

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Quarto Trimestre e Ano de 2020

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)
01 de abril de 2021
11h00 (Horário de Brasília)
10h00 (Horário de Nova York)
Dial in Brasil: +55 3181-8565 ou +55 11 4210-1803
Dial in EUA: +1 844 204-8942 ou +1 412 717-9627
Código: Enauta

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

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

ENAT
B3 LISTED NM

Enauta



Enauta divulga resultados do 4T20 e 2020

Rio de Janeiro, 31 de março de 2021 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e ano de 2020. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (*International Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Contabilidade), conforme descrito na seção de desempenho financeiro deste relatório.

Durante a preparação das demonstrações financeiras do ano de 2020, a Administração da Companhia identificou a necessidade de retificar determinadas rubricas nas demonstrações financeiras de períodos anteriores que foram corrigidas retrospectivamente no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, reapresentando cada uma das rubricas afetadas das demonstrações financeiras de períodos anteriores, para fins de comparação, de acordo com o CPC 26 / IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Financeiras e o CPC 23 / IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Os valores referentes ao 4T19 e 2019 divulgados nesse documento já demonstram a posição corrigida, conforme apresentado na nota explicativa nº 2.29 e nas respectivas tabelas.

Principais Indicadores	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Receita Líquida - R\$ milhões	186,9	404,4	-53,8%	945,4	1.111,7	-15,0%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	137,3	259,0	-47,0%	796,2	662,0	20,3%
Margem EBITDAX	73,5%	64,0%	9 p.p.	84,2%	59,6%	25 p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	38,2	121,8	-68,7%	124,0	184,0	-32,6%
Caixa Líquido ² - R\$ milhões	1.747,8	1.657,2	5,5%	1.747,8	1.657,2	5,5%
CAPEX realizado - US\$ milhões	7,2	1,8	300,0%	26,6	50,1	-47,1%
Produção Total (Mil Boe)	1.275,8	2.508,3	-49%	5.636,9	7.255,7	-22%
Produção de Óleo (Mil Bbl)	333,0	1.324,7	-75%	3.171,2	3.509,7	-10%
Produção de Gás (Mil Boe)	945,8	1.183,7	-20%	2.465,7	3.746,1	-34%

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

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

DESTAQUES

- ▲ **Sólida posição de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1,7 bilhão**, com recebíveis relevantes no curto prazo.
- ▲ A produção média diária do trimestre e do ano foi afetada por problemas operacionais no FPSO do Campo de Atlanta. **Produção total de 1,28 milhão de boe no 4T20**, equivalente à produção média diária de **13,9 mil boe**. No ano, a média diária foi de **17,2 mil boe**.
- ▲ **Lucro líquido totalizou R\$ 124,0 milhões em 2020**, 32,6% inferior ao lucro registrado em 2019. No 4T20, a Companhia contabilizou lucro de R\$ 38,2 milhões.
- ▲ **Aquisição de 30% de participação em 4 blocos terrestres na Bacia do Paraná na Oferta Permanente da ANP.**
- ▲ **Acordo com a Barra Energia para assumir 100% de participação no Campo de Atlanta.** A cessão da participação da Barra Energia para a Enauta Energia está sujeita à aprovação da ANP.
- ▲ **Início da implementação da nova estratégia da Companhia** com foco na recomposição do portfólio de ativos em produção e no aumento da geração de valor para os acionistas.
- ▲ **Retomada da produção em Atlanta em fevereiro** e previsão de retorno dos outros dois poços do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no segundo trimestre de 2021.
- ▲ **Início do processo de licitação da plataforma (FPSO) do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta**, que considera uma unidade com capacidade para 50 kbbl/dia, à qual estarão conectados de 6 a 8 poços produtores, 3 deles já em operação no Sistema de Produção Antecipada (SPA). A licitação considera a adaptação de um FPSO existente (OSX-2), possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses já assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório.



Mensagem da Administração

O ano de 2020 foi de grandes desafios para o setor de petróleo e gás, com alta volatilidade no preço da commodity. A economia global foi diretamente impactada pelos efeitos da pandemia de COVID-19, acelerando a transição energética e o reposicionamento estratégico de *players* do setor. Neste momento, nossa disciplina financeira e foco em rentabilidade nos colocam diante de uma oportunidade única para a consolidação da nossa estratégia de renovação do portfólio e expansão dos negócios.

O último trimestre foi marcado pelo início da implementação da nova estratégia. Focados na aquisição de ativos em produção, nosso objetivo é construir o portfólio com a maior variedade de oportunidades e com o maior potencial de geração de valor entre as empresas independentes de petróleo e gás natural operando no Brasil. Acreditamos que podemos combinar a previsibilidade de um conjunto de ativos geradores de caixa com um portfólio de alto potencial exploratório. Encerramos o ano com posição de caixa de R\$ 1,7 bilhão, somada a aproximadamente R\$ 1,4 bilhão¹ de recebíveis referentes à venda de ativos. Buscamos ainda otimizar nossa estrutura de capital, nos beneficiando do fato de sermos uma empresa geradora de caixa livre e com potencial de diversificação de portfólio. Com isso, o acesso ao mercado de dívida pode se tornar mais uma alavanca de criação de valor para os nossos acionistas.

Atlanta segue como um componente importante de nossa estratégia de longo prazo. No final de 2020, assumimos 100% de participação no campo por acreditarmos na capacidade de geração de valor desse ativo. O Sistema de Produção Antecipada (SPA) trouxe informações importantes para o desenvolvimento definitivo através da utilização de tecnologias que já dominamos. O redimensionamento do projeto, aliado ao ganho de eficiência operacional, o tornou mais robusto e resiliente a preços mais baixos de petróleo. No primeiro trimestre de 2021, iniciamos a licitação para a contratação da unidade de produção. Alinhados à diversificação do nosso portfólio, iniciaremos também busca de parceiros para o desenvolvimento definitivo do Campo.

A perfuração do primeiro poço exploratório nos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas está programada para o segundo semestre deste ano. Esses ativos encontram-se em região de alto potencial exploratório e próximos a descobertas da ordem de 1,2 bilhão de barris. Em dezembro de 2020, no 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, adquirimos 30% de participação em quatro blocos exploratórios na Bacia do Paraná. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás facilitará o escoamento da produção.

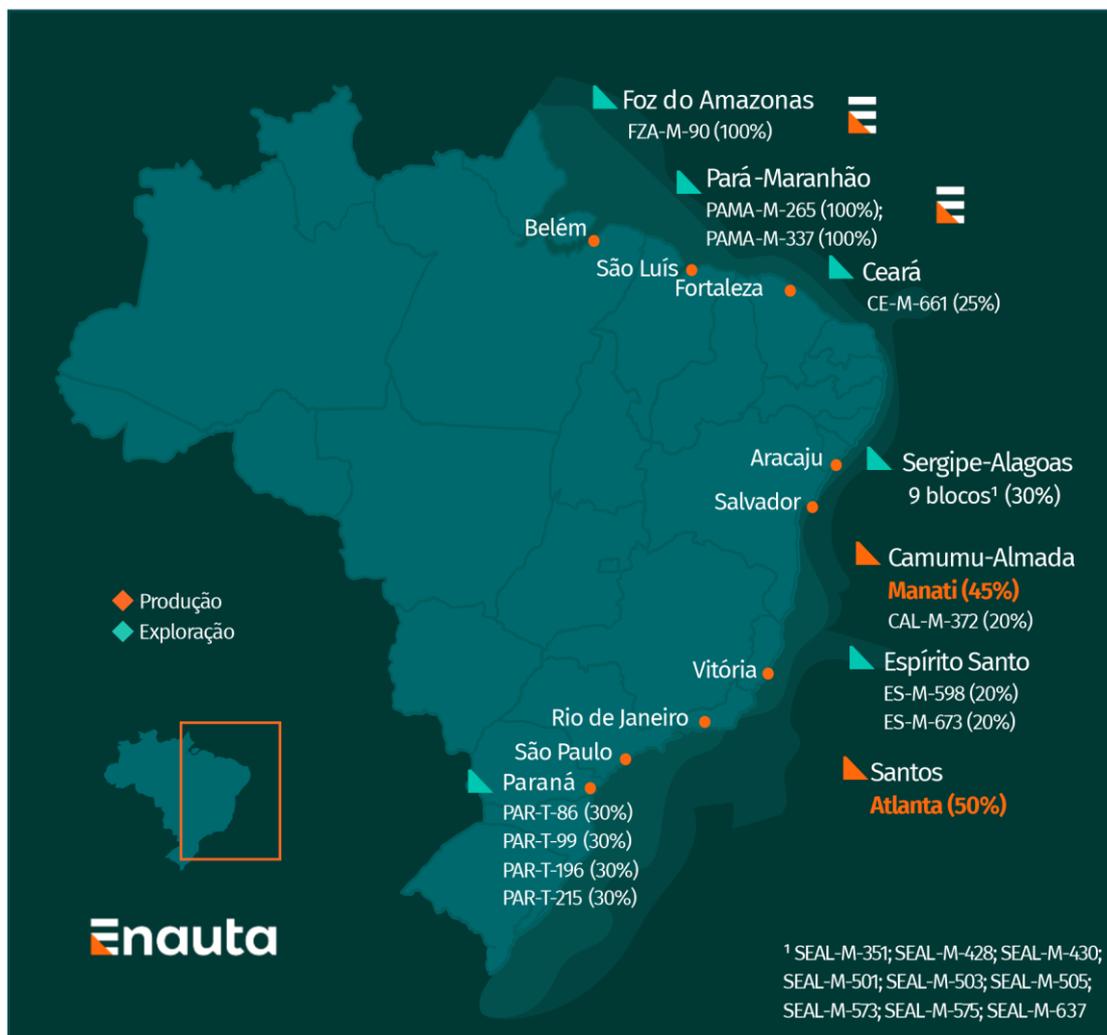
Neste último ano, nosso maior compromisso foi com a saúde e a segurança da nossa equipe. Continuamos vivendo um momento extremamente delicado e seguimos adotando medidas para reduzir a propagação do coronavírus e minimizar o impacto da COVID-19. Desde o início da pandemia, adotamos os protocolos necessários para manter a saúde e a integridade de nossos funcionários e terceiros.

Estamos em um setor com múltiplas avenidas de crescimento. As decisões estratégicas sempre foram tomadas com um grande senso de compromisso com a sociedade e de cuidado com o meio ambiente, avaliando riscos e capturando as melhores oportunidades para gerar valor aos negócios e aos nossos stakeholders. O momento é de seguirmos firmes na busca dos melhores projetos para diversificar nosso portfólio. Esta é uma jornada de transformação da Enauta e estamos confiantes nas perspectivas que temos pela frente.

¹ Valor bruto da soma de (i) R\$560 milhões referente à venda de 45% do Campo de Manati, sujeito a condições precedentes, e (ii) valor de US\$ 144 milhões remanescente referente à venda da participação de 10% no Bloco BM-S-8, utilizando a taxa de câmbio de 30/03/2021 (R\$5,75).



Portfólio de Ativos



NOTA: A transferência dos 50% anteriormente detidos pela Barra Energia no Campo de Atlanta já foi autorizada pelo CADE e no momento encontra-se em processo de aprovação pela ANP. Após esse evento, a Enauta terá 100% de participação no Campo.

Contexto Econômico

O ano de 2020 foi desafiador não apenas para o Brasil, mas para o mundo. Observamos o avanço global da pandemia de Covid-19, que antecipou tendências e mudanças no modo de vida. As medidas restritivas à mobilidade social adotadas em diversas regiões do mundo e o fechamento das fronteiras e dos mercados demandaram intervenções dos Governos na tentativa de minimizar os impactos nas economias e de amparar a renda das pessoas.

Nesse contexto, os juros mundiais foram reduzidos a patamares históricos. No Brasil, a taxa Selic atingiu 2% ao ano, nível mais baixo desde o início de seu acompanhamento. Ao longo de 2020, investidores globais migraram seus ativos para investimentos historicamente mais seguros, como o dólar e o ouro. Como consequência, moedas se depreciaram, principalmente em países emergentes. No ano de 2020, o Dólar fechou em alta acumulada de 29% em relação ao Real, tendo iniciado o ano cotado a R\$ 4,03 e encerrado a R\$ 5,19. A desvalorização da moeda acelerou as exportações brasileiras, grande parte de commodities, já que os produtos brasileiros se tornaram mais baratos internacionalmente.



Nem mesmo a alta volatilidade da Bolsa de Valores, que apresentou queda de 30% em um único mês, impediu os investidores de migrarem da renda fixa para a renda variável, fazendo com que a B3 registrasse cerca de 3 milhões de CPFs cadastrados, em comparação com aproximadamente 1,5 milhão em 2019. A Enauta participou desse movimento e registrou um aumento significativo de pessoas físicas em sua base de acionistas.

Como consequência das medidas protetivas em função da COVID-19, as taxas de desemprego subiram a patamares históricos, mesmo com as ações implementadas pelo Governo Federal. No final de 2020, aproximadamente 13,4 milhões de pessoas estavam sem trabalho, o que representa 13,5% de taxa de desemprego, frente aos 11,2% ao final de 2019.

O Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro encerrou 2020 com retração de 4,1%, maior retração registrada na série histórica atual do IBGE. A queda em segmentos importantes da economia como o da construção civil (-7%), serviços (-4,5%) e indústria (-3,5%), impulsionou esse indicador para baixo. O único segmento que apresentou crescimento foi o setor agropecuário (+2%), fruto do momento propício para exportação das commodities.

No segundo semestre de 2020 diversos países iniciaram a vacinação contra a COVID-19. Gibraltar² e Israel são os países com maior percentual da população totalmente imunizada, cerca de 74% e 53%, respectivamente. Os Estados Unidos é o país que mais aplicou vacinas, seguido da Índia, com números acima de 45 milhões de indivíduos imunizados. No Brasil, cerca de 2% da população foi vacinada com as duas doses, principalmente os profissionais de saúde e idosos. No momento desta divulgação, o país enfrenta um recrudescimento da pandemia, com números crescentes. Em função dos ciclos econômicos e do avanço da vacinação, espera-se uma retomada econômica no médio prazo.

Desempenho Setorial

A pandemia do novo coronavírus, que dominou o ano de 2020, levou a economia global a uma das piores recessões observadas no capitalismo moderno e à queda sem precedentes do preço do petróleo, como resultado direto da redução da demanda em função dos *lockdowns* realizados em todo o mundo.

O Brent, que já havia iniciado o ano em queda devido a problemas no Oriente Médio, chegou ao patamar de US\$ 19,33 o barril em abril de 2020, uma queda de 71% em relação ao fechamento de 2019, enquanto o contrato futuro do petróleo WTI, referência para os preços do petróleo nos EUA, chegou a ter negociações negativas em abril, impactado por questões de armazenamento, situação nunca vista pelo mercado até então.

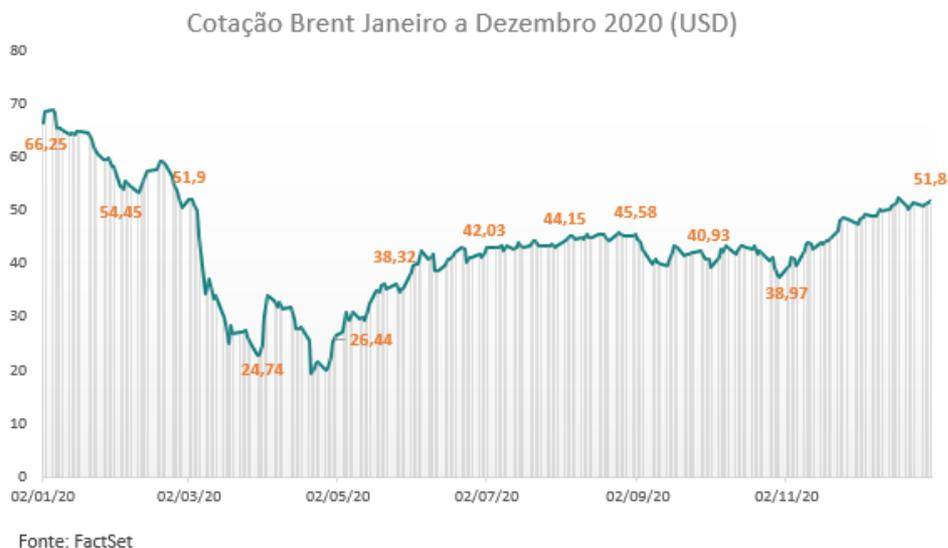
A partir do segundo semestre, o preço do Brent começou a se recuperar em decorrência do aumento da demanda, gerada pelo afrouxamento do *lockdown* no mundo e da gradual retomada da atividade econômica, principalmente na China, um dos maiores consumidores de derivados de petróleo do mundo, concomitante ao realinhamento e controle da produção pelos membros da OPEP e Rússia e à queda da produção do óleo de xisto norte-americano.

Durante o 4T20, observamos uma leve queda dos preços do petróleo no início do período (menor cotação: US\$ 37,46 em 30 de outubro), porém com recuperação nos dois meses subsequentes, impulsionada pela queda na restrição da mobilidade global com o início da vacinação contra o vírus da COVID-19 e também pela continuidade da retomada econômica na China. O Brent encerrou com alta de 26% em relação ao fechamento do 3T20, cotado a US\$ 51,80 por barril, após iniciar o período a US\$ 40,95, recuperando grande parte das perdas

² Dados John Hopkins University de 26/03/2021



no ano, mas ainda 20% abaixo das cotações registradas antes das ações de *lockdown* e distanciamento social.



Os países da OPEP+ pretendem diminuir os níveis de estoques globais que ainda permanecem altos. Com o preço da commodity abaixo de US\$ 50, vários projetos no mundo não são economicamente viáveis, um fator técnico importante na dinâmica global de volatilidade dos preços. Outra decisão da OPEC+ foi a manutenção nos níveis de produção, mesmo com a chegada da vacina, pois acredita-se que a demanda física por petróleo ainda continua fraca devido à pandemia e aos *lockdowns* mundiais, principalmente após a confirmação da segunda onda da COVID-19. A expectativa é que a demanda por óleo retorne aos patamares de 2019 apenas no segundo semestre de 2022.

Mesmo em um cenário de adversidades, a Enauta conseguiu atravessar 2020 com segurança, graças à resiliência de seus projetos, sua liquidez e à política de hedge de óleo. O cenário de commodity, e do câmbio, permanece incerto para 2021, sendo afetado pelos pacotes de liquidez dos bancos centrais em todo mundo e pela confiança nos fundamentos do Brasil, derivada principalmente no sucesso das reformas e no ajuste fiscal. A Companhia acompanha com atenção a volatilidade do câmbio e do Brent, e, com base na Política de Gestão de Risco de Mercado, atua visando equilibrar as contas dos ativos e passivos em dólar e mitigar as variações via derivativos quando necessário.

Antes de 2020, a indústria de óleo e gás já vinha sendo pressionada por questões geopolíticas e enfrentando desafios como transição energética e restrições de emissões. Empresas, principalmente as europeias, estão estabelecendo metas de zero emissões líquidas globais até 2050, por pressão de investidores e mudanças na regulação. Ainda assim, acredita-se que esse é um processo longo. Assim, pelas próximas décadas, boa parte da demanda de energia global ainda será atendida por fontes não renováveis, como petróleo e gás.

As transformações no mercado global vêm gerando uma mudança nos portfólios das companhias. Grandes empresas estão promovendo desinvestimentos e realizando a venda de campos e blocos, gerando assim oportunidades de investimento para companhias menores. Com empresas concentrando seus esforços em áreas específicas, ativos não prioritários, como por exemplo campos maduros, movimentam atualmente o mercado de aquisições e possibilitam expansões e recomposição de portfólios para companhias como a Enauta.

O mercado de gás no Brasil segue promissor. A nova Lei do Gás, que muda o marco regulatório do setor no país, foi aprovada na Câmara dos Deputados no começo de setembro e pelo Senado no início de dezembro de 2020. Como o parecer dos senadores trouxe



mudanças em relação ao texto já aprovado pela Câmara, o projeto foi apreciado novamente pelos deputados e aprovado no último dia 16 de março de 2021, em sua versão original aprovada inicialmente na Câmara.

O projeto substitui o modelo jurídico atualmente utilizado para exploração dos serviços de transporte de gás natural e construção de gasodutos, trocando a concessão pela autorização. O planejamento do setor ficará a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e abre caminho para o gás do pré-sal, para o gás importado por gasodutos, para o gás natural liquefeito (GNL) e para o gás em terra.

A nova lei, que na prática reduz o domínio da Petrobras, deverá impulsionar novos projetos estratégicos ligados à cadeia produtiva, destravando investimentos privados nos gasodutos de transporte, escoamento, plantas de tratamento e terminais de GNL, atraindo competitividade para o setor de infraestrutura e barateando o insumo. Segundo estimativas de mercado, a nova lei deve liberar investimentos superiores a R\$ 40 bilhões no país, além de reduzir os preços do gás, aproximando-o de cotações internacionais.

COVID-19: Medidas de Proteção e Segurança

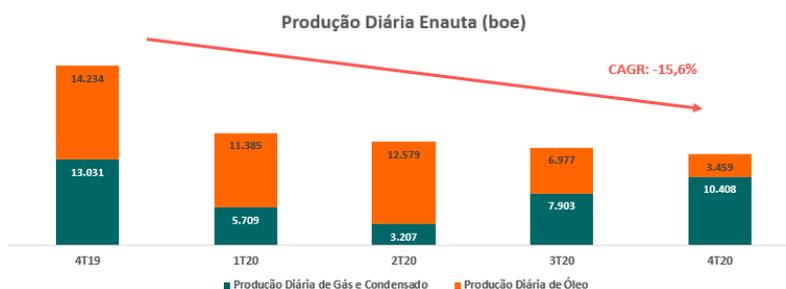
A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo Comitê de Gerenciamento de Crise (CMT) desde o início da pandemia, em março de 2020, até o momento atual. Os principais objetivos do CMT são manter a saúde dos colaboradores e terceirizados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e, ao mesmo tempo, avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

A empresa instruiu inicialmente seus funcionários das sedes administrativas a trabalharem em regime de home office. A partir de 15 de setembro de 2020, voluntários puderam retornar às atividades presenciais, com o escritório adaptado às medidas de proteção recomendadas pelo CMT, tais como divisórias entre as estações de trabalho, distribuição de informativos, uso de máscaras e álcool em gel por toda área de trabalho, enquanto os demais funcionários permanecem trabalhando em regime de home office. Em março de 2021, as atividades presenciais foram novamente suspensas em função da piora nos números da pandemia.

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 essas 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.

Dentre as ações voltadas ao apoio social, a Companhia uniu esforços com o Movimento União Rio e contribuiu com o valor de R\$ 110 mil para a ativação de leitos de UTI e compra de itens de segurança para profissionais de saúde do estado do Rio de Janeiro.

Desempenho Operacional





Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%

A transferência dos 50% restantes anteriormente detidos pela Barra Energia já foi autorizada pelo CADE e no momento encontra-se em processo de aprovação pela ANP.

Dados Operacionais Atlanta	Δ%			Δ%		
	4T20	4T19	T/T	2020	2019	A/A
Produção Total do Campo (Mil bbl)	636,5	2.619,0	-75,7%	6.281,1	6.921,5	-9,2%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	6,9	28,5	-75,7%	17,2	19,0	-9,5%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	318,3	1.309,5	-75,7%	3.141,0	3.460,8	-9,2%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	368,1	1.285,1	-71,4%	3.109,7	3.428,3	-9,3%
Taxa de Câmbio Média (R\$/US\$)	5,39	4,12	30,8%	5,16	3,84	34,4%
Brent Médio de Venda (US\$ por barril)	42,7	62,9	-32,11%	42,3	63,9	-33,8%
Intervalo Desconto Total (média mensal US\$ por barril)	5-7	8-11	-	5-8	8-15	-

O Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta conta com 3 poços produtores conectados ao FPSO Petrojarl I com capacidade de 30kbbbl/dia. Em meados de 2020, problemas operacionais no sistema de aquecimento do óleo e de separação e tratamento da água produzida reduziram significativamente a eficiência operacional do FPSO com impacto direto na produção do Campo. Durante o segundo semestre do ano, o campo chegou a produzir mais de 20 kbbbl/dia, porém foram observadas falhas nos aquecedores de óleo que ocasionaram parada nos poços. Preventivamente, a produção foi interrompida em novembro, para que o diagnóstico e os reparos definitivos nos aquecedores de óleo pudessem ser efetuados.

Por estas razões, durante o 4T20, o Campo de Atlanta contou, em parte, com somente um poço, bem como teve sua produção interrompida preventivamente desde a metade do mês de novembro. Com isso a produção média foi de 6,9 kbbbl/dia no período, o que representa queda de 75,7% no total produzido do Campo em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Na perspectiva ano versus ano, houve uma redução de 9,2% no total produzido no Campo, em função do impacto positivo da entrada em operação do terceiro poço a partir do segundo semestre de 2019 e da menor produção em 2020 em consequência das questões operacionais.

Ao longo do primeiro semestre de 2021, espera-se a retomada gradual da produção. Em 27 de janeiro de 2021, a Companhia comunicou ao mercado a decisão de realizar a troca definitiva dos tubos dos aquecedores. O poço 7-ATL-4HB-RJS foi reiniciado em 19 de fevereiro, atingindo inicialmente a produção de 10,4 kbbbl/dia. O segundo poço está previsto para retornar em abril, com produção inicial esperada em torno de 10,0 mil barris de óleo por dia, e o terceiro poço está previsto para retornar ainda no segundo trimestre de 2021. A projeção de produção média diária para o Campo de Atlanta para 2021 é de 14 kbbbl/dia, com margem de variação de 10% negativa ou positiva.

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Atlanta, atualizada em 31 de dezembro de 2020, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 103 milhões de bbl, uma redução de 43% em relação à certificação de 31 de dezembro de 2019, devido principalmente à (i) produção de 2020, e (ii) alteração do plano de desenvolvimento que passou a considerar 8 poços conectados a um FPSO com capacidade de 50 mil barris de óleo por dia para uma otimização econômica/financeira do projeto, ante o plano anterior que consistia em 12 poços.



COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio do *Crude Oil Sales Agreement (COSA)*, um contrato FOB com preço *netback*, ou seja, com todos os custos logísticos 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. Sua alta qualidade, com baixa incidência de enxofre, faz esse tipo de óleo ser altamente procurado, principalmente como fonte de óleo combustível para geração de energia, e por isso sua demanda tende a aumentar em períodos de frio nos países desenvolvidos, como é o caso do quarto trimestre no hemisfério norte.

No 4T20, as cargas do Campo de Atlanta foram destinadas em sua maioria a 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 4T20, os carregamentos foram comercializados com desconto médio para o Brent entre US\$ 5 e US\$ 7 por barril – incluindo custos logísticos, como já mencionado –, o que atesta a qualidade do óleo com baixíssimo teor de enxofre.

LIFTING COSTS²

A média do custo diário no 4T20 foi de US\$ 282,1 mil (100% do Campo), equivalente a US\$ 40,8 por barril, incluindo o afretamento do FPSO, comparada a US\$ 473,7 mil por dia no 4T19, equivalente a US\$ 16,6 por barril. Apesar da redução nos custos operacionais, o *lifting cost* por barril aumentou no 4T20 devido à menor produção no período.

Em 2020, o *lifting cost* foi de US\$ 21,7 por barril, 5% a mais que no ano anterior. O custo diário caiu 4,8% no período, porém a produção apresentou uma queda de 9,2%.

	4T20	4T19	Δ% T/T	2020	2019	Δ% A/A
Opex ¹ (US\$ milhões)	26,0	43,6	-40,4%	136,4	143,1	-4,7%
Opex ¹ (US\$ mil/dia)	282,1	473,7	-40,4%	373,0	392,0	-4,8%
Lifting cost ² (US\$/bbl)	40,8	16,6	145,0%	21,7	20,7	5,0%

¹Opex: são custos para operar e manter os poços e seus equipamentos, bem como as instalações do Campo, de todo o óleo e gás produzido nestas instalações após os hidrocarbonetos terem sido descobertos, adquiridos e desenvolvidos para produção, sem considerar os impostos sobre a produção (inclusive os royalties). Esse valor difere do valor dos custos operacionais apresentados nas demonstrações financeiras.

²Lifting costs são os valores de opex divididos pela produção.

CESSÃO DA PARTICIPAÇÃO DA BARRA ENERGIA NO CONSÓRCIO BS-4

Em novembro de 2020, a Enauta recebeu a notificação de sua sócia, Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (“Barra Energia”), comunicando, de acordo com o *Joint Operating Agreement* celebrado entre as partes, a decisão irrevogável de saída do Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. A Enauta celebrou acordo em dezembro de 2020 para assumir 100% de participação do bloco.

A cessão da participação da Barra Energia já foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e está ainda sujeita à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Após a aprovação, a Barra Energia transferirá US\$ 43,9 milhões para a Companhia, referentes à antecipação de gastos relacionados às operações de abandono dos três poços e ao descomissionamento das facilidades existentes no Campo.



INÍCIO DA LICITAÇÃO DO FPSO DO SISTEMA DEFINITIVO DO CAMPO DE ATLANTA

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

Além disso, a licitação considera a adaptação de um FPSO existente e ainda não utilizado, o OSX-2, possibilitada por um contrato de exclusividade por 12 meses assinado pela Enauta, com opção de compra ao final do processo licitatório.

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

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	4T20	4T19	$\Delta\%$ T/T	2020	2019	$\Delta\%$ A/A
Produção Total do Campo (MMm ³)	334,2	418,2	-20,1%	871,1	1.323,5	-34,2%
Produção Média Diária do Campo (MMm ³ /dia)	3,6	4,5	-20,1%	2,4	3,6	-34,4%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm ³)	150,4	188,2	-20,1%	392,0	595,6	-34,2%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,6 milhões de m³ no 4T20, uma queda de 20,1% em relação ao 4T19 em função do declínio natural do Campo e da menor demanda por gás no período.

No ano, a queda foi da ordem de 34%, principalmente pelos efeitos da pandemia e da suspensão da produção pela Petrobras no primeiro semestre do ano. 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 e, assim, vir a afetar seu compromisso de retirada de gás natural. Em outubro, o Consórcio assinou um acordo com a Petrobras. Os montantes acordados já foram integralmente recebidos pela Companhia.

A certificação de reservas da GaffneyCline para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2020, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 3,9 bilhões de m³ de gás natural e 0,31 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 24,8 milhões de barris de óleo equivalente, em linha com a certificação anterior, considerando a redução do volume produzido.

VENDA DO CAMPO DE MANATI

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R\$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e condições regulatórias e comerciais. Como parte do acordo, a Enauta permaneceu recebendo o resultado apurado do Campo até 31 de dezembro de 2020. Após esse período, até a conclusão da transação, o resultado contábil de Manati será posteriormente descontado do valor total da venda. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes e os atos necessários para a conclusão do contrato devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.



Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

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

Ao longo de 2020, o Consórcio avaliou os dados sísmicos 3D dos seis primeiros blocos – o processamento dos dados definitivos foi concluído no segundo trimestre de 2020. O primeiro poço exploratório a ser perfurado na região será no prospecto *Cutthroat*, localizado no Bloco SEAL-M-428. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento, tendo o EIA/RIMA já sido protocolado pelo Operador junto ao IBAMA. Em função do carregamento negociado com os parceiros, por ocasião do processo de *farmout*, prevê-se um investimento por parte da Enauta nesse poço de aproximadamente US\$ 8 milhões. A perfuração deverá ser iniciada antes do final de 2021.

Além desse prospecto, a Enauta já identificou diversas outras oportunidades com volumes consideráveis. Estima-se no mercado que as descobertas em águas profundas na região ultrapassem 1,2 bilhão de boe.

Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: 100% nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D foram concluídos para os blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 em 2020 e a interpretação desses dados está em fase adiantada de análise. Os processos de obtenção das licenças ambientais junto ao IBAMA permanecem em andamento.

Portfólio de Exploração: MARGEM LESTE

Participação: 20% nos blocos ES-M-598, ES-M-673 e CAL-M-372

A Enauta possui participação em duas concessões localizadas em águas ultraprofundas na Bacia do Espírito Santo em parceria com a Petrobras. Foram realizados levantamentos sísmicos 3D cobrindo a totalidade dos blocos. O fluido esperado nessa região é predominantemente óleo leve, expertise de produção e comercialização da Enauta. Há o compromisso, junto à ANP, da perfuração de um poço exploratório no Bloco ES-M-598.

Após estudos aprofundados, o Consórcio decidiu pela devolução do Bloco CAL-M-372, visto a baixa atratividade econômica. A Enauta reconheceu a provisão de baixa desse ativo nas demonstrações financeiras de 2020.

Portfólio de Exploração: BACIA DO PARANÁ

Participação: 30% nos blocos PAR-T-196, PAR-T-215, PAR-T-86 e PAR-T-99

Em 4 de dezembro, a Enauta arrematou em parceria com a Eneva S.A., quatro blocos na Bacia do Paraná, durante o segundo ciclo da Oferta Permanente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O consórcio é formado pela Enauta com 30% de participação, a Eneva com 70%, sendo o bônus de assinatura total de R\$ 2,11 milhões. Desse montante, a Enauta ficará responsável pelo desembolso de R\$ 633 mil. As companhias têm



compromisso de investimento exploratório mínimo de R\$ 45,3 milhões nos quatro blocos. A assinatura do Contrato de Concessão está prevista para abril deste ano.

Os estudos já realizados nos blocos arrematados, localizados nos estados do Mato Grosso do Sul e Goiás, apontam boas perspectivas de acumulações de gás natural. Em caso de descoberta, a proximidade com o mercado consumidor de gás facilitará o escoamento da produção.

Havendo sucesso, o consórcio analisará a utilização do modelo de reservóir-to-wire (R2W), no qual o gás encontrado é utilizado para gerar energia elétrica, que é enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades. Esse modelo já é adotado com sucesso pela Eneva em outros projetos.

Reapresentação: retificação em saldos de Arrendamento Mercantil e Plano de Opção de Ação

Durante a preparação das demonstrações financeiras do ano de 2020, a Administração da Companhia identificou a necessidade de retificar determinadas rubricas nas demonstrações financeiras de períodos anteriores que foram corrigidas retrospectivamente no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, reapresentando cada uma das rubricas afetadas das demonstrações financeiras de períodos anteriores, para fins de comparação, de acordo com o CPC 26 / IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Financeiras e o CPC 23 / IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Os pontos mencionados são os seguintes:

1) Variação cambial capitalizada indevidamente como ativo de direito de uso

A Companhia reconheceu a variação cambial dos passivos de arrendamento denominados em moeda estrangeira como ativo de direito de uso ao invés de despesa financeira na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Como resultado, a despesa financeira na demonstração do resultado do exercício findo naquela data está subestimada. Como consequência, a Companhia está aplicando os requisitos do CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio para converter o passivo de arrendamento para a moeda funcional pela taxa aplicável à data base dos balanços e reconhecer as diferenças de câmbio de moeda estrangeira na demonstração do resultado deste exercício.

2) Créditos tributários (PIS e Cofins) incluídos na mensuração inicial dos arrendamentos

De acordo com as autoridades tributárias brasileiras (RFB nº 1.889), a Companhia possui créditos fiscais de PIS e Cofins sobre arrendamentos mercantis. Contudo, a Companhia reconheceu o valor integral dos créditos de PIS e Cofins no início do contrato de arrendamento como parte do direito de uso dos bens e o ajuste realizado visa eliminar os efeitos de uma amortização e de juros no período que se encontravam a maior.

3) Reconhecimento de opções de ações

A Companhia registrou, indevidamente, na apuração do resultado de 2019, a reversão de valores anteriormente reconhecidos como despesa de pagamento com base liquidada em ações, durante os períodos de aquisição, relacionados às opções não exercidas por seus funcionários e reconheceu ainda, na apuração do resultado dos exercícios de 2019 e de 2018, despesas com opções de ações em valores maiores que o devido. Desta forma, a Companhia está ajustando a demonstração do resultado do exercício de 2019 para retornar com estas despesas e créditos ao resultado do exercício de 2019.



Além disso, as informações trimestrais dos períodos findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2020 serão reapresentadas, de forma voluntária e espontânea, até 14/04/2021, em função dos ajustes reconhecidos no saldo inicial de 31 de dezembro de 2019 que impactam o exercício findo em 31 de dezembro 2020:

I) Variação cambial reconhecida indevidamente

A diferença cambial dos pagamentos de arrendamentos denominados em moeda estrangeira foi reconhecida nos períodos intermediários findos em 2020 em regime de caixa ao invés do regime de competência e, como resultado, as despesas financeiras na demonstração do resultado dos períodos intermediários findos estão subestimadas. Como consequência, a Companhia está aplicando os requisitos do CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio para converter o passivo de arrendamento para a moeda funcional e reconhecer as diferenças de câmbio de moeda estrangeira na demonstração do resultado.

II) Opções de ações erroneamente revertidas em 2020

A Companhia reverteu incorretamente, na demonstração do resultado do trimestre findo em 31 de março de 2020, o valor anteriormente reconhecido como uma despesa de pagamento com base em ações liquidada com ações durante os períodos de aquisição, relacionados às opções não exercidas por seus funcionários e ainda, reconheceu no resultado do exercício de 2020, despesas com opções de ações em valores maiores que os devidos.

Os ajustes mencionados não produziram efeitos no saldo de caixa e equivalentes de caixa da Companhia e também não têm impacto nos impostos correntes.

A Administração comunica que as retificações dos procedimentos contábeis mencionados foram feitas de forma voluntária e visam o alinhamento com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e que este ajuste não altera os valores de dividendos distribuídos no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Demonstração do Resultado (R\$ MM)	2019			9M20		
	Corrigido	2019	Δ	Corrigido	9M20	Δ
Receita Líquida	1.111,7	1.111,7	-	758,5	758,5	-
Custos	(749,1)	(757,0)	7,9	(492,5)	(548,5)	56,0
Lucro bruto	362,5	354,6	7,9	266,0	210,0	56,0
Receitas (despesas) operacionais:	(155,1)	(140,5)	(14,5)	68,6	74,1	(5,5)
Gerais e administrativas	(60,4)	(45,9)	(14,5)	(49,2)	(43,6)	(5,5)
Equivalência patrimonial	1,8	1,8	0,0	16,4	16,4	-
Gastos exploratórios	(81,7)	(81,7)	-	(46,0)	(46,0)	-
Outras despesas operacionais líquidas	(14,7)	(18,6)	3,9	147,3	147,3	-
Lucro (Prejuízo) Operacional	207,5	214,1	(6,6)	334,6	284,1	50,5
Resultado financeiro líquido	(7,3)	31,2	(38,5)	(227,1)	60,7	(287,8)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	200,1	241,4	(41,3)	107,5	344,8	(237,3)
Imposto de renda e contribuição social	(16,2)	(25,9)	9,8	(21,7)	(100,8)	79,2
Lucro líquido do período	184,0	215,5	(31,5)	85,8	244,0	(158,2)



Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

Receita (R\$ MM)	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Campo de Atlanta	76,8	275,6	-72,1%	659,3	707,4	-6,8%
Campo de Manati	110,1	128,8	-14,5%	286,2	404,2	-29,2%
TOTAL	186,9	404,4	-53,8%	945,4	1.111,7	-15,0%

A receita do 4T20 apresentou queda de 53,8% em relação ao 4T19, principalmente em função da redução da produção do Campo de Atlanta. No 4T20, a produção foi realizada por meio de um poço durante 60 dias e teve a produção interrompida nos demais dias. A receita do Campo também foi impactada pela queda do preço da commodity, parcialmente compensada pelo efeito positivo do ganho cambial.

Na comparação anual, a receita registrou queda de 15,0%, refletindo principalmente a queda de produção do Campo de Manati, em função do declínio natural do Campo. A redução da receita no Campo de Atlanta em 2020 se deve ao Brent médio de venda no período, que apresentou queda de 33,8% em relação ao ano de 2019, efeito compensado pela valorização do dólar médio de 34,4% no mesmo período, variando de uma média de R\$ 4,00 ao longo do ano de 2019 para R\$ 5,20 no mesmo período em 2020. Também em 2020, a Companhia registrou R\$ 71,5 milhões referentes ao exercício das opções de venda, em comparação a um montante negativo de R\$ 2,2 milhões em 2019.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Atlanta (R\$ MM)	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Custos de produção	(27,4)	38,0	-172,2%	62,8	122,5	-48,7%
Custos de manutenção	0,0	3,2	-100%	0,1	65,7	-99,8%
Royalties	5,6	20,5	-72,8%	40,5	54,9	-26,1%
Depreciação e amortização	115,9	118,1	-1,9%	402,1	365,3	10,1%
TOTAL	94,0	179,8	-47,7%	505,6	608,4	-16,9%

Campo de Manati (R\$ MM)	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Custos de produção	12,1	10,6	14,0%	41,3	45,1	-8,4%
Custos de manutenção	4,8	0,7	635,0%	6,7	2,3	-186,0%
Royalties	8,4	10,0	-16,1%	21,9	31,3	-29,8%
Participação especial	0,2	0,9	-81,4%	0,2	0,9	-81,4%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,0	1,1	-4,1%	1,0	1,1	-4,1%
Depreciação e amortização	26,9	18,2	47,5%	63,1	60,1	5,0%
TOTAL	53,4	41,5	28,6%	134,2	140,8	4,7%

Total (R\$ MM)	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Custos Operacionais Totais	147,7	221,3	-33,4%	639,8	749,2	-14,6%



Os custos operacionais de Atlanta apresentaram redução de 47,7% no 4T20 em relação ao 4T19, reflexo principalmente da redução no custo do pagamento do contrato de arrendamento do FPSO, devido à parada na planta de processamento de acordo com os termos contratuais. No ano, a queda foi de 16,9%, com a redução nos custos de produção, manutenção e royalties parcialmente compensada pelo aumento de depreciação e amortização.

Já em Manati, os custos operacionais foram 28,6% maiores que no 4T19, em função do aumento dos custos de manutenção e depreciação no período. No ano, os custos apresentaram redução de R\$ 6,6 milhões, -4,7%, devido a redução da produção refletindo principalmente queda nos custos com royalties.

Com isso, os custos operacionais totais da Enauta atingiram R\$ 147,4 milhões no 4T20, 33,4% inferiores ao 4T19. No acumulado do ano, os custos operacionais totais também foram inferiores a 2019 em 14,6%, em decorrência da queda nos custos de produção e manutenção de Atlanta e de royalties em Manati, parcialmente compensados pelo aumento nos custos com depreciação e amortização nos dois campos.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$ 24,2 milhões no 4T20, alinhados ao 4T19, quando esses mesmos gastos foram de R\$ 22,5 milhões. No 4T20, destacam-se dois eventos: (i) os estudos geoquímicos e especiais dos blocos de Sergipe-Alagoas no valor de R\$ 3,3 milhões; e (ii) a provisão do seguro garantia do Bloco CAL-M-372 de R\$ 7,3 milhões. Após estudos aprofundados, o Consórcio formado entre a Petrobras e a Enauta decidiu pela devolução do Bloco CAL-M-372, visto a baixa atratividade econômica.

No ano, a Companhia contabilizou R\$ 70,1 milhões em gastos exploratórios, redução de 14,2% em relação ao ano anterior. Em 2019 registramos provisão de multa no valor de R\$27,0 milhões, pelo não cumprimento dos valores acordados em contrato de concessão referente a conteúdo local dos blocos BM-CAL-5 (majoritariamente) e BM-S-76. Em 2020, os gastos exploratórios foram principalmente relacionados aos estudos realizados dos Blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Despesas com Pessoal	(18,1)	(28,2)	-35,6%	(78,2)	(79,7)	-1,8%
Alocação Projetos de E&P	11,0	13,2	-16,6%	48,4	50,8	-4,7%
Outras Despesas Administrativas	(12,9)	(8,7)	47,8%	(39,4)	(31,5)	25,0%
TOTAL	(20,0)	(23,7)	-15,5%	(69,2)	(60,4)	14,6%

As despesas gerais e administrativas (G&A) apresentaram redução de R\$ 3,7 milhões (-15,5%) em relação ao 4T19, em função da redução na participação dos lucros (PLR). Como percentual da receita total, as despesas G&A no trimestre totalizaram 10,7%, aumento de 486 pontos base em relação ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 5,9%.

Em 2020, o aumento das despesas foi de R\$ 8,8 milhões, equivalente a 14,6% em relação à 2019. Os principais impactos foram (i) as despesas com consultoria jurídica relacionadas ao processo de arbitragem do Bloco BS-4 e (ii) a redução na participação nos lucros e resultados (PLR). Como percentual da receita total, as despesas G&A no acumulado do ano totalizaram 7,3%, 188 pontos base superiores ao mesmo período do ano anterior, quando foram de 5,4%.



OUTRAS RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

Outras despesas operacionais no 4T20 somaram R\$ 0,2 milhões em comparação a R\$ -12,2 milhões no 4T19. A variação de R\$ 12,4 milhões é justificada principalmente pela redução dos impostos incidentes sobre outras receitas.

No ano, o valor líquido de outras receitas e despesas operacionais foi de R\$ 147,5 milhões de impacto positivo, impulsionado por: (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	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
EBITDA ⁽¹⁾	129,5	259,5	-50,1%	787,9	634,7	24,1%
Custos Exploratórios com poços secos e sub-comerciais ⁽²⁾	7,9	(0,6)	-1.501,9%	8,2	27,3	-69,8%
EBITDAX ⁽³⁾	137,3	259,0	-47,0%	796,2	662,0	20,3%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	69,3%	64,2%	5,0 p.p.	83,3%	57,1%	26,6 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	73,5%	64,0%	9,4 p.p.	84,2%	59,6%	24,6 p.p.

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

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

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

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

O EBITDAX do período foi de R\$ 137,3 milhões, uma redução de 47,0% em relação ao 4T19, impactado pela redução da receita, ainda assim mantendo uma margem EBITDAX de 73,5%. No consolidado do ano, o EBITDAX foi de R\$ 796,2 milhões, com margem de 84,2% em função do impacto positivo de R\$ 147,5 milhões na linha de outras receitas operacionais líquidas.

RESULTADO FINANCEIRO

No 4T20, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 49,2 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$ 16,0 milhões no 4T19, principalmente justificado pela variação cambial sobre o arrendamento em moeda estrangeira. Já em relação ao ano de 2020, o resultado financeiro foi positivo em R\$ 177,9 milhões, comparado a um resultado de R\$ 7,3 milhões em 2019, devido à: (i) encargos financeiros sobre os contratos de arrendamento e (ii) redução da taxa Selic no período, que impactou a rentabilidade de nossas aplicações financeiras.



LUCRO LÍQUIDO

	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
EBITDA⁽¹⁾	129,5	259,5	-50,1%	787,9	634,7	24,1%
Amortização e Depreciação	(143,1)	(136,8)	4,7%	(467,0)	(427,3)	9,3%
Resultado Financeiro	49,2	16,0	207,3%	(177,9)	(7,3)	2326,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	2,7	(17,0)	-115,7%	(19,0)	(16,2)	17,7%
Lucro Líquido	38,2	121,8	-68,7%	124,0	184,0	-32,6%

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

No quarto trimestre do ano, em virtude do reflexo cambial dos contratos de arrendamento em moeda estrangeira, a Companhia registrou lucro de R\$ 38,2 milhões, redução de 68,7% em relação ao 4T19.

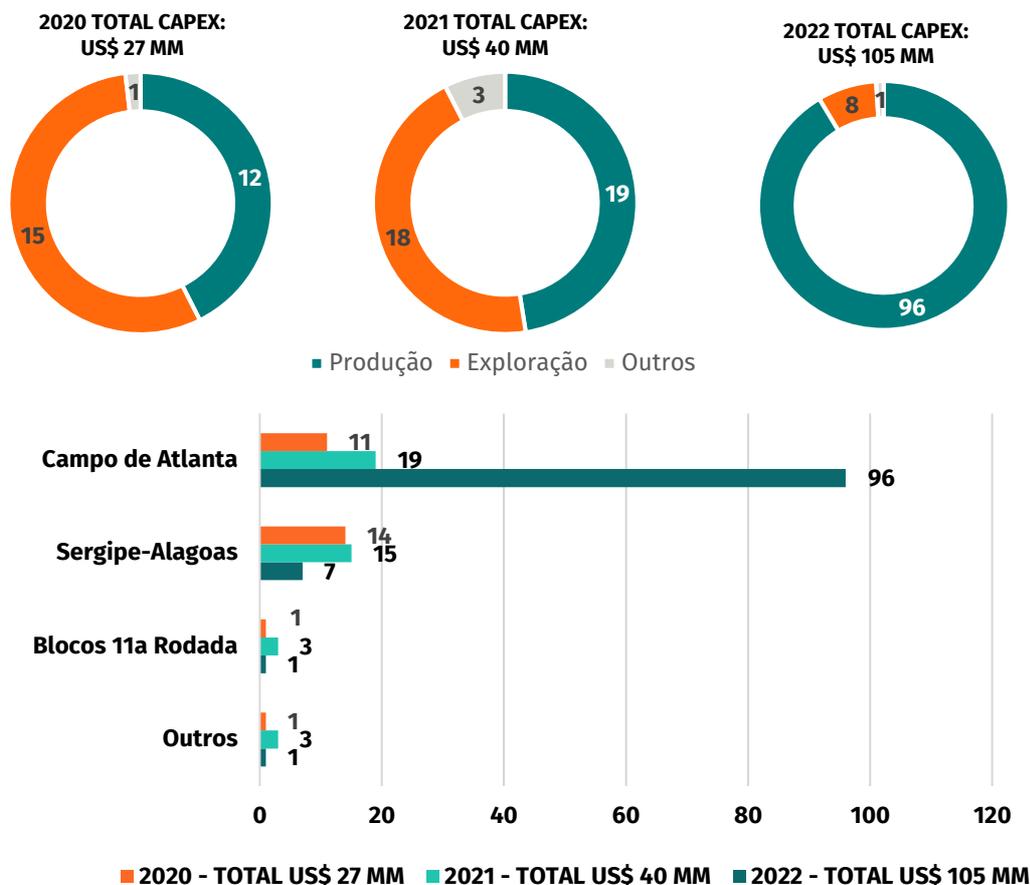
Na comparação anual, o lucro líquido de 2020 registrou queda de 32,6%, totalizando R\$ 124,0 milhões, principalmente em função de: (i) redução da receita; (ii) variação cambial, principalmente sobre os contratos de arrendamento, sendo compensados pelos impactos positivos em outras receitas operacionais; (iii) incorporação de 20% de participação da Dommo na Atlanta Field B.V. ("AFBV") e (iv) crédito fiscal devido à decisão favorável para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS.

Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no quarto trimestre do ano totalizou US\$ 7,6 milhões, majoritariamente destinado ao Campo de Atlanta e aos blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. O CAPEX total em 2020 foi de US\$ 27 milhões, em linha com a estimativa divulgada pela Companhia.

Para o ano de 2021, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 40 milhões, sendo US\$ 19 milhões destinados ao Campo de Atlanta, incluindo investimentos em um quarto poço. Do total de US\$ 18 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.

Em 2022, a Companhia estima CAPEX total de US\$ 105 milhões. Desse total, US\$ 96 milhões serão destinados aos investimentos iniciais dos sistemas submarinos e perfuração dos novos poços do Sistema Definitivo do Campo de Atlanta.

**CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)****Outros Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa****POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)**

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1,7 bilhão, 3,5% superior ao 3T20, e 5,8% superior ao saldo registrado em 31 de dezembro de 2019.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 31 de dezembro de 2020, o retorno médio anual desses investimentos foi de 92,49% do CDI. 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 aprovação do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

**ENDIVIDAMENTO**

	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T
Dívida Total	217,1	251,9	-13,8%
Saldo de Caixa e Equivalentes	1.712,5	1.704,3	0,5%
Dívida Líquida Total	(1.495,5)	(1.452,4)	3,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(1,9x)	(2,2x)	0,3x

A dívida da Companhia é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil. O endividamento total em 31 de dezembro de 2020 era de R\$ 217,1 milhões, comparado a R\$ 251,9 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\$ 252,8 milhões até 31 de dezembro 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, possuía carência de cinco anos a partir de outubro de 2014. O saldo desembolsado foi de R\$ 117,9 milhões até 31 de dezembro de 2020.

PROVISÃO DE ABANDONO

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia registrou saldo de provisão de abandono de R\$ 485,6 milhões, 72,8% maior que o saldo registrado em 31 de dezembro de 2019. Tal aumento reflete o ganho cambial no período e alterações nas estimativas de custo.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 529,4 milhões no 4T20, comparado a R\$ 246,5 milhões no 4T19.

No ano de 2020, o fluxo de caixa operacional encerrou em R\$ 1.123,8 milhões, comparado a R\$ 771,0 milhões em 2019. Em 2020, o contas a receber se reduziu em R\$ 145,9 milhões, em função de uma maior arrecadação de recebíveis, explicando assim grande parte da variação do fluxo de caixa operacional. Essa geração de caixa foi parcialmente compensada pelo pagamento de imposto de renda e contribuição em 2020 de R\$ 32,7 milhões, pagamento que em 2019 foi objeto de compensação com impostos e contribuições a compensar.

Estratégia Financeira**OPERAÇÕES DE HEDGE**

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.

**Dados Hedge**

Instrumento contratado	4T20	4T19
	PUT asiática (média trimestral)	PUT asiática (média trimestral)
Barris equivalentes (mil bbl)	530	303,5
Preço por barril (US\$)	2,9	3,2
Strike médio (US\$)	43,9	57,5
Exercício da opção		
Barris equivalentes (mil bbl)	130	0
Preço por barril (US\$)	10,9	0
Resultado (R\$ milhões)	7,3	0

O resultado líquido do 4T20 foi impactado positivamente em R\$ 7,3 milhões com o exercício da opção de venda de 130 mil barris a um preço de US\$ 10,9 por barril. Esses valores foram reconhecidos na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio das opções vencidas no trimestre, no valor de R\$ 5,4 milhões, gerando um impacto líquido positivo na receita de R\$ 1,9 milhão. A linha de resultado financeiro foi impactada negativamente em R\$ 2,3 milhões pela classificação do prêmio da opção de venda de 211 mil barris a um preço de US\$ 2,1 por barril.

Projeções

	Guidance 2020	Realizado 2020
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	$18,0 \leq \Delta \leq 22,0$	17,2
Compensação Financeira equivalente a produção do Campo de Manati (MMm ³ /dia)	$2,1 \leq \Delta \leq 2,5$	2,4

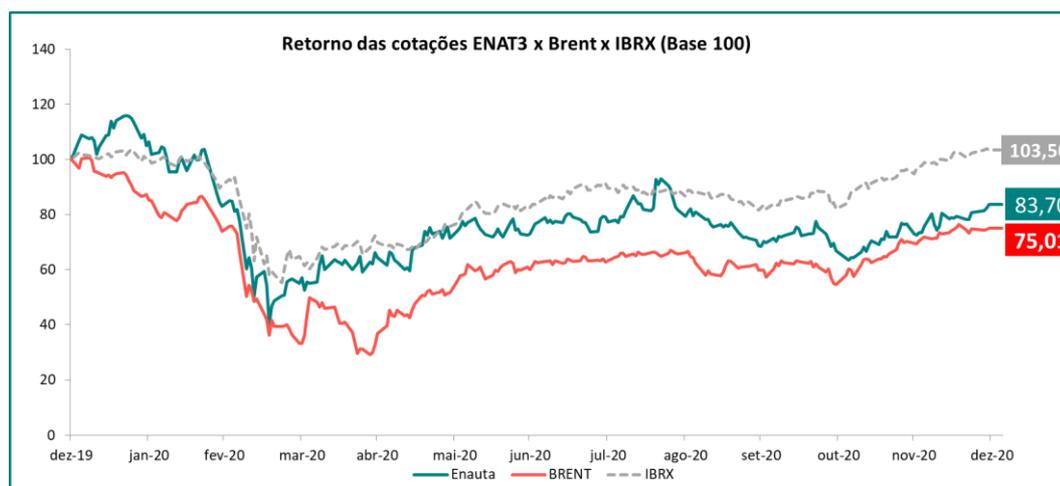
Atlanta: a Companhia estima produção média de 14 mil barris por dia para 2021. As projeções possuem variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual.

Capex: Investimentos em exploração, desenvolvimento e produção na ordem de US\$ 40 milhões para 2021 e US\$ 105 milhões para 2022. Estas projeções possuem margem de variação de 20% (vinte por cento) negativa ou positiva.

Mercado de Capitais

A ação da Companhia (B3: ENAT3) fechou o ano de 2020 cotada a R\$ 11,85, correspondendo a um valor de mercado de R\$ 3,15 bilhões, uma desvalorização de 16,3% em relação à cotação registrada em 30 de dezembro de 2019 e uma valorização de 16,1% em relação a 30 de setembro de 2020. Essa desvalorização superou a queda registrada pelo Ibovespa e na cotação do Brent no mesmo período, refletindo em grande parte os impactos decorrentes da pandemia da COVID-19.

ENAT3	31/12/2020
Market Cap (R\$ bilhões)	3,15
Total de ações emitidas	265.806.905
Variação do preço 52 semanas (%)	-16,3
Cotação de abertura 2020 (R\$/ação)	14,15
Cotação de abertura no 4T20 (R\$/ação)	9,68
Cotação de fechamento no 4T20 (R\$/ação)	11,85
Volume médio diário de negociação no 4T20 (R\$ milhões)	19,5
Volume médio diário de negociação em 2020 (R\$ milhões)	19,9



Fonte: Bloomberg e Enauta

Dividendos

A Companhia possui uma política de pagamento de dividendos complementares (“Política de Dividendos”), superiores ao dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

O pagamento do dividendo complementar fica condicionado à existência de lucros ou de reservas de lucros. Ademais, as propostas de destinação do lucro líquido da Companhia ficam sujeitas, em cada caso, à aprovação em Assembleia Geral Ordinária, e podem ser a qualquer tempo revistas, pelo próprio Conselho de Administração, com base nos planos e necessidades da Companhia, considerados à ocasião, tais como, entre outros, aquisições e investimentos relevantes, cláusulas restritivas em contratos junto a credores e atendimento a exigências regulatórias.

O dividendo complementar pode, excepcionalmente, deixar de ser pago no exercício em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral Ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

Tendo em vista a Política de Dividendos acima referida, bem como os dispositivos constantes da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada, da Regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, e do Estatuto Social, a Companhia adota as seguintes regras e práticas com relação à distribuição de dividendos, a partir da destinação do lucro líquido do exercício:

- (i) 5% do lucro líquido do exercício será aplicado para constituir a reserva legal até que essa reserva atinja 20% do capital social, podendo a sua constituição ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder a 30% do capital social;
- (ii) após a constituição da reserva legal, o saldo remanescente do lucro líquido do exercício será prioritariamente destinado ao pagamento de um dividendo complementar no valor equivalente a R\$ 0,15 por ação. Nesse valor já está compreendido o dividendo obrigatório, de 0,001% do lucro líquido, conforme o Estatuto da Companhia. Caso em determinado exercício o lucro líquido ajustado não seja suficiente para o pagamento do dividendo complementar, a administração pode propor a reversão de parte ou da totalidade das reservas de lucro estatutárias de modo a viabilizar o pagamento do dividendo; e
- (iii) após as destinações dos itens anteriores, a parcela remanescente, por proposta do Conselho de Administração, pode ser total ou parcialmente destinada à constituição de “Reserva de Investimentos”. O limite máximo desta reserva é de até 100% do



capital social, observado que o saldo dessa reserva, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas as reservas de lucros a realizar, as reservas para contingências e a reserva de incentivos fiscais, não pode ultrapassar 100% do valor do capital social.

Para o exercício de 2020, a Administração propôs dividendos totais de R\$ 51,0 milhões equivalente a aproximadamente R\$ 0,19 por ação. Essa proposta será submetida pelo Conselho de Administração à Assembleia Geral Ordinária em 30 de abril de 2021 e contempla o valor do dividendo mínimo obrigatório estipulado no estatuto social da Companhia.

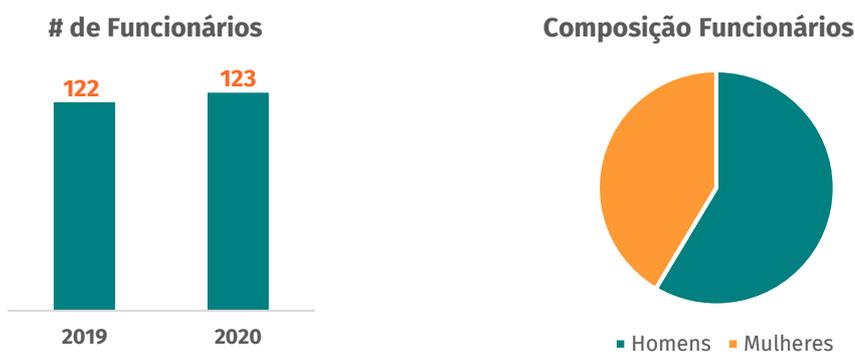
Pagamento de dividendos realizado e previsto

Tipo de Pagamento	Ano Base	Data de Aprovação	Data de Pagamento	Total (R\$)	Valor por Ação (R\$/Ação)
Dividendos	2020	30/04/2021	11/05/2021	51.000.000,00	0,19387463654*
Dividendos	2019	16/04/2020	28/04/2020	300.000.000,00	1,142781227
Dividendos	2018	18/04/2019	30/04/2019	500.000.000,00	1,912244960
Dividendos	2017	11/04/2018	20/04/2018	400.000.000,00	1,536326930
Dividendos	2016	19/04/2017	11/05/2017	38.677.840,95	0,150000000

*O valor do dividendo por ação pode ser alterado em função da quantidade de ações em tesouraria no dia da Assembleia Geral Ordinária.

Recursos Humanos

O quadro de funcionários da Enauta conta com executivos, profissionais e técnicos qualificados e com vasta experiência local, regional e global no setor de óleo e gás. Os profissionais têm especialização nas áreas da geologia, geofísica, engenharia de reservatório, produção, perfuração, finanças, administração, tecnologia da informação, segurança, meio ambiente, entre outras. Vários membros da equipe ocuparam cargos sêniores na Petrobras e em outras empresas do setor e desempenharam papéis essenciais nas principais descobertas e no desenvolvimento de projetos nas bacias brasileiras e em outros países. Todas as operações da Companhia são conduzidas segundo os mais altos padrões de segurança.



Na equipe da Enauta, 92% possuem curso superior completo, e desse percentual, 47% com pós-graduação. Os funcionários participam tanto de treinamentos externos quanto internos, buscando contínuo desenvolvimento profissional.

Em 2020, a Companhia se adaptou muito bem ao trabalho remoto. Todos os colaboradores foram mantidos seguros em home office, ou em regime híbrido para os voluntários, durante o ano de 2020. Em função da pandemia de COVID-19, o Comitê de Crise (CMT - *Crisis Management Team*) foi instaurado e contou com a participação dos diretores e diversos gerentes que se reuniam semanalmente para acompanhamento da pandemia e alinhamento das medidas a serem tomadas pela Companhia. Estiveram à disposição dos funcionários a médica do trabalho e uma empresa de consultoria com o intuito de prestar todo o suporte aos funcionários e seus familiares.



Outra iniciativa da Companhia foi a criação do E+Encontro, um encontro virtual semanal com a participação de todos os colaboradores da Enauta. Nesses encontros, todos os participantes têm acesso a informações acerca da pandemia e de áreas da companhia e a assuntos diversos. Consultores e médicos marcaram presença nos encontros tratando de diversos assuntos atuais, como bem-estar e cuidados importantes. Esse espaço teve um papel importante na boa comunicação entre a empresa e seus colaboradores.

A Enauta também realizou pesquisa de clima com a GPTW (Great Place To Work) voltada para a percepção do funcionário com relação ao impacto da pandemia de COVID-19 no seu dia-dia. O resultado mostrou que a Companhia estava no caminho certo, já que houve um claro reconhecimento dos funcionários participantes sobre os esforços da empresa em manter seu quadro de colaboradores protegidos.

Ambiental, Social e Governança (ASG)

A Companhia se orgulha das realizações ocorridas ao longo do ano, tanto sob o aspecto operacional e financeiro, como também pela perspectiva ASG. Em um setor essencialmente e predominantemente masculino a Companhia possui, atualmente, um dos maiores índices de diversidade do setor de Óleo & Gás entre as empresas listadas na América Latina, com 42% de mulheres no total de colaboradores, e uma participação de 35% no quadro gerencial.

Ao longo de 2020, a Companhia contou com um Comitê de Governança, Estratégia e Sustentabilidade, cujo principal objetivo foi subsidiar o Conselho de Administração com análises do Planejamento Estratégico, estrutura de governança e políticas da Companhia, bem como Planos e Diretrizes de Negócios. Em dezembro de 2020, a Companhia aprovou uma nova estrutura de governança, criando um Comitê focado em Estratégia e Gestão em função da nova estratégia da Companhia e um acompanhamento minucioso de sua execução.



Ao longo do último trimestre de 2020, a Companhia desenvolveu um projeto de gestão de riscos integrados com o auxílio de uma consultoria especializada a fim de implementar em 2021 os processos, procedimentos e políticas necessários para a melhor gestão de riscos. Em 2021, a Enauta se prepara para iniciar a atuação do Comitê de Auditoria Estatutário.

No que diz respeito ao Programa de Compliance, o Comitê de Ética patrocinou ações de manutenção ao Programa, aprimorando as ferramentas necessárias para garantir uma atuação íntegra em todas as relações. Nesse sentido, a Companhia promoveu treinamentos para todos os colaboradores a fim de reforçar os compromissos de conduta, além de ter iniciado a estruturação da função de controles internos para garantir cada vez mais a integridade dos processos. A Política de Conflito de Interesses também foi revisada, ampliando seu escopo para evitar especificamente potenciais conflitos na contratação de partes relacionadas.



O Programa de Compliance estabelece regras para que todas as contratações relevantes ou de empresas que representem a Companhia na interação com agentes públicos seja avaliada criticamente, por meio de documentações e outros tipos de evidências que comprovem a sua conformidade e atuação ética. Durante o ano de 2020, foi feito um monitoramento periódico de diligência adicional de todos os fornecedores que estavam sendo contratados de forma emergencial em função da pandemia.

No ano de 2020, a Companhia aceitou o convite para integrar a Plataforma Ação Contra a Corrupção da Rede Brasil do Pacto Global, que tem como objetivo promover o aprendizado, diálogo construtivo e a troca de experiências no campo anticorrupção e de promoção da integridade no Brasil. A Rede promove o Princípio 10 do Pacto Global – combater a corrupção em todas as suas formas – e os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), parte da Agenda 2030 das Nações Unidas. A Enauta teve a oportunidade de participar ativamente da iniciativa de ações coletivas durante o ano de 2020 e seguirá com esse trabalho em 2021.

A Empresa reconhece os desafios provocados pelos impactos das mudanças climáticas e atua na identificação e mitigação dos riscos associados à emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, concentrando esforços em medidas de adaptação. A transição gradativa para uma matriz energética global com maior participação de fontes renováveis e biocombustíveis será sustentada pela coexistência com fontes de energia de origem fóssil, como o óleo e o gás natural.

Desde 2012, a Companhia envia anualmente o inventário de emissões ao *Carbon Disclosure Project* (CDP), organização internacional sem fins lucrativos que fornece o maior e mais completo sistema global de divulgação de emissões. Em 2020, a Enauta recebeu nota B em performance e gestão do impacto de atividades, acima da média da indústria. Além disso, desde 2016 a Enauta é associada ao GHG Protocol, com objetivo de promover a transparência na divulgação dos inventários de gases de efeito estufa (GEE).

Visando o constante aprimoramento das práticas ASG, em fevereiro de 2021, o Conselho de Administração da Enauta aprovou a Política de Desenvolvimento Sustentável. Além de apoiar o planejamento estratégico, tático e operacional, orientando os relacionamentos com as partes interessadas em todas as atividades realizadas, o documento formaliza o compromisso com a prosperidade social e econômica, observando a preservação ambiental, através das operações, investimentos e parcerias.

A Enauta segue focada no longo prazo, tendo como norte a eficiência operacional, o respeito às pessoas e o cuidado com o meio ambiente. A publicação do décimo Relatório Anual de Sustentabilidade, orientado pelas diretrizes da GRI (Global Reporting Initiative), ocorre juntamente com esse documento e o documento está disponível para leitura no site.

QUALIDADE

Após a renovação das certificações ISO 14001 (Gestão Ambiental) e ISO 45001 (Gestão de Saúde e Segurança) em outubro de 2020 foi dado mais um importante passo em busca da melhoria contínua.

Em 15 de janeiro, a Companhia recebeu a recomendação para a certificação na norma internacional ISO 9001 (Sistema de Gestão da Qualidade). A auditoria externa, que teve como escopo a gestão das atividades de produção e comercialização de hidrocarbonetos, foi realizada entre os dias 11 a 15 de janeiro de 2021, pela certificadora *American Bureau of Shipping* (ABS).

Durante o processo, foram identificados como pontos fortes:



- ▲ Interação entre as diversas áreas da Enauta em relação do Sistema de Gestão da Qualidade;
- ▲ Disponibilidade, compromisso e qualificação técnica dos entrevistados;
- ▲ Processo de Integridade de Ativos sistematizado e controlado; e
- ▲ Estudos de Análise de Risco bem elaborados.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Companhia com relação aos auditores independentes na prestação de serviços não relacionados à auditoria das demonstrações financeiras fundamenta-se em princípios que preservam a sua independência. Esses princípios baseiam-se no fato de que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais, advogar por seu cliente ou prestar quaisquer serviços que possam ser considerados restritos segundo as normas vigentes.

A KPMG Auditores Independentes ("KPMG") foi contratada pela Enauta Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestam outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em conformidade com as disposições na Instrução CVM no. 480/09, a Diretoria declara que discutiu e revisou as demonstrações contábeis relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, e que concordou com as opiniões expressas no Relatório de Auditores Independentes.

AGRADECIMENTOS

Expressamos nossa gratidão e reconhecimento a todos os colaboradores, fornecedores e parceiros. Agradecemos também aos representantes do poder público e aos demais públicos de interesse, pelo apoio e confiança em nossa Companhia.

Rio de Janeiro, 31 de março de 2021.
A Administração



Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Receita Líquida	186,9	404,4	-53,8%	945,4	1.111,7	-15,0%
Custos	(147,4)	(221,3)	-33,4%	(639,9)	(749,2)	-14,6%
Lucro Bruto	39,5	183,1	-78,4%	305,6	362,5	-15,7%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(23,7)	-15,5%	(69,2)	(60,4)	14,6%
Equivalência patrimonial	(9,2)	(1,8)	416,1%	7,2	1,8	303,1%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(24,2)	(22,5)	7,2%	(70,1)	(81,7)	-14,2%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	0,2	(12,2)	-101,4%	147,5	(14,7)	-1101,8%
Lucro (Prejuízo) Operacional	(13,7)	122,7	-111,2%	320,9	207,4	54,7%
Resultado financeiro líquido	49,2	16,0	207,3%	(177,9)	(7,3)	2326,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	35,5	138,8	-74,4%	143,0	200,1	-28,5%
Imposto de renda e contribuição social	2,7	(17,0)	-115,7%	(19,0)	(16,2)	17,7%
Lucro (Prejuízo) Líquido	38,2	121,8	-68,7%	124,0	184,0	-32,6%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	529,4	246,5	114,8%	1.123,9	771,1	45,8%
EBITDAX⁽¹⁾	137,3	259,0	-47,0%	796,2	662,0	20,3%

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



O IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019 e a Companhia não antecipou a adoção desta norma. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia divulgou a estimativa inicial dos efeitos da implementação do IFRS16.

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

DRE	4T20 Ex-IFRS	4T19 Ex-IFRS (Corrigido)	Δ% T/T	2020 Ex-IFRS	2019 Ex-IFRS (Corrigido)	Δ% A/A
Receita Líquida	186,9	404,4	-53,8%	945,4	1.111,7	-15,0%
Custos	(183,0)	(239,6)	-23,6%	(779,6)	(775,4)	0,5%
Lucro Bruto	3,9	164,7	-97,6%	165,8	336,3	-50,7%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(19,9)	(23,4)	-15,3%	(68,3)	(57,4)	19,0%
Equivalência patrimonial	(9,1)	(3,5)	161,6%	6,0	0,0	100%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(24,2)	(22,5)	7,2%	(70,1)	(81,7)	-14,2%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(2,2)	(12,2)	-82,4%	141,9	(18,6)	-863,0%
Lucro (Prejuízo) Operacional	(51,4)	103,0	-149,9%	175,3	178,6	-1,8%
Resultado financeiro líquido	13,1	10,6	23,0%	119,5	93,1	28,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(38,3)	113,7	-133,7%	294,8	271,7	8,5%
Imposto de renda e contribuição social	28,1	(8,4)	-432,7%	(70,6)	(40,5)	74,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(10,2)	105,2	-109,7%	224,2	231,2	-3,0%

EBITDAX	4T20	4T19 Corrigido	Δ% T/T	2020	2019 Corrigido	Δ% A/A
Lucro Líquido	38,2	121,8	-68,7%	124,0	184,0	-32,6%
Amortização	143,1	136,8	4,7%	467,0	427,3	9,3%
Resultado Financeiro	(49,2)	(16,0)	207,3%	177,9	7,3	2326,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	(2,7)	17,0	-115,7%	19,0	16,2	17,7%
EBITDA	129,5	259,5	-50,1%	787,9	634,7	24,1%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais	7,9	(0,6)	-1501,9%	8,2	27,3	-69,8%
EBITDAX	137,3	259,0	-47,0%	796,2	662,0	20,3%
Margem EBITDA	69,3%	64,2%	0,051	83,3%	57,1%	0,262
Margem EBITDAX	73,5%	64,0%	0,094	84,2%	59,6%	0,247



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)	4T20	4T19 Corrigido	Δ%
Ativo Circulante	1.891,9	2.075,9	-8,9%
Caixa e equivalente de caixa	103,2	51,3	101,3%
Aplicações financeiras	1.609,3	1.653,0	-2,6%
Contas a receber	87,7	0,0	0,0%
Créditos com parceiros	46,8	233,6	-62,5%
Estoques	1,0	57,6	-18,9%
Impostos e contribuição a recuperar	16,3	9,5	-89,9%
Instrumentos Financeiros Derivativos	1,5	0,0	0,0%
Outros	26,1	23,0	-29,2%
Ativo Não Circulante	2.455,8	2.425,0	1,3%
Caixa restrito	581,7	432,1	34,6%
Impostos a recuperar	60,4	4,3	1303,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	66,5	43,5	52,6%
Investimentos	27,1	177,3	-84,7%
Imobilizado	929,1	697,7	33,2%
Intangível	389,5	399,6	-2,5%
Arrendamentos	398,2	669,5	-40,5%
Outros ativos não circulantes	3,2	0,8	290,2%
TOTAL DO ATIVO	4.347,6	4.500,8	-3,4%
Passivo Circulante	524,2	593,3	-11,6%
Fornecedores	155,5	125,2	24,2%
Arrendamentos	208,8	254,6	-18,0%
Impostos e contribuição a recolher	17,0	42,8	-60,2%
Remuneração e obrigações sociais	14,4	17,6	-18,1%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	18,5	60,2	-69,2%
Empréstimos e financiamentos	56,1	47,1	18,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,8	3,0	-38,6%
Provisão de multas	32,5	26,4	23,1%
Fornecedores	524,2	593,3	-11,6%
Obrigações de consórcios	7,3	0,0	100,0%
Outras obrigações	12,2	16,3	-25,1%
Passivo Não Circulante	1.067,9	1.031,0	3,6%
Arrendamentos - direito de uso	356,2	486,6	-26,8%
Obrigações Fiscais a Pagar	7,3	0,8	826,4%
Empréstimos e financiamentos	161,0	204,8	-21,4%
Provisão para abandono	485,6	280,9	72,8%
Outras contas a pagar	57,9	57,9	0,0%
Patrimônio Líquido	2.755,5	2.876,5	-4,2%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	102,1	50,8	101,0%
Reserva de Lucros	442,6	784,4	-43,6%
Reserva de Capital	42,8	29,6	44,7%
Ações em Tesouraria	(33,2)	(36,5)	-8,8%
Lucro líquido do período	123,1	(29,9)	100,0%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.347,6	4.500,8	-3,4%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)	4T20	4T19 Corrigido	Δ%	2020	2019 Corrigido	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	(120,9)	121,9	-199,2%	124,0	184,0	-32,6%
AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Equivalência Patrimonial	9,2	1,8	411,1%	(7,2)	-	300,0%
Varição cambial sobre investimento	334,7	2,5	13288,4%	157,4	-	-1774,0%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	59,4	104,9	-43,4%	299,9	285,2	5,2%
Amortização e depreciação - IFRS 16	21,1	(4,6)	-558,7%	175,4	164,4	213,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(75,2)	(4,0)	-1.780%	(22,9)	(40,7)	-43,7%
Encargos financeiros IFRS 16	21,5	(25,2)	-185,3%	62,6	94,8	-33,9%
Aquisição de investimento	-	-	n.a	(120,9)	-	n.a
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,7	3,4	20,5%	11,2	-	n.a
Ganho de causa tributária	(56,5)	-	-	-	-	-
Juros Capitalizados	-	-	n.a	-	-	-60,3%
Baixa de imobilizado	-	-	n.a	0,1	-	n.a
Redução do intangível	(0,1)	0,1	-200,0%	(0,0)	-	-100,0%
Exercício do plano de opção	-	0,2	6171,3%	0,1	-	-67,6%
Despesa com plano de opção de ações	1,3	(0,1)	1.400%	0,1	(5,4)	1170,2
Provisão para imposto de renda e contribuição social	(6,7)	20,9	-132,1%	41,9	56,8	-26,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,6	(1,7)	-135,2%	(1,2)	-	-69,2%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	5,8	2,8	107,1%	190,2	59,2	514,0%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	47,1	23,7	-98,7%	42,4	91,9	-200,5%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	529,4	246,5	-114,7,2%	1.123,9	771,0	48,9%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(349,5)	(246,6)	41,7%	(474,6)	(73,6)	549,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(124,1)	(11,0)	1028,2%	(655,6)	(715,1)	-5,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(39,9)	(5,8)	587,9%	58,2	8,8	4,8
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	15,8	(17,0)	-192,9%	52,0	(8,7)	-697,7#
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	87,4	68,3	27,9%	51,2	60,0	-14,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	103,2	51,3	101,2%	103,2	51,2	101,4%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	15,8	(17,0)	-192,9%	52,0	(8,7)	697,7%



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra profundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
Kbbl	Mil barris de óleo (<i>One thousand barrels</i>).
Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.



Reservas	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Relações com Investidores

Paula Costa Côrte-Real

Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante

Gerente de Relações com Investidores

Caroline Cardoso

Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, no 52, sala 1101, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5959

E-mail: ri@enauta.com.br

www.enauta.com.br/ri

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação, e o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 50% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta é comprometida com os conceitos de sustentabilidade dos negócios, tendo investido de maneira sólida no aprimoramento das boas práticas de governança e *compliance*. Para maiores informações, acesse www.enauta.com.br.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.



www.enauta.com.br

Rio de Janeiro

Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro – RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador

Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador – BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam

Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350