

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2019

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)

12 de novembro de 2019

12h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

Dial in Brasil: +55 11 3193-1001 ou +55 11 2820-4001

Dial in EUA: +1 646 828-8246

Código: Enauta

ENAUTA PARTICIPAÇÕES S.A.

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

www.enauta.com.br





Enauta divulga resultados do 3T19

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2019 – Enauta Participações S.A. (B3: ENAT3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2019. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (International Financial Reporting Standards, ou Normas Internacionais de Contabilidade), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

Principais Indicadores	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Receita Líquida - R\$ milhões	316,2	221,4	43%	707,3	498,5	42%
EBITDAX ¹ - R\$ milhões	188,3	118,0	60%	417,0	415,1	1%
Margem EBITDAX	59,6%	53,3%	6,3p.p.	59,0%	83,3%	-24,3p.p.
Lucro Líquido - R\$ milhões	41,9	55,6	-25%	113,3	299,9	-62%
Caixa Líquido - R\$ milhões	1.254,6	1.641,2	-24%	1.254,6	1.641,2	-24%
CAPEX realizado - US\$ milhões	13,0	9,5	37%	51,2	66,5	-23%
Produção Total (Mil Boe)	2.030,3	1.973,2	3%	4.747,4	4.739,6	0%
Produção de Óleo (Mil Bbl)	1.031,3	610,6	69%	2.185,0	940,8	132%
Produção de Gás (Mil Boe)	999,0	1.362,6	-27%	2.562,4	3.798,9	-33%

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

▲ Campo de Atlanta

- ▲ Intervenções finalizadas com sucesso e início da operação com três poços produtores.
- ▲ Redução do desconto de óleo em relação ao Brent, que encerrou o trimestre na faixa de US\$10 a US\$12, tendo reduzido ainda mais já nos primeiros meses do quarto trimestre.
- ▲ Redução de 44,3% do lifting cost médio no 3T19, para US\$16,5 por barril por dia, comparado a US\$29,6 por barril por dia no 2T19.
- ▲ Desde meados de setembro, produção média do Campo tem se mantido em torno de 30 mil barris de óleo por dia, que é a capacidade máxima de processamento do FPSO.
- ▲ Consórcio deu início ao processo de tomada de preços para implantação do Sistema Definitivo (SD) do Campo, considerando um FPSO com capacidade de 50-70 mil barris de óleo por dia e perfuração de até 9 poços adicionais.

▲ Campo de Manati

- ▲ Produção média diária do Campo de Manati de 3,8MMm³ no 3T19, comparado a 5,2MMm³ no 3T18 e 2,8MMm³ no 2T19, refletindo aumento da demanda de gás a partir de agosto, em função do religamento das usinas termelétricas.
- ▲ Para 2020, a Companhia projeta uma compensação financeira (recebimento caixa) equivalente à produção de aproximadamente 2,8 milhões de m³ por dia, quando verificada a média diária em base anual, com uma margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva em relação a este número, em conformidade com o declínio natural do Campo.

▲ Bacia de Sergipe-Alagoas

- ▲ Aquisição de três blocos adicionais na Bacia, adjacentes aos demais blocos detidos pelo mesmo consórcio.



Mensagem da Administração

Os resultados da Enauta nesse terceiro trimestre refletem a transformação pela qual a empresa está passando ao longo dos últimos trimestres, desde que iniciou a produção de óleo no Campo de Atlanta, em maio de 2018. Em pouco mais de um ano, dobramos a nossa produção de óleo, e estamos nos preparando para atingir uma produção ainda maior, com a implementação do Sistema Definitivo no Campo. O Consórcio já aprovou o início das tomadas de preço para afretamento de um FPSO com capacidade entre 50 e 70 mil barris de óleo.

Os resultados obtidos tanto na ótica operacional quanto financeira, bem como os resultados com as intervenções, aumentaram nossa convicção para a implantação do Sistema Definitivo no Campo de Atlanta.

Essa transformação está alinhada ao importante movimento da indústria de óleo e gás no Brasil, tanto em *downstream* como em *midstream* e *upstream*. Diversas mudanças foram implementadas recentemente no país, entre elas a redução dos requisitos de conteúdo local, que foram muito positivas para o setor como um todo. Novos leilões aconteceram com recorde de inscrições, novas regras e com a atração de novos players globais, trazendo investimento e empregos para o Brasil. Isso ocorre paralelamente à queda da produção na Arábia Saudita, Irã e Venezuela, países que no último ano reduziram os volumes de petróleo pesado disponíveis no mercado.

Nesse contexto, estamos animados com as perspectivas do nosso portfólio exploratório, sobretudo na Bacia de Sergipe-Alagoas. Ampliamos neste trimestre a nossa presença nesta Bacia com a aquisição de participação em três novos blocos, em conjunto com nossos parceiros no Consórcio, ExxonMobil e Murphy Oil, na Oferta Permanente de Licitações da ANP.

Em relação aos nossos ativos operacionais, quando iniciamos a produção no Campo de Atlanta, o desconto aplicado ao Brent, incluindo custos relacionados a transporte, logística e qualidade do óleo, era de US\$18 a US\$20 por barril. Esse valor, no terceiro trimestre, esteve entre US\$10 e US\$12, e permanece em trajetória de queda, o que é uma excelente notícia para a Companhia.

Do ponto de vista financeiro, Atlanta já representa 66% das nossas receitas no trimestre, e o crescimento na produção de óleo tem mais do que compensado o declínio na produção de gás do Campo de Manati. A demanda de gás na região nordeste do país apresentou uma recuperação nesse trimestre, principalmente em função do religamento das usinas termelétricas. Vale destacar que esse mercado também está passando por uma revolução, com o lançamento do Novo Mercado de Gás, trazendo novos atores, principalmente no *midstream*, e voltado a tornar o mercado mais competitivo e eficiente.

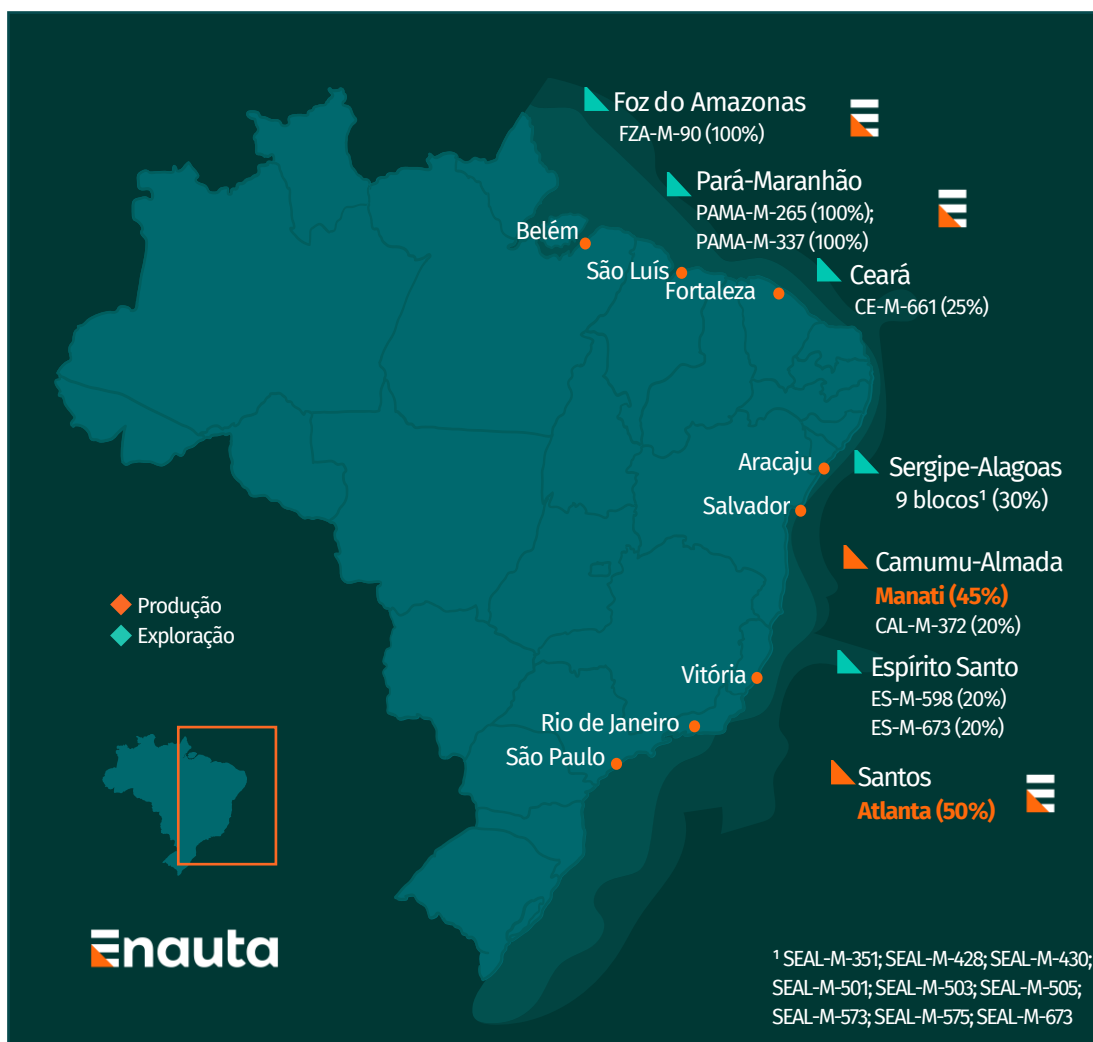
O aumento da receita tanto na comparação anual como sequencial refletiu principalmente a combinação de incremento da produção e redução do desconto do óleo de Atlanta. Também impactou positivamente nossa rentabilidade – o EBITDAX, o qual se manteve estável na comparação entre o 9M18 e o 9M19, sendo que em 2018 tivemos a contribuição da venda de nossa participação no Bloco BM-S-8. Nossa receita líquida acumulada nos nove meses foi de R\$707 milhões, dos quais R\$316 milhões foram registrados nesse terceiro trimestre de



2019, com EBITDAX de R\$417 milhões. Na comparação entre 3T19 e 3T18, a margem EBITDAX subiu 6,3 p.p., para 59,6%.

A Enauta está bem posicionada para seguir crescendo nesse cenário. Somos especialistas em Brasil e temos *track record* no estabelecimento de parcerias comerciais com empresas globais que estejam ingressando no país.

Portfólio de Ativos



Desempenho Setorial

No 3T19, o preço médio do petróleo foi de US\$62,03 por barril, com um pico de US\$69,02 quando ocorreu o ataque à refinaria na Arábia Saudita, em setembro. Os cortes de exportação daquele país, aliados à queda nas ofertas da Venezuela, têm levado à escassez de óleos pesados no mercado internacional, o que beneficia diretamente o petróleo de Atlanta, do tipo pesado com 14° API.

O óleo de Atlanta também se beneficia da implementação da IMO2020, regra da Organização Marítima Internacional (IMO) que estabelece um limite global bem inferior para o teor de enxofre no combustível naval, com um impacto de longo prazo. A partir de 1º de janeiro do ano que vem, o novo limite de teor de enxofre para embarcações oceânicas passará a ser de 0,5%, ante 3,5% definido em 2012. O óleo de Atlanta tem apenas 0,35% de enxofre. Essa regra já começou a ser implementada em diversos países da Ásia e muitas das cargas de



petróleo de Atlanta foram direcionadas para a região. A IMO2020 deverá estar totalmente implementada até o início de 2020, em todo o mundo.

Esses fatores foram essenciais para a valorização do óleo de Atlanta e a consequente redução do desconto em relação ao Brent, que encerrou o trimestre na faixa de US\$10 a US\$12, tendo reduzido ainda mais já nos primeiros meses do quarto trimestre.

Já o setor de gás ainda reflete a baixa demanda do setor industrial, o acionamento das usinas térmicas e o aumento da concorrência de outras fontes na região Nordeste do país. Em julho, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o “Novo Mercado de Gás”, programa voltado a dinamizar o mercado de gás natural por meio de maior competição, incentivar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição, além de buscar um melhor aproveitamento do gás oriundo do pré-sal, onde também deve se inserir a Bacia de Sergipe-Alagoas, na qual a Enauta detém participação em nove blocos.

Desempenho Operacional

Produção: Campo de Atlanta

Bloco BS-4; Participação: 50%; Operadora

Produção Atlanta	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Produção Total do Campo (Mil bbl)	2.036,6	1.185,1	71,8%	4.302,5	1.778,9	141,9%
Produção Média Diária do Campo (Mil bbl/dia)	22,1	12,9	71,8%	15,7	11,4	38,1%
Produção referente a 50% da Companhia (Mil bbl)	1.018,3	592,6	71,8%	2.151,3	889,4	141,9%
Offloads, líquido Enauta (Mil bbl)	1.046,2	604,1	73,2%	2.143,2	847,5	152,9%

PRODUÇÃO

O 3T19 marcou o início da operação de Atlanta por meio de três poços produtores. As intervenções realizadas para substituir as bombas de fundo dos dois primeiros poços foram finalizadas com sucesso, abaixo do orçamento previsto, permitindo assim que, ainda em setembro, o Campo atingisse a marca de 30,5 mil barris de óleo por dia. Desde então, o Campo de Atlanta tem mantido produção média em torno de 30 mil barris de óleo por dia, que é a capacidade máxima de processamento do FPSO, consolidando assim as expectativas de produção conjunta dos três poços. Neste período, a eficiência operacional média do FPSO foi de 98,2%.

Os custos operacionais das intervenções nos dois poços totalizaram US\$34 milhões, inferior à estimativa inicial de US\$45 milhões, e foram em sua quase totalidade registrados no resultado do 3T19. Aproximadamente US\$3 milhões devem ser reconhecidos no 4T19, sendo a Enauta responsável por 50% deste montante.

LIFTING COSTS²

Considerando 100% do Campo de Atlanta, a média do *lifting cost* no terceiro trimestre de 2019 foi de US\$364,9 mil por dia, equivalente a US\$16,5 por barril, comparada a US\$29,6 por barril no 2T19. A partir do mês de novembro deste ano, os custos operacionais passarão a US\$480-500 mil/dia, e permanecerão flutuando de acordo com algumas variáveis, em grande parte atreladas ao preço do Brent. Conforme já divulgado, após os primeiros 18 meses de produção, a taxa de afretamento do FPSO retorna à taxa original do contrato.



	3T19	2T19	3T18	Δ%3T19x3T18
Lifting cost (US\$ milhões)	33,6	34,5	36,9	-8,9%
Lifting cost (US\$ mil/dia)	364,9	378,7	400,6	-8,9%
Lifting cost (US\$/bbl)	16,5	29,6	31,1	-47,0%

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

COMERCIALIZAÇÃO

O óleo de Atlanta é 100% adquirido pela Shell, por meio de um Crude Oil Sales Agreement (COSA), FOB com preço netback, ou seja, com todos os custos incluídos. O óleo do Campo já possui uma diversidade de clientes no mercado internacional, tendo sido comprado por clientes americanos localizados no Golfo do México, Costa Leste e Oeste, e também na Índia e em Singapura, em função de uma estratégia de marketing eficaz.

SISTEMA DEFINITIVO

Com a concretização das expectativas de produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA), o Consórcio decidiu iniciar o processo de tomada de preços para implantação do Sistema Definitivo ("SD") do Campo. O SD considera um FPSO com capacidade de 50-70 mil barris de óleo por dia e a perfuração de até 9 poços adicionais. O SD será implementado por fases, sendo prevista inicialmente a perfuração de 5 poços até o final de 2022, quando se espera o início da produção, e de mais 4 poços após esta data, totalizando 12 poços. O investimento total previsto para o Consórcio é de US\$1 bilhão a US\$1,5 bilhão.

Embora a Companhia possa contar com a geração de recursos do SPA e com seu saldo de caixa para financiar os investimentos de sua parcela no SD de Atlanta, a Enauta estuda financiar parte dos investimentos visando otimizar sua estrutura de capital e manutenção de liquidez. Além de tradicionais fontes de capital de longo prazo de terceiros, como Debêntures e Bonds, a Companhia estuda modelos focados no Campo em si, como o *Reserve Based Lending*, financiamento cuja estrutura de garantias baseia-se no valor das reservas da concessão e o repagamento do financiamento vem das receitas provenientes da venda do óleo produzido no campo.

PROCESSO DE DEVOLUÇÃO DE OLIVA

Nesse trimestre, o Consórcio BS-4 iniciou o processo de devolução do Campo de Oliva para a ANP. Oliva é um campo localizado a cerca de 20 km de Atlanta e o seu desenvolvimento deveria ser realizado através de um *tie back* de Atlanta. A devolução se deu em função da baixa atratividade financeira e a obrigação de investimentos anteriores ao SD de Atlanta. O impacto da devolução foi de R\$0,8 milhão, registrado integralmente no 3T19.

ARBITRAGEM DOMMO

Conforme já divulgado pela Companhia e 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, de um lado Enauta e Barra Energia, de outro, a Dommo, já proferiu decisão definitiva sobre a validade da notificação de retirada da Dommo do consórcio com efeitos retroativos desde 11 de outubro de 2017. O Tribunal Arbitral ainda está formado para solução das últimas controvérsias entre as partes.

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 ainda está sendo formado.

Produção: Campo de Manati

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

Produção Manati	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Produção Total do Campo (MMm³)	353,0	481,4	-26,7%	905,3	1.342,2	-32,5%
Produção Média Diária do Campo (MMm³/dia)	3,8	5,2	-26,7%	3,3	4,9	-32,5%
Produção referente a 45% da Companhia (MMm³)	158,8	216,6	-26,7%	407,4	604,0	-32,5%

PRODUÇÃO

A produção média diária do Campo de Manati foi de 3,8MMm³ no 3T19, comparado a 5,2MMm³ no 3T18 e 2,8MMm³ no 2T19. A produção do trimestre refletiu o aumento da demanda de gás a partir de agosto, em função do religamento das usinas termelétricas e a expectativa é de que a alta demanda deva se estender no quarto trimestre.

Embora a média diária de produção de gás acumulada nos nove primeiros meses de 2019 esteja em 3,3MMm³, a compensação financeira equivalente a produção de 3,8MMm³ projetada para o ano de 2019 corresponde à cláusula de *take-or-pay* do contrato, que define o montante mínimo que será pago pelo comprador referente ao ano de 2019, independente da demanda de gás do mesmo. Esta diferença não afeta a receita, porém tem impacto no caixa à medida em que o valor é recebido pela Enauta, gerando em contrapartida uma obrigação de entrega futura do gás.

Portfólio de Exploração: BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 9 blocos

A Bacia de Sergipe-Alagoas, onde a Companhia tem parceria com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda e a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo, representa o alicerce do portfólio de exploração da Enauta. As águas ultraprofundas dessa bacia são consideradas pela Companhia de alto potencial exploratório, sendo que já foram registradas seis descobertas significativas pela Petrobras em áreas adjacentes. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante a outras descobertas realizadas na Guiana Francesa e na Costa Oeste africana.

A Companhia detém 30% de participação no Consórcio, 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.

Em setembro de 2019, a Companhia adquiriu três blocos adicionais na Bacia - SEAL-M-505, SEAL-M-575 e SEAL-M-637 - no primeiro ciclo da Oferta Permanente de Licitações da ANP, por meio de sua subsidiária Enauta Energia S.A. Estes blocos estão localizados em torno de 120 km de distância da costa, em águas ultraprofundas, com área total de aproximadamente 2.250 km², e são adjacentes aos seis outros blocos detidos pelo mesmo consórcio. As participações societárias se mantiveram as mesmas com a aquisição. O valor total dos bônus



de assinatura para estes blocos exploratórios é de R\$7,9 milhões, R\$2,4 milhões líquidos para a Enauta Energia, a serem dispendidos no início de 2020.

O Consórcio continuará avaliando os dados sísmicos dos seis primeiros blocos ao longo do de 2020. Os planos preveem o programa inicial de perfuração entre final de 2020 e início de 2021. O pedido de licenciamento ambiental para operação de perfuração na área está em andamento junto ao IBAMA.

Portfólio de Exploração: MARGEM EQUATORIAL

Participação: Diversas

A Companhia detém 100% de participação nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 na Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas. O sistema petrolífero interpretado para as regiões de águas ultraprofundas dessas bacias é semelhante ao testado com sucesso em Sergipe-Alagoas, Guiana e Margem Oeste africana, com reservatórios e seções geradoras contemporâneas.

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os três blocos e a Companhia finalizou sua avaliação dessas áreas em 2018.

O processo de *farm-out* dos blocos foi interrompido dado que, ainda que a Companhia tenha tido manifestações de interesse por diversas companhias, a incerteza quanto à data de obtenção da licença de perfuração impediu o prosseguimento e eventual conclusão das negociações.

Em relação aos blocos localizados na Bacia do Espírito Santo, a Equinor decidiu não continuar nas concessões. Com isso, Enauta e Petrobras prosseguirão com os trabalhos de avaliação da área, tendo a Petrobras assumido a operação e a participação integral da Equinor.

Desempenho Financeiro

RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida do trimestre foi de R\$316,2 milhões, aumento de 42,8% em relação ao 3T18, impulsionada principalmente pelo aumento da produção do Campo de Atlanta. No acumulado de 9 meses, a receita alcançou R\$707,3 milhões comparada a R\$498,5 milhões no mesmo período de 2018, aumento de 41,9%.

Receita (R\$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Campo de Atlanta	207,5	83,8	147,6%	431,9	115,7	273,2%
Campo de Manati	108,7	137,6	-21,0%	275,4	382,6	-28,0%
Outros	0,0	0,0	NA	0,0	0,2	-100,0%
TOTAL	316,2	221,4	42,8%	707,3	498,5	41,9%

A receita total do período teve a contribuição de R\$207,5 milhões relativo ao Campo de Atlanta, representando 66% da receita total, compensando a queda da receita do Campo de Manati na comparação anual. O aumento de 147,6% refletiu o incremento de 72% na produção no período e a redução do desconto do óleo de Atlanta. A receita do Campo de Atlanta refletiu a venda de 103% do volume produzido no 3T19 a um Brent médio de venda de U\$60,4 por barril e um desconto total que variou de U\$10 a U\$12 por barril, uma redução de 15% em relação ao desconto total do 2T19, refletindo não apenas as características do óleo como também todos os custos de transporte e logísticos.



Do valor total da receita, R\$108,7 milhões foram atribuídos ao Campo de Manati, 21,0% inferior ao mesmo período do ano anterior, em função da menor produção relacionada à menor demanda de gás no período. Manati representou 34% da receita total da Companhia no período.

CUSTOS OPERACIONAIS

Campo de Manati (R\$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Custos de produção	(9,0)	22,1	-140,8%	34,5	57,6	-40,1%
Custos de manutenção	0,7	0,7	9,4%	1,7	(2,9)	-157,5%
Royalties	8,4	10,7	-20,7%	21,2	29,6	-28,3%
Participação especial	0,9	2,0	-55,7%	0,9	5,0	-81,9%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,0	1,2	-19,6%	1,0	3,5	-71,1%
Depreciação e amortização	10,0	22,3	-55,3%	23,5	56,6	-58,6%
Outros	0,0	0,0	na	0,0	0,7	na
TOTAL	12,1	59,1	-79,6%	82,8	150,1	-44,8%

Campo de Atlanta (R\$ MM)	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Custos de produção	34,9	42,3	-17,4%	84,5	64,5	30,9%
Custos de manutenção	58,1	1,2	na	62,6	1,2	na
Royalties	16,0	6,9	131,4%	34,4	9,6	258,7%
Depreciação e amortização	118,3	36,9	220,7%	266,8	51,2	420,9%
TOTAL	227,3	87,3	160,4%	448,2	126,6	254,1%

Os custos operacionais atingiram R\$239,4 milhões no 3T19, 63,5% superiores ao 3T18, principalmente em função do reconhecimento de R\$58,1 milhões referentes às intervenções nos poços do Campo de Atlanta. A adoção do IFRS 16 também levou a um aumento nos custos operacionais de R\$10,2 milhões no período, incluindo o efeito de um aumento R\$62,9 milhões nos custos operacionais, parcialmente compensado por uma queda na depreciação de R\$52,7 milhões. Deste montante, R\$29,8 milhões referem-se ao impacto positivo nos custos referentes à adoção do IFRS 16 em contratos no Campo de Manati.

No 9M19, os custos operacionais acumularam o valor de R\$531,0 milhões, 91,9% superior ao mesmo período de 2018. A adoção do IFRS 16 aumentou os custos operacionais (ex-depreciação) em R\$127,3 milhões e a depreciação do Campo em R\$124,0 milhões no acumulado de nove meses.

Os custos operacionais do Campo de Manati foram de R\$82,8 milhões, 44,8% inferiores ao 9M18, refletindo menores custos relacionados a royalties, pagamento de participação especial, P&D e redução da depreciação devido à menor produção no período.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios foram de R\$42,5 milhões no 3T19, comparados aos R\$26,9 milhões no 3T18.

A partir de ofício recebido pela ANP em 24/10/2019, as companhias consorciadas no Bloco exploratório BM-CAL-5 tomaram conhecimento de multa no valor de R\$158,8 milhões a título de penalização por não cumprimento dos valores acordados em Contrato de Concessão referente a Conteúdo Local. O Operador do Consórcio do Bloco BM-CAL-5 apresentará Defesa Administrativa junto à ANP no devido prazo legal. Tal defesa contemplará, dentre



outros pontos, a suspensão desse processo, diante da possibilidade de realização de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), conforme possibilidade ainda em discussão, nos termos da Tomada Pública de Contribuições Nº 1/2019 da ANP, publicada no DOU em 03/05/2019.

Com as informações acima, a Enauta está provisionando a sua participação nessa multa (22,46%), no valor atualizado de R\$27,0 milhões, aguardando a finalização do Processo Administrativo. O Bloco BM-CAL-5 foi devolvido à ANP em 2015.

O aumento nos gastos também considera o gasto de R\$0,8 milhão com a devolução do Campo de Oliva e demais gastos com processamento de sísmica e estudos para licenciamento ambiental de perfuração para os blocos de Sergipe-Alagoas.

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas G&A	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Despesas com Pessoal	(12,7)	(19,9)	-36,4%	(37,1)	(46,2)	-19,8%
Alocação Projetos de E&P	12,6	12,0	5,4%	37,6	35,2	6,9%
Outras Despesas Administrativas	(6,2)	(7,7)	-19,9%	(22,8)	(19,6)	16,3%
TOTAL	(6,2)	(15,6)	-60,4%	(22,3)	(30,7)	-27,3%

As despesas gerais e administrativas alcançaram R\$6,2 milhões no 3T19 contra R\$15,6 milhões no mesmo período do ano anterior. A redução se deu principalmente em função da reversão de opções de ações outorgadas a funcionários que foram desligados da Companhia no valor de R\$4,1 milhões, que impacta a rubrica de Despesas com Pessoal.

No período de 9M19, as despesas gerais e administrativas foram 27,3% inferiores ao mesmo período do ano anterior, em função tanto dessa reversão como de outras reversões ocorridas no 1T19 e 2T19, pelos planos de opções passados terem expirado.

RENTABILIDADE

EBITDA & EBITDAX	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	160,5	93,7	71,2%	389,2	400,9	-2,9%
Custos Exploratórios com poços secos e subcomerciais ⁽²⁾	27,9	24,3	14,6%	27,9	14,1	97,2%
EBITDAX⁽³⁾	188,3	118,0	59,6%	417,0	415,1	0,5%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	50,8%	42,3%	19,9%	55,0%	80,4%	-31,6%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	59,6%	53,3%	11,7%	59,0%	83,3%	-29,2%

⁽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 no período foi de R\$188,3 milhões superando o do 3T18 em 59,6%. O valor registrado foi positivamente impactado em R\$63,1 milhões pela adoção do IFRS 16. Excluindo esse efeito, o EBITDAX no 3T19 foi de R\$125,7 milhões.



No período acumulado de 9M19 o EBITDAX alcançou R\$417,0 milhões, em linha com R\$415,1 milhões no mesmo período do ano anterior. No entanto, o EBITDAX de 2018 incluiu um ganho de aproximadamente R\$148 milhões decorrente da venda do Bloco BM-S-8.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido do 3T19 foi de R\$8,4 milhões e se compara com R\$29,6 milhões do 3T18, devido ao impacto negativo de R\$20,3 milhões na despesa financeira em função da adoção do IFRS 16 e da reversão da receita de juros relativa ao contas a receber da Dommo, uma vez que o principal foi incorporado ao ativo, com um impacto negativo de R\$5,2 milhões.

No período acumulado de 9M19, o resultado financeiro registrou R\$35,0 milhões, 63,9% inferior ao mesmo período do ano anterior. Tal resultado também reflete o impacto da adoção do IFRS 16 em R\$42,0 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
EBITDA⁽¹⁾	160,5	93,7	71,2%	389,2	400,9	-2,9%
Amortização	(128,7)	(59,6)	115,9%	(291,7)	(109,2)	167,1%
Resultado Financeiro	8,4	29,6	-71,5%	35,0	97,0	-63,9%
Imposto de Renda / Contribuição Social	1,8	(8,0)	-122,0%	(19,1)	(88,9)	-78,5%
Lucro Líquido	41,9	55,6	-24,6%	113,3	299,9	-62,2%

O lucro líquido do 3T19 foi de R\$41,9 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$55,6 milhões no 3T18, refletindo especialmente a provisão da penalidade que afetou os gastos exploratórios, além dos maiores custos operacionais devido às intervenções nos poços de Atlanta no período. O lucro líquido no 9M19 foi de R\$113,3 milhões, uma redução de 62,2% em comparação a 9M18, que foi beneficiado pelo ganho com a venda do Bloco BM-S-8.

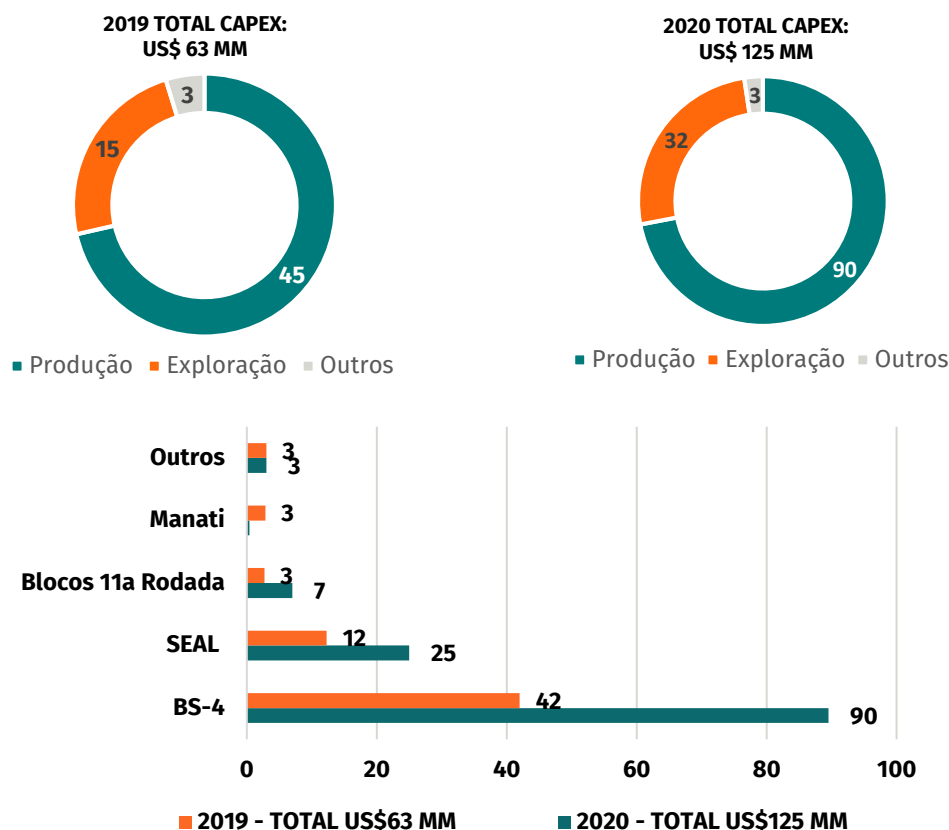
Capital Expenditures (Capex)

O CAPEX realizado no trimestre totalizou US\$13,0 milhões, incluindo US\$10,2 milhões para o Campo de Atlanta e o remanescente em atividades de exploração.

Para o exercício de 2019, o investimento total está orçado em US\$63 milhões. O investimento previsto para o Campo de Atlanta é de US\$42 milhões, o que representa 67% do investimento total planejado para o ano.

Em 2020, o CAPEX total esperado é de US\$125 milhões. A Companhia estima um investimento de US\$90 milhões no Campo de Atlanta, valor este a ser alocado no desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Esta estimativa reflete custos associados com o início da aquisição dos equipamentos necessários para a produção do Campo no SD, o qual está na fase de tomada de preços para embasamento da decisão final pelo Consórcio.

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

**CAPEX LÍQUIDO PARA A COMPANHIA (US\$ MILHÕES)****Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento**

Em 30 de setembro de 2019, a Companhia registrou saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,5 bilhão, 21,8% menor que o saldo registrado em 30 de setembro de 2018. Vale lembrar que a Companhia efetuou o pagamento de R\$500 milhões em dividendos em maio de 2019.

Atualmente, grande parte dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais. Em 30 de setembro de 2019, o retorno médio anual desses investimentos foi de 99,7% do CDI, e 67% dos investimentos apresentavam liquidez diária.

RECURSOS DA VENDA DO BLOCO BM-S-8

Em julho de 2017, a Companhia recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Equinor (ex-Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda) para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra foi pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final do terceiro trimestre 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, que representa 38% do valor de venda, será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

**ENDIVIDAMENTO**

	3T19	3T18	Δ%
Dívida Total	262,9	298,6	-11,9%
Saldo de Caixa	1.517,6	1.939,8	-21,8%
Dívida Líquida Total	(1.254,6)	(1.641,2)	-23,6%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,2)	(2,5)	-13,2%

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 2019 era de R\$262,9 milhões, comparado a R\$272,0 milhões no 2T19, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016.

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 de 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 é de R\$266,0 milhões. 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.

Gestão de Riscos

Com o início da operação do Campo de Atlanta, a Política de Gestão de Riscos de Mercado da Companhia foi revisada com o objetivo de incorporar, além do risco cambial já monitorado, o risco do preço do petróleo e a interação entre estes dois componentes. Os principais objetivos da Política de Gestão de Riscos de Mercado são:

- ▲ Proteger o fluxo de caixa da Companhia;
- ▲ Mitigar eventos que possam afetar adversamente sua flexibilidade financeira ou o acesso a fontes de capital; e
- ▲ Preservar a solvência financeira da empresa.

Atualmente, a Política identifica como risco de mercado relevante a taxa de câmbio do Dólar e a cotação do óleo tipo Brent.

O Risco Cambial é relevante quando é observado desequilíbrio entre os direitos e obrigações em dólares, levando em consideração que a moeda funcional da Companhia é o Real e que a maior parcela de seu caixa e parte da receita atual está denominada em Reais.

OPERAÇÕES DE HEDGE

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo para 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.



Dados Hedge	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Instrumento contratado	PUT asiática (média trimestral)	-	-	PUT asiática (média trimestral)	-	-
Barris equivalente (mil bbl)	317	-	-	686	-	-
Preço por barril (US\$)	2,45	-	-	1,98	-	-
Strike médio (US\$)	61,7	-	-	63,6	-	-
Exercício da opção		-	-		-	-
Barris equivalentes (mil bbl)	103	-	-	322	-	-
Preço por barril (US\$)	8,01	-	-	5,25	-	-
Resultado (R\$ milhões)	3,4	-	-	6,8	-	-

O resultado do 3T19 foi impactado positivamente em R\$3,4 milhões, em função do exercício da opção de venda de 103 mil barris de óleo ao preço de US\$8,01 por barril. No entanto, 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\$3,0 milhões, gerando impacto líquido positivo na receita de R\$0,4 milhão.

Projeções

	Guidance out/19-out/20	Realizado out/19
Produção Média Diária Atlanta (mil bbl/dia)	25,2 ≤ Δ ≤ 30,8	30,0
	Guidance 2019	Realizado 9M19
Compensação financeira equivalente a produção Manati (MMm³/dia)	3,8	3,3*
Investimento biênio 2019-2020 (U\$ milhões)	160 ≤ Δ ≤ 240	51,2

*Corresponde a produção do Campo de Manati no período, a ser posteriormente ajustado pela cláusula de *take or pay* anual

Atlanta: Com base na produção dos três poços em operação, a Companhia projeta produção média para o SPA de 28 mil barris por dia. Esta projeção possui margem de variação de 10% negativa ou positiva quando verificada a média diária em base anual e é válida pelos próximos 12 meses. Esta projeção já leva em consideração uma manutenção programada no FPSO de aproximadamente 20 dias, que ocorrerá no 1T20.

Manati: A Companhia projeta uma compensação financeira equivalente à produção do Campo de Manati, quando verificada a média diária em base anual, de aproximadamente 2,8 milhões de m³ por dia para 2020, com uma margem de variação de 10% (dez por cento) negativa ou positiva em relação a este número, e de 3,8 milhões de m³ por dia para 2019. O contrato de venda de gás garante recebimento mínimo independente da produção (cláusula de *take or pay*).



Mercado de Capitais

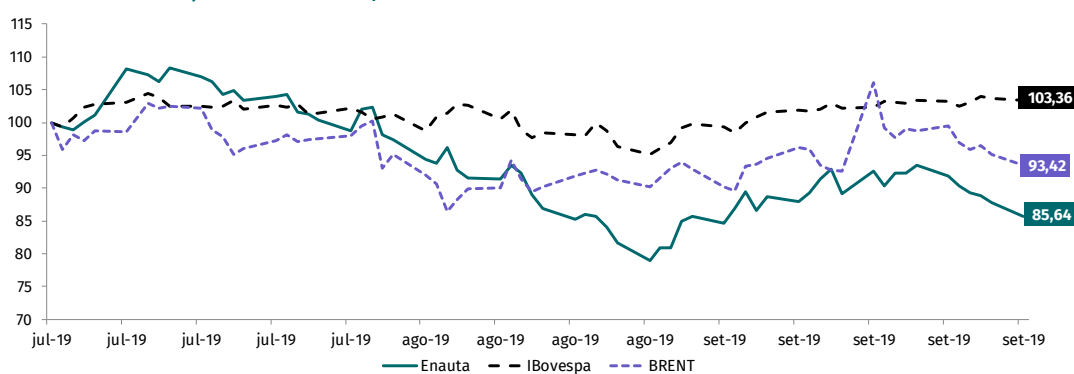
ENAT3

Market Cap (R\$ Bilhões)
Total de ações emitidas
Variação do preço 52 semanas (%)
Cotação de abertura do trimestre (R\$/ação)
Cotação de fechamento do trimestre (R\$/ação)
Volume médio diário de negociação (R\$ milhões)

30/set/2019

2,95
265.806.905
+20,05
12,95
11,09
8.892.420

Retorno das cotações ENAT, IBovespa e BRENT (Base 100)





Anexo I | Demonstração do Resultado

DRE	3T19	3T18	Δ%	9M19	9M18	Δ%
Receita Líquida	316,2	221,4	42,8%	707,3	498,5	41,9%
Custos	(239,4)	(146,4)	63,5%	(531,0)	(276,6)	91,9%
Lucro Bruto	76,8	75,0	2,4%	176,3	221,8	-20,5%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(6,2)	(15,6)	-60,4%	(22,3)	(30,7)	-27,3%
Equivalência patrimonial	3,7	0,5	670,8%	3,6	(0,5)	-815,3%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(42,5)	(26,9)	59,9%	(59,2)	(45,6)	29,9%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	0,0	1,2	-99,5%	(0,9)	146,7	-100,6%
Lucro (Prejuízo) operacional	31,8	34,1	-6,9%	97,5	291,7	-66,6%
Resultado financeiro líquido	8,4	29,6	-71,5%	35,0	97,0	-63,9%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	40,2	63,7	-36,9%	132,4	388,8	-65,9%
Imposto de renda e contribuição social	1,8	(8,0)	-122,0%	(19,1)	(88,9)	-78,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	41,9	55,6	-24,6%	113,3	299,9	-62,2%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	38,7	150,3	-74,3%	305,0	428,9	-28,9%
EBITDAX⁽¹⁾	188,3	118,0	59,6%	417,0	415,1	0,5%



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 IFRS 16. Ao longo do 3T19, a Companhia revisou a taxa de custo de dívida incremental, assim como a metodologia de amortização da mesma, a qual acarretou aumento do valor do impacto do IFRS 16 em algumas linhas do resultado.

Para facilitar a análise, a Companhia optou por divulgar números sem o ajuste da IFRS 16 indicados como “3T19 ex-IFRS” e “9M19 ex-IFRS”. Estas informações não constam das informações contábeis intermediárias da Companhia.

DRE	3T19 Ex-IFRS	3T18	Δ%	9M19 Ex-IFRS	9M18	Δ%
Receita Líquida	316,2	221,4	42,8%	707,3	498,5	41,9%
Custos	(250,1)	(146,4)	70,8%	(535,7)	(276,6)	93,7%
Lucro Bruto	66,1	75,0	-11,9%	171,6	221,8	-22,7%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(7,9)	(15,6)	-49,4%	(23,2)	(30,7)	-24,5%
Equivalência patrimonial	3,7	0,5	670,8%	3,6	(0,5)	-815,3%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(42,5)	(26,9)	57,9%	(59,2)	(45,6)	29,9%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	0,0	1,2	-99,5%	(0,9)	146,7	-100,6%
Lucro (Prejuízo) operacional	19,4	34,1	-43,2%	91,8	291,7	-68,5%
Resultado financeiro líquido	28,3	29,6	-4,4%	75,6	97,0	-22,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	47,6	63,7	-25,2%	167,4	388,8	-56,9%
Imposto de renda e contribuição social	(11,2)	(8,0)	38,9%	(31,9)	(88,9)	-64,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	36,9	55,6	-34,5%	135,5	299,9	-54,8%



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)

	3T19	2T19	Δ%
Ativo Circulante	1.891,8	1.778,5	6,4%
Caixa e equivalente de caixa	68,3	93,4	-26,9%
Aplicações financeiras	1.449,2	1.389,9	4,3%
Contas a receber	234,9	117,4	100,0%
Créditos com parceiros	47,1	66,5	-29,3%
Estoques	7,7	19,3	-60,4%
Impostos e contribuição a recuperar	37,3	42,4	-12,1%
Instrumentos Financeiros Derivativos	3,5	2,7	32,6%
Outros	43,8	46,8	-6,3%
Ativo Não Circulante	2.522,7	2.378,1	6,1%
Caixa restrito	412,8	399,2	3,4%
Aplicações financeiras	0,0	0,0	N.A.
Impostos a recuperar	4,2	3,8	12,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19,6	5,0	293,5%
Investimentos	179,7	166,0	8,3%
Imobilizado	787,1	819,8	-4,0%
Intangível	403,3	403,8	-0,1%
Arrendamentos	714,8	579,2	23,4%
Outros ativos não circulantes	1,1	1,3	-20,0%
TOTAL DO ATIVO	4.414,5	4.156,6	6,2%
Passivo Circulante	489,4	371,4	31,8%
Fornecedores	120,1	115,6	3,9%
Arrendamentos	173,2	99,5	74,2%
Impostos e contribuição a recolher	39,7	39,0	1,8%
Remuneração e obrigações sociais	9,9	9,0	10,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	46,2	45,3	2,1%
Empréstimos e financiamentos	44,7	42,8	4,4%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	31,8	4,0	701,8%
Outros	23,9	16,4	45,6%
Passivo Não Circulante	1.129,4	1.040,3	8,6%
Arrendamentos - direito de uso	579,6	507,9	14,1%
Obrigações Fiscais a Pagar	0,8	0,8	1,5%
Empréstimos e financiamentos	218,2	229,2	-4,8%
Provisão para abandon	272,8	244,5	11,6%
Obrigações de consórcio	57,9	57,9	0,0%
Outras contas a pagar	0,0	0,0	N.A.
Patrimônio Líquido	2.795,6	2.744,9	1,8%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	53,2	39,9	33,3%
Reserva de Lucros	568,9	568,9	0,0%
Reserva de Capital	18,6	23,1	-19,5%
Ações em Tesouraria	(36,6)	(36,6)	0,0%
Lucro líquido do período	113,3	71,4	58,7%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.414,5	4.156,6	6,2%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões)

3T19

3T18

Δ%

9M19

9M18

Δ%

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

Lucro líquido do período	41,9	55,6	-24,6%	113,3	299,9	-62,2%
---------------------------------	-------------	-------------	---------------	--------------	--------------	---------------

AJUSTES PARA RECONCILIAR O LUCRO LÍQUIDO COM O CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

Equivalência Patrimonial	(3,7)	(0,5)	670,8%	(3,6)	0,5	-815,4%
Variação cambial sobre investimento	(13,8)	(6,9)	100,8%	(11,9)	(29,4)	-59,7%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	78,9	67,1	17,7%	180,3	116,6	54,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14,6)	11,7	-225,2%	(16,8)	13,8	-221,4%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	3,2	3,7	-13,0%	10,3	11,3	-9,1%
Juros Capitalizados	0,0	(0,0)	-100,0%	0,0	4,1	-100,0%
Baixa de imobilizado	0,8	14,3	-94,6%	0,8	14,3	-94,6%
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	N.A.	10,6	0,0	N.A.
Provisão para plano de opção de ações	(4,5)	2,8	-260,0%	(18,0)	(7,3)	148,1%
Provisão para imposto renda e contribuição social	12,9	(3,6)	-453,6%	35,8	75,0	-52,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,8	(2,8)	-128,3%	(2,1)	(5,5)	-61,1%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(66,4)	14,4	-561,1%	(61,9)	(81,6)	-24,1%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	3,1	(5,5)	-155,9%	68,1	17,1	299,0%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	38,7	150,3	-74,3%	305,0	428,9	-28,9%

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO

Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(92,6)	(143,3)	-35,4%	215,8	8,6	2399,8%
---	--------	---------	--------	-------	-----	---------

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO

Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,1)	(9,1)	0,3%	(527,3)	(427,2)	23,4%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	37,9	7,5	404,6%	14,7	34,9	-57,9%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,2)	5,5	-559,4%	8,2	45,2	-81,8%

Caixa e equivalentes de caixa no início do período	93,4	58,6	59,5%	60,0	18,8	219,1%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	68,3	64,1	6,5%	68,3	64,1	6,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(25,2)	5,5	-559,4%	8,2	45,2	-81,8%



Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Completação	Processo de preparação de um poço, após ser perfurado, para ser capaz de produzir petróleo ou gás ou para a injeção de água ou gás em condições seguras. Nesta etapa da construção do poço em seu interior são instalados elementos tubulares e válvulas, que ficam suspensos na cabeça do poço e, em seu topo, é instalado um conjunto de válvulas para controle da produção ou injeção popularmente conhecido como árvore de natal.
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento 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.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).
GCA	Gaffney, Cline & Associates
Kbbl	Mil barris de óleo (<i>One thousand barrels</i>).



Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Oferta Permanente	O processo de Oferta Permanente de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural prevê a oferta contínua de campos e blocos devolvidos, bem como de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados. Nessa modalidade, as licitantes inscritas podem apresentar declaração de interesse para quaisquer blocos ou áreas previstos no edital, acompanhada de garantia de oferta. A principal diferença em relação às demais rodadas é que um ciclo da Oferta Permanente só se inicia quando a Comissão Especial de Licitação aprova uma declaração de interesse, acompanhada da garantia de oferta, para um ou mais blocos/áreas em oferta, apresentada por uma das empresas inscritas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Relações com Investidores

Paula Costa Côrte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin
Coordenadora de Relações com Investidores

Helena Reis
Estagiária de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, no 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
E-mail: ri@enauta.com.br
www.enauta.com.br/ri

Sobre a Enauta

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

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