

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

Quarto Trimestre e Ano de 2018

TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea em inglês)

19 de março de 2018

12h00 (Horário de Brasília)

11h00 (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

QGEP 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

The logo for Enauta, featuring a stylized 'E' with a blue and orange gradient, followed by the word 'enauta' in a bold, lowercase, sans-serif font.



A QGEP agora é Enauta

Rio de Janeiro, 18 de março de 2019

A QGEP Participações S.A. (“Companhia”, B3: QGEP3) anuncia hoje sua nova marca: **Enauta**.

A Companhia decidiu reformular a sua marca a fim de refletir os principais atributos e conquistas, que garantem perenidade e crescimento contínuo de suas operações. A coragem para enxergar novas possibilidades e o compromisso em realizá-las está presente em nossa história desde o começo.

Como um dos principais players independentes no setor de energia do Brasil, a **Enauta** detém uma pujante história de realizações, um amplo portfólio técnico e know-how tecnológico, assim como engajamento em práticas ambientalmente corretas. Apoiados na experiência adquirida nos últimos 20 anos, continuamos aplicando tecnologia de ponta para explorar, desenvolver e produzir óleo e gás na costa do Brasil.

Nosso novo nome foi criado a partir da essência da nossa Companhia, que está enraizada na capacidade de identificar, localizar e desenvolver fontes de energia para atender às necessidades da sociedade. Nosso propósito continua sendo o de desbravar o caminho para a energia. Hoje, quando o universo da produção de energia se expande para novas e desafiantes possibilidades, estamos atentos e nos preparando para o futuro - como **Enauta**.

Em 12 de março de 2019, nosso Conselho de Administração aprovou a proposta para deliberar a alteração da denominação social da Companhia na Assembleia Geral Extraordinária a ser realizada em 18 de abril de 2019. De acordo com a proposta, a Companhia será denominada Enauta Participações S.A. A controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. também irá deliberar em sua próxima Assembleia Geral Extraordinária em 17 de abril de 2019 a alteração de sua denominação para Enauta Energia S.A. A estrutura acionária da Companhia permanece inalterada.

As ações da Companhia continuarão a ser negociadas pelo código QGEP3 até que a alteração da denominação social seja aprovada, bem como o pedido de alteração do código seja processado e deferido pela B3. A data de alteração do código será divulgada oportunamente.

Para os fins deste Relatório, a QGEP Participações S.A. será abaixo denominada “Enauta” ou “Companhia”.

Enauta divulga o resultado do 4T18 e 2018

A Enauta anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2018. 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 Relatório Financeiro), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

▲ Campo de Manati

A produção média diária de gás totalizou 4,8MMm³ no 4T18, reflexo da demanda por gás para atender às necessidades de energia na região Nordeste do Brasil. Em 2018, a produção média atingiu 4,9MMm³ por dia. Com base nas perspectivas atuais para a demanda de mercado, a Companhia estima a **produção média diária para o ano de 2019 em 4,1MMm³**, no limite inferior da projeção divulgada para o ano.

▲ Campo de Atlanta

A produção total no 4T18, líquida para a Companhia, foi de 572,3 kbbl de óleo, equivalente à produção média diária de 12,4 kbbl. O volume líquido para a Companhia passou a ser 50%, refletindo a decisão pela saída da Dommo Energia S.A. do Consórcio BS-4 pelo Tribunal Arbitral.



Receita Líquida

Receita líquida de R\$298,7 milhões no 4T18, crescimento de 105,8% comparado ao 4T17, refletindo a produção estável em Manati e os oito meses de contribuição do Campo de Atlanta.

Lucro Líquido

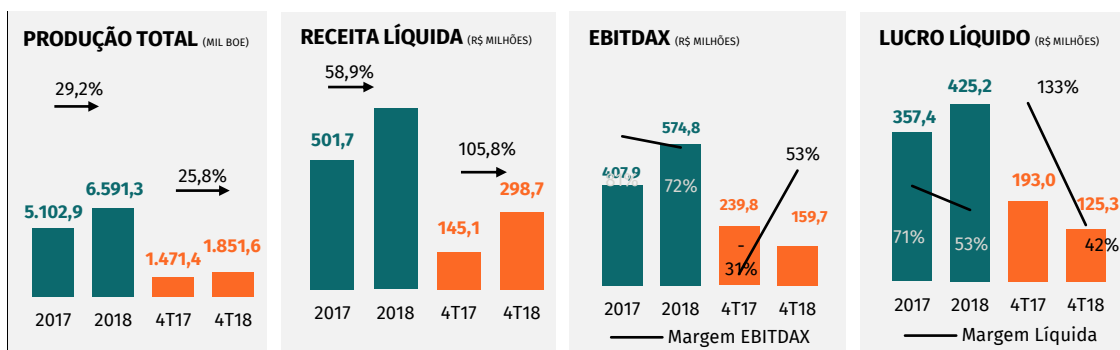
Lucro líquido de R\$125,3 milhões no trimestre, comparado a R\$193,0 milhões no 4T17. **Em 2018, o lucro líquido totalizou R\$425,2 milhões, 19,0% maior que 2017, representando um resultado recorde para a Companhia.**

EBITDAX

O EBITDAX foi de R\$159,7 milhões, comparado a R\$239,8 milhões no 4T17, quando a Companhia se beneficiou do ganho com a venda do Bloco BM-S-8.

Remuneração ao Acionista e Saldo de Caixa

Proposta de dividendos totais de R\$500 milhões, ou cerca de R\$1,91 por ação. Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$1,9 bilhão ao final do trimestre, similar ao patamar do final de 2017.



Mensagem da Administração

O resultado operacional do quarto trimestre fecha com chave de ouro um ano marcante para a Companhia, quando tomamos medidas que posicionam a Companhia em uma trajetória de crescimento contínuo.

Esse ano foi também o primeiro em que nos beneficiamos por termos dois ativos em produção na maior parte do ano.

Registramos lucro líquido recorde em 2018, de R\$425 milhões, um aumento de 19% na comparação anual, refletindo a produção dos Campos de Manati e Atlanta, que vieram em linha com as nossas expectativas. O quarto trimestre contribuiu fortemente para esse desempenho, com EBITDAX atingindo R\$160 milhões a partir de uma receita de R\$298 milhões. A produção total no quarto trimestre foi de 1.852 mil barris de óleo equivalente, atingindo uma média de 20,1 mil barris de óleo equivalente por dia, 26% acima dos níveis registrados no ano anterior.

(1) Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras



No Campo de Manati, a produção média diária de gás foi de 4,8MMm³ no quarto trimestre, e encerrou o ano com média de 4,9MMm³ por dia, compatível com as nossas projeções. A seca no nordeste do Brasil aumentou a demanda por gás natural para atender às necessidades de energia da região. Assim como no ano anterior, esta situação se reverteu no início de 2019, em função dos altos índices de chuva que permitiram o retorno da geração hidroelétrica, levando assim a produção média diária do Campo de Manati para 3,5MMm³ nos dois primeiros meses de 2019. Vale destacar que no final do primeiro trimestre de 2019 teremos uma parada para manutenção no Campo que durará cerca de 20 dias. Levando isso em consideração, prevemos que a produção média para o Campo de Manati ainda possa atingir 4,1MMm³ por dia em 2019, ou seja, no limite inferior da projeção divulgada para o ano. Continuamos monitorando a situação de perto, e poderá ser necessário revisar a estimativa caso a baixa demanda persista.

Em relação ao campo de Atlanta, temos notícias positivas. Em janeiro, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) publicou suas conclusões com relação ao Bloco BS-4 e, após finalizar sua análise da legislação aplicável à concentração de mercado, determinou que não há restrições à transferência da participação da Dommo Energia S.A. no Bloco para a Companhia e para sua parceira, Barra Energia. A decisão sucedeu a sentença favorável do Tribunal Arbitral, que afirmou que a participação de 40% no Bloco BS-4 detida pela Dommo Energia S.A. deveria ser igualmente dividida entre a Companhia e a Barra Energia S.A., conforme os termos do contrato de consórcio. Assim, nossa participação no BS-4 foi elevada de 30% para 50%. A Companhia, em conjunto com a Energia S.A., também já solicitou à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) dar prosseguimento à formalização da transferência da participação adicional nos termos dos acordos de operações conjuntas do consórcio.

A produção média de óleo nos dois poços do Campo de Atlanta foi de 12,4 mil barris por dia no quarto trimestre, em linha com as nossas últimas expectativas, atingindo produção média diária de 12,0 mil barris de óleo nos oito meses de 2018, incluindo a fase de estabilização. As cotações de óleo pesado em relação ao Brent continuam favoráveis, em função do desequilíbrio mundial entre oferta e demanda, muito em função da redução de oferta deste tipo de óleo produzido pela Venezuela e Arábia Saudita. Vale lembrar que estamos produzindo óleo pesado, cujo teor de enxofre é bastante reduzido, favorecendo o atendimento aos novos regulamentos para o combustível de navios (bunker) que entrarão em vigor em 2020.

Iniciamos no final de fevereiro a perfuração de um terceiro poço em Atlanta, com previsão de conclusão no segundo trimestre desse ano. Assim que o terceiro poço entrar em produção, a sonda dará início às operações de intervenção em cada um dos dois poços existentes, a fim de substituir as bombas danificadas. Desta forma, esperamos manter a produção de pelo menos dois poços em Atlanta até o final do terceiro trimestre deste ano, quando aumentaríamos a produção para 25-27 mil barris de óleo por dia com três poços produzindo.

Publicamos os relatórios de certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (GCA) para os campos de Atlanta e de Manati, atualizados em 31 de dezembro de 2018. O total de reservas 2P, líquido para a Companhia, foi de 130 milhões de boe, um aumento de 64% em relação a reserva de 2017.

As atividades de exploração seguiram em ritmo acelerado no quarto trimestre. Recebemos em fevereiro os dados sísmicos 3D iniciais dos nossos seis blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, que serão analisados pelo consórcio nos próximos meses. O cronograma para o início da perfuração permanece em 2020. Com relação aos blocos da Bacia de Pará Maranhão, onde depositamos muitas expectativas, a primeira rodada do processo de farm-out foi concluída, e a avaliação técnica é bastante promissora. Estamos trabalhando em conjunto com outras concessionárias na margem equatorial para superar os desafios para obtenção de licenças de perfuração junto ao IBAMA.

Nosso resultado do ano de 2018 apresentou crescimento significativo na comparação anual, com aumentos de 41% no EBITDAX e de 19% no Lucro Líquido em relação a 2017. A Companhia



encerrou o ano com caixa e equivalentes de caixa superiores a R\$1,9 bilhão. Com base na nossa forte posição financeira, a administração recomendou a distribuição de mais um dividendo total no valor de R\$500 milhões aos acionistas registrados em 18 de abril de 2019, data de nossa Assembleia Geral Ordinária. Entendemos que, mesmo após essa distribuição, nossa posição de caixa, previsão de fluxo de caixa e sólido balanço patrimonial nos proporcionarão recursos suficientes para sustentar as operações e os investimentos previstos, além de manter nossa capacidade de realizar adições estratégicas à base de ativos.

É uma grata satisfação poder registrar que, pelo segundo ano consecutivo, nosso sólido desempenho e gestão financeira disciplinada nos permitiram gerar retorno de capital aos investidores na forma de um dividendo extraordinário.

Iniciamos 2019 com diversas ações que deverão resultar em crescimento contínuo para a Companhia. Primeiramente, teremos um ano completo de produção no Campo de Atlanta, que irá acelerar significativamente quando os três poços estiverem em operação no segundo semestre. A produção esperada em Atlanta mais do que compensa a queda prevista na produção de Manati. Além disso, o Campo de Atlanta se tornará um ativo cada vez mais importante para a Companhia em 2019, por diversas razões: somos a operadora do Campo e passamos a deter 50% de participação; as condições de preço estão favoráveis e devem melhorar ainda mais, tanto pela escassez contínua de óleo pesado quanto pelas exigências relativas ao óleo com baixo teor de enxofre; e a receita gerada pelas vendas de óleo do Campo de Atlanta atua como um hedge natural contra as flutuações da moeda brasileira.

Ao longo de 2019, teremos cada vez mais dados sobre os nossos seis blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, onde detemos participação de 30% em um consórcio liderado pela ExxonMobil. Esses blocos representam o alicerce do nosso portfólio de exploração, e são considerados por nós prospectos de médio a baixo risco com perspectivas de volume elevado, devido à sua posição adjacente a importantes descobertas.

Nosso sólido balanço patrimonial, que tem sido um diferencial importante nos últimos anos, destaca a Companhia como uma das empresas independentes de melhor saúde financeira do setor brasileiro de óleo e gás.

Nos últimos dois anos, paralelamente ao realinhamento estratégico do nosso portfólio, também reavaliamos qual seria a melhor forma de garantir o crescimento sustentável da Companhia no futuro. A fim de capitalizar nossos pontos fortes, investimentos e independência, anunciamos hoje que a Companhia mudará seu nome para **Enauta**, representando assim o nosso foco em energia, nossos investimentos em tecnologia, e nosso compromisso com segurança e responsabilidade com o meio ambiente. Desde a sua criação, nossa empresa figura como uma das principais independentes do setor no Brasil. Estávamos entre os primeiros a ingressar no setor de óleo e gás do país; a descoberta de gás no Campo de Manati propiciou o desenvolvimento de uma infraestrutura para a produção offshore de gás no Nordeste; e hoje somos uma das poucas empresas brasileiras independentes que atua na área premium do pré-sal. Essa história trouxe consigo uma ampla experiência que empregamos todos os dias para produzir com segurança a energia que impulsiona a indústria brasileira. Além disso, fizemos investimentos ao longo dos anos em tecnologias que apoiam a segurança de nossas operações e fornecem dados críticos sobre o equilíbrio ecológico dos



manguezais e oceano brasileiro. Compartilhamos essas informações com as comunidades em que atuamos, estabelecendo parcerias com elas para alcançar a sustentabilidade desses valiosos recursos no longo prazo.

A Enauta representa um novo começo para nós à medida que avançamos como produtores de energia, mas ela está ancorada em nossa história e DNA. Desde sua formação, nossa empresa tem se destacado por sua capacidade de identificar, localizar e desenvolver fontes de energia para atender as necessidades da sociedade. Este é o nosso propósito, desbravar o universo da energia.

PORTFÓLIO DE ATIVOS

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação Enauta	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	Gás
	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	50%*	Reserva	Óleo
		Oliva		Contingente	Óleo
		Piapara		Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	Óleo
	ES-M-673		20%	Prospectivo	Óleo
Foz do Amazonas	FZA-M-90		100%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		100%	Prospectivo	Óleo
	PAMA-M-337		100%	Prospectivo	Óleo
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351		30%	Prospectivo	Óleo
	SEAL-M-428		30%	Prospectivo	Óleo
	SEAL-M-501		30%	Prospectivo	Óleo
	SEAL-M-503		30%	Prospectivo	Óleo
	SEAL-M-430		30%	Prospectivo	Óleo
	SEAL-M-573		30%	Prospectivo	Óleo

*Conforme já divulgado pela Companhia, em 25 de setembro de 2018 o Tribunal Arbitral declarou a validade da expulsão da Dommo Energia S.A. do consórcio BS-4 e a perda de 20% de participação para a Companhia no Bloco. A decisão está sendo implementada perante o Tribunal Arbitral e as autoridades brasileiras competentes.



Produção: CAMPO DE MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

No 4T18, a produção média diária total do Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 4,8MMm³, e o principal impulsionador da demanda foi a falta de chuvas que impactou a produção hidroelétrica. No quarto trimestre de 2017, o baixo índice de chuvas resultou em uma demanda ainda maior, levando a uma produção média diária de 5,6MMm³. No ano de 2018, a produção média diária ficou em 4,9MMm³, estável em relação ao ano anterior e em linha com o guidance da Companhia.

Já o maior índice de chuvas reduziu consideravelmente a demanda por gás natural nos primeiros dois meses de 2019, para 3,5MMm³ por dia. Além disso, a manutenção na planta de processamento do Campo está programada para o final do 1T19, o que deverá interromper a produção por cerca de 20 dias, com investimento aproximado de US\$6 milhões para o consórcio. Com isso, nossa previsão de produção média para o Campo de Manati em 2019 se mantém em 4,1MMm³ por dia, no limite inferior da nossa projeção dada para o ano. Continuamos monitorando a situação de perto, e poderá ser necessário revisar a estimativa caso a baixa demanda persista.

A certificação de reservas da GCA para o Campo de Manati, atualizada em 31 de dezembro de 2018, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 6,3 bilhões (10⁹) de m³ de gás natural e 0,66 milhões (10⁶) de barris de gás condensado, que correspondem a cerca de 40,3 milhões de barris de óleo equivalente e gás, um pouco acima da certificação anterior, considerando a redução do volume produzido. (1.000 m³ de gás = 1 m³ de óleo equivalente)

Produção: CAMPO DE ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 50%*; Operadora

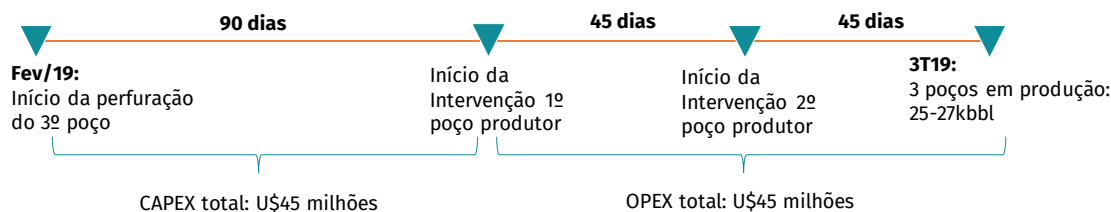
*Conforme já divulgado pela Companhia, em 25 de setembro de 2018 o Tribunal Arbitral declarou a validade da expulsão da Dommo Energia S.A. do consórcio BS-4 e a perda de 20% de participação para a Companhia no Bloco. A decisão está sendo implementada perante o Tribunal Arbitral e as autoridades brasileiras competentes.

Com dois poços produtores, a produção total no Campo de Atlanta, líquida para a Companhia, foi de 572,3 kbbl de óleo no 4T18, equivalente a uma produção média no Campo de 12,4 mil bbl por dia no período. A redução na produção média diária em comparação ao 3T18 reflete uma queda natural, e deve continuar até que as bombas de fundo de poço sejam reparadas. O volume líquido para a Companhia considera uma participação de 50%, superior aos 30% anteriores, refletindo a saída da Dommo Energia S.A. do Consórcio, conforme anunciado anteriormente. A produção média do Campo de Atlanta nos primeiros oito meses de 2018 foi de 12,0 mil bbl por dia, incluindo a fase de estabilização. A Companhia possui um contrato em vigor com a Shell Oil para a venda da totalidade do óleo produzido no Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta.

Conforme anteriormente relatado, o Consórcio decidiu perfurar um terceiro poço para o SPA em Atlanta. O navio-sonda Laguna Star deixou o estaleiro em fevereiro, e as atividades de perfuração já começaram. Após a conclusão da perfuração e completação, bem como o início de produção do terceiro poço, que deve ter duração de cerca de 90 dias, a sonda será deslocada para um dos poços atuais para a substituição da bomba de fundo de poço, sendo que esta atividade deve ocorrer por aproximadamente 45 dias. Ao finalizar esta intervenção, a sonda se deslocará para o segundo poço para efetuar atividades similares. O investimento total estimado para a perfuração do terceiro poço é de US\$45 milhões para o Consórcio e o custo total das intervenções também é de US\$45 milhões. Considerando a entrada em produção do terceiro poço e a parada de produção de cada um dos dois poços atuais por aproximadamente 45 dias, a Companhia terá uma produção contínua de pelo menos dois poços durante todo o ano de 2019. Uma vez que o terceiro poço esteja operante e as bombas



estejam funcionando, o que provavelmente deverá ocorrer no terceiro trimestre de 2019, a produção média proveniente dos três poços no Campo deverá alcançar 25-27 kbbpd.



Considerando 100% do Campo de Atlanta, no 4T18, o lifting cost foi de US\$359,4 mil/dia, equivalente a US\$30,9/bbl, comparado a US\$31,1/bbl no 3T18 e US\$41,8/bbl no 2T18, quando o Campo estava em período de estabilização. Após os primeiros 18 meses de produção, os custos operacionais deverão somar US\$480 mil/dia, e flutuarão de acordo com algumas variáveis, que em grande parte são atreladas ao preço do Brent.

	4T18	3T18	Δ%
Lifting cost (US\$ milhões)	35,4	36,9	-3,9%
Lifting cost (US\$ mil/dia)	359,4	400,6	-10,3%
Lifting cost (US\$/bbl)	30,9	31,1	-0,5%
Produção (mil bbl)	1.144,6	1.185,2	-3,4%

Neste trimestre, a Companhia realizou um acordo com o fornecedor do FPSO Petrojarl I, em que receberá o valor de R\$45,9 milhões a título de compensação por atraso da chegada do FPSO prevista contratualmente. Neste sentido, a Companhia registrou o equivalente a 50% de uma receita no montante de US\$23,7 milhões já acrescido de juros no final de cada mês após 10 de agosto de 2018. O saldo residual do valor do acordo será compensado durante os 15 meses, resultando em uma compensação de US\$25 mil por dia sobre a taxa diária de afretamento aplicável.

A primeira fase do procedimento de arbitragem relacionado ao Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta, foi concluída em setembro de 2018. O Tribunal Arbitral decidiu a favor da Companhia e sua parceira, a Barra Energia, expulsando a Dommo Energia S.A. do consórcio retroativamente a 11 de outubro de 2017. Consequentemente, a Companhia aumentou sua participação de 30% no Bloco BS-4 para 50%, passando a ter os benefícios econômicos e custos associados a participação adicional de 20%. Recentemente, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) informou à Companhia sua conclusão de que não há impedimento concorrencial à transferência dos 40% de participação da Dommo no Bloco BS-4 em parcelas iguais para a Companhia e a Barra. A Companhia, em conjunto com a Barra, também já solicitou à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) dar prosseguimento à formalização da transferência da participação adicional nos termos dos acordos de operações conjuntas do consórcio.

Na segunda fase, o Tribunal Arbitral confirmou o direito da Companhia de recuperar os valores de cash calls devidos e não pagos pela Dommo até a data de sua expulsão, em outubro de 2017, no valor de R\$44 milhões, 50% dos quais devidos à Companhia. O tribunal confirmou também o direito da Companhia ser reembolsada de todos os custos de arbitragem incorridos até o momento. Ademais, o Tribunal Arbitral ainda está formado para novos pedidos entre as partes.

A Companhia publicou relatório de certificação de reservas da GCA para o Campo de Atlanta, com data base em 31 de dezembro de 2018, que indicou reservas 2P de 100% do Campo totalizando 224 milhões de bbl, um aumento de 17% na reserva em relação à certificação divulgada após a conclusão da perfuração e teste do primeiro poço produtor em 2014. Nesta



nova certificação já foram incorporados tanto os dados do segundo poço produtor quanto a produção do ano de 2018. As reservas 1P de 100% do Campo totalizam 174 milhões de bbl, um aumento de 18% na reserva em relação à certificação divulgada em 2014.

Atualização do Portfólio Exploratório

BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Participação: 30% em 6 blocos

A Bacia de Sergipe-Alagoas representa o alicerce do nosso portfólio de exploração. A Companhia detém 30% de participação em seis blocos em águas ultraprofundas, localizados entre 80 e 100 km da costa, em parceria com a ExxonMobil, operadora com 50% de participação, e com a Murphy Oil, que detém os 20% remanescentes.

A região de águas ultraprofundas dessa bacia é considerada pela Companhia de alto potencial exploratório e de médio-baixo risco, 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 e na Costa Oeste africana.

A Companhia e suas parceiras já receberam e estão avaliando os dados sísmicos 3D iniciais dos seis blocos. As primeiras análises são animadoras. Ao longo de 2019, enquanto aguarda a licença ambiental, o Consórcio seguirá avaliando os dados sísmicos e desenvolverá um programa de perfuração, previsto para ter início no segundo semestre de 2020.

MARGEM EQUATORIAL

Participação: Diversas

A Companhia tem 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.

A primeira fase do processo de farm-out dos blocos da Bacia do Pará-Maranhão foi concluída, e atraiu interesse de possíveis parceiros. Estamos trabalhando para dimensionar o tempo necessário para obtermos a licença ambiental, um importante elemento a ser considerado. A Companhia espera que o processo de farm-out seja concluído ainda em 2019.

OUTROS

Em 26 de outubro de 2018, a Companhia anunciou que o Consórcio do Bloco BCAM-40 iniciou o processo de devolução junto à ANP da Descoberta de Camarão Norte, localizada ao sul do Campo de Manati, na Bacia de Camamu-Almada. A Companhia possui 45% de participação na Descoberta de Camarão Norte, que foi declarada comercial em 2009. Após a avaliação de diversos planos de desenvolvimento e potencial unitização à área adjacente, o Consórcio concluiu que a área não é economicamente viável e decidiu por sua devolução. O valor contabilizado pela Companhia referente à Descoberta de Camarão Norte totalizou R\$13,4 milhões que foi baixado e refletido nos resultados do terceiro trimestre de 2018.



Desempenho Financeiro

Demonstração dos Resultados e Destaques Financeiros (R\$ milhões)

	4T18	4T17	Δ%	2018	2017	Δ%
Receita líquida	298,7	145,1	105,8%	797,2	501,7	58,9%
Custos	(181,9)	(55,2)	229,5%	(458,6)	(227,7)	101,4%
Lucro bruto	116,8	89,9	29,9%	338,7	274,0	23,6%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(20,6)	(15,5)	32,9%	(51,3)	(52,1)	-1,6%
Equivalência patrimonial	0,6	(0,5)	-222,4%	0,1	(1,8)	-106,4%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(9,0)	(3,3)	172,7%	(54,5)	(27,7)	96,6%
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	41,0	149,9	-72,6%	187,7	149,9	25,2%
Lucro (Prejuízo) operacional	128,9	220,6	-41,6%	420,6	342,3	22,9%
Resultado financeiro líquido	18,4	13,0	42,0%	115,5	92,3	25,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	147,3	233,6	-36,9%	536,1	434,6	23,4%
Imposto de renda e contribuição social	(22,0)	(40,5)	-45,7%	(110,9)	(77,2)	43,6%
Lucro (Prejuízo) líquido	125,3	193,0	-35,1%	425,2	357,4	19,0%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	159,6	216,9	-26,4%	588,5	428,8	37,2%
EBITDAX⁽¹⁾	159,7	239,8	-33,4%	574,8	407,9	40,9%

Alguns percentuais e outros números incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Ademais, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

⁽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 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 Companhia. 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 Companhia usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

Os resultados financeiros do quarto trimestre de 2018 se beneficiaram de um trimestre inteiro de produção do Campo de Atlanta e da produção estável de Manati, que resultaram em um crescimento substancial de receita em comparação ao mesmo período de 2017. Adicionalmente, com a decisão positiva do Tribunal Arbitral, a Companhia contabilizou no 4T18 o impacto desde outubro de 2017 da participação adicional de 20% no Bloco BS-4, onde está localizado o Campo de Atlanta. O EBITDAX, por sua vez, beneficiou-se não só do maior volume de produção como também de uma melhor estrutura de custos. Durante o quarto trimestre a Companhia contabilizou R\$40,9 milhões como Receita não operacional em função do acordo com o fornecedor pelo atraso da chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta, enquanto que o EBITDAX do mesmo período do ano anterior havia sido beneficiado pelo ganho



com a venda de 10% de participação do Bloco BM-S-8. A Companhia encerrou o período com uma sólida posição de caixa de R\$1,9 bilhão, que provê recursos significativos para suportar os investimentos e programas de alocação de capital.

DESTAQUES FINANCEIROS DO 4T18:

- ▲ A receita líquida foi de R\$298,7 milhões, aumento de 105,8% em comparação ao 4T17. Desse total, R\$126,1 milhões foram atribuídas ao Campo de Manati, valor 13% inferior ao 4T17, devido à queda de mesma magnitude na produção trimestral. A receita total incluiu a contribuição de um trimestre completo de produção do Campo de Atlanta, que representou 58% da receita total, e também foi beneficiada pelo aumento da participação da Companhia neste Campo, de 30% para 50%, em função da decisão do Tribunal Arbitral. O impacto na receita referente aos 20% adicionais de participação no Campo de Atlanta foi de R\$115,1 milhões, sendo (i) R\$21,9 milhões do 2T18; (ii) R\$55,9 milhões do 3T18 e (iii) R\$37,9 milhões do 4T18.
- ▲ Os gastos exploratórios foram de R\$9,0 milhões no 4T18, comparadas a R\$3,3 milhões no 4T17, principalmente em função da aquisição e processamento sísmico dos blocos da Bacia de Sergipe Alagoas.
- ▲ Os custos operacionais totais atingiram R\$181,9 milhões no trimestre, mais que o triplo do valor registrado no 4T17 de R\$55,2 milhões, atribuível aos custos associados ao *ramp up* da produção do Campo de Atlanta. O impacto nos custos operacionais referente aos 20% adicionais de participação no Campo de Atlanta foi de R\$95,9 milhões, sendo (i) R\$18,6 milhões do 2T18; (ii) R\$40,8 milhões do 3T18 e (iii) R\$36,5 milhões do 4T18.
- ▲ Os custos operacionais do Campo de Manati foram de R\$14,5 milhões, 73,7% abaixo do valor registrado no 4T17, quando a Companhia incorreu em despesas de R\$6,0 milhões associadas ao reparo de uma linha de fluxo danificada. No 4T18, tivemos um ajuste da provisão de abandono de Manati, devido a uma reversão da depreciação inerente a revisão da curva, no montante de R\$33,3 milhões para acompanhar a nova curva de produção esperada.
- ▲ Os custos operacionais do Campo de Atlanta foram de R\$167,4 milhões, sendo R\$103,4 milhões em custos de produção, um aumento de 144,7% em relação ao 3T18 devido ao aumento da participação da Companhia no Campo, de 30% para 50%. O total de R\$47,7 milhões foi contabilizado em amortização e depreciação. Para calcular o montante deste investimento a ser registrado no imobilizado, a Companhia utilizou a reserva desenvolvida de 15 milhões de barris, enquanto que para a depreciação do intangível, a Companhia utilizou a reserva 1P de 174 milhões de barris, conforme certificação da GCA datado de 31 de dezembro de 2018.

Campo de Manati
(R\$ milhões)

	4T18	4T17	Δ%	2018	2017	Δ%
Custos de produção	17,5	14,4	21,8%	78,4	84,0	-6,7%
Custos de manutenção	1,1	6,0	-81,9%	(5,1)	24,0	-121,2%
Royalties	9,9	11,3	-12,4%	39,5	39,0	1,4%
Participação especial	1,9	2,4	-20,1%	6,9	6,2	11,7%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,3	0,5	172,9%	4,7	4,5	6,7%
Depreciação e amortização	(17,1)	18,7	-191,8%	39,5	62,8	-37,2%
Outros	0,0	2,0	n.a.	0,7	7,4	-90,6%
TOTAL	14,5	55,2	-73,7%	164,6	227,7	-27,7%

**Campo de Atlanta**
(R\$ milhões)

	4T18	4T17	Δ%	2018	2017	Δ%
Custos de produção	101,3	0,0	n.a.	165,8	0,0	n.a.
Custos de manutenção	2,1	0,0	n.a.	3,4	0,0	n.a.
Royalties	16,3	0,0	n.a.	25,9	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	47,7	0,0	n.a.	98,9	0,0	n.a.
TOTAL	167,4	0,0	n.a.	293,9	0,0	n.a.

- ▲ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$20,6 milhões, aumento de 32,9% quando comparadas ao mesmo período do ano anterior. Como percentual da receita total, houve uma melhora de 160 pontos base. O aumento absoluto em reais reflete a despesa com pessoal, os custos associados à participação em lucros e resultados aos funcionários, sendo estes parcialmente compensados pela maior alocação para projetos operados pela Companhia.
- ▲ Outras receitas operacionais totalizaram R\$41,0 milhões no 4T18, sendo R\$45,9 milhões referente ao acordo com o fornecedor pelo atraso do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta.
- ▲ O EBITDAX no período foi de R\$159,7 milhões, beneficiado pelo acordo com o fornecedor referente ao atraso do FPSO no Campo de Atlanta de R\$45,9 milhões. O EBITDAX do 4T17 foi de R\$239,8 milhões e incluiu o ganho de aproximadamente R\$150 milhões com a venda do Bloco BM-S-8. Excluindo esses ganhos em ambos os períodos, o EBITDAX foi de R\$113,8 milhões no 4T18 e R\$89,9 milhões no 4T17.
- ▲ O resultado financeiro líquido foi de R\$18,4 milhões, 42% superior aos R\$13,0 milhões registrados no 4T17, devido, principalmente, ao aumento das taxas de juros.
- ▲ O lucro líquido foi de R\$125,3 milhões no 4T18, queda de 34,6% em relação aos R\$193,0 milhões no 4T17. O resultado se beneficiou do recebimento de 50% do valor da venda do Bloco BM-S-8 no 4T17.
- ▲ O fluxo de Caixa operacional totalizou R\$159,6 milhões, comparado a R\$216,9 milhões no 4T17.

DESTAQUES FINANCEIROS DE 2018:

- ▲ A receita líquida foi de R\$797,2 milhões, 58,9% acima de 2017, impulsionada pela contribuição de oito meses da produção de óleo e aumento da participação de 30% para 50% no Campo de Atlanta, além da produção estável no Campo de Manati.
- ▲ Os custos operacionais totais somaram R\$458,6 milhões, 101,4% superiores ao mesmo período do ano anterior, refletindo os custos de produção do Campo de Atlanta, parcialmente atenuados pela redução dos custos operacionais do Campo de Manati, em função dos menores custos de manutenção e da depreciação e amortização no período.
- ▲ Os custos de manutenção de Manati em 2018 se beneficiaram do reembolso do seguro, contribuindo positivamente em R\$6,2 milhões contra uma despesa, resultando em um crédito de R\$5,1 milhões, comparado a um custo de manutenção de R\$24,0 milhões em 2017, em decorrência do incidente ocorrido em Manati.
- ▲ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$51,3 milhões, 1,6% inferiores ao mesmo



período do ano anterior. Tal redução reflete maior alocação para projetos operados pela Companhia, parcialmente compensada por maiores custos associados à participação em lucros e resultados.

- ▲ Os gastos exploratórios foram de R\$54,5 milhões no ano, um aumento de 96,6% em comparação ao exercício de 2017. O aumento se deu principalmente em função da devolução dos blocos da Bacia de Pernambuco-Paraíba e da Descoberta de Camarão Norte no período que resultaram em uma baixa de R\$24,3 milhões.
- ▲ Outras Receitas Líquidas totalizaram R\$187,7 milhões em 2018 e R\$149,9 milhões em 2017. Um dos impactos nesta linha é o recebimento de 50% do valor de US\$389 milhões referente a venda de 10% de participação no Bloco BM-S-8, tendo a Companhia contabilizado 38% do valor total no 4T17 e 12% no 1T18, sendo em reais R\$154,3 milhões e R\$147,6 milhões, respectivamente. Também em 2018, a Companhia reconheceu o acordo de R\$45,9 milhões pelo atraso do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta nesta rubrica.
- ▲ O EBITDAX do ano de 2018 foi de R\$574,8 milhões, um aumento de 40,9% em comparação aos R\$407,9 milhões registrados em 2017. Conforme mencionado anteriormente, ambos os períodos foram beneficiados por ganhos não recorrentes, tais como (i) em 2018 o reconhecimento do acordo de R\$45,9 milhões pelo atraso do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta e R\$147,6 milhões referente a primeira parcela da venda do Bloco BM-S-8 e (ii) R\$154,3 milhões em 2017 referente a 2ª parcela da venda do Bloco BM-S-8. Excluindo esses ganhos, o EBITDAX foi de R\$381,9 milhões e R\$253,6 milhões em 2018 e 2017, respectivamente. A margem EBITDAX ajustada em 2018 foi de 47,9%, comparada a uma margem EBITDAX ajustada de 50,6% em 2017.
- ▲ O resultado financeiro líquido foi de R\$115,5 milhões, comparado a R\$92,3 milhões em 2017, principalmente em função da maior posição de caixa da Companhia ao longo do ano e das maiores taxas de juros.
- ▲ O lucro líquido em 2018 totalizou R\$425,2 milhões comparado a R\$357,4 milhões em 2017, principalmente em função de um maior resultado operacional.
- ▲ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$588,5 milhões em 2018, comparado a R\$428,8 milhões em 2017.

Capex e Outros Gastos Exploratórios

A Companhia financia suas necessidades de investimento a partir de fundos gerados internamente. Tais despesas também vêm sendo suportadas 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.

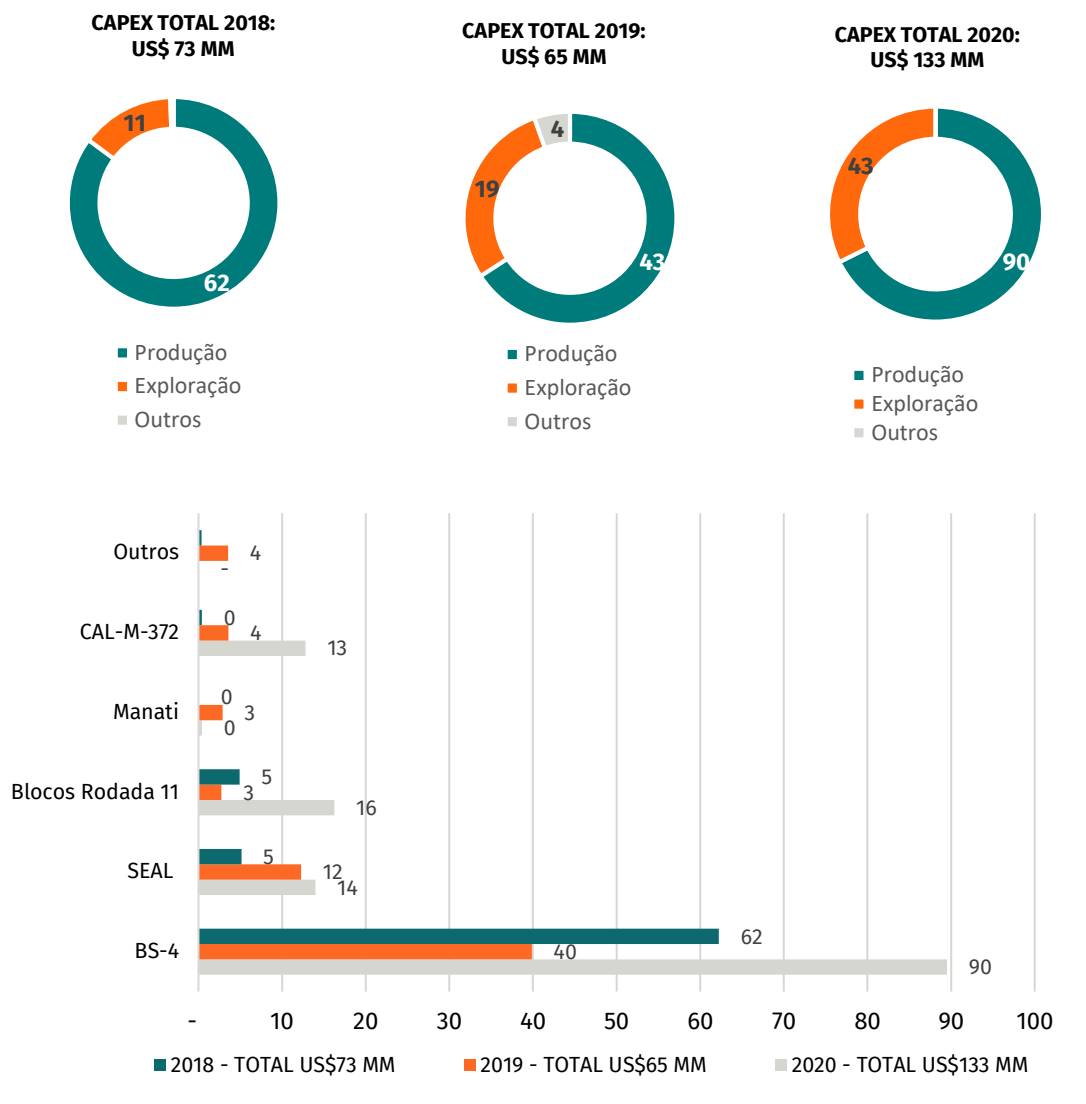
O CAPEX de 2018 totalizou US\$73 milhões, incluindo US\$62 milhões para o Campo de Atlanta e US\$11 milhões em atividades de exploração, dos quais US\$5 milhões para atividades na Bacia de Sergipe-Alagoas, e US\$5 milhões relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.



Para 2019, o investimento total está orçado em US\$65 milhões. A Companhia planeja investir US\$40 milhões no Campo de Atlanta, o que responde por 62% do investimento total planejado para o ano. Os recursos remanescentes serão utilizados, principalmente, para o início da perfuração exploratória na Bacia de Sergipe-Alagoas, bem como para o início da perfuração de um poço na Bacia do Ceará (bloco adquirido na 11ª Rodada de Licitações) e no Bloco CAL-M-372.

Em 2020, a Companhia estima um investimento de US\$90 milhões no Campo de Atlanta, valores estes alocados em função do desenvolvimento do Sistema Definitivo (SD). Cabe notar que o SD ainda não foi aprovado pelo Consórcio BS-4, no entanto esta estimativa considera o início da aquisição dos equipamentos necessários para a produção do Campo após o SPA. Os valores adicionais de Capex para o ano incluem parte da perfuração de um poço na Bacia de Sergipe-Alagoas, na Bacia do Ceará e no CAL-M-372. O total de Capex esperado para 2020 é de US\$133 milhões.

CAPEX líquido para a Companhia (US\$ milhões)





Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,9 bilhão, 33% superior a R\$1,4 bilhão registrado em 31 de dezembro de 2017. Atualmente, 99% dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos considerados de perfil conservador denominados em reais e 1% em instrumento denominado em dólares. Em 31 de dezembro de 2018, o retorno médio anual dos investimentos denominados em reais foi de 99,4% do CDI, e 69% dos investimentos apresentavam liquidez diária.

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 2018 era de R\$298,5 milhões comparado a R\$325,2 milhões ao final de 2017, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados em setembro de 2016. A posição de Caixa líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2018 era de R\$1,6 bilhão.

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. O financiamento do BNB está direcionado à investimentos em exploração de dois ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, tem carência de cinco anos.

Em julho de 2017, a Companhia anunciou ter recebido e aceitado 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 de dezembro de 2018, a Companhia já havia recebido da Equinor US\$234,5 milhões, referentes à primeira e à segunda parcela 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.

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 parte de seu caixa e parte relevante da receita hoje está denominada em Reais. Hoje a Companhia considera que seus direitos e obrigações em moeda estrangeira estão equilibrados.



Adicionalmente, 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

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía opção de venda de parte de sua produção de petróleo estimada como firme para os três primeiros trimestres de 2019, equivalente a 322kbbbl, a um valor de US\$70 por barril. O custo médio da compra destas opções de venda (PUT asiática trimestral) foi de US\$2,6 por barril.

O Resultado do 4T18 foi impactado positivamente em R\$0,8 milhão, resultado do exercício da opção de venda de 117kbbbl a US\$70/bbl. Pelas métricas de contabilidade de hedge adotadas pela Companhia, este valor foi reconhecido na linha de receita operacional, juntamente com o prêmio pago por estas opções no valor de R\$0,2 milhão.



As informações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos trimestres e ao ano findos em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I | Informações Financeiras Consolidadas

(R\$ Milhões)	4T18	4T17	Δ%	2018	2017	Δ%
Lucro Líquido	125,3	193,0	-35,1%	425,2	357,4	19,0%
Depreciação e amortização	30,9	19,2	60,6%	140,1	65,6	113,6%
Resultado financeiro líquido	(18,4)	(13,0)	42,0%	(115,5)	(92,3)	25,1%
Imposto de renda e contribuição social	22,0	40,5	-45,7%	110,9	77,2	43,6%
EBITDA⁽¹⁾	159,8	239,8	-33,4%	560,7	407,9	37,5%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	(0,1)	0,0	n.a.	14,0	0,0	n.a.
EBITDAX⁽³⁾	159,7	239,8	-33,4%	574,8	407,9	40,9%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	53,5%	165,2%	-67,6%	70,3%	81,3%	-13,5%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	53,5%	165,2%	-67,6%	72,1%	81,3%	-11,3%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.640,4)	(1.724,6)	-4,9%	(1.640,4)	(1.724,6)	-4,9%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,9)	(4,2)	-32,5%	(2,9)	(4,2)	-32,5%

⁽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.

⁽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.

⁽⁶⁾ O caixa líquido corresponde às disponibilidades e aplicações financeiras excluindo o endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos de curto e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos. O caixa líquido não é medida reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as U.S. GAAP, as IFRS, bem como qualquer outro sistema de princípios contábeis geralmente aceitos. É possível que outras empresas calculem o endividamento líquido de maneira diferente da empregada pela Enauta.



Anexo II | Balanço Patrimonial

(R\$ Milhões)

	4T18	4T17	Δ%
Ativo Circulante	2.241,1	2.260,8	-0,9%
Caixa e equivalente de caixa	60,0	64,1	-6,3%
Aplicações financeiras	1.870,2	1.739,7	7,5%
Contas a receber	134,4	148,4	-9,4%
Créditos com parceiros	49,8	181,8	-72,6%
Estoques	12,8	8,0	60,1%
Impostos e contribuição a recuperar	34,5	13,3	158,3%
Instrumentos Financeiros Derivativos	19,9	0,0	n.a.
Outros	59,5	105,5	-43,6%
Ativo Não Circulante	1.702,4	1.740,2	-2,2%
Caixa restrito	379,8	237,2	60,1%
Aplicações financeiras	0,0	136,1	n.a.
Impostos a recuperar	3,8	4,0	-6,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,8	31,5	-91,0%
Investimentos	167,9	172,8	-2,9%
Imobilizado	738,4	746,4	-1,1%
Intangível	406,8	407,8	-0,3%
Outros ativos não circulantes	2,9	4,3	-32,6%
TOTAL DO ATIVO	3.943,5	4.001,0	-1,4%
Passivo Circulante	225,6	386,4	-41,6%
Fornecedores	75,1	72,7	3,3%
Impostos e contribuição a recolher	29,6	33,6	-12,0%
Remuneração e obrigações sociais	15,3	12,9	18,5%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	43,5	85,4	-49,1%
Empréstimos e financiamentos	38,9	36,8	5,6%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	6,9	6,9	-0,7%
Adiantamento de terceiros	0,0	57,9	n.a.
Obrigações de consórcios	10,9	66,2	-83,6%
Outros	5,6	13,8	-59,6%
Passivo Não Circulante	518,3	550,5	-5,9%
Empréstimos e financiamentos	250,9	261,7	-4,1%
Provisão para abandono	209,0	288,5	-27,6%
Obrigações de consórcio	57,9	0,0	n.a.
Outras contas a pagar	0,4	0,2	78,0%
Patrimônio Líquido	3.199,6	3.064,1	4,4%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	63,1	53,1	18,9%
Reserva de Lucros	643,7	643,7	0,0%
Reserva de Capital	33,6	33,5	0,3%
Ações em Tesouraria	(44,1)	(44,1)	0,0%
Lucro líquido do período	425,2	299,9	41,8%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.943,5	4.001,0	-1,4%



Anexo III | Fluxo de Caixa

(R\$ Milhões) 4T18 4T17 Δ% 2018 2017 Δ%

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

	4T18	4T17	Δ%	2018	2017	Δ%
Lucro líquido do período	125,3	193,0	-35,1%	425,2	357,4	19,0%

Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:

Equivalência Patrimonial	(0,6)	0,5	-222,6%	(0,1)	1,8	-106,4%
Varição cambial sobre investimento	5,0	(5,6)	-188,0%	(24,5)	(5,0)	386,5%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	36,5	19,2	89,6%	153,1	65,6	133,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28,7	0,3	n.a.	42,5	(0,9)	n.a.
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	3,9	2,0	101,1%	15,3	7,8	94,5%
Juros Capitalizados	0,0	2,2	n.a.	4,1	9,3	-55,8%
Baixa de imobilizado	0,0	0,0	n.a.	14,3	0,2	n.a.
Provisão para plano de opção de ações	0,1	(2,6)	-104,2%	(7,1)	(1,2)	514,7%
Provisão para imposto renda e contribuição social	(6,7)	40,4	-116,5%	68,3	78,3	-12,7%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,0)	0,8	-105,8%	(5,5)	0,6	n.a.
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	147,9	(109,3)	-235,2%	66,3	(89,2)	-174,3%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(180,5)	76,2	-336,8%	(163,4)	4,1	n.a.
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	159,6	216,9	-26,4%	588,5	428,8	37,2%

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO

Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(164,5)	(204,8)	-19,7%	(155,9)	(355,4)	-56,1%
---	---------	---------	--------	---------	---------	--------

FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO

Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,1)	(9,0)	0,4%	(436,3)	(74,8)	483,2%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	10,0	7,1	41,5%	44,9	2,5	n.a.
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(4,0)	10,2	-139,4%	41,2	1,1	n.a.

Caixa e equivalentes de caixa no início do período	64,1	8,6	645,3%	18,8	17,7	6,1%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	60,0	18,8	219,1%	60,0	18,8	219,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(4,0)	10,2	-139,3%	41,2	1,1	n.a.



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).
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
Kbpd	Mil barris por dia (<i>One thousand barrels per day</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.
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 Contingentes 3C	Alta estimativa de recursos contingentes para refletir uma faixa de incerteza, tipicamente se assume uma chance de 10% de sucesso de atingir ou exceder estimativa.
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 Dias
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 QGEP3, 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