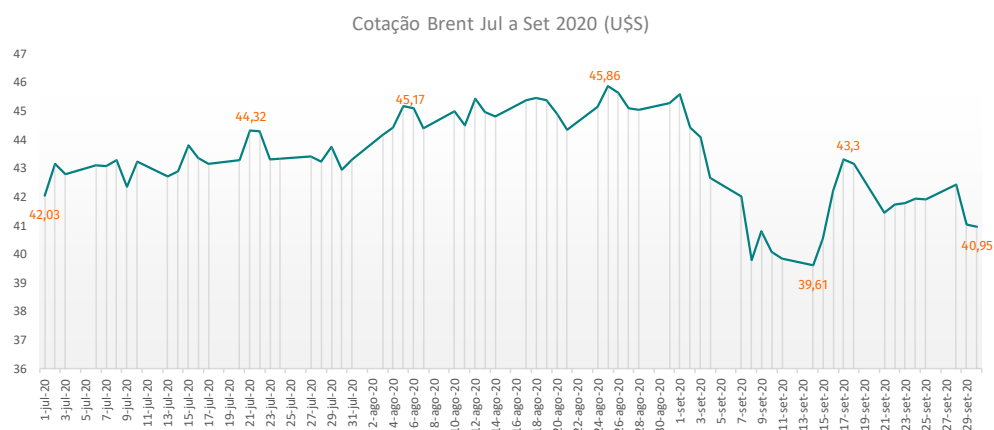
## Portfólio de Ativos



## 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.

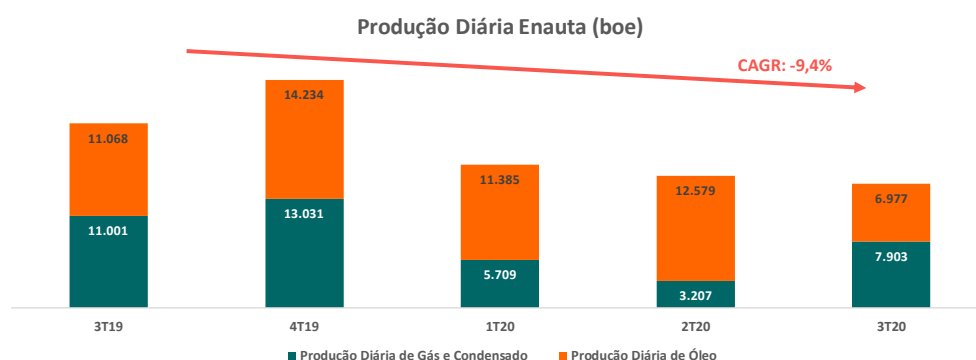
## Atualização COVID-19

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	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% 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%

Produção Manati	3T20	3T19	Δ% T/T	9M20	9M19	Δ% A/A
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	$\Delta\%$ T/T	9M20	9M19	$\Delta\%$ 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	3T			9M		
	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	3T			9M		
	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.

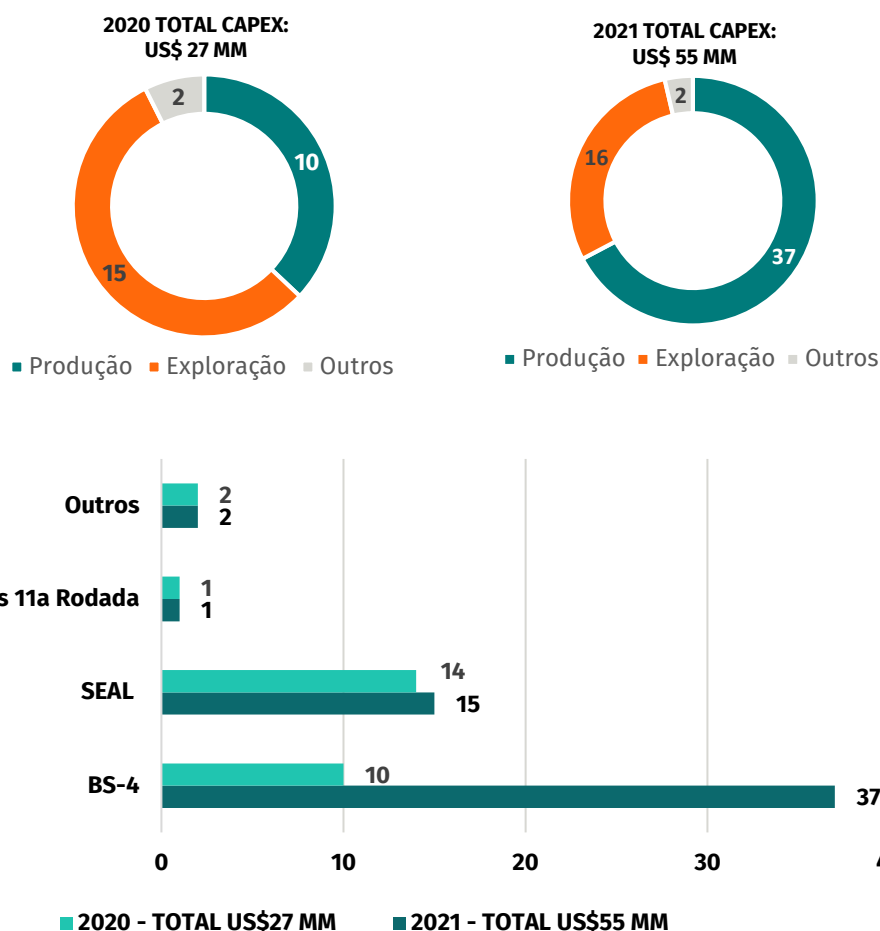
Na comparação com o 9M19, o lucro líquido do 9M20 registrou alta de 115,3%, totalizando R\$ 244,0 milhões, principalmente em função dos efeitos do crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS recolhidos a partir de 2011, bem como dos impactos da incorporação 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)	$22,0 \leq \Delta \leq 18,0$	20,6
	Guidance 2020	Realizado 9M20
Compensação Financeira equivalente a produção do <b>Campo de Manati</b> (MMm <sup>3</sup> /dia)	$2,1 \leq \Delta \leq 2,5$	2,0

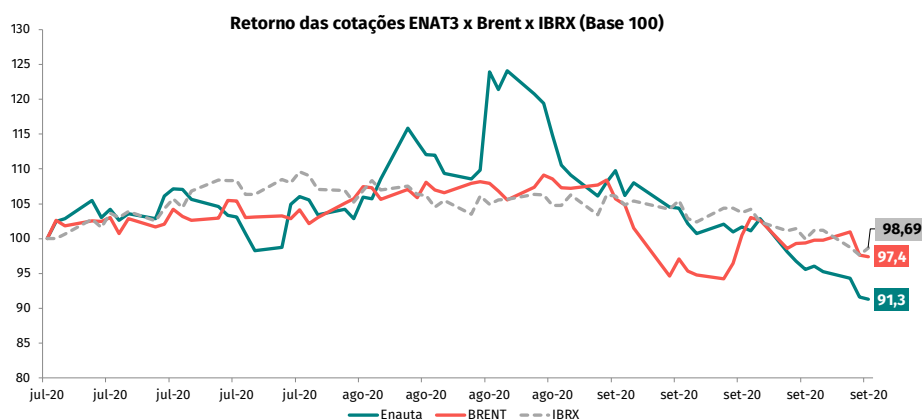
**Atlanta:** a Companhia revisou suas projeções e estima produção média de 20 mil barris por dia em 2020. Esta projeção possui variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

**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



Enauta

Participações S.A.

**Informações financeiras  
trimestrais Individuais e  
Consolidadas referentes ao  
período findo em 30 de  
setembro de 2020**

# Conteúdo

<b>Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR</b>	<b>3</b>
<b>Balanços patrimoniais</b>	<b>5</b>
<b>Demonstrações do resultado</b>	<b>6</b>
<b>Demonstrações do resultado abrangente</b>	<b>7</b>
<b>Demonstrações das mutações do patrimônio líquido</b>	<b>8</b>
<b>Demonstrações dos fluxos de caixa</b>	<b>9</b>
<b>Demonstração do valor adicionado</b>	<b>10</b>
<b>Notas explicativas às demonstrações financeiras</b>	<b>11</b>

KPMG Auditores Independentes  
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro  
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Telefone +55 (21) 2207-9400  
kpmg.com.br

## **Relatório sobre a revisão de informações trimestrais – ITR**

Ao  
Conselho de Administração, Acionistas e Conselheiros da  
Enauta Participações S.A.  
Rio de Janeiro - RJ

### **Introdução**

1. Revisamos as informações financeiras intermediárias, individuais e consolidadas, da Enauta Participações S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.
2. A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

### **Alcance da revisão**

3. Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente*). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

#### **Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas**

4. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

#### **Outros assuntos - Demonstrações do valor adicionado**

5. As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações financeiras intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 9 de novembro de 2020

KPMG Auditores Independentes  
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Bernardo Moreira Peixoto Neto  
Contador CRC RJ-064887/O-8

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		30.09.2020	31.12.2019	30.09.2020	31.12.2019
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	4	302	245	87.429	51.278
Títulos e valores mobiliários	5	3.948	14.004	1.654.856	1.653.023
Contas a receber	6	-	-	100.994	233.643
Estoques	8	-	-	12.170	9.513
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	294	732	21.117	23.005
Contas a receber - Partes relacionadas	9	18	123	135	25.166
Dividendos a receber	12.2	-	85.000	-	-
Créditos com parceiros	7	-	-	67.211	57.643
Instrumentos financeiros	26	-	-	20.991	4.338
Outros		40	39	38.526	18.280
Total do ativo circulante		<u>4.602</u>	<u>100.143</u>	<u>2.003.429</u>	<u>2.075.889</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Caixa restrito	10	-	-	529.019	432.125
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	-	60.530	4.305
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	-	33.763
Outros ativos não circulantes		-	-	1.473	815
Investimentos	12.2	2.931.500	2.810.324	371.048	177.289
Imobilizado	13	-	-	634.276	697.749
Intangível	14	-	-	390.006	399.590
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	589.257	727.645
Total do ativo não circulante		<u>2.931.500</u>	<u>2.810.324</u>	<u>2.575.609</u>	<u>2.473.281</u>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<u><b>2.936.102</b></u>	<u><b>2.910.467</b></u>	<u><b>4.579.038</b></u>	<u><b>4.549.170</b></u>
<b>PASSIVO</b>					
<b>CIRCULANTE</b>					
Fornecedores		163	101	143.158	125.201
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	192.243	233.395
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	51.237	47.149
Impostos e contribuição a recolher	11.2	57	14.754	37.243	42.845
Remuneração e obrigações sociais		56	59	18.503	17.577
Contas a pagar - partes relacionadas	9	-	-	40.888	60.181
Dividendos a pagar		1	8	1	8
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	1.241	3.010
Provisão de multas	21	-	-	30.216	26.413
Outras obrigações		5	9	23.263	16.314
Total passivo circulante		<u>282</u>	<u>14.931</u>	<u>537.993</u>	<u>572.093</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Arrendamentos - direito de uso	15	-	-	433.691	537.107
Provisão para abandono	18	-	-	421.141	280.942
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	173.144	204.785
Obrigações de consórcio	19	-	-	57.922	57.922
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	18.448	-
Outros		-	-	879	785
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.105.225</u>	<u>1.081.541</u>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
Capital social integralizado	27	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital		13.652	18.678	13.652	18.678
Reserva de lucros		484.397	784.397	484.397	784.397
Outros resultados abrangentes		148.931	50.797	148.931	50.797
Ações em tesouraria	28	(33.266)	(36.452)	(33.266)	(36.452)
Lucro líquido do período		243.990	-	243.990	-
Total do patrimônio líquido		<u>2.935.820</u>	<u>2.895.536</u>	<u>2.935.820</u>	<u>2.895.536</u>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<u><b>2.936.102</b></u>	<u><b>2.910.467</b></u>	<u><b>4.579.038</b></u>	<u><b>4.549.170</b></u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
RECEITA LÍQUIDA	20	-	-	-	-	224.461	758.540	316.194	707.309
CUSTOS	21.1	-	-	-	-	(134.183)	(548.507)	(239.390)	(531.003)
LUCRO BRUTO		-	-	-	-	90.278	210.033	76.804	176.306
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS									
Gerais e administrativas	21.2	(1.585)	(4.824)	(1.421)	(4.259)	(16.561)	(43.630)	(6.185)	(22.303)
Equivalência patrimonial	12	40.982	248.729	43.121	116.446	5.337	16.402	3.669	3.570
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	22	-	-	-	-	(13.557)	(45.955)	(42.543)	(59.194)
Outras operacionais líquidas	23	(1)	(6)	(12)	(57)	(7.951)	142.740	(1.890)	(6.353)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		39.396	243.899	41.688	112.130	57.546	279.590	29.855	92.026
Rendimento das aplicações financeiras	24	25	112	248	1.194	13.495	78.876	34.888	97.795
Outras receitas e despesas financeiras	24	(14)	(21)	(1)	(10)	(20.844)	(13.645)	(24.573)	(57.375)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		11	91	247	1.184	(7.349)	65.231	10.315	40.420
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		39.407	243.990	41.935	113.314	50.197	344.821	40.170	132.446
Imposto de renda e contribuição social correntes	11.3	-	-	-	-	(22.427)	(48.584)	(12.879)	(35.849)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	-	-	-	-	11.637	(52.247)	14.644	16.717
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		39.407	243.990	41.935	113.314	39.407	243.990	41.935	113.314
RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	26	0,15	0,93	0,16	0,44				

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora				Consolidado			
		01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Lucro líquido do período		39.407	243.990	41.935	113.314	39.407	243.990	41.935	113.314
Outros resultados abrangentes									
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		(20.880)	4.761	3.903	(20.217)	(20.880)	4.761	3.903	(20.217)
Outros resultados abrangentes		-	-	(4.332)	(4.332)	-	-	(4.332)	(4.332)
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	12	33.250	93.373	20.181	14.677	33.250	93.373	20.181	14.677
Resultado abrangente do período		<u>51.777</u>	<u>342.124</u>	<u>61.687</u>	<u>103.442</u>	<u>51.777</u>	<u>342.124</u>	<u>61.687</u>	<u>103.442</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Capital social integralizado	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros acumulados	Total
			Plano de opções de ações	Alienação ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2019		2.078.116	33.569	-	82.940	485.994	63.111	499.996	(44.139)	-	3.199.587
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	-	14.677	-	-	-	14.677
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	-	(20.217)	-	-	-	(20.217)
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(499.996)	-	-	(499.996)
Impacto IFRS 16		-	-	-	-	-	(4.332)	-	-	-	(4.332)
Plano de opções de ações	26	-	(17.994)	-	-	-	-	-	-	-	(17.994)
Realização do plano de opção de ação	25	-	3.065	-	-	-	-	-	7.537	-	10.602
Lucro líquido do período	26	-	-	-	-	-	-	-	-	113.314	113.314
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2019		2.078.116	18.640	-	82.940	485.994	53.239	-	(36.602)	113.314	2.795.641
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2020		2.078.116	18.678	-	93.713	390.684	50.797	300.000	(36.452)	-	2.895.536
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(300.000)	-	-	(300.000)
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	-	93.373	-	-	-	93.373
Ajuste a valor justo de instrumento financeiro		-	-	-	-	-	4.761	-	-	-	4.761
Plano de opções de ações	27	-	(7.186)	-	-	-	-	-	-	-	(7.186)
Realização do plano de opção de ação	26	-	2.160	-	-	-	-	-	3.186	-	5.346
Lucro líquido do período	27	-	-	-	-	-	-	-	-	243.990	243.990
SALDOS EM 30 DE JUNHO DE 2020		2.078.116	13.652	-	93.713	390.684	148.931	-	(33.266)	243.990	2.935.820

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2019 a 30/09/2019
<b>(Reapresentado)</b>					
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
Lucro líquido do período		243.990	113.314	243.990	113.314
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial	12.2	(248.729)	(116.446)	(16.402)	(3.570)
Varição cambial sobre investimento	12.2	-	-	(177.357)	(11.851)
Amortização e depreciação	13/14	-	-	240.576	180.309
Amortização e depreciação - IFRS 16	15	-	-	154.201	123.974
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.4	-	-	52.247	(16.787)
Encargos financeiros IFRS 16	15	-	-	41.140	41.991
Ganho de causa tributária	11.1	-	-	(56.485)	-
Aquisição de investimento	12	-	-	(120.982)	-
Encargos financeiros - empréstimos	16	-	-	8.550	10.275
Baixa de imobilizado / intangível	13/14	-	-	158	771
Exercício do plano de opção de ação	28	3.185	7.537	5.348	10.602
Despesa com plano de opção de ação	28	-	-	(7.186)	(17.994)
Provisão para imposto de renda e contribuição social	11.3	-	-	48.584	35.849
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	(1.769)	(2.136)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	6	-	-	132.649	(100.435)
Impostos a recuperar	11.1	438	(251)	2.148	(3.282)
Partes relacionadas	9	105	-	25.031	13.203
Instrumentos financeiros		-	-	57.755	16.394
Outros ativos		(2)	(38)	(33.128)	12.171
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		62	(3)	16.957	28.804
Impostos a recolher	11.2	(14.704)	3	(10.390)	(25.379)
Partes relacionadas	9	-	-	(19.294)	2.726
Obrigações de consórcios	19	-	-	-	(10.850)
Outros passivos		(5)	(42)	46.994	82.739
Juros pagos	16	-	-	(6.202)	(9.892)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	-	(32.686)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>(15.660)</u>	<u>4.074</u>	<u>594.447</u>	<u>470.946</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Caixa restrito	10	-	-	(96.894)	(33.031)
Aplicações financeiras	5	10.056	22.577	(1.833)	420.897
Pagamentos de imobilizado	13	-	-	(26.200)	(207.174)
Pagamentos de intangível	14	-	-	(79)	(2.906)
Recebimento de dividendos		305.661	473.474	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>315.717</u>	<u>496.051</u>	<u>(125.006)</u>	<u>177.786</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Liberação de empréstimo	16	-	-	-	-
Amortização de empréstimo	16	-	-	(29.902)	(27.296)
Pagamento de dividendos		(300.000)	(499.996)	(300.000)	(499.996)
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	15	-	-	(201.522)	(127.904)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		<u>(300.000)</u>	<u>(499.996)</u>	<u>(531.424)</u>	<u>(655.196)</u>
Varição cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	98.134	14.677
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>57</u>	<u>129</u>	<u>36.151</u>	<u>8.213</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no período:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		245	118	51.278	60.038
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		<u>302</u>	<u>247</u>	<u>87.429</u>	<u>68.251</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período		<u>57</u>	<u>129</u>	<u>36.151</u>	<u>8.213</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS PERÍODOS FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2019 a 30/09/2019	01/01/2020 a 30/09/2020	01/01/2019 a 30/09/2019
RECEITAS		-	-	993.244	804.397
Vendas de gás e óleo	20	-	-	775.929	750.066
Outras receitas		-	-	181.644	19.173
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	35.671	35.158
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		(1.585)	(1.076)	(200.938)	(265.721)
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	(160.326)	(236.832)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(1.585)	(1.076)	(40.612)	(25.285)
Outros		-	-	-	(3.604)
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(1.585)	(1.076)	792.306	538.676
DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	13/14	-	-	(379.838)	(291.720)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(1.585)	(1.076)	412.468	246.956
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		248.844	117.621	157.535	106.417
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	12.2	248.729	116.446	16.402	3.570
Receitas financeiras	24	115	1.170	97.572	93.660
Outros		-	5	43.561	9.187
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>247.259</u>	<u>116.545</u>	<u>570.003</u>	<u>353.373</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		2.597	2.542	36.913	19.824
Benefícios		123	120	5.407	5.821
F.G.T.S		-	-	2.323	2.287
Outros		-	-	28	117
		<u>2.720</u>	<u>2.662</u>	<u>44.671</u>	<u>28.049</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		519	521	127.366	55.023
Estaduais		-	-	24.419	31.968
Municipais		-	-	48.614	56.614
		<u>519</u>	<u>521</u>	<u>200.399</u>	<u>143.605</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		-	-	8.500	10.188
Aluguéis		-	-	495	549
Despesas bancárias		23	43	47.531	49.286
Variação monetária / cambial		7	5	24.417	8.382
		<u>30</u>	<u>48</u>	<u>80.943</u>	<u>68.405</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período		243.990	113.314	243.990	113.314
		<u>243.990</u>	<u>113.314</u>	<u>243.990</u>	<u>113.314</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>247.259</u>	<u>116.545</u>	<u>570.003</u>	<u>353.373</u>

As notas explicativas são partes integrantes das informações financeiras trimestrais

## 1. CONTEXTO OPERACIONAL

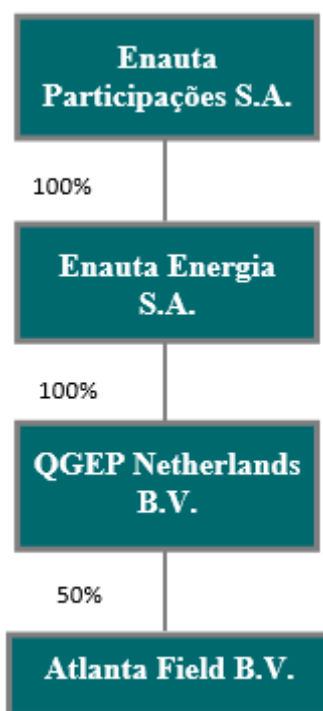
### Estrutura societária:

A Enauta Participações S.A. (“Companhia”) tem por objeto a participação em sociedades que se dediquem substancialmente a exploração, produção e comercialização petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócia, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 18 de abril de 2019 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a proposta do Conselho de Administração para a alteração de sua denominação social de QGEP Participações S.A. para Enauta Participações S.A. A estrutura acionária da Companhia permanece inalterada.

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto com sede na Cidade do Rio de Janeiro, tem seus títulos negociados na Bolsa de Valores de São Paulo – B3 S.A. – Brasil na categoria “Novo Mercado”.

Em 30 de setembro de 2020 a Companhia mantém participação societária direta e indireta nas seguintes Sociedades (“Grupo Enauta”):



Em 17 de abril de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada a alteração da denominação da controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. para Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”).

A Enauta Energia é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócia ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica, mediante concessão ou autorização das autoridades competentes.

A QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”) com sede na cidade de Roterdã, na Holanda tem como objeto social constituir, gerenciar e supervisionar empresas, realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais, bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda tem como principal objeto social a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar e operar equipamentos, incluindo aqueles registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo.

#### Bloco BS-4 – Campo de Atlanta:

O Campo de Atlanta teve sua produção iniciada em maio de 2018. O óleo está sendo produzido pelo FPSO Petrojarl 1 e está sendo vendido para a Shell, que contratou a compra de todo o óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo.

Tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo Energia S.A (“Dommo”) com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em 11 de outubro de 2017 os direitos de retirada da Dommo previstos nos documentos do consórcio.

O Tribunal Arbitral em que se discute a relação consorcial do Bloco BS-4, tendo de um lado Enauta e Barra Energia, de outro, a Dommo Energia proferiu decisão definitiva sobre a validade da notificação de retirada da Dommo Energia do consórcio com efeitos retroativos desde 11 de outubro de 2017. O Tribunal Arbitral emitiu em 20 de julho de 2020 a sentença final, afirmando a inexistência de qualquer violação contratual pela Enauta, na qualidade de Operadora ou como membro do consórcio.

Com base nos documentos da relação consorcial, a Diretoria Colegiada da ANP em 19 de junho de 2019 aprovou a cessão da totalidade dos direitos, titularidade e interesses da Dommo no Bloco BS-4 para (i) a controlada da Companhia, Enauta Energia S.A. (“Enauta Energia”), e (ii) Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda., na proporção de suas respectivas participações, passando cada uma a deter 50% de titularidade no bloco.

A Dommo ajuizou ação cautelar preparatória na Justiça Federal para suspender os efeitos dessa decisão, tendo o juiz indeferido o pedido de tutela de urgência cautelar, mantendo-se a decisão e cessão da ANP. A Dommo solicitou requerimento de arbitragem com base no contrato de concessão, questionando a ANP pela aprovação desta cessão, bem como questionando a solicitação desta cessão pela Enauta Energia e Barra. Esse tribunal arbitral já está formado.

A afiliada da Dommo, Dommo Netherlands B.V., também solicitou requerimento de arbitragem com base no acordo de acionistas da Atlanta Field B.V contra a afiliada da Companhia, QGEP Netherlands B.V. Esse tribunal arbitral está formado e a afiliada da Companhia está avaliando e adotando as providências cabíveis.

#### Bloco BCAM-40 – Campo de Manati

No dia 14 de agosto de 2020, a Enauta Energia celebrou contrato de alienação da totalidade de sua participação (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O negócio está sujeito a uma série de condições precedentes, as quais até a data da elaboração destas informações trimestrais não haviam sido atingidas. Em decorrência do referido contrato e após superadas tais condições, a Companhia fará jus a um valor de R\$560 milhões, que pode ser aumentado dependendo de certos eventos e condições regulatórias e comerciais.

Adicionalmente e pelos termos do contrato, o fluxo de caixa referente ao Campo de Manati remanescerá com a Enauta Energia até 31 de dezembro de 2020 e após essa data com a Gas Bridge S.A até que todas as condições também sejam atingidas. Estima-se que todos os atos necessários para a conclusão do contrato, incluindo-se o pagamento do preço de compra, sejam realizados até 31 de dezembro de 2021.

#### Coronavírus – 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.

#### Plano de Negócios

O Grupo Enauta sempre se pautou pela disciplina em sua gestão financeira, atendendo suas necessidades de investimento a partir dos recursos gerados internamente, e mantendo posição de caixa para suportar seus compromissos. Em 30 de setembro de 2020, a Companhia registrou um saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,7 bilhões, montante suficiente para absorver os impactos adversos dos negócios que venham a ser mais severos ou mais duradouros e, mesmo após o pagamento de R\$300 milhões em dividendos totais em 28 de abril de 2020, a Companhia segue com caixa suficiente para arcar com as despesas e custos operacionais. A Companhia possui uma dívida de R\$224,4 milhões em 30 de setembro de 2020, denominada em reais e com vencimentos majoritariamente no longo prazo. Além disso, estão previstos recebíveis de US\$144 milhões (equivalentes a R\$812.000 em 30 de setembro de 2020) referentes à venda de participação no Bloco BM-S-8, cujo pagamento será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção.

Com a combinação de quedas acentuadas e alta volatilidade no preço do Brent no ano de 2020 e o impacto global da pandemia de COVID-19, realizamos um conjunto de análises sobre o impacto da pandemia e já implementamos uma série de ações para manter a liquidez e reduzir seus custos e despesas, sendo elas:

- Análise de risco de continuidade operacional – Até o momento, o Grupo Enauta tem enfrentado a pandemia da COVID-19 com impacto limitado aos seus negócios. As incertezas atuais relacionadas à COVID-19 e as oscilações dos preços do petróleo

em todo o mundo não resultam em eventos ou condições que possam lançar dúvidas significativas sobre a capacidade do grupo de continuar como empresas em atividade;

- A Companhia e suas controladas efetuaram a revisão das premissas do teste de impairment e concluíram que não há indicativos de impairment para os ativos, concluindo que o custo destes reflete a melhor avaliação dos mesmos na data base de 30 de setembro de 2020.
- Análise de eventuais perdas de crédito.
- Avaliação das estimativas relevantes utilizadas na preparação das demonstrações contábeis intermediárias.

Em função da alta volatilidade no cenário econômico e preços do Brent, o Consórcio iniciou processo de reavaliação do Sistema Definitivo (SD) do Campo de Atlanta em um esforço para tornar o campo mais resiliente a preços mais baixos da commodity.

O Consórcio também está em processo da avaliação da perfuração do quarto poço, que havia sido suspensa.

O Grupo Enauta está acompanhando de forma diligente a evolução dos desdobramentos da COVID-19, avaliando constantemente a necessidade de novas medidas e monitorando suas operações para que estas estejam adequadamente refletidas em suas informações financeiras intermediárias e informa que avaliará, de acordo com a evolução do tema, a necessidade de divulgação de fato relevante e/ou alteração das projeções e estimativas já reportadas de forma a deixar seus acionistas e o mercado informados acerca de mudanças de avaliação que tragam efeitos relevantes.

## 2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das informações financeiras trimestrais consolidadas e individuais estão definidas a seguir:

### 2.1. Declaração de conformidade

Todas as informações relevantes próprias das informações financeiras trimestrais, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

## 2.2. Base de elaboração

As informações financeiras trimestrais compreendem as informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”).

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As informações financeiras trimestrais foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, no final de cada período do relatório, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de bens e serviços.

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação organizada entre participantes do mercado na data de mensuração, independentemente de esse preço ser diretamente observável ou estimado usando outra técnica de avaliação. Ao estimar o valor justo de um ativo ou passivo, o Grupo leva em consideração as características do ativo ou passivo no caso de os participantes do mercado levarem essas características em consideração na precificação do ativo ou passivo na data de mensuração. O valor justo para fins de mensuração e/ou divulgação nestas informações financeiras trimestrais é determinado nessa base, exceto por operações de pagamento baseadas em ações que estão inseridas no escopo da CPC 10 (R1)/IFRS 2, operações de arrendamento mercantil que estão inseridas no escopo do CPC 06 (R2)/IFRS16 - Arrendamentos e mensurações que tenham algumas similaridades ao valor justo, mas não sejam valor justo, como valor líquido a realizar mencionado na CPC 16 (R1)/IAS 2 - Estoques ou valor em uso na CPC 01 (R1)/IAS 36 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pelo Grupo Enauta encontra-se descrito nos tópicos abaixo:

## 2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As informações financeiras trimestrais consolidadas incluem as informações financeiras trimestrais da Companhia e de suas controladas.

Os resultados das controladas adquiridas, alienadas ou incorporadas durante o período estão incluídos nas informações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, quando aplicável.

Nas informações financeiras trimestrais individuais da Companhia as informações financeiras trimestrais das controladas diretas e indiretas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

As informações financeiras trimestrais da Companhia e de suas controladas, utilizadas na elaboração das demonstrações consolidadas utilizam-se da mesma data-base.

Quando necessário, as informações financeiras trimestrais das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas informações financeiras trimestrais consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture.

#### Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de setembro de 2020, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Participação</u>	
			<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Enauta Energia S.A.	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

#### 2.4. Participações em negócios em conjunto (“*joint venture*”)

Uma “*joint venture*” é um acordo contratual por meio do qual uma Companhia exerce uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da “*joint venture*” requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Os acordos de “*joint venture*” que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A controlada indireta QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas informações financeiras trimestrais usando o método de equivalência patrimonial.

Quando a Companhia realiza uma transação com uma joint venture do Grupo, os lucros e prejuízos resultantes da transação com a joint venture são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas somente na extensão das participações na joint venture que não estejam relacionadas ao Grupo.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de operação	Controle	Tipo de negócio	Participação	
				30/09/2020	31/12/2019
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto ( <i>Joint venture</i> )	50%	30%

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera em um único segmento: exploração e produção (E&P) de óleo e gás.

2.6. Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor

2.7. Contas a receber

O contas a receber é reconhecido ao valor justo e subsequentemente mensurado pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9/CPC 48 para mensurar as perdas de crédito esperadas.

2.8. Estoques

Os estoques são mensurados o custo médio de produção e ajustados, quando aplicável, ao valor de sua realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

2.9. Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até a data do balanço.

#### 2.10. Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, o Grupo, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - *“Exploration for and evaluation of mineral resources”*.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis (*“dryhole”*) são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás.
- Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificáveis deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e são amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas totais quando entram na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do valor em uso empregando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril e custos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 17). A

provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do período (resultado financeiro líquido).

#### 2.11. Avaliação do valor recuperável dos ativos

De acordo com o CPC 01 (“Redução do Valor Recuperável dos Ativos”) e os critérios definidos na nota explicativa 2.10, os bens do imobilizado, intangível e outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

Quando houver perdas decorrentes das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do período.

#### 2.12. Gastos associados às *joint operations* de exploração e produção

Como operadora das concessões para exploração e produção de petróleo e gás, uma das obrigações da Companhia é representar a *joint operation* perante terceiros. Nesse sentido, a operadora é responsável por contratar e pagar os fornecedores dessas *joint operations* e, por isso, as faturas recebidas pela operadora contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos para a operação total da concessão. Os impactos no resultado individual da operadora, entretanto, refletem apenas as suas participações nas concessões já que as parcelas associadas aos demais parceiros são cobradas dos mesmos mensalmente. A operadora estima os desembolsos previstos para o mês subsequente, com base nos gastos já incorridos ou a incorrer na operação, faturados ou não pelos fornecedores. Estes gastos são cobrados aos parceiros através de *cash calls* e a prestação de contas é feita mensalmente através do relatório *billing statement*.

#### 2.13. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das informações financeiras trimestrais consolidadas.

#### 2.14. Provisão de ativos e passivos contingentes e obrigações legais

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, dos ativos e passivos contingentes e das obrigações legais são efetuados de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de “perda possível” são divulgados pela Administração, mas não registrados (nota explicativa 17).

#### 2.15. Obrigações legais

Os valores referentes aos questionamentos relativos à ilegalidade ou inconstitucionalidade de tributos, contribuições e outras obrigações de natureza fiscal são provisionados independentemente da avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente nas informações financeiras trimestrais, líquido dos depósitos judiciais correspondentes.

#### 2.16. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade, controle e dos seus riscos inerentes a terceiros.

#### 2.17. Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, até a data da elaboração das demonstrações financeiras. A legislação permite que as empresas optem pelo pagamento trimestral ou mensal de imposto de renda e contribuição social. Assim como nos últimos anos, para o exercício atual, a empresa optou pelo pagamento mensal.

#### 2.18. Incentivos fiscais

##### 2.18.1. Federais

Lei do Bem:

A Lei do Bem (Lei 11.196/2005) dispõe sobre incentivos fiscais para inovação tecnológica, visando promover a aquisição de novos conhecimentos, agregar know-how, incentivar a pesquisa tecnológica e o desenvolvimento de novos produtos e processos no país.

No ano de 2019 a Enauta Energia identificou dispêndios enquadráveis como inovação tecnológica, para fins de Lei do Bem, em relação ao seu Sistema de Produção Antecipada no Campo de Atlanta – BS4. Tal incentivo possibilitou a redução da base de cálculo do IRPJ e da CSLL em aproximadamente R\$21.000.

#### Sudene – Lucro da exploração

Por possuir o Campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a Enauta detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração. A Enauta irá usufruir deste benefício até 31 de dezembro de 2025. Na investida operacional Enauta, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido. Este benefício está enquadrado como subvenção de investimento, atendendo às normas previstas no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

#### 2.18.2. Estaduais

##### a) Crédito presumido - ICMS

De acordo com o Decreto 13.844/12, do da Bahia, a Enauta usufrui de um crédito presumido de 20% do imposto estadual incidente - ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas saídas de gás natural devido ao investimento em unidade de compressão com o objetivo de viabilizar a manutenção da produção. Este benefício irá perdurar até 2022.

Na investida Enauta Energia, esta subvenção para investimento do ICMS é registrada na rubrica “impostos incidentes sobre as vendas” e posteriormente, quando do encerramento do exercício, é destinada à rubrica de “Reservas de lucros - incentivos fiscais” no patrimônio líquido, atendendo às normas previstas no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

#### 2.19. Acordos de pagamentos baseados em ações

O plano de remuneração baseado em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa nº 28 (iii).

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do período durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio líquido (“plano de opção de ações”). No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão eventualmente adquiridos.

O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do exercício, de tal forma que a despesa acumulada reflita as estimativas revisadas com o correspondente ajuste no patrimônio líquido na conta “Plano de Opções de Ações”.

## 2.20. Ações em tesouraria

Instrumentos patrimoniais próprios que são readquiridos são reconhecidos ao custo e deduzidos do patrimônio líquido. Nenhum ganho ou perda é reconhecido na demonstração do resultado na compra, venda, emissão ou cancelamento dos instrumentos patrimoniais próprios do Grupo. Qualquer diferença entre o valor contábil e a contraprestação é reconhecida em outras reservas de capital.

## 2.21. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento. As informações financeiras trimestrais do Grupo foram preparadas de acordo com o CPC 48/IFRS 9, que contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, VJORA (Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes) e VJR (Valor Justo por meio do Resultado).

A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48/IFRS 9 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais. O CPC 48/IFRS 9 elimina as categorias antigas do CPC 38/IAS 39 de títulos mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

De acordo com o IFRS 9, os derivativos embutidos em que o contrato principal é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido é avaliado para classificação como um todo.

A adoção da IFRS 9 não teve um efeito significativo nas políticas contábeis do Grupo relacionadas a passivos financeiros e instrumentos financeiros derivativos (para derivativos que são usados como instrumentos de hedge).

### 2.21.1. Ativos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, VJORA e VJR. A classificação de ativos financeiros de acordo com o CPC 48/IFRS 9 é geralmente baseada no modelo de negócios no qual um ativo financeiro é gerenciado e em suas características de fluxos de caixa contratuais.

Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado. Não houve alteração retrospectiva na adoção do IFRS 9 em relação ao IAS 39 para anos anteriores.

#### Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/CDI (pós-fixado) e debêntures compromissadas), aplicações financeiras e opções de venda de óleo classificadas nesta categoria.

#### Custo amortizado

O ativo financeiro deve ser mensurado ao custo amortizado se ambas as seguintes condições forem atendidas: (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

O Grupo possui caixa restrito e aplicação financeira não circulante classificado nesta categoria.

#### Ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes

O ativo financeiro deve ser mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se ambas as seguintes condições forem atendidas; (a) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

### Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

O CPC 48 / IFRS 9 substitui o modelo de ‘perdas incorridas’ da IAS 39 por um modelo de ‘perdas de crédito esperadas’. O novo modelo de redução ao valor recuperável aplica-se aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado, ativos de contratos e instrumentos de dívida mensurados ao VJORA, mas não a investimentos em instrumentos patrimoniais. Nos termos do CPC 48 / IFRS 9, as perdas de crédito são reconhecidas mais cedo do que no CPC 38 / IAS 39.

Ativos financeiros são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Para todos os ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte; ou
- Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal; ou
- Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira; ou
- Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros.
- Aumento significativo do risco de crédito da contraparte

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

#### 2.21.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “Outros passivos financeiros”. O Grupo não possui passivos financeiros a valor justo.

#### Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido. O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

### 2.22. Moeda funcional

A moeda funcional da Companhia assim como de sua controlada Enauta Energia utilizada na preparação das informações financeiras trimestrais, é a moeda corrente do Brasil - Real (R\$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico no qual o Grupo está inserido e a forma como é gerido. A controlada indireta e a controlada em conjunto sediadas na Holanda, utilizam o dólar norte-americano (US\$) como moeda funcional. As informações financeiras trimestrais das controladas e controlada em conjunto são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

#### 2.22.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

### 2.23. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PECLD), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

#### 2.24. Demonstração do fluxo de caixa (DFC)

Esta demonstração é preparada de acordo com o CPC03 (R2) / IAS7 através do método indireto. A Companhia classifica na rubrica de caixa e equivalentes de caixa os saldos de numerários conversíveis imediatamente em caixa e os investimentos de alta liquidez sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

#### 2.25. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

#### 2.26. Novas normas, alterações e interpretações

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto significativo nas informações financeiras trimestrais consolidadas da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28;
- Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações;
- Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40);
- Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto;
- ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiantamento; e
- IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas informações financeiras trimestrais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### 2.27. Arrendamentos – direitos de uso

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. O Grupo aplicou inicialmente o CPC 06(R2)/IFRS 16 a partir de 1º de janeiro de 2019. O Grupo adotou o CPC 06(R2)/IFRS 16 utilizando a abordagem retrospectiva modificada, na qual o efeito cumulativo da aplicação inicial foi reconhecido no saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019.

O IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento mudou, pois a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional por um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento

#### 2.28. Receita de contrato com cliente

A Companhia reconhece a sua receita de acordo com o CPC 47/IFRS 15 - Receita de contrato com cliente. Neste sentido, os efeitos decorrentes dos contratos com os clientes somente são registrados quando todos os critérios estabelecidos pela norma são atendidos, incluindo a aprovação do contrato, a identificação dos direitos de cada parte frente aos produtos a serem transferidos e, quando os termos de pagamento são identificáveis e quando se observar que é provável que a Companhia receberá pela contraprestação à qual terá direito em troca dos ativos a serem transferidos ao cliente.

O contrato entre as partes também avalia os produtos prometidos e as respectivas obrigações de desempenho, bem como determina o preço da transação em bases contratuais e suas práticas de mensuração que leva em consideração a contraprestação especificada. Nesse contexto, as receitas referentes à extração de petróleo e gás natural, dentre outros, são reconhecidas quando ocorre a transferência do produto ao cliente e a obrigação definida em contrato é satisfeita. A mencionada mensuração inclui valores fixos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

e variáveis, os quais são alocados ao preço da transação, considerando a cada obrigação de desempenho, pelo valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca da transferência dos produtos prometidos aos clientes.

Assim, a receita é reconhecida quando a Companhia satisfaz a obrigação de desempenho que acontece quando o a transferência do bem prometido é efetivada para o cliente. O bem é considerado transferido quando está de posse do cliente, ou seja, quando o cliente tem controle e obtém substancialmente todo os benefícios restantes do ativo em questão.

2.29. Correção voluntária de erro.

Durante o segundo trimestre de 2020, a Companhia identificou que valores apresentados referentes a contratos de arrendamento mercantil, nos quais a Companhia é arrendatária, foram apresentados erroneamente na Demonstração do Fluxo de Caixa consolidada para os períodos indicados conforme quadros abaixo.

Tais erros foram considerados imateriais e não houve nenhum impacto sobre a posição financeira, ou resultado da Companhia.

Em 30 de setembro de 2019:	Consolidado		
	01/01/2019 a 30/09/2019 Corrigido	Divulgado	Efeito
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
Lucro líquido do período	113.314	113.314	-
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:			
Amortização e depreciação - IFRS 16	123.974	-	123.974
Encargos financeiros IFRS 16	41.991	-	41.991
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	470.946	-	470.946
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Arrendamentos - direito de uso	-	38.060	(38.060)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	177.786	215.846	(38.060)
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Arrendamentos - direito de uso - Pagamentos	(127.904)	-	(127.904)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(655.196)	(527.292)	(127.904)
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no período	8.213	8.213	-

### 3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa nº 2, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais os valores não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes.

As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas, depreciação e amortização do ativo imobilizado e intangível, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social e a avaliação e determinação do valor justo de instrumentos financeiros.

As estimativas e premissas são revisadas continuamente e os seus efeitos contábeis às novas estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas.

#### 3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

##### 3.1.1. Investimentos atualizados ao custo amortizado

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez e confirmou a intenção e a capacidade do Grupo manter esses ativos até o seu vencimento. Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 a Companhia não possuía nenhum investimento classificado nesta categoria.

#### 3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas

A seguir, são apresentadas as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

### 3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações. A nota explicativa 27 oferece informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas.

A Administração acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros e sua sensibilidade.

### 3.2.2. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

Conforme descrito na nota explicativa 2.10, a Administração revisa a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, ao encerramento de cada exercício. Durante o período, a Administração concluiu que as vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível eram adequadas, não sendo requeridos ajustes.

### 3.2.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social, bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela sua Administração e aprovadas pelos órgãos de governança. Estas projeções e previsões futuras preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio na moeda norte-americana, taxas de inflação, volume de produção dos ativos de hidrocarbonetos, preço do barril de petróleo, gastos exploratórios e compromissos, disponibilidade de licenças, e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais.

De acordo com a atual legislação fiscal brasileira, não há prazo para a utilização de prejuízos fiscais. No entanto, os prejuízos fiscais acumulados podem ser compensados somente em até 30% do lucro tributável anual.

#### 3.2.4. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das informações financeiras trimestrais é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 17). Por sua natureza, as contingências serão resolvidas quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da nossa atuação, o que dificulta a realização de estimativas precisas acerca da data precisa em que tais eventos serão verificados.

Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições, envolve o período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

#### 3.2.5. Estimativas das reservas provadas e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de *impairment*)

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são anualmente avaliadas e atualizadas. As reservas provadas e as reservas prováveis são determinadas usando técnicas de estimativas geológicas geralmente aceitas. O cálculo das reservas requer que o Grupo assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços de petróleo, taxas de câmbio, taxas de inflação, disponibilidade de licenças e custos de produção. Alterações em algumas dessas posições assumidas poderão ter impacto significativo nas reservas provadas e reservas prováveis estimadas.

A estimativa do volume das reservas é base de apuração da parcela de amortização e sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas informações financeiras trimestrais como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.11), de sua recuperação quando da sua baixa contábil dos ativos imobilizados e intangíveis e das análises de *impairment* nos ativos de exploração e produção.

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar, na data base de apresentação, quanto o Grupo desembolsaria com gastos inerentes a desmantelamento das áreas em desenvolvimento e produção naquele momento.

Esta provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como

custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado (nota explicativa 18).

Os gastos de exploração (gastos com perfurações bem sucedidas ou em avaliação) e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.10. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejada pelo comitê de operações do consórcio.

#### 3.2.6. Provisão para participação nos lucros

A participação nos resultados paga aos colaboradores é baseada na realização de métricas de desempenho individual e da área em que atuam internamente, indicadores financeiros e do resultado da Companhia. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base no resultado apurado e na melhor estimativa das metas atingidas, conforme as diretrizes da Lei nº 10.101/2000, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Caixa e depósitos bancários	<u>302</u>	<u>245</u>
Total	<u>302</u>	<u>245</u>
	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Caixa e depósitos bancários	<u>87.429</u>	<u>51.278</u>
Total	<u>87.429</u>	<u>51.278</u>

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, a Companhia possuía caixa e depósitos bancários a prazo para fazer frente a pagamentos já programados.

5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa	<u>3.948</u>	<u>14.004</u>
Total	<u>3.948</u>	<u>14.004</u>
Circulante	<u>3.948</u>	<u>14.004</u>
	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Valor justo por meio do resultado:		
Operações Compromissadas e CDBs	76.374	74.645
Fundo de investimento exclusivo multimercado (i):	<u>1.578.482</u>	<u>1.578.377</u>
CDB (pós-fixado CDI)	15.840	15.553
Títulos públicos (LFT/NTN)	1.163.258	825.096
Letras Financeiras (ii)	<u>399.384</u>	<u>737.729</u>
Total	<u>1.654.856</u>	<u>1.653.023</u>
Circulante	<u>1.654.856</u>	<u>1.653.023</u>

- i. A controlada Enauta Energia possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI.
  - ii. Letras Financeiras dos Bancos ABC, Alfa, Bradesco, BNP, Safra, Itaú, e Votorantim.
- a) Rentabilidade

As rentabilidades dos títulos e valores mobiliários foram equivalentes à média de 90,13% da variação da taxa CDI acumulada no período findo em 30 de setembro de 2020 (98,80% da taxa CDI até 31 de dezembro de 2019).

## 6. CONTAS A RECEBER

A Enauta Energia tem contrato de longo prazo com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras do Campo de Manati, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira, com cláusula de *take or pay*.

Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao referido contrato de venda de gás que previa a compra do volume de 23 bilhões de m<sup>3</sup> de gás, que elevou o volume contratado para toda a reserva do Campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

A controlada Enauta Energia possui um contrato com a Shell para a comercialização da produção do sistema de produção antecipada (SPA) do Campo de Atlanta. As vendas de óleo são Free on Board (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço netback.

Os saldos de contas a receber nos montantes de R\$100.994 e R\$233.643 registrados em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, respectivamente, referem-se basicamente a:

- Operações de venda de gás para a Petrobras (R\$54.851 em 30 de setembro de 2020 e R\$99.937 em 31 de dezembro de 2019). O saldo de contas a receber é composto principalmente de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

Em 31 de dezembro de 2019 a Petrobras não adquiriu todo o volume contratado que define o *take or pay* anual. Dessa forma, a Enauta Energia possuía registrado naquela data o valor de R\$6.744 a receber em contrapartida de obrigação firmada pela entrega futura. O produto já foi retirado pela Petrobras e valor integralmente recebido em fevereiro de 2020.

Em Manati, a produção ficou suspensa de 22 de fevereiro a 25 de maio de 2020. Em março 2020, fomos notificados pela Petrobras de que a atual pandemia de COVID-19 configurava, no seu entender, evento de força maior, ocasionando diminuição do consumo de gás natural pelo mercado e afetando seu compromisso de retirada.

Em outubro de 2020, o consórcio concluiu a negociação relacionada a notificação acima citada e assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia. Desta forma, não há saldo a receber de take or pay em 30 de setembro de 2020.

- Operação de venda de óleo do campo de Atlanta, para o cliente Shell (R\$46.143 em 30 de setembro de 2020 e R\$126.524 em 31 de dezembro de 2019), por meio de contrato com vencimento em maio de 2021, com o prazo médio de recebimento de 45 dias.

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, não há provisão para perdas esperadas do saldo de contas a receber, pois não há, historicamente inadimplência ou atrasos nestes contratos.

## 7. CRÉDITOS E DÉBITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são cobrados (“Cash Calls”) ou a serem cobrados aos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores à Companhia nos blocos não operados pela Enauta.

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 os créditos com parceiros não vencidos montam R\$67.211 e R\$57.643, respectivamente.

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 os débitos com parceiros (registrado na conta de fornecedores) não vencidos montam de R\$76.277 e R\$68.267, respectivamente, dos quais R\$59.611 (R\$32.583 em 31 de dezembro de 2019) refere-se a parte do parceiro Barra Energia mantido na instituição financeira em titularidade da controlada Enauta Energia.”

## 8. ESTOQUES

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 o saldo de estoques é composto como segue:

	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Bens de consumo de produção		
Materiais e insumos	973	813
Produtos acabados		
Óleo	<u>11.197</u>	<u>8.700</u>
Total	<u>12.170</u>	<u>9.513</u>
Circulante	<u>12.170</u>	<u>9.513</u>

## 9. PARTES RELACIONADAS

### (i) Composição

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas que foram eliminados na consolidação não estão apresentados no saldo consolidado nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Contas a receber – circulante</u>				
Enauta Energia	18	123	-	-
Constellation (a)	-	-	10	14
QGEP B.V.	-	-	125	84
OGX Netherlands (b)	-	-	-	<u>25.068</u>
Total	<u>18</u>	<u>123</u>	<u>135</u>	<u>25.166</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Contas a pagar - circulante</u>		
Enauta Energia	-	-
Constellation (a)	-	40
AFBV (c)	<u>40.888</u>	<u>60.141</u>
Total	<u>40.888</u>	<u>60.181</u>

	Consolidado			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
<u>Resultado</u>				
Serviços compartilhados (a)	31	87	(50)	(82)
Leasing de equipamentos (c)	(31.446)	(149.120)	(31.381)	(84.333)
Aluguel de equipamento (d)	-	-	(18.006)	(18.426)
Total	<u>31.415</u>	<u>(149.033)</u>	<u>(49.437)</u>	<u>(102.841)</u>

(a) Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, o montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Serviços de Petróleo Constellation S.A (“Constellation”). As despesas e receitas incorridas foram apuradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% ao mês.

(b) Em 31 de dezembro de 2019, refere-se a valor a receber da OGX Netherlands B.V referente aos fundings requests para aporte na AFBV, entre julho de 2016 e janeiro de 2017 e que foram carregados igualmente pela QGEP Netherlands B.V e pela FR Barra 1 S.à r.l, controladores em conjunto da AFBV junto à OGX Netherlands B.V.. Os valores são em dólares norte-americanos e, portanto, havia incidência de variação cambial e libor de 1% ao mês.

Em maio de 2020 a QGEP BV reconheceu contabilmente o investimento adicional de 20% sobre a AFBV.

(c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subsea (pagamento trimestral) e ao FPSO Petrojarl I, celebrados entre a Enauta e a AFBV. Estes valores são pagos em dólares norte-americanos.

(d) Em 2019 valor refere-se ao aluguel e prestação de serviço da sonda Laguna Star para atividades no terceiro poço e intervenção nos dois primeiros poços produtores.

(ii) Garantias e fianças com partes relacionadas

A Companhia outorgou garantia de performance, em favor da ANP, quanto a todas as obrigações contratuais assumidas pela Enauta Energia nos Contratos de Concessões firmados no âmbito da 11ª, 13ª, 14ª e 15ª Rodada de Licitação.

A Enauta Energia possui outorga de fiança para garantir o financiamento contratado junto ao BNB (Banco do Nordeste do Brasil), conforme mencionado na nota explicativa 16 e para as obrigações.

A Companhia garante através de aval corporativo os empréstimos contratados pela Enauta Energia junto a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e ao BNB, conforme mencionado na nota explicativa 16.

(iii) Remuneração dos Administradores

Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada e demais benefícios previstos no acordo coletivo), os respectivos encargos sociais (contribuições para a seguridade social - INSS, FGTS, dentre outros), a remuneração variável e plano de opção de ações do pessoal-chave da Administração conforme apresentada no quadro abaixo:

	Controladora			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
Benefícios de curto e longo prazo	976	3.239	1.137	3.171

	Consolidado			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
Benefícios de curto e longo prazo	4.908	10.225	1.955	5.576
Plano de opção de ações	-	-	-	74

Não são oferecidos pela Companhia benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo e/ou benefícios de rescisão de contrato de trabalho, exceto pelo plano de benefícios de aposentadoria descrito na nota explicativa 31.

10. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Aplicação financeira - Garantidoras (a)	171.684	168.149
Fundo de abandono (b)	<u>357.335</u>	<u>263.976</u>
Total caixa restrito	<u>529.019</u>	<u>432.125</u>

Composição:

- (a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 16.
- (b) O “fundo de abandono” é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta, sendo as regras dos fundos aprovadas pelos consórcios e administradas pelos operadores de cada bloco.

Campos	Consolidado	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Manati	238.265	198.811
Atlanta (*)	<u>119.070</u>	<u>65.166</u>
Total	<u>357.335</u>	<u>263.977</u>

(\*) A parcela da Enauta neste fundo é de R\$59.535 (R\$32.583 em 31 de dezembro de 2019).

A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Manati foi de 20,21% (para o período findo em 30 de setembro de 2020 e 6,72% no exercício findo em 31 de dezembro de 2019).

A rentabilidade acumulada do fundo de abandono de Atlanta foi de 95% do CDI para o período findo em 30 de setembro de 2020 e exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

11.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
Imposto retido na fonte (a)	46	240	5.989	16.639
Saldo negativo IRPJ e CSLL	248	492	7.028	6.351
Recuperação PIS / COFINS (b)	-	-	56.929	-
Crédito PIS/COFINS	-	-	10.840	3.843
ICMS - ativo imobilizado	-	-	237	477
Outros créditos	-	-	624	-
<b>Total</b>	<b>294</b>	<b>732</b>	<b>81.647</b>	<b>27.310</b>
Circulante	294	732	21.117	23.005
Não circulante	=	=	60.530	4.305

11.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
ICMS (c)	-	-	3.649	4.616
PIS/COFINS (d)	-	9.253	-	12.102
IRRF	55	64	2.101	1.979
IR e CSLL	-	5.435	18.348	4.170
Royalties (e)	-	-	5.954	10.790
Participação especial (e)	-	-	-	1.401
IRRF sobre remessas estrangeira (f)	-	-	4.601	4.736
Outros (g)	2	2	3.469	3.052
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>14.754</b>	<b>38.122</b>	<b>42.845</b>
Circulante	57	14.754	37.243	42.845
Não circulante	=	=	879	=

- (a) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas", na controlada Enauta Energia.
- (b) Créditos fiscais de PIS e COFINS atualizados monetariamente pela SELIC referentes processo judicial transitado em julgado em 26 de junho de 2020, a favor da Companhia, onde foi reconhecido o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (nota explicativa 17).
- (c) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 20.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

- (d) O valor da controladora refere-se ao JCP (juros sobre capital próprio) e no consolidado refere-se, principalmente, aos débitos incidentes sobre a venda de gás natural do campo de Manati.
- (e) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati e sobre o óleo produzido no campo de Atlanta, conforme descrito na nota explicativa 25.
- (f) O valor refere-se à adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei 13.586/2017 de desistência das ações administrativas e judiciais relativas ao IRRF sobre remessas estrangeiras devido a contratos de aluguel de embarcações (o valor ainda não foi objeto de cash call pelo Operador).
- (g) Basicamente refere-se à retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.

11.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Controladora			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Lucro antes do IR e CSLL	39.407	243.990	41.935	113.314
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(13.398)	(82.957)	(14.258)	(38.527)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	13.933	84.568	14.661	39.592
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(535)	(1.611)	(403)	(1.065)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Lucro antes do IR e CSLL	50.197	344.821	40.170	132.446
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(17.067)	(117.239)	(13.658)	(45.032)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(535)	(1.611)	(403)	(1.065)
Incentivos fiscais (b)	8.965	20.616	12.687	30.630
Prejuízos fiscais ativados	178	178	-	-
Despesas indedutíveis/receita não tributável: Permanentes (c)	(2.331)	(2.775)	3.139	(3.665)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(22.427)	(48.584)	(12.879)	(35.849)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	11.637	(52.247)	14.644	16.717

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de setembro de 2020 a Companhia possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$8.986 (R\$ 4.247 para Prejuízo Fiscal e R\$ 4.248 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2019), sendo que a Companhia não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação.
- (b) Refere-se basicamente ao incentivo fiscal do crédito presumido do ICMS e ao Lucro da Exploração.
- (c) Em junho de 2020 foi reconhecido R\$ 128 milhões referente lucros da empresa QGEP Holanda.

#### 11.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada Enauta, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	<u>Consolidado</u>	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	111.943	92.153
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	421	1.023
Arrendamento - IFRS 16	12.470	14.571
Provisões diversas	<u>6.490</u>	<u>8.711</u>
Total composição do ativo diferido	<u>131.324</u>	<u>116.458</u>

	<u>Consolidado</u>	
	<u>30/09/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Composição passivo fiscal diferido</u>		
Tributação em bases universais QGEP B.V.	(47.455)	-
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	(19.356)	-
Provisão venda de óleo	(6.801)	-
Depreciação acelerada	<u>(45.920)</u>	<u>(45.920)</u>
Provisões diversas	<u>(30.240)</u>	<u>(36.775)</u>
Total composição do passivo diferido	<u>(149.772)</u>	<u>(82.695)</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>116.458</u>
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Amortização da provisão para abandono	19.790
Arrendamento - IFRS 16	(2.101)
Provisões diversas - Adições e reversões	<u>(2.823)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>131.324</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>(82.695)</u>
Tributação em bases universais QGEP B.V.	<u>(47.455)</u>
Crédito exclusão ICMS base de cálculo PIS e COFINS	<u>(19.356)</u>
Provisão venda de óleo	<u>(6.801)</u>
Provisões diversas – exclusões e reversões	6.535
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>149.772</u>
<u>Saldo do passivo diferido líquido</u>	<u>(18.448)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 30 de setembro de 2020, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2020 e aprovadas pela Diretoria. O estudo demonstra a viabilidade da recuperação.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 30 de setembro de 2020:

Ativo diferido

2020	6.165
2021	166
A partir de 2022	<u>124.993</u>
Total	<u>131.324</u>

Passivo diferido

2020	96.482
2021	4.095
A partir de 2022	<u>49.195</u>
Total	<u>149.772</u>

## 12. INVESTIMENTOS

### 12.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do período:

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação no capital votante e total detidos</u>
Direta	Enauta Energia S.A.	Brasil	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	50%

### 12.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Abaixo, dados dos investimentos e as informações financeiras trimestrais para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	30/09/2020		
	<u>Enauta Energia</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV(*)</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	5.000
Percentual de participação	100%	100%	50% (a)
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	153.824	20
Patrimônio líquido	2.931.500	428.939	742.096
Resultado do período	248.729	128.329	34.897
Ativo total	4.571.088	432.586	1.634.182
Passivo total	1.639.588	3.647	892.086
Receita líquida	758.540	-	15.443

- (a) Em 25 de outubro de 2019, a titularidade das ações da Dommo BV na proporção de 20% foi efetivamente transferida para a QGEP BV, após decisão do Tribunal de Amsterdã deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em 19 de novembro de 2019, o tribunal de Roterdã concedeu um gravame judicial bloqueando as ações da QGEP BV na AFBV, a pedido da Dommo Netherlands B.V. Em 13 de maio de 2020, o tribunal de Amsterdam proferiu decisão no sentido de liberar o gravame outrora determinado com efeitos imediatos, deferindo o pedido da QGEP BV e da outra acionista Barra Luxembourg Sarl. Em razão disso, os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV em maio de 2020 pelo valor de USD29.900 (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13). Este investimento foi registrado em contra-partida ao resultado do período, na rubrica de "Outras Receitas Operacionais" .

	31/12/2019		
	<u>Enauta Energia</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV(*)</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	30%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	151.446	20
Patrimônio líquido	2.810.324	203.224	590.963
Resultado do período	249.708	(489)	8.954
Ativo total	4.534.457	204.126	864.858
Passivo total	1.724.132	902	841.098
Receita líquida	1.111.670	-	48.549

(\*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV.

A movimentação dos investimentos da Companhia apresentada nas informações financeiras trimestrais individuais e consolidadas é como segue:

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	30/09/2020	
	Controladora	Consolidado
	<u>Enauta</u>	<u>AFBV</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>2.810.324</u>	<u>177.289</u>
Plano de opção de ações	(7.186)	-
Pagamento de dividendos (a)	(218.500)	-
Ajustes acumulados de conversão	93.372	56.375
Alteração de participação acionária	-	120.982
Hedge	4.761	-
Resultado de equivalência patrimonial	<u>248.729</u>	<u>16.402</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>2.931.500</u>	<u>371.048</u>

	31/12/2019	
	Controladora	Consolidado
	<u>Enauta</u>	<u>AFBV</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<u>3.161.351</u>	<u>167.888</u>
Plano de opção de ações	(18.011)	-
Pagamento de dividendos	(470.408)	-
Juros sobre capital próprio (b)	(100.000)	-
Ajustes acumulados de conversão	8.841	7.610
Hedge	(21.157)	-
Resultado de equivalência patrimonial	<u>249.708</u>	<u>1.791</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>2.810.324</u>	<u>177.289</u>

- (a) Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 15 de abril de 2020, foi aprovada a distribuição de dividendos adicionais ao juros sobre capital próprio (JCP) (item b) no valor de R\$218.500. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.
- (b) Em Assembleia Geral Extraordinária de 27 de dezembro de 2019, foi aprovada a distribuição de JCP no valor de R\$100.000 (valor líquido da retenção de IRRF de R\$85.000), a serem imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2019. O valor foi pago pela Enauta Energia à Companhia no dia 28 de abril de 2020.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

13. IMOBILIZADO

	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado		
		30/09/2020		
		<u>Custo</u>	<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Líquido</u>
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.908	(1.986)	922
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(1.019)	537
Computadores – <i>Hardware</i>	20%	4.317	(3.130)	1.187
Imóveis	3%	6.363	(1.110)	5.253
Terrenos	-	<u>174</u>	<u>-</u>	<u>174</u>
Subtotal		<u>19.425</u>	<u>(11.352)</u>	<u>8.073</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.844	(15.551)	1.293
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás Atlanta (ii)		997.780	(552.106)	445.674
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.093.729</u>	<u>(914.493)</u>	<u>179.236</u>
Subtotal		<u>2.108.353</u>	<u>(1.482.150)</u>	<u>626.203</u>
Total		<u>2.127.778</u>	<u>(1.493.502)</u>	<u>634.276</u>

	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado		
		31/12/2019		
		<u>Custo</u>	<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Líquido</u>
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.872	(1.769)	1.103
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(888)	668
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	3.797	(2.846)	951
Imóveis	3%	6.363	(978)	5.385
Terrenos	-	<u>174</u>	<u>-</u>	<u>174</u>
Subtotal		<u>18.869</u>	<u>(10.588)</u>	<u>8.281</u>
<u>Segmento de upstream</u>				
Gastos com exploração de recursos naturais (i)		16.844	(15.346)	1.498
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Atlanta (ii)		916.888	(346.532)	570.356
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati (ii)		<u>1.007.641</u>	<u>(890.027)</u>	<u>117.614</u>
Subtotal		<u>1.941.373</u>	<u>(1.251.905)</u>	<u>689.468</u>
Total		<u>1.960.242</u>	<u>(1.262.493)</u>	<u>697.749</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

- (i) Referentes a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.
- (ii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 25 (b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Custo	Consolidado				Total
	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás -Atlanta	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - Manati	
Saldo em 31/12/2018	<u>18.233</u>	<u>16.844</u>	<u>715.327</u>	<u>975.380</u>	<u>1.725.784</u>
(+) Adições do exercício	636	-	202.332 (a)	32.261 (b)	235.229
(-) Baixas do exercício	-	-	(771) (c)	-	(771)
Saldo em 31/12/2019	<u>18.869</u>	<u>16.844</u>	<u>916.888</u>	<u>1.007.641</u>	<u>1.960.242</u>
(+) Adições do período	556	-	80.952 (d)	86.088 (e)	167.596
(-) Baixas do período	-	-	(60) (f)	-	(60)
Saldo em 30/09/2020	<u>19.425</u>	<u>16.844</u>	<u>997.780</u>	<u>1.093.729</u>	<u>2.127.778</u>

Em 31 de dezembro de 2019, as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se a: (a) gastos de desenvolvimento do 3º poço (b) gastos de desenvolvimento do campo no valor de R\$23.789 e R\$8.472 de variação cambial de provisão de abandono e (c) R\$ 771 referentes à baixa do Campo de Oliva.

Em 30 de setembro de 2020 as principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se a: (d) gastos de desenvolvimento do campo no valor de R\$33.270 e R\$47.682 de variação cambial de provisão de abandono , (e) R\$ R\$86.000 de variação cambial de provisão de abandono e (f) baixa do Campo de Oliva.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Depreciação imobilizado corporativo</u>	<u>Amortização gastos com exploração de recursos naturais</u>	<u>Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo- Atlanta</u>	<u>Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás- Manati</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2018	<u>(9.755)</u>	<u>(14.824)</u>	<u>(108.022)</u>	<u>(854.760)</u>	<u>(987.361)</u>
(-) Adições do exercício	(833)	(522)	(238.510)	(35.267)	(275.132)
(+) Baixas do exercício	—	—	—	—	—
Saldo em 31/12/2019	<u>(10.588)</u>	<u>(15.347)</u>	<u>(346.532)</u>	<u>(890.027)</u>	<u>(1.262.494)</u>
(-) Adições do período	(764)	(204)	(205.574)	(24.466)	(231.008)
(+) Baixas do período	—	—	—	—	—
Saldo em 30/09/2020	<u>(11.352)</u>	<u>(15.551)</u>	<u>(552.106)</u>	<u>(914.493)</u>	<u>(1.493.502)</u>

14. INTANGÍVEL

	Consolidado			
	<u>Taxa de Depreciação</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>30/09/2020</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(23.167)	227.542
Bônus de assinatura (ii)	-	162.110	-	162.110
Software	20%	<u>8.391</u>	<u>(8.037)</u>	<u>354</u>
Total		<u>421.210</u>	<u>(31.204)</u>	<u>390.006</u>

	Consolidado			
	<u>Taxa de Depreciação</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>31/12/2019</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	(13.789)	236.920
Bônus de assinatura (ii)	-	162.110	-	162.110
Software	20%	<u>8.410</u>	<u>(7.849)</u>	<u>561</u>
Total		<u>421.228</u>	<u>(21.637)</u>	<u>399.590</u>

- (i) Refere-se aos direitos de participação de 30% nos campos de Atlanta e Olival localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$250.709. A amortização teve início em maio de 2018.
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 25).

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Custo e amortização	Consolidado			Total
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Software	
Saldo em 31/12/2018	<u>246.740</u>	<u>159.754</u>	<u>291</u>	<u>406.785</u>
(+) Adições (custo)	-	2.356 (a)	600	2.956
(-) Baixas (custo)	-	-	(108)	(108)
(-) Adições (amortização)	<u>(9.820)</u>	-	<u>(228)</u>	<u>(10.047)</u>
Saldo em 31/12/2019	<u>236.920</u>	<u>162.110</u>	<u>561</u>	<u>399.590</u>
(+) Adições (custo)	-	-	(18)	(18)
(-) Baixas (custo)	-	-	-	-
(-) Adições (amortização)	<u>(9.378)</u>	-	<u>(189)</u>	<u>(9.567)</u>
Saldo em 30/09/2020	<u>227.542</u>	<u>162.110</u>	<u>354</u>	<u>390.006</u>

(a) Refere-se aos direitos de participação de 30% dos blocos SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M- 637.

15. ARRENDAMENTOS

No período findo em 30 de setembro de 2020 e exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a composição do direito de uso e passivo de arrendamento é como segue:

	Consolidado						
	30/09/2020	Movimentação 3° trimestre	30/06/2020	Movimentação 2° trimestre	31/03/2020	Movimentação 1° trimestre	31/12/2019
Equipamentos	910.467	-	910.467	15.813	894.654	-	894.654
Imóveis	3.245	-	3.245	-	3.245	-	3.245
Amortização acumulada	<u>(324.455)</u>	<u>(40.905)</u>	<u>(283.550)</u>	<u>(56.810)</u>	<u>(226.740)</u>	<u>(56.486)</u>	<u>(170.254)</u>
Total – ativos direito de uso	<u>589.257</u>	<u>(40.905)</u>	<u>630.162</u>	<u>(40.997)</u>	<u>671.159</u>	<u>(56.486)</u>	<u>727.645</u>
Arrendamentos a pagar	1.140.868	-	1.140.868	16.837	1.124.031	-	1.124.031
Pagamentos	<u>(389.086)</u>	<u>(67.162)</u>	<u>(321.924)</u>	<u>(67.134)</u>	<u>(254.790)</u>	<u>(67.225)</u>	<u>(187.565)</u>
Ajuste a valor presente	<u>(125.848)</u>	<u>12.781</u>	<u>(138.629)</u>	<u>12.775</u>	<u>(151.404)</u>	<u>14.560</u>	<u>(165.964)</u>
Passivos de arrendamento	<u>625.934</u>	<u>(54.381)</u>	<u>680.315</u>	<u>(37.522)</u>	<u>717.837</u>	<u>(52.665)</u>	<u>770.502</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

a) Impactos no período:

As amortizações dos direitos de uso dos bens contabilizados são de acordo com a vigência de cada contrato, respeitando os respectivos períodos de utilização.

Em relação a esses arrendamentos, de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, o Grupo reconheceu despesas de depreciação e juros, em vez de despesas de arrendamento operacional. Não houve pagamentos variáveis referente aos contratos de leasings reconhecidos. Vide abaixo a movimentação do período:

<u>Ativo de arrendamento</u>	Consolidado		
	<u>Equipamentos</u>	<u>Imóveis</u>	<u>Total</u>
Saldo em 1 de Janeiro de 2019	<u>736.043</u>	<u>3.325</u>	<u>739.368</u>
Amortização	<u>(29.364)</u>	<u>(186)</u>	<u>(29.550)</u>
Adições e Exclusões de Contratos	<u>(78.171)</u>	-	<u>(78.171)</u>
Atualização Encargos Financeiros	<u>34.351</u>	<u>282</u>	<u>34.633</u>
Saldo em 31 de Março de 2019	<u>662.859</u>	<u>3.421</u>	<u>666.280</u>
Amortização	<u>(41.570)</u>	<u>(171)</u>	<u>(41.741)</u>
Adições e Exclusões de Contratos	<u>(12.115)</u>	-	<u>(12.115)</u>
Atualização Encargos Financeiros	<u>(33.436)</u>	<u>207</u>	<u>(33.229)</u>
Saldo em 30 de junho de 2019	<u>575.738</u>	<u>3.457</u>	<u>579.195</u>
Amortização	<u>(52.507)</u>	<u>(177)</u>	<u>(52.683)</u>
Adições e Exclusões de Contratos	<u>138.519</u>	-	<u>138.519</u>
Atualização Encargos Financeiros	<u>49.767</u>	-	<u>49.767</u>
Saldo em 30 de setembro de 2019	<u>711.517</u>	<u>3.281</u>	<u>714.798</u>
Amortização	<u>(46.142)</u>	<u>(139)</u>	<u>(46.280)</u>
Adições e Exclusões de Contratos	<u>52.432</u>	<u>(188)</u>	<u>52.244</u>
Atualização Encargos Financeiros	<u>6.884</u>	-	<u>6.884</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>724.689</u>	<u>2.956</u>	<u>727.646</u>
Amortização	<u>(56.311)</u>	<u>(175)</u>	<u>(56.486)</u>
Saldo em 31 de março de 2020	<u>668.378</u>	<u>2.781</u>	<u>671.159</u>
Amortização	<u>(56.636)</u>	<u>(175)</u>	<u>(56.810)</u>
Adições e exclusões de contratos	<u>15.813</u>	-	<u>15.813</u>
Saldo em 30 de junho de 2020	<u>627.556</u>	<u>2.606</u>	<u>630.162</u>
Amortização	<u>(40.730)</u>	<u>(175)</u>	<u>(40.905)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>586.826</u>	<u>2.431</u>	<u>589.257</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

<u>Passivo de arrendamento</u>	<u>Consolidado</u>		
	<u>Arrendamentos a pagar</u>	<u>AVP</u>	<u>Total</u>
Saldo em 1º de Janeiro de 2019	<u>899.261</u>	<u>(128.621)</u>	<u>739.368</u>
Pagamentos	(31.272)	-	(31.272)
Adições e Exclusões de Contratos	(115.745)	-	(115.745)
Reconhecimento AVP (“Accrediton”)	-	3.644	3.644
Atualização Encargos Financeiros	-	<u>40.749</u>	<u>40.749</u>
Saldo em 31 de Março de 2019	<u>752.244</u>	<u>(84.228)</u>	<u>668.016</u>
Pagamentos	(33.531)	-	(33.531)
Adições e Exclusões de Contratos	11.758	-	11.758
Reconhecimento AVP (“Accrediton”)	-	(38.904)	(38.904)
Atualização Encargos Financeiros	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2019	<u>730.471</u>	<u>(123.132)</u>	<u>607.339</u>
Pagamentos	(63.102)	-	(63.102)
Adições e Exclusões de Contratos	241.892	-	241.892
Reconhecimento AVP	-	77.250	77.250
Atualização Encargos Financeiros	-	<u>(110.521)</u>	<u>(110.521)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2019	<u>909.261</u>	<u>(156.403)</u>	<u>752.858</u>
Pagamentos	(90.932)	-	<u>(90.932)</u>
Adições e Exclusões de Contratos	118.137	6.884	125.021
Reconhecimento AVP	-	(83.391)	(83.391)
Atualização Encargos Financeiros	-	<u>66.946</u>	<u>66.946</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>936.466</u>	<u>(165.964)</u>	<u>770.502</u>
Pagamentos	(67.225)	-	(67.225)
Reconhecimento AVP (“Accrediton”)	-	33.328	33.328
Atualização Encargos Financeiros	-	<u>(18.768)</u>	<u>(18.768)</u>
Saldo em 31 de março de 2020	<u>869.241</u>	<u>(151.404)</u>	<u>717.837</u>
Pagamentos	(67.134)	-	(67.134)
Reconhecimento AVP (“Accrediton”)	-	80.455	80.455
Adição e exclusão de contratos	16.840	-	16.840
Atualização encargos financeiros	-	<u>(67.683)</u>	<u>(67.683)</u>
Saldo em 30 de junho de 2020	<u>818.947</u>	<u>(138.632)</u>	<u>680.315</u>
Pagamentos	(67.163)	-	(67.163)
Reconhecimento AVP (“Accrediton”)	-	131.699	131.699
Atualização encargos financeiros	-	<u>(118.917)</u>	<u>(118.917)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>751.784</u>	<u>(125.850)</u>	<u>625.934</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

b) Crédito PIS e COFINS:

	Consolidado	
	30/09/2020	
	<u>Valor nominal</u>	<u>Ajustado a valor presente</u>
Contraprestação do arrendamento	210.455	175.838
Pis/Cofins Potencial 9,25%	19.467	16.265

	Consolidado	
	31/12/2019	
	<u>Valor nominal</u>	<u>Ajustado a valor presente</u>
Contraprestação do arrendamento	225.782	183.466
Pis/Cofins Potencial 9,25%	20.885	16.971

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação, exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural.

<u>Moeda nacional</u>	30/09/2020	31/12/2019	<u>Encargos</u>	Consolidado	
				<u>Forma de pagamento – juros</u>	<u>Vencimento</u>
BNB - Banco do Nordeste (a)	<u>115.794</u>	<u>116.167</u>	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	51.591	64.756	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	<u>57.788</u>	<u>72.000</u>	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
	<u>109.379</u>	<u>136.756</u>			
Total	<u>225.173</u>	<u>252.924</u>			
Circulante	<u>51.237</u>	<u>47.149</u>			
Não circulante	<u>173.936</u>	<u>205.775</u>			
Total consolidado – Saldo bruto (b)	<u>225.173</u>	<u>252.924</u>			
Custo do empréstimo FINEP	<u>(792)</u>	<u>(990)</u>			
Saldo consolidado líquido	<u>224.381</u>	<u>251.934</u>			

Em setembro de 2020 a TJLP foi de 4,91% a.a. (5,57% a.a em dezembro de 2019).

(a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.

Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.

(b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$792 em 30 de setembro de 2020 (R\$990 em 31 de dezembro de 2019). Este valor é retido no momento da liberação do crédito.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo bruto do custo de empréstimo 31/12/2018	<u>291.079</u>
(+) Adições de juros	13.379
(-) Amortização de principal	(38.344)
(-) Amortização de juros	<u>(13.190)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>252.924</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(990)</u>
Saldo final em 31/12/2019	<u>251.934</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo 31/12/2019	<u>252.924</u>
(+) Adições de juros	8.352
(-) Amortização de principal	(29.901)
(-) Amortização de juros	<u>(6.202)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>225.173</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(792)</u>
Saldo final em 30/09/2020	<u>224.381</u>

- (a) Em 06 de abril de 2020, o Banco Central do Brasil emitiu a Resolução 4.798 suspendendo por até 12 (doze) meses o pagamento das parcelas vencidas e vincendas até 31 de dezembro de 2020 das linhas de crédito especial com recursos dos Fundos Constitucionais de Financiamento do Norte e (FNO), do Nordeste (FNE) e do Centro-Oeste (FCO), com eventual acréscimo ao vencimento final da operação, para as operações não rurais, adimplentes ou com atraso de até 90 (noventa) dias na data da publicação desta Resolução.

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

<u>Vencimentos</u>	<u>30/09/2020</u>
2021	53.349
2022	53.431
2023	17.000
2024 a 2026	<u>50.156</u>
Total	<u>173.936</u>

De acordo com os termos do contrato da FINEP, o principal da dívida deve ser pago em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 15/09/2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes, ocorrendo a última em 15/09/2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela Companhia.

De acordo com os termos do contrato do BNB, o principal da dívida deve ser pago em 84 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorreu em 20/10/2019 e as demais em meses subsequentes, ocorrendo a última em 29/09/2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos 3 prestações mensais desta operação, compreendendo principal e encargos, tomada como referência mínima a maior prestação devida, em conta reserva (nota explicativa 10). Caso os três projetos envolvidos na dívida BNB sejam descontinuados e devolvidos à ANP, o contrato prevê a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo, 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderá ultrapassar setembro de 2022.

## 17. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Consequentemente, nenhuma provisão foi constituída nas informações financeiras trimestrais referentes a 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019.

### 17.1. Processos judiciais não provisionados

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais, encontram-se apresentados abaixo e os valores informados estão atualizados até 30 de setembro de 2020.

#### INEMA – Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

A Execução Fiscal nº 0087249-25.2010.805.0001, decorrente da multa aplicada no Auto de Infração nº 2006-007365/TEC/AIMU-0343, lavrado em 22/11/2006. A infração refere-se ao descumprimento de condicionante determinada pelo Instituto do Meio Ambiente (IMA), resultando no assoreamento de córregos e erosão, quando da instalação do gasoduto entre os municípios de Guaibin e São Francisco do Conde, cuja multa, atualizada, é de R\$575 (participação da Enauta).

#### INEMA - Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

O Auto de Infração nº 2009-014426/TEC/AIMU0265 foi lavrado em razão do descumprimento da condicionante 1 e cumprimento parcial das condicionantes 2, 6 e 7 da estabelecidas pelo Instituto do Meio Ambiente (IMA) em Portaria RA 8050 de 30 de março de 2007 com vistas a obter a Licença Ambiental para construir gasoduto. A contingência atualizada tem valor de R\$144 (participação da Enauta).

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

O processo administrativo nº 02006.001664/2007-46 foi aberto em razão da lavratura do Auto de Infração nº 409516-D instaurado pelo IBAMA em 2007. Trata-se de ação decorrente do arraste de gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA), fato este que teria causando danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$10.061 (participação da Enauta).

Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia – Superintendência de Administração Tributária (SAT)

O auto de infração nº 206983.0004/15-5 foi lavrado pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, em razão do suposto cometimento das seguintes infrações: (i) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadorias adquiridas para integrar o ativo permanente do estabelecimento; (ii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a aquisição de material para uso e consumo do estabelecimento; (iii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadoria(s) adquirida(s) com pagamento de imposto por substituição tributária; e (iv) omissão na prestação de informações relacionadas a lançamentos efetuados na EFD. A contingência atualizada tem valor de R\$3.087 (participação da Enauta).

ICMS

Aproveitamento de crédito de ICMS nas aquisições de mercadorias (combustíveis) como insumos para as embarcações afretadas no exercício de 2007 a 2009. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da Enauta, os valores em discussão, montam aproximadamente R\$6.596.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no exercício de 2008 a 2013. Nos exercícios de 2008 e 2009 referem-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já nos anos de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Em relação ao IRRF, o Operador optou pelo pagamento especial previsto na Lei nº 13.586/2017, artigo 3º, o que resultou na obrigatória desistência (parcial) dos processos que tinham por objeto os débitos deste imposto, conforme descrito na nota explicativa 10.2 (f). Os processos permanecem em trâmite para discutir os recolhimentos de PIS, COFINS e CIDE. Com relação à participação da Enauta, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 a 2013, montam aproximadamente a R\$61.993 (participação Enauta).

## 17.2. Processos judiciais – recuperação de tributos

### Exclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS

Em 2014 a controlada Enauta Energia entrou com ação judicial questionando a constitucionalidade da inclusão do ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e pleiteando a restituição do valor recolhido.

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) concluiu o julgamento, na sistemática de repercussão geral, com decisão favorável aos contribuintes, a fim de garantir os direitos de exclusão do ICMS do cálculo do PIS e da COFINS.

Em 2018, o Tribunal Regional Federal da 2ª região julgou favorável os argumentos apresentados pela controlada Enauta Energia, e com base nesta decisão, na do STF e nas opiniões legais dos consultores jurídicos, a mesma deixou de incluir o ICMS nas bases de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS a partir deste período.

Em 26 de junho de 2020 transitou em julgado a decisão favorável proferida pelo Tribunal Regional Federal da 2ª Região (TRF2) nos autos da Ação Declaratória nº 0182458-25.2014.4.02.5101, ajuizada por sua controlada Enauta Energia para questionar a constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo das contribuições para o PIS e para a COFINS e para requerer a restituição dos valores recolhidos a partir de dezembro de 2009. Como resultado desta decisão, foi reconhecido em 30 de junho de 2020 o valor de R\$62.219 pela controlada como impostos a recuperar.

Embora a questão do mérito tenha sido resolvida, permanece pendente de julgamento no Supremo Tribunal Federal os embargos de declaração opostos pela União Federal no leading case da matéria (RE 574.706), na sistemática de repercussão geral, onde ainda será definido pelo STF o critério a ser utilizado para fins de restituição (o valor do ICMS destacado na nota fiscal ou o ICMS efetivamente pago, após apuração – confronto entre entrada/créditos e saídas/débitos), o que impossibilita a Companhia precisar o valor do crédito total a ser recuperado, podendo este variar entre o valor registrado e R\$74.000, sem considerar os efeitos tributários.

A compensação dos créditos ocorrerá na medida que as homologações via procedimento administrativo perante a Receita Federal do Brasil forem efetuados ou mediante pedindo de restituição.

## 18. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, conforme notas explicativas 2.10 e 3.2.5. Nesse sentido, a provisão constituída reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

Os custos com abandono foram projetados com base em uma inflação média da indústria de 2,8% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperado do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 5,4% ao ano.

A movimentação da provisão para abandono no período findo em 30 de setembro de 2020 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 é como segue:

	Campos			Consolidado
	Manati	Atlanta		
Saldo em 31 de dezembro de 2018	158.062	<u>50.937</u>		<u>208.999</u>
Atualização de provisão	-	23.128	(a)	23.128
Variação cambial e outros, líquidos	<u>32.394</u>	<u>16.421</u>		<u>48.815</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>190.456</u>	<u>90.486</u>		<u>280.942</u>
Variação cambial e outros, líquidos	<u>90.844</u>	<u>49.355</u>		<u>140.199</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>281.300</u>	<u>139.841</u>		<u>421.141</u>

(a) Refere-se ao 3º poço de Campo de Atlanta, com início da produção em 21 de junho de 2019.

A Companhia, juntamente com seus parceiros, reavalia anualmente as estimativas de provisão de abandono de seus campos

A análise reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para a indústria de óleo e gás.

## 19. OBRIGAÇÕES DE CONSÓRCIOS

	Consolidado	
	30/09/2020	31/12/2019
PEM a pagar	<u>57.922</u>	<u>57.922</u>
Total	<u>57.922</u>	<u>57.922</u>
Circulante	=	=
Não circulante	<u>57.922</u>	<u>57.922</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019, o valor de R\$57.922 refere-se a adiantamentos de PEM (Programa exploratório mínimo) recebidos dos sócios dos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337.

20. RECEITA LÍQUIDA

	Consolidado			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
Receita bruta	<u>242.097</u>	<u>795.931</u>	<u>339.220</u>	<u>769.222</u>
PIS	(1.466)	(3.110)	(1.921)	(4.867)
COFINS	(6.753)	(14.326)	(8.846)	(22.418)
ICMS	(11.772)	(24.945)	(15.324)	(38.780)
Crédito presumido ICMS (*)	2.355	4.990	3.065	7.756
Descontos contratuais	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(3.604)</u>
Total de deduções	<u>(17.636)</u>	<u>(37.391)</u>	<u>(23.026)</u>	<u>(61.913)</u>
Receita líquida	<u>224.461</u>	<u>758.540</u>	<u>316.194</u>	<u>707.309</u>

(\*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.18.2 - Reserva de incentivos fiscais.

21. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

21.1. Custos

	Consolidado			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
Custos de extração	(22.291)	(121.598)	(84.753)	(183.215)
Royalties e participação especial	(15.642)	(48.498)	(25.384)	(56.505)
Pesquisa e desenvolvimento	-	-	(1.004)	(1.004)
Amortização e depreciação	<u>(96.250)</u>	<u>(378.411)</u>	<u>(128.249)</u>	<u>(290.279)</u>
Total	<u>(134.183)</u>	<u>(548.507)</u>	<u>(239.390)</u>	<u>(531.003)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

21.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Pessoal	(976)	(3.239)	(1.137)	(3.171)
Serviços contratados de terceiros	(490)	(1.037)	(216)	(551)
Impostos e taxas	(50)	(172)	(37)	(181)
Anúncios e publicações	(65)	(370)	(13)	(322)
Outras despesas	(4)	(6)	(18)	(34)
Total	<u>(1.585)</u>	<u>(4.824)</u>	<u>(1.421)</u>	<u>(4.259)</u>

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Pessoal (a)	(20.903)	(54.573)	(12.655)	(37.106)
Serviços contratados de terceiros	(7.119)	(16.692)	(3.982)	(11.276)
Seguros	(170)	(464)	1.600	(321)
Impostos e taxas	211	(1.322)	(807)	(1.236)
Anúncios e publicações	(182)	(888)	(250)	(1.677)
Serviços compartilhados	31	87	(50)	(82)
Amortização e depreciação	(476)	(1.426)	(470)	(1.443)
Manutenção	(823)	(2.170)	(862)	(3.017)
Locação	(166)	(493)	(186)	(547)
Outras despesas	(822)	(3.068)	(1.193)	(3.296)
Alocação de projetos E&P (b)	<u>13.858</u>	<u>37.379</u>	<u>12.670</u>	<u>37.698</u>
Total	<u>(16.561)</u>	<u>(43.630)</u>	<u>(6.185)</u>	<u>(22.303)</u>

(a) Em 2019 a Companhia reverteu o montante de R\$12.437 referente a planos de opções de ações vencidos, conforme mencionado na nota explicativa 28.

Em 31 de março de 2020, a Companhia reverteu o montante de R\$6.218 referente ao plano de opções de ações outorgado em 11 de março de 2013, conforme mencionado na nota explicativa 28.

(b) Rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela Enauta, relacionado aos seus parceiros não operadores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

22. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Baixa de blocos (a)	(82)	(381)	(833)	(854)
Aquisição / processamento de sísmica	(347)	(1.094)	(1.331)	(4.565)
Gastos com geologia e geofísica	(25)	(320)	(194)	(1.000)
Despesas gerais e administrativas	(2.746)	(8.885)	(4.195)	(7.669)
Penalidades contratuais (b)	(2.644)	(3.803)	(27.022)	(27.022)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(226)	(487)	(198)	(367)
Serviços de perfuração	(6.559)	(27.721)	(7.782)	(15.151)
Outros	<u>(928)</u>	<u>(3.264)</u>	<u>(988)</u>	<u>(2.566)</u>
Total	<u>(13.557)</u>	<u>(45.955)</u>	<u>(42.543)</u>	<u>(59.194)</u>

(a) No período findo em 30 de setembro de 2020, montante de R\$296 refere-se a gastos remanescentes dos Campos de Camarão Norte (bloco BCAM-40) devolvido em 26 de outubro de 2018 a ANP e o valor de R\$85 refere-se a gastos remanescentes do Campo de Oliva (bloco BS-4) devolvido em 12 de setembro de 2019 a ANP.

(b) Através de Ofícios da ANP, as companhias consorciadas nos blocos exploratórios BM-CAL-5 e BM-S-76 tomaram conhecimento de multas a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em Contrato de Concessão referente a Conteúdo Local. O Operador dos Consórcios apresentará Defesa Administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contempla, dentre outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC).

Com as informações acima, a Enauta Energia provisionou no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o valor de R\$26.413 referente a sua participação nas multas (22,46% - BM-CAL-5 e 20% - BM-S-76). No período findo em 30 de setembro de 2020 a empresa registrou o montante de R\$3.803 referente a atualização do valor contabilizado em 2019 e está aguardando a finalização do Processo Administrativo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

23. OUTRAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

	Controladora			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
COFINS sobre receitas financeiras (a)	<u>(1)</u>	<u>(6)</u>	<u>(10)</u>	<u>(49)</u>
PIS sobre receitas financeiras (a)	-	-	(2)	(8)
Total	<u>(1)</u>	<u>(6)</u>	<u>(12)</u>	<u>(57)</u>

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Alteração de participação acionária (b)	-	120.982	-	-
Exclusão ICMS da Base de PIS/COFINS (c)	-	39.758	-	-
Multas (d)	(7.751)	(9.478)	-	-
COFINS sobre receitas financeiras (a)	(721)	(3.911)	(1.631)	(4.671)
PIS sobre receitas financeiras (a)	(117)	(636)	(265)	(759)
Despesas tributárias	(4)	(4.445)	-	(939)
Outros	<u>642</u>	<u>470</u>	<u>6</u>	<u>16</u>
Total	<u>7.951</u>	<u>142.740</u>	<u>(1.890)</u>	<u>(6.353)</u>

- (a) Em 2019 o montante das despesas de PIS e COFINS sobre rendimentos financeiros foram reclassificados para a conta de Outras Receitas e Despesas Operacionais para melhor apresentação dos saldos.
- (b) Os 20% adicionais das ações da AFBV foram reconhecidos contabilmente pela QGEP BV (nota explicativa 12) em maio de 2020 pelo valor de USD29.900 (R\$120.982) conforme previsto no CPC 46 (IFRS 13).
- (c) Em 30 de setembro de 2020, valor de refere-se a valor principal de contabilização de causa do ICMS (nota explicativa 17).
- (d) Entre fevereiro de 2020 e maio de 2020, foram exportados 03 navios tipo Suezmax do óleo de Atlanta com destino final para a Ásia, que por problemas na produção, devido ao comissionamento dos equipamentos de tratamento de água no FPSO Petrojal I, ficaram fora das especificações acordadas (BSW - teor de água e salinidade). Prática normal do mercado internacional, os custos adicionais de tratamentos em tancagens ou aumento de tempo para processar este óleo incorridos pelo comprador são cobrados do vendedor através dos chamados "Claims". Negociações comerciais que se iniciaram com valores estimados e foram posteriormente suportadas por vasta documentação probatória destes custos estão sendo mantidas, gerando o valor de um "Claim" estimado de R\$9.478 (equivalente a US\$ 1,680 mil), referente a participação da Enauta no Campo de Atlanta que foram integralmente provisionados em 30 de setembro de 2020.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

24. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Rendimento aplicações financeiras (*)	25	112	248	1.194
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(14)</u>	<u>(21)</u>	<u>(1)</u>	<u>(10)</u>
Total	<u>11</u>	<u>91</u>	<u>247</u>	<u>1.184</u>

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Rendimento aplicações financeiras (a)	13.495	78.876	34.888	97.795
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(20.844)</u>	<u>(13.645)</u>	<u>(24.573)</u>	<u>(57.375)</u>
AVP Direito de uso - IFRS 16	<u>(12.781)</u>	<u>(41.140)</u>	<u>(20.335)</u>	<u>(41.991)</u>
Atualização sobre créditos tributários (b)	224	23.150	399	1.470
Variação cambial ativa	5.443	43.561	5.129	9.187
Variação cambial passiva	<u>(9.238)</u>	<u>(24.417)</u>	697	<u>(8.382)</u>
Outros	<u>(4.492)</u>	<u>(14.799)</u>	<u>(10.463)</u>	<u>(17.659)</u>
Total	<u>(7.349)</u>	<u>65.231</u>	<u>10.315</u>	<u>40.420</u>

Em 2019 o montante das despesas de PIS e COFINS sobre rendimentos financeiros foram reclassificados para a conta de Outras Receitas e Despesas Operacionais para melhor apresentação dos saldos.

- (a) Refletem receitas financeiras tais como remuneração da taxa CDI para títulos privados, remuneração da variação da taxa SELIC para títulos públicos e variação da moeda corrente norte americana para fundo cambial no primeiro trimestre do ano anterior.
- (b) Em 30 de setembro de 2020, valor de refere-se a atualização de juros sobre valor principal de contabilização de causa do ICMS (nota explicativa 17).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

25. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

a) Direitos e compromissos com a ANP

O Grupo possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos:

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu Almada	Manati (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Enauta Energia Geopark Brasoil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta (BS-4)	06/08/1998	Barra Energia Enauta Energia (operador)	50 50
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Enauta Energia OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Enauta Energia (operador)	100
	Ceará	CE-M-661	30/08/2013	Enauta Energia Total (operador) Premier	25 45 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Enauta Energia Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-428	23/12/2015	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-501	29/01/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-503	29/01/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-430	07/11/2018	Enauta Energia	30 50

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
				ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-573	07/11/2018	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-505	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-575	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-637	14/02/2020	Enauta Energia ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data da declaração de comercialidade. Na fase exploratória os prazos são definidos no respectivo Contrato de Concessão.

O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Grupo:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% Enauta) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura (%Enauta) R\$ mil	Área km <sup>2</sup>	Taxa de retenção de área por km <sup>2</sup> (Valores em Reais)			
					Royalties	Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,650	7,5%	100	200	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	562	745,031	10%	239	478	2.390,00
FZA-M-90	108,3	2013	18.945	768,500	10%	63,66	127,32	636,60
PAMA-M-265	1,4	2013	3.020	766,300	10%	218,91	437,82	2189,10
PAMA-M-337	108,4	2013	35.206	769,300	10%	218,91	437,82	2189,10
CE-M-661	27,0	2013	10.116	760,900	10%	656,73	1313,46	6567,3
ES-M-598	37,8	2013	14.182	769,300	10%	95,49	190,98	954,90
ES-M-673	4,9	2013	12.562	507,2	10%	95,49	190,98	954,9
Atlanta (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200	400	2.000,00
SEAL-M-351	3,5	2015	19.158	756,86	10%	875,73	1.751,46	8.757,30
SEAL-M-428	3,6	2015	10.843	746,24	10%	875,73	1.741,46	8.757,30
SEAL-M-501	-	2018	18.847	753,799	10%	1.668,11	3.336,22	16.681,11
SEAL-M-503	9,1	2018	14.136	754,598	10%	278,02	556,03	2.780,17
SEAL-M-430	9,1	2018	1.089	755,236	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-573	5,3	2018	1.089	755,946	10%	205,36	410,72	1.848,24
SEAL-M-505	2,8	2020	810	754,598	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-575	2,8	2020	933	753,946	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
SEAL-M-637	3,2	2020	612	753,279	10%	752,1	1.504,2	6.768,9
<b>Total</b>	<b>334,5</b>		<b>162.110</b>					

Em 30 de setembro de 2020, o compromisso remanescente relativo a Programas Exploratórios Mínimos (“PEM”) das concessões mencionadas na tabela acima, anteriores à Rodada 11 de licitação da ANP, compreende a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-12 (Bloco CAL-M-372), prevista para ser iniciada após a obtenção da licença ambiental, prevista para 2021.

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2021.

Nos blocos adquiridos nas Rodadas 13, 14, 15 e no Primeiro Ciclo da Rodada Permanente, não há o compromisso de perfuração de poço. (Blocos: SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-430, SEAL-M-501, SEAL-M-503 e SEAL-M-573, SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637).

A controlada Enauta detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações.

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Enauta:

- Royalties – O Preço de referência do petróleo, a partir de janeiro de 2018, é regulamentado pela Portaria ANP nº 703/2017, e é apurado com base nas características físico-químicas e comerciais da corrente de petróleo a que cada área estiver vinculada. O valor é divulgado mensalmente pela ANP. Já o Preço de referência do gás natural é regido sob as normas da Resolução ANP nº 40/2009 que determina que nos casos em que a exploração comercial do campo ocorrer sob a forma de consórcio, o preço será calculado a partir da média ponderada dos preços de venda do gás natural pelos volumes comercializados. Para Manati, os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência (condensado) e da média ponderada da venda (gás natural), desde o início da produção da área de concessão. Em relação a Atlanta, o recolhimento corresponde a 7,8% do valor de referência tanto para o óleo vendido quanto para o gás consumido. No período findo em 30 de setembro de 2020 foram provisionados R\$48.498 (R\$55.598 em 30 de setembro de 2019) de royalties referentes à produção do campo Manati e BS-4 em 2019, dos quais R\$5.954 (R\$10.790 em 31 de dezembro de 2019) permanecem no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos.

- Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2705/98, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No período findo em 30 de setembro de 2020 não foi registrado valor de participação especial na demonstração do resultado (R\$907 em 30 de setembro de 2019 ) como custos assim como no balanço patrimonial (R\$1.401 em 31 de dezembro de 2019).
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi provisionado o montante de R\$2.109 para o período findo em 30 de setembro de 2020, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$1.739 em 30 de setembro de 2019).

b) Informações sobre as reservas

As reservas provadas de gás e óleo da controlada Enauta foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pela Petroleum Resources Management System (PRMS), o qual foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers em março de 2007 e revisado em junho de 2018.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás e óleo que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios, podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada para o Campo de Manati está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de gás (MMm <sup>3</sup> ) (*)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2019 (**)	4.010
Produção em 2020	<u>(537)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30/09/2020	<u>3.473</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

A reserva de óleo estimada para o campo de Atlanta está apresentada conforme abaixo:

	Volume total de óleo (MMbbl) (*)
Reserva Provada de 100% da participação em 31/12/2019 (**)	<u>16,4</u>
Produção em 2020	<u>(5,5)</u>
Reserva Provada de 100% da participação em 30/09/2020	<u>10,9</u>

(\*) não revisado pelos auditores independentes

(\*\*) conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA

c) Garantias

Em 30 de setembro de 2020, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia cujo a beneficiária é a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e B combustíveis - ANP no total de R\$424.969 (R\$427.185 em 31 de dezembro de 2019). Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$334.535 (R\$336.751 em 31 de dezembro de 2019) e desenvolvimento do Campo de Atlanta no montante de R\$90.434 (mesmo montante em 31 de dezembro de 2019).

26. COMPROMISSOS

Em 30 de setembro de 2020, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	Consolidado (*)		
	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u> <u>em diante</u>
Total de compromissos	<u>103.035</u>	<u>233.183</u>	<u>347.208</u>

(\*) Este montante representa a participação da Enauta nos consórcios por ela operados.

## 27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

### a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, partes relacionadas e empréstimos e financiamentos e opções de venda de óleo.

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos de Mercado aprovada pelo Conselho de Administração, que visa mitigar eventos que possam afetar adversamente sua geração de caixa e flexibilidade financeira.

Seguindo a política mencionada acima a Administração da Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme para os próximos 12 meses equivalente a 1.130 mil barris, a um valor de US\$41,3 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$3,7 por barril.

<u>Janela de exercício</u>	<u>Opções de venda</u>
01/10/2020 a 31/12/2020	530.000
01/01/2021 a 31/03/2021	400.000
01/04/2021 a 30/06/2021	<u>200.000</u>
	<u>1.130.000</u>

A Companhia optou por fazer hedge accounting no valor justo das opções de venda, entendendo que esta seja a melhor forma de demonstrar a operação efetuada.

O resultado do período findo em 30 de setembro de 2020 foi impactado positivamente em R\$18.975, resultado do exercício da opção de venda de 260 mil barris a um preço de US\$56,25 por barril.

Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R\$5.842, gerando um impacto líquido positivo na receita de R\$13.133.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	30/09/2020			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	529.019	529.019
Caixa e depósitos bancários	302	302	87.429	87.429
Contas a receber (i)	18	18	100.994	100.994
Partes relacionadas	-	-	135	135
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	3.948	3.948	1.654.856	1.654.856
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	163	163	143.158	143.158
Partes relacionadas	-	-	40.888	40.888
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	224.381	224.381
	31/12/2019			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Custo amortizado				
Caixa restrito	-	-	432.125	432.125
Caixa e depósitos bancários	245	245	51.278	51.278
Contas a receber (i)	-	-	233.643	233.643
Partes relacionadas	-	-	25.166	25.166
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	15.298	15.298	1.653.023	1.653.023
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	101	101	125.201	125.201
Partes relacionadas	85.123	85.123	60.181	60.181
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	251.934	251.934

O CPC 46 / IFRS 13 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas.

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (*"non performance risk"*), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de *"input"* significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 - Os *"inputs"* são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.

Nível 2 - Os *"inputs"* são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os *"inputs"* do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou *"inputs"* que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

Nível 3 - Os *"inputs"* inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses *"inputs"* representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados pelo nível 2 para estes instrumentos financeiros:

- (i) Os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.
- (ii) As mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

A tabela a seguir demonstra em detalhes o vencimento dos passivos financeiros contratados:

	Controladora	
	<u>Até 1 ano</u>	<u>Total</u>
Fornecedores	<u>163</u>	<u>163</u>
Total	<u>163</u>	<u>163</u>

	Consolidado				
	<u>Até 1 mês</u>	<u>De 1 a 3 meses</u>	<u>Até 1 ano</u>	<u>Até 10 anos</u>	<u>Total</u>
	Fornecedores	141.053	691	1.414	-
Partes relacionadas	-	-	40.888	-	40.888
Empréstimos e financiamentos	-	-	<u>51.237</u>	<u>173.144</u>	<u>224.381</u>
Total	<u>141.053</u>	<u>691</u>	<u>93.539</u>	<u>173.144</u>	<u>408.427</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato de as vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (54,3% em 30 de setembro de 2020 e 45,7% em 31 de dezembro de 2019) e Shell (45,7% em 30 de setembro de 2020 e 54,2% em 31 de dezembro de 2019). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato de a maior parte das transações ser com apenas dois clientes, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não foram registradas perda com créditos junto aos clientes.

O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontra-se descrito na nota explicativa 6.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e atividades de financiamento (empréstimos e financiamentos) para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados à TJLP.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em</u> <u>30/09/2020</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário</u> <u>provável</u> <u>(a)</u>	<u>Cenário I -</u> <u>deterioração</u> <u>de 25%</u>	<u>Cenário II -</u> <u>Deterioração</u> <u>de 50%</u>
CDI anual em 30 de setembro de 2020	1,90%		1,90%	1,43%	0,95%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2020		Redução do CDI	1.654.856	1.654.856	1.654.856
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado		Redução do CDI	1.686.298	1.678.288	1.670.278
Receita estimada em 31 de dezembro de 2020			31.442	23.432	15.422
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2020			-	(8.010)	(16.020)

Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2020, de acordo com o site portal de finanças do dia 19 de outubro de 2020.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em</u> <u>30/09/2020</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário</u> <u>provável (a)</u>	<u>Cenário I -</u> <u>deterioração</u> <u>de 25%</u>	<u>Cenário II -</u> <u>Deterioração</u> <u>de 50%</u>
CDI anual em 30 de setembro de 2020	1,90%				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2020			1,90%	1,43%	0,95%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2020	529.019	Redução do CDI	539.070	536.510	533.949
Receita estimada em 31 de dezembro de 2020			10.051	7.491	4.930
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2020			-	(2.561)	(5.121)

Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2020, de acordo com o site da portal de finanças do dia 19 de outubro de 2020.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

<u>Operação</u>	<u>Saldo em</u> <u>30/09/2020</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário</u> <u>provável (a)</u>	<u>Cenário I -</u> <u>deterioração</u> <u>de 25%</u>	<u>Cenário II -</u> <u>Deterioração</u> <u>de 50%</u>
TJLP em 30 de setembro de 2020	57.788		4,91%	6,14%	7,37%
Empréstimos e financiamentos:					
FINEP		Alta da TJLP			
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa efetiva da TJLP para 30 de setembro de 2020		Alta da TJLP			
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2020			2.837	3.582	4.326
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2020			60.625	61.370	62.114
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2020			-	744	1.488

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES).

(b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP.

f) Risco volatilidade de preço petróleo

Esses riscos são basicamente provenientes da variação dos preços do petróleo. As operações com derivativos tiveram como objetivo exclusivo a proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo (até 12 meses).

Seguindo a Política de Gestão de Risco de Mercado da Companhia, que tem o objetivo de mitigar a exposição da Companhia a riscos da atividade de Exploração e Produção de Óleo e Gás, a Administração optou por realizar a cobertura (hedge) de uma possível redução no preço do barril.

Essa operação de hedge do preço do petróleo protege a Companhia com a obtenção de um preço médio de US\$43 por barril, para parte da produção do Campo de Atlanta. Em 30 de setembro de 2020 os contratos oferecem cobertura para 1.690.000 mil barris a serem vendidos ao longo de doze meses.

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma variação no preço do Brent e o efeito no Patrimônio Líquido da marcação a mercado e liquidação da opção de venda.

<u>Operação</u>	<u>Risco</u>	<u>Consolidado</u>		
		<u>30/09/2020</u>		
		<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário</u>	
	<u>Saldo em</u> <u>R\$</u>	<u>Possível</u> <u>(25%)</u>	<u>Remoto</u> <u>(50%)</u>	
Preço Brent em 30 de setembro de 2020	40,95	26.731		
<u>Operação</u> <u>Hedge</u>	Alta do Brent			
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2020		(13.231)	(1.725)	3.909
Marcação a mercado e liquidação estimado		39.994	28.456	22.822

## 28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 é de R\$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R\$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 30 de setembro de 2020 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	76.091.208	28,6
Ações em tesouraria	3.266.535	1,2
Administradores	383.283	0,2
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

### ii. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no período. O cálculo do lucro por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários chaves usando-se o método de ações em tesouraria quando o efeito é dilutivo.

Os instrumentos de participação que serão ou poderão ser liquidados em ações da Companhia são incluídos no cálculo apenas quando sua liquidação tem um impacto de diluição sobre o lucro por ação.

	<u>01/07/2020 a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020 a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019 a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019 a 30/09/2019</u>
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>				
Numerador:				
Lucro líquido do período	39.407	243.990	41.935	113.314
Denominador (em milhares de ações):				
Média ponderada de número de ações ordinárias	<u>262.540</u>	<u>262.540</u>	<u>262.213</u>	<u>262.213</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	<u>0,15</u>	<u>0,93</u>	<u>0,16</u>	<u>0,44</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020  
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações preferenciais para administradores e executivos da Companhia. Para as outorgas de 2011 a 2016, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções, segundo estes Planos de 2011 a 2016, poderão ser exercidas em até 7 anos após a data da concessão.

O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo binomial de precificação no montante de R\$1,14 para o Plano de 2016, R\$1,96 para o Plano de 2015, R\$2,65 para o Plano de 2014 e R\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os dois Planos de 2012 e R\$9,87 para o Plano de 2011.

As reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

	Plano 2016	Plano 2015	Plano 2014
Data da reunião do Conselho de Administração	23/02/2016	12/03/2015	24/02/2014
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915	2.296.500
Preço de exercício da opção	R\$4,88	R\$6,36	R\$8,98
Valor justo da opção na data da concessão	R\$1,14	R\$1,96	R\$2,65
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%	43,36%
Dividendo esperado	3,59%	2,47%	3,84%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%	6,20%
Duração da opção (em anos)	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes em 30 de setembro de 2020 está apresentada a seguir:

	Opções de ações
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2019	<u>2.990.407</u>
Exercício de opções no primeiro trimestre de 2020	<u>(289.943)</u>
Opções canceladas no período	<u>(1.604.853)</u>
Opções em circulação em 31 de março de 2020	<u>1.095.611</u>
Exercício de opções no segundo trimestre de 2020	<u>(19.832)</u>
Opções em circulação em 30 de junho de 2020	<u>1.075.779</u>
Exercício de opções no terceiro trimestre de 2020	<u>(3.100)</u>
Opções em circulação em 30 de setembro de 2020	<u>1.072.679</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no período findo em 30 de setembro de 2020 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em set/2020	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em set/2020	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.089.164	7	4,88	93.915	5,66
Plano 2015	314.584	7	6,36	314.584	8,13
Plano 2014	1.640.826	7	8,98	1.640.826	12,42

(\*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor ("INPC").

Para o período findo em 30 de setembro de 2020, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$13.652, sendo R\$44.778 das outorgas dos planos de 2011 a 2016 e a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal; (R\$28.945) referente a reversão dos planos de opção de ações vencidos, R\$2.458 referente a exercício de opções e (R\$4.639) referente a ações canceladas por desligamento de funcionários.

Em 29 de abril de 2018 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 29 de abril de 2011 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R\$10.290 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contrapartida ao resultado do exercício.

Em 23 de março de 2019 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 23 de março de 2012 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R\$10.309 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contrapartida ao resultado do exercício.

Em 31 de maio de 2019 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 28 de maio de 2012 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R\$2.128 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contrapartida ao resultado do exercício.

Em 31 de março de 2020 o plano de opções de ações para administradores e executivos da Companhia outorgado em 11 de março de 2013 venceu, não havendo mais a possibilidade de exercício do mesmo após esta data. A Companhia então reverteu o montante de R\$6.218 referente a tal plano que havia sido contabilizado na reserva de capital em contrapartida ao resultado do exercício.

29. AÇÕES EM TESOURARIA

A Companhia autorizou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento ou alienação com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações dos anos 2011 a 2014.

<u>Plano</u>	<u>Data de autorização de recompra</u>	<u>Volume recomprado</u>
Plano 2011	24/04//2012	1.097.439
Plano 2012	9/07/2012	2.491.517
Plano 2013	6/05/2013	2.120.319
Plano 2014	24/02/2014	2.245.357

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

	<u>Ações ordinárias (*)</u>	<u>Valor - R\$mil</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<u>4.334.128</u>	<u>44.139</u>
Realização de stock options em 2019	<u>(754.718)</u>	<u>(7.687)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<u>3.579.410</u>	<u>36.452</u>
Realização de stock options no primeiro trimestre de 2020	<u>(289.943)</u>	<u>(2.953)</u>
Saldo em 31 de março de 2020	<u>3.289.467</u>	<u>33.499</u>
Realização de stock options no segundo trimestre de 2020	<u>(19.832)</u>	<u>(202)</u>
Saldo em 30 de junho de 2020	<u>3.269.635</u>	<u>33.297</u>
Realização de stock options no terceiro trimestre de 2020	<u>(3.100)</u>	<u>(32)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2020	<u>3.266.535</u>	<u>33.266</u>

(\*) Quantidade de ações

Custo médio histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$ por ação) é de R\$ 10,18

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 30 de setembro de 2020:

Quantidade de ações em tesouraria	3.266.535
Cotação por ação na B3 (R\$)	<u>9,68</u>
Valor de mercado (R\$mil)	<u>31.620</u>

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de setembro de 2020 representa 1,2% do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

30. SEGUROS

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

<u>Modalidade</u>	<u>Data de vigência</u>		<u>Importâncias</u>
	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>seguradas</u>
Riscos de petróleo e operacionais	31/12/2019	30/06/2021	4.759.940
Patrimonial	21/07/2020	21/07/2021	15.976
D&O	29/03/2020	29/03/2021	140.000
Responsabilidade civil geral	21/02/2020	21/02/2021	11.280
Seguro viagem	-	-	2.820
Total			<u>4.930.016</u>

31. PLANO DE BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Enauta, controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contrapartida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do exercício de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total é reconhecida na demonstração do resultado consolidada e refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

	<u>Controladora</u>			
	<u>01/07/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/01/2020</u> <u>a 30/09/2020</u>	<u>01/07/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>	<u>01/01/2019</u> <u>a 30/09/2019</u>
Previdência privada	<u>(25)</u>	<u>(74)</u>	<u>(25)</u>	<u>(73)</u>
Total	<u>(25)</u>	<u>(74)</u>	<u>(25)</u>	<u>(73)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS  
REFERENTE AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2020

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado			
	01/07/2020 a 30/09/2020	01/01/2020 a 30/09/2020	01/07/2019 a 30/09/2019	01/01/2019 a 30/09/2019
Previdência privada (a)	<u>(389)</u>	<u>(830)</u>	<u>(335)</u>	<u>(1.011)</u>
Total	<u>(389)</u>	<u>(830)</u>	<u>(335)</u>	<u>(1.011)</u>

- (a) A Companhia usou o fundo inominado da previdência privada no valor aproximado de R\$281 (parcela da contribuição da Companhia referente a funcionários desligados que não cumpriram o período de vesting) para quitar as parcelas a contribuir referentes aos meses de abril, maio e junho (parcial).

### 32. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

As movimentações patrimoniais que não afetaram os fluxos de caixa da Companhia, são como segue:

	<u>30/09/2020</u>	<u>30/09/2019</u>
Fornecedores de imobilizado	29.138	16.191
Varição cambial sobre provisão de abandono	140.199	68.828
Penalidades contratuais – multas	31.995	27.022
Multas / penalidades contratuais	39.694	-
Arrendamentos	195.341	165.965

### 33. EVENTOS SUBSEQUENTES

- (i) Em 28 de dezembro de 2017, foi promulgada a Lei nº 13.586, que define um novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017 e a IN RFB nº 1.781/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de óleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos, chamado Repetro-Sped. O regime expirará em dezembro de 2040.

O Repetro-Sped mantém a suspensão integral dos tributos sobre os bens admitidos temporariamente no país, benefício já previsto no regime anterior denominado Repetro, e amplia a desoneração para bens importados permanentemente no Brasil. A IN RFB nº 1.781/2017 trouxe dois anexos, um com a relação dos bens que podem ser importados temporariamente e outro com a relação dos bens que devem ser importados de forma definitiva. Os bens admitidos no Repetro devem ser migrados para o Repetro-Sped até o dia 31.12.2020, para poderem permanecer no país e continuarem a usufruir dos benefícios fiscais.

Sendo assim, para poder migrar os bens que devem ser importados de forma definitiva, a Enauta Energia assinou com a AFBV, em outubro de 2020, um contrato de compra de ativos de petróleo outrora incluídos no Repetro. Os ativos foram vendidos a seu valor contábil representado pelo custo contábil depreciado até 31 de dezembro de 2019 não gerando ganho/perda nesta transação.

- (ii) A controlada Enauta Energia recebeu Notificação (“Notice of Withdrawal”) de sua sócia Barra Energia de acordo com o Joint Operating Agreement celebrado entre as partes, comunicando a sua decisão de saída irrevogável do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. A Companhia avaliará até o dia 28 de novembro de 2020 se assumirá a participação da Barra Energia no Campo ou procederá ao abandono conjunto. O processo de decisão envolve definições relativas ao Sistema Definitivo.

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

Baseada na análise dos fluxos de caixa projetados da Companhia para os próximos 12 meses, estressados para considerar os possíveis desfechos da decisão a ser tomada até 28 de novembro de 2020 descrita acima, a Administração da Companhia refuta o risco de incerteza significativa de sua continuidade operacional e reafirma a adequação da elaboração de suas informações trimestrais de 30 de setembro de 2020 com base no princípio da continuidade.

#### 34. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 09 de novembro de 2020 e autorizadas para arquivamento junto à CVM em 11 de novembro de 2020.

#### 35. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

---

##### **Conselho de Administração**

Antonio Augusto de Queiroz Galvão  
Ricardo de Queiroz Galvão  
José Augusto Fernandes Filho  
Leduvy de Pina Gouvêa Filho  
Luiz Carlos de Lemos Costamilan  
José Luiz Alqueres

---

##### **Diretoria**

Décio Fabricio Oddone da Costa  
Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real  
Danilo Oliveira

---

##### ***Controller e Contadora responsável***

Ana Glória de Oliveira Nogueira  
Fernanda Amaral Rodrigues de Britto

---



DECLARAÇÃO  
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO V DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (KPMG Auditores Independentes) referentes às informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2020.

Rio de Janeiro, 09 de novembro de 2020.

---

Décio Fabricio Oddone da Costa  
Diretor Presidente

---

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

---

Danilo Oliveira  
Diretor



DECLARAÇÃO  
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO VI DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as informações financeiras trimestrais da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2020 e 30 de setembro de 2020.

Rio de Janeiro, 09 de novembro de 2020.

---

Décio Fabricio Oddone da Costa  
Diretor Presidente

---

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

---

Danilo Oliveira  
Diretor