

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2021

Teleconferência de Resultados do 1T21

Quarta-feira, 19 de maio de 2021

11h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques do 1T21

Mensagem da Administração

- 01 [Covid-19](#)
- 02 [Portfólio de Ativos](#)
- 03 [Desempenho Operacional](#)
- 04 [Desempenho Financeiro Consolidado](#)
- 05 [Outros destaques do balanço](#)
- 06 [Certificação de Reservas](#)
- 07 [Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade](#)

[Anexo 1 - Balanço Patrimonial](#)

[Anexo 2 - Demonstração do Resultado](#)

[Anexo 3 - Demonstração do Fluxo de Caixa](#)





EBTIDA da companhia totaliza **R\$ 131 Milhões, um crescimento de 25% em relação a 1T20.**

Assinatura da aquisição do **Polo Miranga** tem alta relevância estratégica ao posicionar a companhia de forma ainda mais forte para as oportunidades do Novo Mercado de Gás

Mata de São João, 17 de maio de 2021 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2021 (1T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$), de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 1T21

- Como evento subsequente ao 1T21, a Companhia divulgou a conclusão da oferta pública inicial de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior, com captação bruta superior a R\$1 bilhão;
- Assinatura da aquisição do Polo Miranga em fevereiro de 2021, com aprovação no CADE em abril de 2021, divulgada como evento subsequente ao 1T21;
- Crescimento de 25,7% e de 25,0%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no primeiro trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020;
- Redução 8,6% na dívida líquida e de 64% no índice de endividamento, demonstrado pela dívida líquida/EBITDA;
- Redução de 8,2% no custo médio de produção por BOE em dólares;
- Aprovação no CADE da aquisição do Polo Remanso e início da tramitação da cessão das concessões junto à ANP;
- A ANP aprovou em Reunião de Diretoria realizada em 15 de abril de 2021, a cessão da mudança de operadora do Contrato de Concessão nº 48610.009128/2005-16 (BT-POT-55) que engloba os campos de Sabiá-da-Mata e Sabia-Bico-de-Osso, da Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda. para a nossa controlada Potiguar E&P, condicionada à apresentação, antes da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, dos Laudos de Aprovação dos dados de diversos poços, a serem emitidos pela SDT/ANP.



Índice



Principais Indicadores (em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)

	1T21	1T20	Δ%
Receita líquida	245.788	195.548	25,7%
Prejuízo do período	(12.890)	(136.041)	-90,5%
Margem Líquida ¹	-5,24%	-69,57%	-92,5%
EBITDA ²	131.632	105.329	25,0%
Margem de EBITDA ³	53,56%	53,86%	-0,6%
Dívida Líquida ⁴	812.787	889.533	-8,6%
Dívida Líquida/ EBITDA últ. 12 meses ⁵	1,62 x	4,51 x	-64,0%
Produção média bruta (boe por dia)	11.597	11.655	-0,5%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁶	R\$ 68,47	R\$ 60,76	12,7%
Produção bruta (em boe)	1.043.724	1.060.622	-1,6%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ⁷	US\$60,90	US\$50,26	21,2%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ⁸	R\$ 5,47	R\$ 4,46	22,8%
Custo médio de produção por boe em US\$ ⁹	\$12,51	\$13,63	-8,2%

Notas:

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/(prejuízo líquido) do período dividido pela receita líquida do período.

(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável aquelas utilizadas por outras companhias.

(3) Margem de EBITDA corresponde ao EBITDA do período dividido pela receita líquida do período. A Margem de EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(4) Representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(5) Representa o saldo da dívida líquida no fim do período dividido pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida líquida/EBITDA não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

(6) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período.

(7) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

(8) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

(9) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05



É com grande satisfação que nós, da Administração da PetroReconcavo, divulgamos os nossos primeiros resultados como companhia aberta. Iniciamos aqui uma relação de absoluta transparência com o mercado e com os nossos novos acionistas, reforçada pela listagem da Companhia no segmento do Novo Mercado da B3, com os mais elevados padrões de governança corporativa.

Não poderíamos iniciar essa mensagem sem o devido agradecimento aos nossos colaboradores. Temos um time que trabalha de forma incansável para entregar os melhores resultados para a Companhia e pratica o verdadeiro significado do "trabalho em equipe"; onde os colaboradores contribuem sem disputas por espaço, mas sim buscando se complementar em busca da excelência e do que há de melhor para a Companhia e seus acionistas.

Agradecemos também aos nossos acionistas, tanto àqueles que estiveram conosco desde a fundação da Companhia, quanto aos milhares de novos acionistas, pela confiança no nosso trabalho. Vocês têm o nosso compromisso de que continuaremos a dar o melhor de cada um de nós para entregar os melhores resultados.

Embora estejamos construindo as condições para nos tornarmos uma Companhia de capital aberto já há algum tempo, podemos constatar as dificuldades e o volume de trabalho envolvido nesta tarefa. Por isso, estendemos os nossos agradecimentos aos bancos, advogados, consultores e auditores que participaram do processo, pelo trabalho incansável para fazer essa oferta acontecer com sucesso.

No dia 5 de maio de 2021, a PetroReconcavo se tornou uma empresa pública listada na B3, a Bolsa do Brasil. Essa data, que simboliza uma enorme conquista, marca também a renovação de nosso compromisso com acionistas, colaboradores e a sociedade, **conforme manifesto em nossa Missão e na nossa Visão:**



Nossa Missão

Desenvolvemos oportunidades na indústria de óleo e gás, transformando recursos em valor e sonhos em realidade.



Nossa Visão

Ser a mais segura, eficiente e lucrativa operadora independente de óleo e gás e liderar a transformação da indústria onshore no Brasil.



Índice



A Companhia estreou no segmento do Novo Mercado na B3 com suas ações precificadas a R\$14,75, o que a coloca com um valor de mercado de mais de R\$3,5 bilhões. Este evento significativo deixa a empresa capitalizada e melhor preparada para aproveitar as oportunidades que o processo de desinvestimento da Petrobras oferece.

Seguindo com a nossa estratégia de compra de novos ativos, assinamos no dia 24 de fevereiro, através da subsidiária SPE Miranga, a aquisição da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres de Apraiús, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia. Como evento subsequente ao 1T21, em 7 de abril de 2021 o CADE aprovou esta aquisição.

O Polo Miranga abre caminho para a Companhia se posicionar como um produtor ainda mais relevante de Gás Natural, possibilitando também acesso às novas oportunidades decorrentes da implementação das alterações legais e regulatórias no contexto do Novo Mercado de Gás.

Ainda no tema das aquisições, em 16 de março de 2021 obtivemos a aprovação do CADE da aquisição do Polo Remanso, que é composto pelos 12 campos terrestres que já operamos, sob contrato de serviço, na Bacia do Recôncavo.

Alcançamos resultados expressivos no primeiro trimestre de 2021, com crescimento de 25,7% e 25,0% na Receita Líquida e no EBITDA do período, respectivamente. Reduzimos a nossa dívida e o nosso indicador de endividamento, demonstrado pela dívida líquida/EBITDA em cerca de 64%, demonstrando uma sólida estrutura de capital.

A nossa produção diária permaneceu estável, quando comparada ao primeiro trimestre de 2020, em grande parte em função da redução das atividades de desenvolvimento dos campos que resultam das medidas de prevenção e segurança operacional impostas pela pandemia. Ressaltamos que a produção média diária de petróleo dos 30 campos do Distrito Potiguar operados pela Companhia, onde intensificamos o investimento em desenvolvimento da produção, foi de 5.353 barris, representando um aumento de 58% em comparação com o volume de petróleo produzido quando começamos a operar esses campos. A produção média diária do Distrito Potiguar, incluindo os campos em parceria operados por outras companhias foi de 7.821 boe no período.

Seguimos trabalhando, buscando liderar a transformação da indústria onshore de petróleo e gás natural no Brasil, transformando recursos em valor e sonhos em realidade, visando sermos a mais segura, eficiente e lucrativa operadora independente de petróleo no Brasil



Índice



01

Covid-19

A Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo comitê constituído para gestão da crise de saúde. Os principais objetivos do comitê são manter a saúde dos colaboradores e contratados, manter as atividades da Companhia sem impactos à segurança operacional ou ao meio ambiente, e, ao mesmo tempo, avaliar os desdobramentos da crise no plano de negócios.

A Companhia recomendou que seus colaboradores e contratados não essenciais para a operação trabalhassem remotamente, além de aumentar o espaçamento das pessoas no ambiente de trabalho e suspender temporariamente viagens não essenciais, visitas, treinamentos presenciais e deslocamentos. Nesse momento, colaboradores podem voluntariamente voltar a frequentar o escritório corporativo, adaptado às medidas de proteção recomendadas pelo comitê, dentre elas a realização de testagens frequentes dos colaboradores. Colaboradores dos grupos de risco permanecem trabalhando remotamente.

A Companhia revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais para o ano de 2021 e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.



Índice



08



02

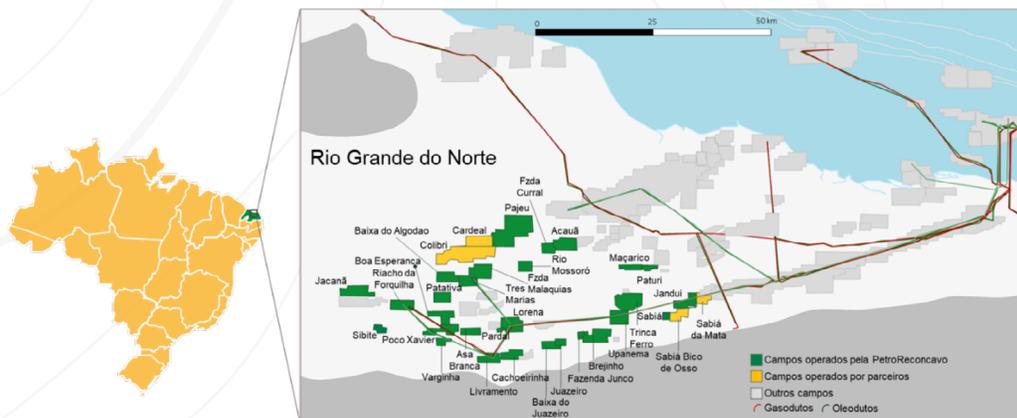
Portfólio de Ativos

Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos

Em 31 de março de 2021, operávamos ou éramos concessionários dos seguintes ativos produtores de Óleo e Gás:

Distrito Potiguar

Em 9 de dezembro de 2019, a PetroReconcavo, através da subsidiária Potiguar E&P, concretizou a aquisição da participação da Petrobras nos campos do Polo Riacho da Forquilha, primeira transação concluída envolvendo campos terrestres em bacias maduras do plano de desinvestimento da Petrobras. O Polo, situado no Rio Grande do Norte, é composto por 34 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, duas em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda e duas com a Partex Brasil Ltda. O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo através de sua subsidiária Potiguar E&P.



Dos 34 contratos de concessão atuais, 22 se encerram em 2025 e os demais 12 entre 2032 e 2039, todos com a possibilidade de prorrogação por 27 anos adicionais, conforme previsto nos próprios contratos de concessão com a ANP. A Potiguar E&P já submeteu à ANP a solicitação de extensão e os novos planos de desenvolvimento, inclusive com a proposta de redução de royalties sobre a produção incremental, para 12 campos da rodada zero e aguarda o pronunciamento da Agência Reguladora.



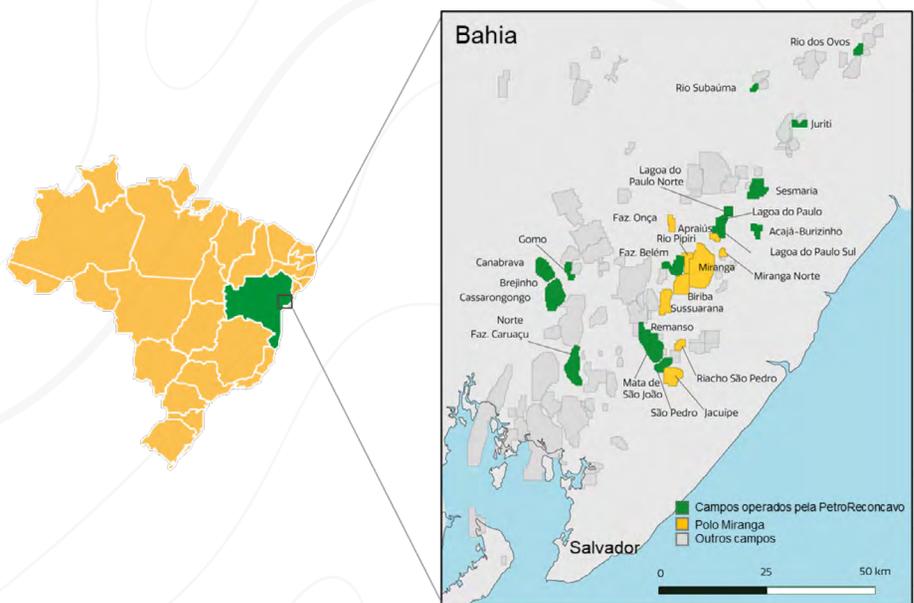
Índice



Distrito Recôncavo

Ao longo do ano de 2020, em função das negociações que estavam em curso referentes a aquisição do Polo Remanso, e também como impacto da pandemia e da queda do preço do petróleo, optamos por uma redução significativa dos investimentos no desenvolvimento destes campos. Esta redução, assim como a interrupção da produção de alguns dos poços do distrito com alto custo de produção, impactaram negativamente a produção do distrito, com impactos no trimestre. Com a assinatura da aquisição do Polo em dezembro de 2020 e a recuperação recente dos preços do petróleo, demos início aos planos de retomada dos investimentos no distrito.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo e os campos do Polo Miranga, cuja aquisição foi assinada pela Companhia em 24 de fevereiro de 2021:



Operamos doze campos deste distrito através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Assim, este Contrato, que tem validade até agosto de 2025, deverá ser extinto na data do "closing" da transação de compra do Polo Remanso, quando esses campos passarão a ser operados como concessões próprias. Além desses campos, operamos ainda cinco outras concessões próprias nessa bacia. As concessões deste distrito são da chamada "rodada zero" que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ser estendido o prazo das mesmas por até 27 anos adicionais, mediante solicitação específica junto a ANP e submissão de um Plano de Desenvolvimento, estando esta extensão sujeita à aprovação da agência reguladora.



Índice



03

Desempenho Operacional

A produção média diária caiu 0,5% no primeiro trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020, passando de 11.655 boe em 2020, para 11.597 boe em 2021, sendo que: (i) a produção média diária do Distrito Recôncavo caiu 21,5%, passando de 4.808 boe em 2020 para 3.776 boe em 2021; e (ii) a produção média diária no Distrito Potiguar apresentou um aumento de 14,2%, passando de 6.847 boe no 1T20 para 7.821 boe no 1T21.

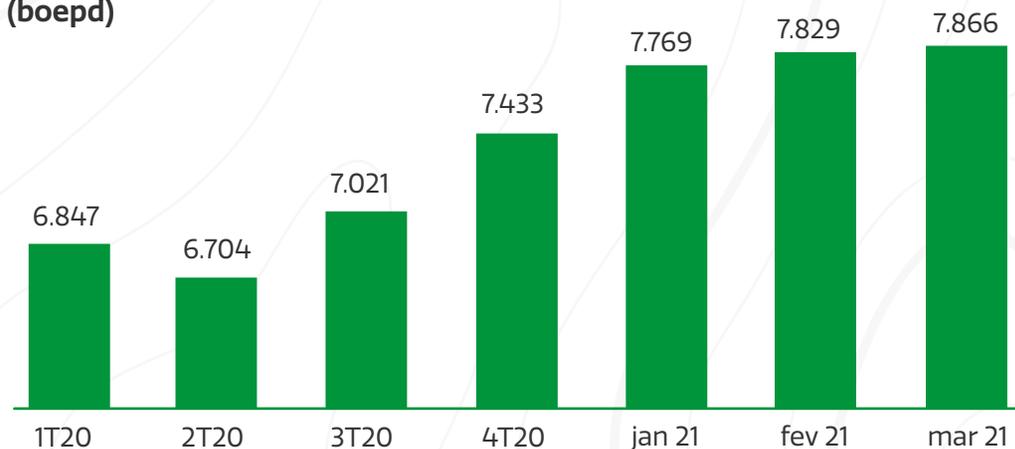
Produção bruta diária (em barris de óleo equivalente - BOE)

	1T21	1T20	Δ%
Distrito Recôncavo	3.776	4.808	-21,5%
Distrito Potiguar	7.821	6.847	14,2%
Produção bruta diária	11.597	11.655	-0,5%

Distrito Potiguar

Nos primeiros três meses de 2021, a produção do Distrito Potiguar seguiu a sua trajetória ascendente, que se observa desde que assumimos as operações, em dezembro de 2019, tendo crescido 14,2%, quando comparada com o primeiro trimestre de 2020. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Distrito Potiguar.

Produção diária de petróleo e gás natural (boepd)



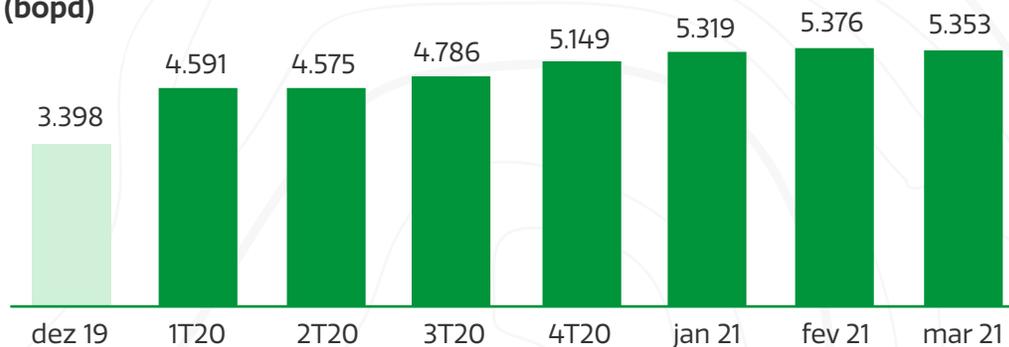
Índice





Os volumes demonstrados na tabela acima representam a produção total do Distrito Potiguar, incluindo os 30 campos operados pela Companhia e a participação da PetroReconcavo nos 4 campos operados por parceiros. Fazendo um recorte apenas para os 30 campos operados pela Companhia, os aumentos de produção são ainda mais expressivos. A produção média diária de petróleo no mês de março de 2021 foi 58% maior do que o volume que era produzido quando assumimos a operação desses campos. O gráfico abaixo apresenta a produção média diária de petróleo dos 30 campos operados pela Companhia.

Produção diária de petróleo (bopd)



Iniciamos o ano de 2021 com três sondas de produção terrestres operando no distrito, que operaram no mês de janeiro. No mês de fevereiro efetuamos a parada programada para manutenção em uma das sondas e operamos com duas sondas os dois meses seguintes, o que reduziu um pouco a capacidade de execução de projetos no período. A título de comparação, em 2020 iniciamos o ano com apenas duas sondas de produção, estando com três sondas apenas a partir de outubro de 2020.

No primeiro trimestre de 2020, concentramos nossas atividades de capex em workovers de retornos a produção, que consiste em retornar poços com potencial econômico, que estavam parados e sem produzir por algum motivo. Esses trabalhos são, em geral, de rápida execução e menor custo de intervenção. Já no primeiro trimestre de 2021, investimos em trabalhos mais complexos, de maior impacto na produção, mas também de maior custo de execução, liderados pela campanha de fraturamentos hidráulicos convencionais, em especial no campo de Lorena.



Índice

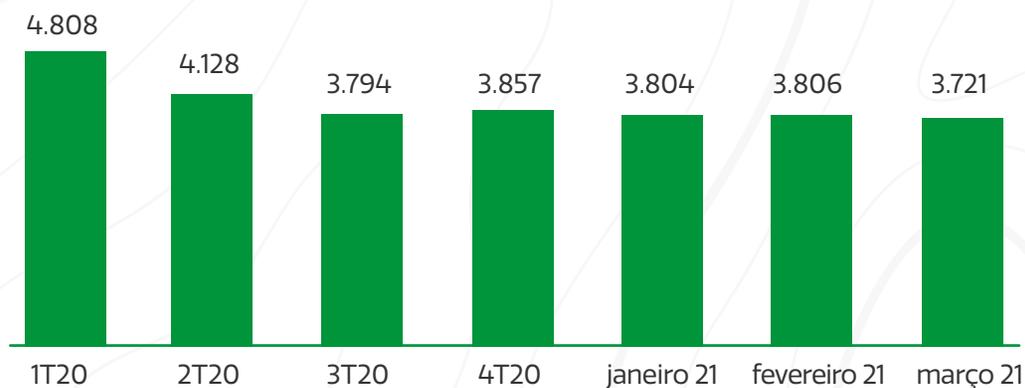


Distrito Recôncavo

Como reflexo da crise econômica e da forte queda do preço do petróleo desencadeada pela pandemia da Covid-19 ao longo do ano de 2020 e também por conta das negociações que estavam em curso referentes à aquisição do Polo Remanso, optamos, como forma de preservar liquidez, por reduzir significativamente os investimentos no Distrito Recôncavo e por interromper a produção em alguns poços do distrito que apresentavam altos custos de produção. Com a recuperação recente dos preços do barril de petróleo do tipo Brent nos mercados internacionais, retomamos ao longo do primeiro trimestre a execução de alguns projetos no distrito.

A estratégia de investimentos no período focou na realização de alguns projetos visando incremento de produção por fraturamentos hidráulicos convencionais em alguns poços no campo de Norte Fazenda Caruaçu e recuperação de produção em retornos de produção de poços que ficaram parados em 2020 pelos motivos explanados acima, totalizando um CAPEX de cerca de R\$4,5 milhões e um incremento de produção diária estimado destes projetos em 334 boe. Foram investidos também R\$ 2,1 milhões de CAPEX em projetos de Facilidades com foco em integridade e segurança operacional, destacando-se o investimento em linhas de produção de poços que melhoraram a eficiência operacional das operações, reduzindo as perdas de produção diária em 25 barris. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Distrito Recôncavo.

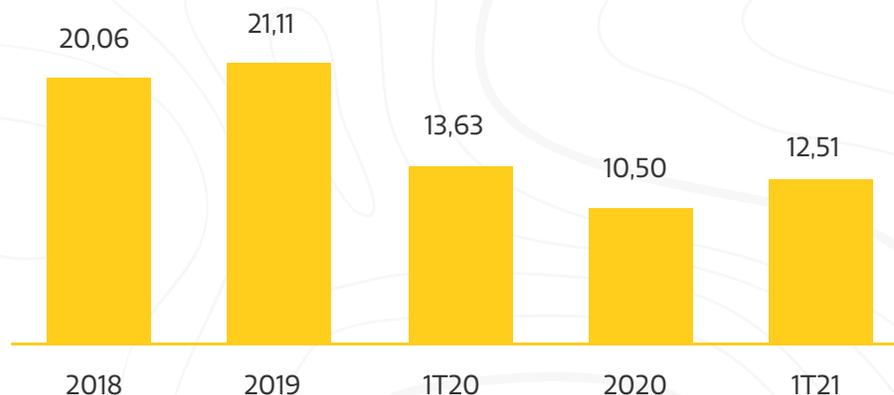
Produção diária de petróleo e gás natural (boepd)



Índice



Custo médio de produção da PetroReconcavo Consolidado (em US\$/boe)



Nos primeiros meses de 2020, estávamos em mobilização para os serviços necessários para as nossas operações no Distrito Potiguar, uma vez que assumimos as operações dos campos em meados de dezembro de 2019. Durante o ano de 2020, com o agravamento das consequências econômicas da pandemia da Covid-19, optamos por reduzir as atividades não críticas e em alguns casos interrompemos a produção de alguns poços do Distrito Potiguar que apresentavam maiores custos de produção. Já no 1T21, considerando a melhora no preço do Brent, retornamos para produção a maioria dos poços que haviam sido parados ao longo de 2020 e, além disso, considerando a melhoria nos preços do contrato de venda de gás para a Petrobras a partir de janeiro de 2021, iniciamos um processo de revitalização dos sistemas de compressão e escoamento de gás no distrito de modo a permitir um aumento na produção de gás, impactando no custo médio de produção do período.



Índice



Aquisição do Polo Miranga

Em 24 de fevereiro, a Companhia, através da subsidiária SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres de Apraiús, Biriba, Fazenda Onça, Jacuípe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia do Recôncavo, na Bahia.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

A produção média do Polo Miranga em 2020 foi de aproximadamente 899 barris de óleo por dia (bopd) e 377 mil m³ de gás por dia. Assim como nos demais polos, há possibilidade de extensão dos prazos das concessões, que atualmente se encerram em 2025, por 27 anos adicionais, o que será solicitado por meio de protocolo de um plano de desenvolvimento perante a ANP e estará sujeito à aprovação da agência reguladora.



Índice



04

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	1T21	1T20	Δ%
Receita líquida	245.788	195.548	25,7%
Custos e despesas	(175.208)	(143.489)	22,1%
Lucro operacional	70.580	52.059	35,6%
Depreciação, amortização e depleção	61.052	53.270	14,6%
EBITDA	131.632	105.329	25,0%
Resultado financeiro líquido	(94.785)	(256.891)	-63,1%
Impostos correntes	(2.163)	(7.354)	-70,6%
Impostos diferidos	13.478	76.145	-82,3%
Resultado líquido	(12.890)	(136.041)	-90,5%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia cresceu 25,7%, passando de R\$195.548 mil no primeiro trimestre de 2020 para R\$245.788 mil no primeiro trimestre de 2021.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	1T21	1T20	Δ%
Distrito Recôncavo	76.565	70.782	8,2%
Distrito Potiguar	160.711	94.432	70,2%
Instrumentos financeiros derivativos	8.512	30.334	-71,9%
Receita líquida	245.788	195.548	25,7%

Destacamos na receita líquida o incremento de 70,2% no faturamento do Distrito Potiguar, que passou de R\$94.432 mil no primeiro trimestre de 2020, para R\$160.711 mil no primeiro trimestre de 2021. Além do aumento de 14,2% na produção do período, conforme verificado no tópico "Desempenho Operacional", o valor médio do barril de petróleo do tipo Brent e a taxa média de câmbio foram, respectivamente, 21,2% e 22,8% maiores no primeiro trimestre de 2021, quando comparadas ao primeiro trimestre de 2020.



Índice





Adicionalmente, embora o gás natural represente um percentual menor no faturamento do Distrito, obtivemos um novo contrato de venda, com um preço médio mais do que 2.000% superior aos valores praticados no primeiro trimestre de 2020. Desta forma, a receita líquida relativa à venda de gás do Distrito Potiguar apresentou um aumento de 3.446%, passando de R\$272 mil no 1T20, para R\$9.644 mil no 1T21.

Em contrapartida, a valorização do valor do barril de petróleo do tipo Brent levou a uma redução de 71,9% na receita registrada com os instrumentos financeiros derivativos liquidados no primeiro trimestre de 2021. Durante esse período, foram liquidados contratos de hedge com um volume de quase 512 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$59,29/bbl. No primeiro trimestre de 2020, o volume liquidado foi de 470 mil barris, a um preço médio de US\$65,13/bbl. O preço médio do barril de petróleo do tipo Brent nos primeiros trimestres de 2021 e 2020, respectivamente, foi de US\$60,90 e US\$50,26.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do período findo em 31 de março de 2021, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge.

Consolidado			
Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/03/2021	Quantidade 31/03/2021	Valor contábil dos instrumentos de hedge
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	58,87	453.340	(10.540)
De 3 a 6 meses	58,52	527.860	(9.361)
De 6 a 12 meses	57,24	1.067.760	(15.062)
De 1 a 2 anos	53,28	1.876.247	(45.030)
De 2 a 3 anos	49,70	1.280.000	(42.333)



Índice





Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas cresceram 22,1%, ou R\$31.719 mil, passando de R\$143.489 mil no primeiro trimestre de 2020, para R\$175.208 mil no primeiro trimestre de 2021. Esse aumento pode ser explicado, principalmente, pelo crescimento dos custos com royalties em R\$9.689 mil, acompanhando a evolução no faturamento e do crescimento dos custos e despesas com depreciação, amortização e depleção, que aumentaram em R\$7.610 mil no período.

Adicionalmente, no primeiro trimestre de 2021 fizemos uma parada programada para manutenção da Sonda de Produção Terrestre PR-01. Os custos incorridos na manutenção desse equipamento, incluindo a sua ociosidade no período, foram de cerca R\$1,5 milhão.

Por fim, aceleramos nosso programa de manutenção de ativos no Distrito Potiguar. Durante os primeiros meses de 2020, ainda estávamos mobilizando os serviços necessários para a operação do Distrito, uma vez que assumimos as operações em meados de dezembro de 2019. Adicionalmente, com o agravamento das consequências econômicas da pandemia da Covid-19, optamos por reduzir as atividades não críticas, a partir do final de março de 2020 e em alguns casos interrompemos a produção de alguns poços do Distrito Potiguar que apresentavam maiores custos de produção. Já no 1T21, considerando a melhora no preço do Brent, retornamos para produção a maioria dos poços que haviam sido parados ao longo de 2020 e, além disso, considerando a melhoria nos preços do contrato de venda de gás para a Petrobras a partir de janeiro de 2021, iniciamos um processo de revitalização dos sistemas de compressão e escoamento de gás no distrito de modo a permitir um aumento na produção de gás. O impacto estimado no trimestre dos pontos listados acima foi de cerca de R\$6,6 milhões.



Índice





Resultado financeiro líquido

Apresentamos uma redução de 63,1% no nosso resultado financeiro líquido, que passou de despesas líquidas de R\$256.891 mil no período de três meses findo em 31 de março de 2020, para despesas líquidas de R\$94.785 mil no primeiro trimestre de 2021.

Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)

	1T21	1T20	Δ%
Receitas financeiras	15.543	402	3.766,4%
Despesas financeiras	(23.061)	(28.179)	-18,2%
Varição cambial sobre financiamentos	(87.299)	(229.439)	-62,0%
Demais variações cambiais	32	325	-90,2%
Resultado financeiro, líquido	(94.785)	(256.891)	-63,1%

O crescimento nas receitas financeiras é reflexo da valorização da taxa de câmbio no período. A controlada Potiguar mantém saldo de aplicação financeira em fundo cambial. Essas aplicações são uma das garantias ao empréstimo contratado pela controlada para pagamento de parte da aquisição dos campos produtores de petróleo e gás natural e a aplicação em fundo cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial.

A variação cambial sobre os financiamentos em moeda estrangeira também sofreu forte redução, quando comparada ao primeiro trimestre de 2020. Nos primeiros três meses de 2020, foi contabilizada expressiva variação cambial negativa de R\$229.439 mil, enquanto que no mesmo período de 2021, a variação cambial também foi negativa, mas de R\$87.299 mil. Essa variação é explicada pela apreciação da taxa de câmbio no período ter sido percentualmente menor do que a observada em 2020. A tabela abaixo demonstra a apreciação da taxa de câmbio em cada trimestre:

Taxa de câmbio R\$/US\$	31/03/2021	Δ%	31/12/2020	31/03/2020	Δ%	31/12/2019
	5,70	9,6%	5,20	5,20	29%	4,03



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social			
	1T21	1T20	Δ%
Correntes	(2.163)	(7.354)	-70,6%
Diferidos	13.478	76.145	-82,3%
Imposto de renda e contribuição social	11.315	68.791	-83,6%

O imposto de renda e contribuição social foram fortemente impactados pela constituição de impostos diferidos, sobretudo sobre o prejuízo fiscal da controlada Potiguar. Esse prejuízo foi ocasionado pela variação cambial sobre os financiamentos, explicada no tópico acima. No primeiro trimestre de 2021, o imposto diferido consolidado constituído sobre prejuízo fiscal foi de R\$9.006 mil, enquanto que nos primeiros três meses de 2020 foi de R\$65.690 mil.

Resultado líquido

Como uma combinação dos eventos mencionados nos tópicos acima, a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$12.890 mil no primeiro trimestre de 2021, comparado a um prejuízo líquido de R\$136.041 mil no mesmo período de 2020.

É importante ressaltar que esse resultado está impactado pelo efeito não-caixa da desvalorização do Real no resultado financeiro no trimestre, que foi de R\$87 milhões. Apesar do impacto contábil no resultado líquido da Companhia, o EBITDA (e a geração de caixa livre da Companhia) é impactado positivamente pela desvalorização da moeda local, uma vez que a maior parte dos gastos são denominados em Real e 98% das receitas da Companhia denominadas em Dólar.



Índice





Demonstração de fluxo de caixa consolidada

(em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)

	1T21	1T20	Δ%
Prejuízo antes dos impostos	(24.205)	(204.832)	-88,2%
Depreciação, amortização e depleção	61.052	53.270	14,6%
Juros e variações cambiais, líquidas	103.869	248.629	-58,2%
Variação de ativos e passivos	(25.317)	(34.857)	-27,4%
Juros pagos	(15.767)	(9.985)	57,9%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	32.270	20.477	57,6%
Outros ajustes e variações	5.756	10.600	-45,7%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	137.658	83.302	65,3%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(126.005)	(50.718)	148,4%
(Aplicações) resgates de aplicações financeiras	2.225	(56.634)	-103,9%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(123.780)	(107.352)	15,3%
Captação de financiamento	60.479	-	n.a.
Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis	(61.173)	(3.109)	1867,6%
Aumento de capital social e AFAC	-	2.360	-100,0%
Caixa aplicado nas atividades de financiamento	(694)	(749)	-7,3%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	13.184	(24.799)	-153,2%

O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou R\$54.356 mil, ou 65,3%, no primeiro trimestre de 2021, influenciado não só pelo maior EBITDA, mas também pelo fato que no primeiro trimestre de 2020, estávamos construindo o capital de giro da controlada Potiguar, que iniciou as suas operações em dezembro de 2019, refletidos na linha de "variações de ativos e passivos".



Índice





O caixa aplicado nas atividades de investimento aumentou 15,3%, ou R\$16.428 mil, no primeiro trimestre de 2021, como uma combinação dos seguintes fatores:

- (I)** A Companhia aplicou R\$126.005 mil em adições ao imobilizado e intangível, gerando um aumento de R\$75.287 mil, quando comparado ao primeiro trimestre de 2020, por conta, principalmente, da assinatura do contrato para a aquisição do Polo Miranga, no dia 24 de fevereiro de 2021. Essa aquisição ensejou o pagamento de US\$11 milhões à Petrobras no ato da assinatura, o equivalente a R\$60.549 mil. Adicionalmente, efetuamos investimentos para incremento da produção no trimestre no montante de R\$22.749 mil, principalmente em projetos de fraturamentos hidráulicos convencionais, conforme mencionado no tópico “Desempenho Operacional”. Efetuamos aquisições para o almoxarifado para inversões fixas no montante de R\$34.731 mil. Essas aquisições visam deixar a Companhia pronta para atendimento à aceleração do nosso plano de investimento, sendo que desse montante já foram aplicados R\$25.519 mil em projetos de investimento ou em atividades de reparo e manutenção;
- (II)** Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis, no montante de R\$61.173 mil, impactados, sobretudo, pela amortização de parte do financiamento da controlada Potiguar E&P, obtido para pagamento de parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$694 mil, semelhante ao montante aplicado no primeiro trimestre de 2020. Em 31 de março de 2021, os seguintes eventos impactaram o fluxo de caixa de investimentos:

- (I)** Captação de financiamento de R\$60.549 mil para pagamento de parte aquisição do Polo Miranga, conforme mencionado no tópico acima;
- (II)** Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis, no montante de R\$61.173 mil, impactados, sobretudo, pela amortização de parte do financiamento da controlada Potiguar E&P, obtido para pagamento de parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha.

Como consequência dos itens listados acima, o aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no primeiro trimestre de 2021 foi de R\$13.184 mil, enquanto que nos primeiros três meses de 2020 houve uma redução de R\$24.799 mil.



Índice



05

Outros destaques do balanço

Posição de caixa (caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras)

Em 31 de março de 2021, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$176.631 mil, um aumento de 6,6% quando comparado aos saldos de 31 de dezembro de 2020.

Atualmente, boa parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundo cambial. Essas aplicações são uma das garantias ao empréstimo contratado pela controlada para pagamento de parte da aquisição dos campos produtores de petróleo e gás natural e a aplicação em fundo cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial.

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	1T21	1T20	Δ%
FINEP	2.637	3.927	-32,8%
Empréstimos bancários	1.019.055	1.030.590	-1,1%
Custos a amortizar	(32.074)	(46.702)	-31,3%
Dívida bruta	989.618	987.815	0,2%
Caixa e equivalentes de caixa	44.045	31.466	3.766,4%
Aplicações financeiras	132.786	66.816	-18,2%
Dívida líquida	812.787	889.533	-8,6%
EBITDA dos últimos 12 meses	500.708	197.315	153,8%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,62 x	4,51 x	-2,88 x

O endividamento líquido da Companhia no primeiro trimestre de 2021 diminuiu 8,6%, quando comparado a 31 de março de 2020. Durante o trimestre, assinamos contrato de financiamento de US\$11 milhões, o equivalente a R\$60.479 mil, com o objetivo de pagar por parte da aquisição do Polo Miranga. Durante o trimestre, também efetuamos pagamento de principal e juros e registramos variação cambial relacionada aos nossos empréstimos em moedas estrangeira, conforme movimentação na próxima tabela:



Índice



Movimentação dos empréstimos e financiamentos (em milhares de R\$)	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	894.040
Captação de empréstimos	60.479
Pagamentos de principal	(55.548)
Juros pagos	(15.586)
Juros provisionados	15.581
Amortização do custo de aquisição	3.353
Variação cambial	87.299
Saldo em 31 de março de 2021	989.618

Apresentamos abaixo o cronograma de vencimento dos Empréstimos e Financiamentos, com data base de 31/03/2021.

	Controladora	Consolidado
2021	63.896	251.211
2022	1.315	292.299
2023	329	318.009
2024	0	160.174
Total	65.540	1.021.692

Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. A Companhia contratou contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities associado às transações futuras de até 36 meses.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto em 31 de março de 2021, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge:

Instrumentos financeiros derivativos	
Instrumento financeiro contratado	NDF
Volume (em barris)	5.205.207
Strike médio (US\$/bbl)	54,23
Valor justo em 31/03/2021 (R\$ mil)	(122.326)



Índice



06

Certificação de Reservas

Esta seção contém sumário dos Relatórios sobre Reservas elaborados pelo perito independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI). Os Relatórios sobre Reservas foram elaborados com base em análise de nossas concessões e dos campos da Petrobras localizados na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte, em 31 de dezembro de 2020. A avaliação das Reservas e Recursos da Companhia foram concluídas em 20 de janeiro de 2021 para a Companhia e sua controlada, Potiguar E&P S.A. A avaliação dos Recursos Contingentes de Miranga foi concluída em 22 de fevereiro de 2021.

Segue abaixo tabela resumida das reservas e recursos contingentes líquidos da Companhia, com data base de 31 de dezembro de 2020, preparados de acordo com os relatórios sobre reservas e recursos contingentes. As reservas e recursos contingentes líquidos representam a parcelas das reservas e recursos contingentes das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros e descontados os royalties da União.



Índice



25



	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes ⁽¹⁾	(Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MUS\$) ⁽²⁾
	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total				
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				Total			
Reservas Líquidas									(em milhares de boes)			
Reservas provadas em produção	2.739,1	7.626,1	n.a.	10.365,2	1.903,2	6.901,7	n.a.	8.804,9	11.832,7	87,6%	12,4%	153.131,9
Reservas provadas desenvolvidas, porém não em produção ("shut in" ou "behind pipe")	1.370,5	2.437,3	n.a.	3.807,8	590,0	6.725,3	n.a.	7.315,3	5.027,0	75,7%	24,3%	74.803,7
Reservas provadas não desenvolvidas	929,2	6.112,6	n.a.	7.041,8	266,7	2.328,7	n.a.	2.595,4	7.474,4	94,2%	5,8%	136.366,9
Total de reservas provadas (1P)	5.038,9	16.176,0	n.a.	21.214,9	2.760,0	15.955,7	n.a.	18.715,7	24.334,1	87,2%	12,8%	364.302,5
Total de reservas prováveis	438,1	5.468,1	n.a.	5.906,2	244,1	2.384,1	n.a.	2.628,2	6.344,2	93,1%	6,9%	99.947,6
Total de reservas provadas + prováveis (2P)	5.477,0	21.644,1	n.a.	27.121,0	3.004,1	18.339,8	n.a.	21.343,8	30.678,3	88,4%	11,6%	464.250,1
Total de reservas possíveis	391,2	2.139,5	n.a.	2.530,6	38,4	564,0	n.a.	602,4	2.631,0	96,2%	3,8%	34.946,3
Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)	5.868,1	23.783,5	n.a.	29.651,6	3.042,4	18.903,8	n.a.	21.946,2	33.309,3	89,0%	11,0%	499.196,5
Recursos Contingentes												
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	19.181,2	18.639,9	46.862,8	4.029,0	28.963,0	175.918,7	208.910,7	81.681,2	57,4%	42,6%	438.136,1
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	26.097,3	22.309,6	62.325,8	5.694,1	37.304,8	217.971,7	260.970,7	105.821,0	58,9%	41,1%	531.636,2
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	30.227,6	23.193,3	70.431,2	7.175,7	40.482,7	222.590,9	270.249,3	115.472,8	61,0%	39,0%	587.980,8
Total (1P + 1C)	14.080,5	35.357,2	18.639,9	68.077,6	6.789,0	44.918,7	175.918,7	227.626,4	106.015,4	64,2%	35,8%	802.438,7
Total (2P + 2C)	19.395,9	47.741,4	22.309,6	89.446,9	8.698,2	55.644,6	217.971,7	282.314,5	136.499,3	65,5%	34,5%	995.886,4
Total (3P + 3C)	22.878,4	54.011,2	23.193,3	100.082,9	10.218,1	59.386,4	222.590,9	292.195,5	148.782,1	67,3%	32,7%	1.087.177,2

Notas:

- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%a.a.
- (3) As reservas do Reconcavo incluem: (i) as participações (aproximadamente 85%) detidas pela Companhia através do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) nos 12 campos do Polo Remanso; e (ii) 100% de participação nos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. Todos estes campos localizados no estado da Bahia. Os recursos contingentes referem-se: (i) à participação residual (aproximadamente 15%) atualmente detidas pela Petrobras no CPCR; e (ii) aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após dos prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (4) As reservas da Potiguar são compostas pelos 34 campos do Polo Riacho da Forquilha, dos quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 2 com a Partex Brasil Ltda (50% Potiguar E&P e 50% Partex), todos situados no estado do Rio Grande do Norte. Os recursos contingentes referem-se aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após os prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões. Os valores apresentados nas tabelas refletem somente a participação (working interest) da Companhia nestas concessões.
- (5) Os recursos contingentes de Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos do Polo Miranga, todos localizados no estado da Bahia. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.
- (6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números.
- (7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e recursos contingentes mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.



Índice



07

Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade

Para a PetroReconcavo, segurança é um valor inegociável e um compromisso assumido em nosso Planejamento Estratégico, que norteia nossa atuação cotidiana e daqueles que se relacionam conosco. Desenvolvemos nossas atividades em conformidade com as leis e os regulamentos vigentes nos locais em que atuamos, além de cumprirmos nossas próprias diretrizes e procedimentos internos baseados nas melhores práticas de mercado.

O nosso negócio exige uma atuação de excelência pautada pela gestão responsável dos impactos que a nossa atividade gera nas pessoas, comunidades e meio ambiente. Visando mitigar esses impactos aplicamos ferramentas para identificar os riscos associados às atividades e verificar se as barreiras que adotamos são suficientes para mantê-los controlados. No primeiro trimestre, tivemos 626.523 horas trabalhadas com zero incidente com perda de tempo.

Para fortalecer a nossa cultura de SSMS, ao longo do primeiro trimestre, realizamos Lives e campanhas corporativas com foco na prevenção de acidentes, com destaque para proteção das mãos. Além disso, iniciamos o programa anual de auditorias em nossos fornecedores de serviços críticos, visando conhecer e avaliar os riscos e desenvolver ações de melhoria em nossa cadeia de fornecimento.

A PetroReconcavo acredita que compete aos seus executivos promover em todos os níveis hierárquicos o senso de responsabilidade individual em relação à segurança, saúde e meio ambiente e para isso realizamos o lançamento do Programa "Líder Seguro", um programa que busca potencializar habilidades e comportamentos de liderança em SSMS em todos os níveis de comando da Cia.



Índice



27





Dentro do programa de melhoria contínua de gestão de SSMS, fechamos um contrato corporativo de apoio ao atendimento a eventuais emergências ambientais, dentro e fora das nossas instalações, para ampliar a salvaguarda das nossas operações e em alinhamento com a nossa responsabilidade socioambiental.

Dentro do nosso compromisso de contribuir para a promoção da prosperidade social e econômica das áreas onde atuamos, seguimos investindo em nossos projetos sociais Ciranda Educativa e Ciranda Esportiva, que atendem 190 crianças e adolescentes, de 108 famílias, das comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, no município de Catu-BA, desenvolvendo atividades nas áreas de ciências naturais, segurança alimentar, educação ambiental e atividades esportivas.

No período de janeiro a março de 2021, na Potiguar E&P, demos início ao trabalho de estudo e desenvolvimento do plano estratégico para a implementação dos projetos nas comunidades do entorno, sendo realizado análise do contexto local e identificação dos atores, mapeamento dos stakeholders, levantamento das informações e estabelecimento das diretrizes preliminares de intervenção.



Índice



Anexo 1 – Balanço Patrimonial

PETRORECONCAVO S.A. E CONTROLADAS

Balanço Patrimonial em 31 de março de 2021

(Em milhares de Reais - R\$)

ATIVO	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	28.030	11.663	44.045	30.861	Fornecedores	45.176	49.022	85.397	80.089
Aplicações financeiras	-	9.993	58.537	66.414	Salários e encargos sociais	14.698	12.002	19.765	16.065
Contas a receber de clientes	44.228	52.578	145.122	108.733	Tributos a recolher	14.353	14.083	34.835	22.762
Estoques	-	127	1.261	1.211	Empréstimos e financiamentos	64.116	1.355	294.175	212.931
Dividendos a receber	304	304	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	6.113	5.995	15.269	15.241
Impostos a recuperar	14.506	13.457	27.587	22.433	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	37.137	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	2.173	80.506	Dividendos a pagar	2	2	2	2
Outros ativos	14.053	11.161	14.418	12.826	Provisão para abandono de poços	-	-	6.301	6.301
Total dos ativos circulantes	<u>101.121</u>	<u>99.283</u>	<u>293.143</u>	<u>322.984</u>	Outras contas a pagar	212	1.168	467	1.170
					Total dos passivos circulantes	<u>144.670</u>	<u>83.627</u>	<u>493.348</u>	<u>354.561</u>
NÃO CIRCULANTE					NÃO CIRCULANTE				
Aplicações financeiras	-	-	74.249	68.597	Empréstimos e financiamentos	1.205	1.379	695.443	681.109
Partes relacionadas	4.477	20.460	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	4.239	5.100	5.841	7.646
Impostos a recuperar	493	14	1.064	562	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	89.836	17.886
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	2.472	56.576	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	4.965	4.965	4.965	4.965
Depósitos judiciais	2.224	2.237	2.298	2.311	Provisão para abandono de poços	11.394	10.914	35.875	33.810
Outros ativos	468	475	468	475	Total dos passivos não circulantes	<u>21.803</u>	<u>22.358</u>	<u>831.960</u>	<u>745.416</u>
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.757	2.482	98.664	3.070					
Investimentos	463.605	560.003	-	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Imobilizado	382.142	386.092	1.637.099	1.599.890	Capital social	674.941	674.941	674.941	674.941
Direito de uso em arrendamento	9.698	10.528	18.961	20.680	Reserva de capital	31.158	31.158	31.158	31.158
Intangível	4.387	4.607	4.789	5.028	Reservas de lucros	148.055	160.945	148.055	160.945
Total dos ativos não circulantes	<u>873.251</u>	<u>986.898</u>	<u>1.840.064</u>	<u>1.757.189</u>	Ajustes de avaliação patrimonial	(80.736)	78.671	(80.736)	78.671
					Transação de capital	34.481	34.481	34.481	34.481
					Total do patrimônio líquido	<u>807.899</u>	<u>980.196</u>	<u>807.899</u>	<u>980.196</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>974.372</u>	<u>1.086.181</u>	<u>2.133.207</u>	<u>2.080.173</u>	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>974.372</u>	<u>1.086.181</u>	<u>2.133.207</u>	<u>2.080.173</u>



Índice



Anexo 2 – Demonstração do Resultado

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração do resultado para o período de três meses findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de Reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
RECEITA LÍQUIDA	73.764	79.340	245.788	195.548
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	(53.589)	(59.672)	(153.098)	(128.605)
LUCRO BRUTO	20.175	19.668	92.690	66.943
RECEITAS (DESPESAS)				
Gerais e administrativas	(9.566)	(12.533)	(11.283)	(14.882)
Outras receitas (despesas), líquidas	690	598	(10.827)	(2)
Resultado de participações societárias	(26.691)	(139.298)	-	-
Total	(35.567)	(151.233)	(22.110)	(14.884)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	(15.392)	(131.565)	70.580	52.059
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas financeiras	5.965	240	15.543	402
Despesas financeiras	(1.691)	(1.614)	(23.061)	(28.179)
Variação cambial, líquida	(2.952)	(4.298)	(87.267)	(229.114)
	1.322	(5.672)	(94.785)	(256.891)
PREJUÍZO ANTES DOS IMPOSTOS	(14.070)	(137.237)	(24.205)	(204.832)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Corrente	(4.323)	(7.289)	(4.459)	(7.384)
Diferido	3.275	4.375	13.478	76.145
Redução - incentivo fiscal	2.228	-	2.296	30
	1.180	(2.914)	11.315	68.791
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO	(12.890)	(140.151)	(12.890)	(136.041)
Prejuízo por ação ordinária e preferencial - R\$	(0,1536)	(1,6758)		
Prejuízo diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	(0,1525)	(1,6639)		



Índice



Anexo 3 – Demonstração do Fluxo de Caixa

PETRORECONCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração dos fluxos de caixa para o período de três meses
findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de Reais - R\$)

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES				
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro	(14.070)	(137.237)	(24.205)	(204.832)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) líquido do período com o caixa gerado pelas atividades operacionais				
Juros e variações cambiais líquidas	2.469	103	103.869	248.629
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	-	-	(988)	(361)
Juros e variações cambiais sobre arrendamento mercantil	809	5.205	1.461	1.043
Depreciação e depleção do imobilizado	17.600	19.901	56.043	48.476
Amortização do intangível	221	48	241	198
Depreciação de direito de uso	1.577	2.780	4.768	4.596
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	14	-	3.353	5.208
Provisão para perda em estoques	-	-	-	58
Equivalência patrimonial	26.691	139.298	-	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	-	989	-	989
Pagamento baseado em ações e opções	-	3.674	-	3.674
Atualização da provisão para abandono de poços	480	435	2.065	1.273
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	10.551	11.810	32.270	20.477
VARIAÇÕES NOS ATIVOS				
Contas a receber de clientes	8.350	(20.024)	(36.389)	(45.969)
Estoques	127	-	(50)	(731)
Impostos a recuperar	(1.528)	3.238	(5.656)	(4.627)
Depósitos judiciais	13	(10)	13	(10)
Outros ativos	(2.885)	1	(1.585)	(5.429)
VARIAÇÕES NOS PASSIVOS				
Fornecedores	(3.846)	7.493	5.308	14.945
Salários e encargos sociais	2.696	(921)	3.700	1.208
Impostos a recolher	(1.690)	(3.347)	10.045	5.199
Outras contas a pagar	(956)	(343)	(703)	557
Juros pagos	(44)	(78)	(15.586)	(9.265)
Juros de arrendamento mercantil pago	(107)	(533)	(181)	(720)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(135)	-	(135)	(1.284)
Caixa gerado pelas atividades operacionais	<u>46.337</u>	<u>32.482</u>	<u>137.658</u>	<u>83.302</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS				
Empréstimos para partes relacionadas	(13.167)	-	-	-
Recebimento de juros sobre empréstimos com partes relacionadas (Aplicações) resgates de aplicações financeiras	-	7	-	-
Adições ao imobilizado	9.993	-	2.225	(56.634)
Adições ao intangível	(24.589)	(25.334)	(126.003)	(50.202)
Aumento de capital social em controladas	(1)	(356)	(2)	(516)
Aumento de capital social em controladas	(60.550)	-	-	-
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	<u>(88.314)</u>	<u>(25.683)</u>	<u>(123.780)</u>	<u>(107.352)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Captação de financiamento	60.479	-	60.479	-
Pagamentos de financiamentos	(331)	(334)	(55.548)	(349)
Amortização de arrendamento mercantil - principal	(1.804)	(3.202)	(5.625)	(2.760)
Aumento de capital social	-	2.664	-	2.664
Recebimento de empréstimos de partes relacionadas	-	2.634	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	(304)	-	(304)
Caixa aplicado nas atividades de financiamento	<u>58.344</u>	<u>1.458</u>	<u>(694)</u>	<u>(749)</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<u>16.367</u>	<u>8.257</u>	<u>13.184</u>	<u>(24.799)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	11.663	19.977	30.861	56.265
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	28.030	28.234	44.045	31.466
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<u>16.367</u>	<u>8.257</u>	<u>13.184</u>	<u>(24.799)</u>



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br

PetroRecôncavo S.A.

Relatório sobre a Revisão de
Informações Trimestrais do Período de
Três Meses Findo em 31 de Março de 2021

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas e Administradores da
PetroRecôncavo S.A.

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – “Interim Financial Reporting”, emitida pelo “International Accounting Standards Board – IASB”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas

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

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido (“DTTL”), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada “Deloitte Global”) não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende : quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Ênfase

Sem modificar nossa conclusão, chamamos a atenção para a nota explicativa nº 21 às informações trimestrais, a qual menciona que, em decorrência das características das operações da Companhia e de suas controladas, elas concentram suas vendas para um único cliente, Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras. Conseqüentemente, qualquer interpretação ou análise dessas informações trimestrais individuais e consolidadas devem levar em consideração essas circunstâncias.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações contábeis intermediárias anteriormente referidas incluem as demonstrações do valor adicionado - DVA, individuais e consolidadas, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins da norma internacional IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das Informações Trimestrais - ITR, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e os registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Salvador, 14 de maio de 2021



DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" BA



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE MARÇO DE 2021

(Em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020			31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
CIRCULANTE						CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	28.030	11.663	44.045	30.861	Fornecedores	9	45.176	49.022	85.397	80.089
Aplicações financeiras	3	-	9.993	58.537	66.414	Salários e encargos sociais		14.698	12.002	19.765	16.065
Contas a receber de clientes	4	44.228	52.578	145.122	108.733	Tributos a recolher		14.353	14.083	34.835	22.762
Estoques		-	127	1.261	1.211	Empréstimos e financiamentos	10	64.116	1.355	294.175	212.931
Dividendos a receber	16	304	304	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	22	6.113	5.995	15.269	15.241
Impostos a recuperar	5	14.506	13.457	27.587	22.433	Instrumentos financeiros derivativos	14	-	-	37.137	-
Instrumentos financeiros derivativos	14	-	-	2.173	80.506	Dividendos a pagar	15 f	2	2	2	2
Outros ativos		14.053	11.161	14.418	12.826	Provisão para abandono de poços	13	-	-	6.301	6.301
Total dos ativos circulantes		101.121	99.283	293.143	322.984	Outras contas a pagar		212	1.168	467	1.170
						Total dos passivos circulantes		144.670	83.627	493.348	354.561
NÃO CIRCULANTE						NÃO CIRCULANTE					
Aplicações financeiras	3	-	-	74.249	68.597	Empréstimos e financiamentos	10	1.205	1.379	695.443	681.109
Partes relacionadas	16	4.477	20.460	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	22	4.239	5.100	5.841	7.646
Impostos a recuperar	5	493	14	1.064	562	Instrumentos financeiros derivativos	14	-	-	89.836	17.886
Instrumentos financeiros derivativos	14	-	-	2.472	56.576	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	12	4.965	4.965	4.965	4.965
Depósitos judiciais	6	2.224	2.237	2.298	2.311	Provisão para abandono de poços	13	11.394	10.914	35.875	33.810
Outros ativos		468	475	468	475	Total dos passivos não circulantes		21.803	22.358	831.960	745.416
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11	5.757	2.482	98.664	3.070						
Investimentos	7	463.605	560.003	-	-	PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Imobilizado	8	382.142	386.092	1.637.099	1.599.890	Capital social	15	674.941	674.941	674.941	674.941
Direito de uso em arrendamento	22	9.698	10.528	18.961	20.680	Reserva de capital		31.158	31.158	31.158	31.158
Intangível		4.387	4.607	4.789	5.028	Reservas de lucros		148.055	160.945	148.055	160.945
Total dos ativos não circulantes		873.251	986.898	1.840.064	1.757.189	Ajustes de avaliação patrimonial		(80.736)	78.671	(80.736)	78.671
						Transação de capital		34.481	34.481	34.481	34.481
						Total do patrimônio líquido		807.899	980.196	807.899	980.196
TOTAL DO ATIVO		974.372	1.086.181	2.133.207	2.080.173	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		974.372	1.086.181	2.133.207	2.080.173

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Em milhares de reais - R\$, exceto resultado por ação)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
RECEITA LÍQUIDA	18	73.764	79.340	245.788	195.548
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	19	(53.589)	(59.672)	(153.098)	(128.605)
LUCRO BRUTO		<u>20.175</u>	<u>19.668</u>	<u>92.690</u>	<u>66.943</u>
RECEITAS (DESPESAS)					
Gerais e administrativas	19	(9.566)	(12.533)	(11.283)	(14.882)
Outras receitas (despesas), líquidas	19	690	598	(10.827)	(2)
Resultado de participações societárias	7, 19	(26.691)	(139.298)	-	-
Total		<u>(35.567)</u>	<u>(151.233)</u>	<u>(22.110)</u>	<u>(14.884)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL		(15.392)	(131.565)	70.580	52.059
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	20	5.965	240	15.543	402
Despesas financeiras	20	(1.691)	(1.614)	(23.061)	(28.179)
Variação cambial, líquida	20	(2.952)	(4.298)	(87.267)	(229.114)
		<u>1.322</u>	<u>(5.672)</u>	<u>(94.785)</u>	<u>(256.891)</u>
PREJUÍZO ANTES DOS IMPOSTOS		(14.070)	(137.237)	(24.205)	(204.832)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL					
Corrente		(4.323)	(7.289)	(4.459)	(7.384)
Diferido		3.275	4.375	13.478	76.145
Redução - incentivo fiscal		2.228	-	2.296	30
	11	1.180	(2.914)	11.315	68.791
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO		<u>(12.890)</u>	<u>(140.151)</u>	<u>(12.890)</u>	<u>(136.041)</u>
Prejuízo por ação ordinária e preferencial - R\$	15.e	(0,1536)	(1,6758)		
Prejuízo diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	15.e	(0,1525)	(1,6639)		

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE PARA O PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/03/2020</u>	<u>31/03/2021</u>	<u>31/03/2020</u>
PREJUÍZO LÍQUIDO DO PERÍODO	(12.890)	(140.151)	(12.890)	(136.041)
Instrumentos financeiros de proteção	-	40.972	(241.524)	524.481
Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros	-	(13.930)	82.117	(178.324)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO	<u>(12.890)</u>	<u>(113.109)</u>	<u>(172.297)</u>	<u>210.116</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021
(Em milhares de reais - R\$)

Nota explicativa	Capital Social	Reserva de capital		Reservas de lucros			Outros resultados abrangentes		Adiantamento para futuro aumento de capital	Prejuízos acumulados	Total do Patrimônio líquido da controladora	Conciliação	Total do Patrimônio líquido consolidado
		Incentivo fiscal de redução de imposto de renda	Ações e opções de compra de ações outorgadas	Reserva legal	Incentivos fiscais	Reserva para reinvestimento	Hedge accounting de fluxo de caixa	Transação de capital					
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019	669.295	18.501	12.657	23.187	36.423	169.480	(3.391)	34.481	304	-	960.937	860	961.797
Aumento de capital social	2.664	-	-	-	-	-	-	-	(304)	-	2.360	-	2.360
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	27.042	-	-	-	27.042	-	27.042
Outros resultados abrangentes de controlada	-	-	-	-	-	-	319.115	-	-	-	319.115	-	319.115
Prejuízo do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(140.151)	(140.151)	4.110	(136.041)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2020	<u>671.959</u>	<u>18.501</u>	<u>12.657</u>	<u>23.187</u>	<u>36.423</u>	<u>169.480</u>	<u>342.766</u>	<u>34.481</u>	<u>-</u>	<u>(140.151)</u>	<u>1.169.303</u>	<u>4.970</u>	<u>1.174.273</u>
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020	674.941	18.501	12.657	23.187	36.423	101.335	78.671	34.481	-	-	980.196	-	980.196
Outros resultados abrangentes de controlada	7	-	-	-	-	-	(159.407)	-	-	-	(159.407)	-	(159.407)
Prejuízo do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.890)	(12.890)	-	(12.890)
SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2021	<u>674.941</u>	<u>18.501</u>	<u>12.657</u>	<u>23.187</u>	<u>36.423</u>	<u>101.335</u>	<u>(80.736)</u>	<u>34.481</u>	<u>-</u>	<u>(12.890)</u>	<u>807.899</u>	<u>-</u>	<u>807.899</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA O PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES					
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro		(14.070)	(137.237)	(24.205)	(204.832)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) líquido do período com o caixa gerado pelas atividades operacionais					
Juros e variações cambiais líquidas		2.469	103	103.869	248.629
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	3	-	-	(988)	(361)
Juros e variações cambiais sobre arrendamento mercantil	22	809	5.205	1.461	1.043
Depreciação e depleção do imobilizado	8	17.600	19.901	56.043	48.476
Amortização do intangível		221	48	241	198
Depreciação de direito de uso	22	1.577	2.780	4.768	4.596
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	10	14	-	3.353	5.208
Provisão para perda em estoques		-	-	-	58
Equivalência patrimonial	7, 19	26.691	139.298	-	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	12	-	989	-	989
Pagamento baseado em ações e opções		-	3.674	-	3.674
Atualização da provisão para abandono de poços	13	480	435	2.065	1.273
Baixas do imobilizado e de arrendamentos		10.551	11.810	32.270	20.477
VARIAÇÕES NOS ATIVOS					
Contas a receber de clientes		8.350	(20.024)	(36.389)	(45.969)
Estoques		127	-	(50)	(731)
Impostos a recuperar		(1.528)	3.238	(5.656)	(4.627)
Depósitos judiciais		13	(10)	13	(10)
Outros ativos		(2.885)	1	(1.585)	(5.429)
VARIAÇÕES NOS PASSIVOS					
Fornecedores		(3.846)	7.493	5.308	14.945
Salários e encargos sociais		2.696	(921)	3.700	1.208
Impostos a recolher		(1.690)	(3.347)	10.045	5.199
Outras contas a pagar		(956)	(343)	(703)	557
Juros pagos	10	(44)	(78)	(15.586)	(9.265)
Juros de arrendamento mercantil pago	22	(107)	(533)	(181)	(720)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(135)	-	(135)	(1.284)
Caixa gerado pelas atividades operacionais		<u>46.337</u>	<u>32.482</u>	<u>137.658</u>	<u>83.302</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS					
Empréstimos para partes relacionadas		(13.167)	-	-	-
Recebimento de juros sobre empréstimos com partes relacionadas		-	7	-	-
(Aplicações) resgates de aplicações financeiras		9.993	-	2.225	(56.634)
Adições ao imobilizado	8	(24.589)	(25.334)	(126.003)	(50.202)
Adições ao intangível		(1)	(356)	(2)	(516)
Aumento de capital social em controladas	7	(60.550)	-	-	-
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		<u>(88.314)</u>	<u>(25.683)</u>	<u>(123.780)</u>	<u>(107.352)</u>
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Captação de financiamento	10	60.479	-	60.479	-
Pagamentos de financiamentos	10	(331)	(334)	(55.548)	(349)
Amortização de arrendamento mercantil - principal	22	(1.804)	(3.202)	(5.625)	(2.760)
Aumento de capital social	15	-	2.664	-	2.664
Recebimento de empréstimos de partes relacionadas		-	2.634	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	(304)	-	(304)
Caixa aplicado nas atividades de financiamento		<u>58.344</u>	<u>1.458</u>	<u>(694)</u>	<u>(749)</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>16.367</u>	<u>8.257</u>	<u>13.184</u>	<u>(24.799)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3	11.663	19.977	30.861	56.265
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	3	28.030	28.234	44.045	31.466
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>16.367</u>	<u>8.257</u>	<u>13.184</u>	<u>(24.799)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS PARA O PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

(Em milhares de reais - R\$)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
Geração do valor adicionado					
Receitas					
Serviços	18	79.768	85.074	79.768	85.074
Produtos	18	-	-	225.010	144.241
Outras		886	2.313	219	29
Total das receitas		80.654	87.387	304.997	229.344
Insumos e serviços adquiridos de terceiros					
Custos dos produtos, das mercadorias e dos serviços vendidos		(6.981)	(8.662)	(14.672)	(9.256)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(17.947)	(23.054)	(48.685)	(44.015)
Recuperação (Perda) de valores ativos		-	(403)	414	(461)
Total de insumos adquiridos de terceiros		(24.928)	(32.119)	(62.943)	(53.732)
Valor adicionado bruto		55.726	55.268	242.054	175.612
Depreciação, amortização e depleção	19	(19.398)	(22.656)	(61.052)	(53.270)
Valor adicionado líquido		36.328	32.612	181.002	122.342
Valor adicionado recebido em transferência					
Receitas financeiras	20	6.123	402	16.618	928
Resultado Equivalência patrimonial	11	(26.691)	(139.298)	-	-
Total do valor adicionado recebido em transferência		(20.568)	(138.896)	16.618	928
Valor adicionado total a distribuir		15.760	(106.284)	197.620	123.270
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal:					
Remuneração direta		10.317	12.621	14.824	16.650
Benefícios		3.255	2.616	6.178	4.787
FGTS		623	614	986	867
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		4.441	7.964	16.385	(54.067)
Estaduais		-	73	32.499	16.647
Municipais		2.926	2.742	2.926	2.742
Remuneração do capital de terceiros:					
Aluguéis	19	2.288	1.162	4.733	2.923
Royalties	17, 19	-	-	20.579	10.890
Juros		4.800	6.075	111.400	257.872
Remuneração do capital próprio:					
Prejuízos incorridos		(12.890)	(140.151)	(12.890)	(136.041)
Valor adicionado distribuído		15.760	(106.284)	197.620	123.270

As notas explicativas são parte integrante das informações trimestrais

PETRORECÔNCAVO S.A. E SUAS CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS REFERENTES AO PERÍODO DE TRÊS MESES FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2021

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto se indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A PetroRecôncavo S.A. (“Companhia”, “PetroRecôncavo” ou “Controladora”) atua na operação e produção de campos maduros de petróleo e gás natural no Brasil. Estabelecida no município de Mata de São João, no Estado da Bahia, foi constituída em 21 de julho de 1999, com o objetivo de, junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras S.A., através de “contrato de produção com cláusula de risco”, datado de 1º de fevereiro de 2000, realizar a reabilitação, reativação e rejuvenescimento de 12 campos de petróleo e gás “maduros” na Bacia do Recôncavo no Brasil, com prazo de vigência de vinte e sete anos contado da data de sua assinatura, prorrogável por idêntico período, a critério da ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Essa atividade envolve o planejamento e execução de todas as etapas da cadeia de produção de um campo de petróleo e gás, tais como o estudo de reservatório, execução de programas de intervenção, acompanhamento e controle da produção, incluindo medição, transporte e manuseio da produção.

Em operação desde fevereiro de 2000, a PetroRecôncavo é remunerada mensalmente pela produção de petróleo e gás natural, exclusivamente da Petrobras S.A., conforme cláusula segunda do “contrato de produção com cláusula de risco” firmado entre as partes, que determina que os hidrocarbonetos produzidos dentro das áreas estabelecidas no mesmo constituem-se em propriedade exclusiva da Petrobras. As áreas de exploração nas quais a PetroRecôncavo atua referem-se a campos cujas concessões pertencem à Petrobras.

Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado. Em 16 de março de 2021, o CADE aprovou a transação, restando ainda as demais condições precedentes supracitadas.

As controladas da Companhia são a Recôncavo E&P S.A. (“Recôncavo”), a Recôncavo America LLC (“Recôncavo América”), a Potiguar E&P S.A. (“Potiguar”) e a SPE Miranga S.A. (“SPE Miranga”) (em conjunto com a PetroRecôncavo denominada “Grupo”), cujos descritivos das operações está apresentado a seguir:

Recôncavo

A Recôncavo foi constituída em 22 de março de 2004 e tem como objeto social o desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Recôncavo opera as concessões para a exploração e produção de campos e blocos próprios, atuando em campos mediante concessão obtida junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A controlada Recôncavo E&P S.A. é concessionária para exploração dos campos Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul, Acajá-Burizinho e Juriti, que foram adquiridos nas 4ª e 6ª rodadas de licitações da ANP.

Recôncavo America

A Recôncavo América, constituída em 15 de maio de 2006, baseada no Estado de Delaware nos Estados Unidos da América, com o objetivo de adquirir equipamentos utilizados em campos de petróleo, especialmente sondas de produção e perfuração terrestres, e alugá-los no Brasil, pelo regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural, denominado REPETRO. Estes equipamentos são prioritariamente para uso nas operações da Companhia e controlada, mas em períodos de utilização reduzida, estes podem ser alugados a terceiros. Em dezembro de 2020 a Recôncavo América vendeu seus ativos para a controladora Petrorecôncavo S/A e sua controlada Potiguar pelo montante de R\$18.156, conforme valores contábeis na data.

Potiguar

A Potiguar E&P S.A., com sede no município de Mossoró, Estado do Rio Grande do Norte, é uma companhia de capital fechado que foi constituída em 15 de junho de 2018 e é controlada pela PetroRecôncavo S.A.

A Potiguar tem como objeto social desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e demais produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e demais produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) qualquer outra atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados. A Potiguar consolida as concessões para a exploração e produção de campos próprios, atuando em campos mediante concessões obtidas junto à ANP - Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

A Potiguar é concessionária para exploração e produção dos campos Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, que foram adquiridos junto à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e cujas operações iniciaram em 10 de dezembro de 2019. A Potiguar é a operadora de todas as concessões acima listadas, com exceção: (i) dos campos de Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata que atualmente são operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A.; (ii) dos campos de Cardeal e Colibri que atualmente são operados pela Partex.

SPE Miranga

A SPE Miranga, estabelecida no município de Salvador, no estado da Bahia, é uma companhia de capital fechado que foi constituída em 12 de janeiro de 2021, é controlada pela PetroRecôncavo S.A. e tem por objeto a extração de petróleo e gás natural, envolvendo o desenvolvimento, a pesquisa, a exploração e a perfuração de bacias petrolíferas e a produção e o comércio de óleo, gás e produtos relacionados, incluindo, sem limitação: (a) a aquisição, a venda, a importação e a locação de equipamentos relacionados à exploração e a produção de óleo e gás; (b) a contratação de serviços relacionados à exploração de óleo e gás; (c) a venda, o comércio, a importação e a exportação de óleo e gás e produtos relacionados; (d) o processamento, refino, e a compra e venda de petróleo e gás natural; e (e) atividade necessária ou exigida em relação à exploração, à produção e o comércio de óleo e gás e demais produtos relacionados.

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (“onshore”) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP, do CADE e órgãos ambientais, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

A Petrobras terá direito de reter o depósito se o contrato for rescindido por violação atribuída à SPE Miranga, incluindo os eventos de: (i) não pagamento pela Companhia dos valores devidos na data de fechamento da transação; (ii) no caso de o CADE e/ou a ANP não aprovar(em) a transação, caso a não aprovação seja causada por omissão ou não cumprimento de alguma exigência legal atribuída à SPE Miranga; e (iii) caso a ANP não conceda sua aprovação final ao transação devido ao fato de que a Companhia não se qualifica como um Operador, quando é o caso, para campos *onshore* de acordo com qualquer Leis e Regulamentos aplicáveis.

Caso o fechamento da transação não ocorra devido a qualquer violação pela Petrobras, a SPE Miranga terá o direito de receber o reembolso do valor do depósito, acrescido de uma multa de penalidade no valor do depósito.

Atualmente, a SPE Miranga encontra-se em fase pré-operacional sendo as suas atividades mantidas por meio dos aportes de recursos dos seus acionistas. O início das operações depende da conclusão da operação de transferência das concessões dos campos apresentados acima.

Em decorrência das operações da Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de sua controlada podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente.

Em 31 de março de 2021, a Companhia acredita que se encontrava com liquidez satisfatória, mesmo apresentado capital circulante líquido negativo, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, de R\$200.205 (2020, R\$ R\$31.577). A Administração julga que a Companhia não tem risco significativo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa no conceito de EBITDA, considerando que essa geração de caixa é suficiente para pagamento das dívidas, manutenção de investimentos e para cobrir necessidades de capital de giro a partir de suas obrigações.

Adicionalmente, a Administração entende que o perfil de vencimento da dívida é condizente com a geração de caixa da Companhia.

1.1. Principais medidas e impactos decorrentes da COVID-19

Como é amplamente conhecido, a pandemia relacionada ao vírus COVID -19 vem gerando mudanças nos mercados mundiais e também brasileiros. Como consequência a taxa de dólar se valorizou em relação à data base do relatório de 31 de dezembro de 2019 em aproximadamente 41%. A taxa de câmbio comercial passou de R\$4,03 em 31 de dezembro de 2019 para aproximadamente R\$5,70, em 31 de março de 2021. Face ao cenário apresentado, a Companhia tem mantido monitoramento constante sobre a evolução do tema e avaliando os possíveis impactos que podem ser gerados nas operações. Entretanto, suas operações vinculadas em dólar possuem um “hedge” natural, devido ao fato do produto de suas vendas e prestações de serviços serem baseados também em dólar.

A Companhia vem monitorando atentamente os impactos da pandemia de COVID-19 em seu negócio e nas comunidades onde atua. Com isso a Companhia adotou as medidas recomendadas pelas autoridades de saúde e pela sua área médica, para proteção aos colaboradores. Abaixo estão algumas das medidas adotadas:

- (i) Respeitando o decreto 10.282, de 20 de Março de 2020, que classificou a “produção de petróleo e produção, distribuição e comercialização de combustíveis, biocombustíveis, gás liquefeito de petróleo e demais derivados de petróleo” como “atividade essencial”, as atividades operacionais foram mantidas.
- (ii) Recomendação para colaboradores e contratados não essenciais para a operação trabalharem remotamente.
- (iii) Espaçamento das pessoas nos ambientes de trabalho.
- (iv) Suspensão temporárias de viagens não essenciais, visitas, treinamentos presenciais e deslocamentos.
- (v) Divulgação, através da intranet e de cartilhas, de orientações sobre medidas e cuidados a serem adotados por todos os colaboradores.
- (vi) Realização de testes de infecção periódicos.
- (vii) Monitoramento dos colaboradores para identificação de sintomas e imediato afastamento.
- (viii) Preparação de instalações para operação em regime de confinamento, caso necessário.

Adicionalmente, em linha com seu valor fundamental, segurança, a Companhia passou a operar seus ativos com as equipes mínimas necessárias. Além disso, a Companhia adotou uma série de medidas para preservação do caixa a fim de manter a sua solidez financeira e a resiliência dos seus negócios, dentre as quais destacamos:

- (i) Redução dos custos fixos.
- (ii) Otimizações do capital de giro com postergação de investimentos.
- (iii) Adicionalmente, em março de 2020, devido a divergências entre grandes produtores mundiais de petróleo, além da decorrência da redução da demanda e consequente aumento dos estoques, o preço do petróleo tipo “brent” teve uma queda substancial nos mercados internacionais, caindo de patamares de US\$65/bbl para US\$20/bbl. A partir de maio de 2020, os preços passaram a se recuperar e foram negociados no primeiro trimestre de 2021, aproximadamente, entre US\$60/bbl e US\$67/bbl. Essa queda durante o ano passado afetou as atividades da Companhia, sobretudo gerando a postergação de projetos de investimento. Como a Companhia adota política de “hedge” para os preços de petróleo, essa oscilação foi fortemente mitigada e os impactos na geração de caixa foram minimizados.

A Companhia revisou sua projeção para as receitas e dos fluxos de caixa operacionais para o ano de 2021 e não verificou a necessidade de reconhecer uma perda ao valor recuperável no ativo imobilizado, tributos diferidos e contas a receber. Considerando a imprevisibilidade da evolução do surto e dos seus impactos, a atual estimativa do efeito financeiro do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As práticas contábeis do exercício anterior foram aplicadas de modo consistente na preparação destas Informações Trimestrais.

2.1. Base de preparação e apresentação das Informações Trimestrais

- a) As Informações Trimestrais individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 21 (R1) – emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”); com o IAS 34; e com as normas e orientações emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As Informações trimestrais individuais e consolidadas devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia de 31 de dezembro de 2020.

- b) A preparação das informações trimestrais requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas práticas contábeis.
- c) Não houve mudanças significativas nas premissas e julgamentos por parte da Administração da Companhia no uso das estimativas para preparação destas Informações trimestrais em relação àquelas utilizadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020.

- d) A autorização para emissão dessas informações trimestrais foi concedida pela Administração em 14 de maio de 2021.

2.2. Principais práticas contábeis

Todas as informações relevantes próprias destas informações trimestrais, e somente elas, estão sendo evidenciadas e estas correspondem às utilizadas pela Administração na gestão da Companhia. As principais políticas e estimativas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas estão de acordo com o CPC 21 e divulgadas às demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31 de dezembro 2020. Não houve alterações entre as práticas divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020 e estas informações trimestrais.

2.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas

A Companhia consolida todas as investidas sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direitos a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida e tem capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Quando necessário, as informações trimestrais das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas são eliminados integralmente nas informações trimestrais consolidadas.

Nas informações trimestrais da Companhia as informações financeiras das controladas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são efetuados nas informações trimestrais da controladora.

2.4. Moeda funcional e conversão de moedas estrangeiras

A Administração da Companhia definiu a moeda corrente do Brasil, o real (R\$), como “Moeda Funcional”, para a Companhia e para cada uma de suas controladas, uma vez que esta é a moeda corrente no ambiente primário em que a Companhia está inserida assim como cada uma das controladas. O real é, também, a moeda de apresentação destas Informações Trimestrais.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Bancos conta movimento	456	289	11.014	9.045
Fundos de Investimento e CDB	27.574	11.374	33.031	21.816
Total	28.030	11.663	44.045	30.861

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (CDB - Certificado de Depósito Bancário), indexados de 75,53% a 113,18% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) (75,00% em 31 de dezembro de 2020) mantidas com bancos de 1ª linha, conforme nota explicativa 22.3, que possuem rating entre Aa1 (BR) e Ba3, baseado na agência de rating Moody's e a fundos de investimento com rendimentos equivalentes à taxa de 73,59% do CDI (131,93% a 177,07% em 31 de dezembro de 2020). A Companhia e suas controladas podem resgatar imediatamente essas aplicações sem ônus ou restrição e seus valores de mercado não diferem dos valores registrados contabilmente.

A controlada Recôncavo América LLC, possui, em 31 de março de 2021, R\$9.383 (R\$7.900, em 31 de dezembro de 2020) em caixa e equivalentes de caixa, mantido em dólar norte-americano. No período de três meses findo em 31 de março de 2021 a Controlada registrou R\$988 (2020, R\$361) referente a variação cambial dos saldos mantidos em moeda estrangeira.

Aplicações financeiras

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicações financeiras	-	9.993	132.786	135.011
Total	<u>-</u>	<u>9.993</u>	<u>132.786</u>	<u>135.011</u>
Circulante	-	9.993	58.537	66.414
Não circulante	-	-	74.249	68.597

A Controlada Potiguar deve manter aplicações financeiras como garantia para o empréstimo de, no mínimo, R\$ 129.723 em 31 de março de 2021. Esse valor está aplicado em Fundo Cambial (Itaú Cambial FICFI), registrados na rubrica de aplicações financeiras e com rendimentos equivalentes a 1,18% no trimestre calculado pelo valor aplicado, sendo que:

- Todos os recursos do Fundo Cambial da Conta Reserva do Serviço da Dívida representam uma Aplicação Restrita de Longo Prazo, uma vez que não estão disponíveis e permanecerão bloqueados até o fim do financiamento, previsto para abril de 2024, conforme contrato.
- Todas os recursos do Fundo Cambial das outras contas vinculantes (Conta Retenção, Conta Reserva de Caixa e Conta Centralizadora) representam uma Aplicação Restrita de Curto Prazo, uma vez que não estão disponíveis, mas deverão ser utilizadas em até 12 meses.

O Fundo Cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial.

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/03/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Petrobras S.A.	<u>44.228</u>	<u>52.578</u>	<u>145.122</u>	<u>108.733</u>
Total	<u>44.228</u>	<u>52.578</u>	<u>145.122</u>	<u>108.733</u>

A Companhia e suas controladas em 31 de março de 2021 e em 31 de dezembro de 2020 não possuíam saldos vencidos e nem perda estimada em créditos de liquidação duvidosa. As faturas são emitidas contra o cliente Petrobras S.A. com um prazo médio de vencimento de 30 a 50 dias. A Companhia e suas controladas não possuem histórico de perdas nem atrasos materiais de recebíveis e não há expectativa de perda futura para tais recebíveis.

5. IMPOSTOS A RECUPERAR

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
IRRF	95	89	4.238	169
IRPJ	9.261	9.166	10.847	11.146
CSLL	3.205	2.322	4.095	3.212
PIS	255	207	814	776
COFINS	1.089	824	3.748	3.717
ICMS	-	-	3.373	2.678
Outros	1.094	863	1.536	1.297
Total	14.999	13.471	28.651	22.995
Total circulante	14.506	13.457	27.587	22.433
Total não circulante	493	14	1.064	562

6. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PIS, COFINS, CIDE e IRPJ (a)	1.287	1.287	1.303	1.303
IRPJ	-	-	17	17
Trabalhistas	813	826	813	826
Outros	124	124	165	165
Total	2.224	2.237	2.298	2.311

- (a) Em 2007, a Companhia foi autuada por suposto não recolhimento de PIS e COFINS. O auto em questão é considerado improcedente devido à existência de pagamentos relacionados aos débitos dos referidos impostos. A Companhia ajuizou ação anulatória e depositou em juízo os valores referentes aos impostos supracitados. Em 31 de março de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia possui registrado o montante atualizado de R\$1.287 como depósito judicial de PIS e COFINS. A Companhia, com base na opinião de seus advogados, que entendem que as chances de êxito da Companhia são prováveis, não constituiu qualquer provisão nestas informações trimestrais.

7. INVESTIMENTOS

Informações sobre as investidas

<u>Investidas</u>	<u>Data-base</u>	<u>Ações Ordinárias Possuídas (em milhares)</u>	<u>Participação no capital integralizado %</u>	<u>Capital social</u>	<u>Ativo total</u>	<u>Passivo total</u>	<u>Patrimônio líquido</u>	<u>Receita bruta</u>	<u>Lucro Líquido (Prejuízo)</u>
Recôncavo E&P S.A.	31/03/21	6.561	100	6.561	17.228	3.770	13.458	3.109	1.796
Recôncavo America LLC	31/03/21	n/a	100	9.242	27.206	-	27.206	-	302
Potiguar E&P S.A.	31/03/21	525.183	100	525.183	1.553.160	1.180.870	372.290	221.902	(18.890)
SPE Miranga S.A.	31/03/21	60.550	100	60.550	60.550	-	60.550	-	-
Recôncavo E&P S.A.	31/12/20	6.561	100	6.561	15.145	3.483	11.662	7.050	(1.220)
Recôncavo America LLC	31/12/20	n/a	100	9.242	26.904	-	26.904	8.598	16.269
Potiguar E&P S.A.	31/12/20	525.183	100	525.183	1.554.911	1.033.474	521.437	626.549	(93.549)

Movimentação

	<u>Recôncavo E&P S.A.</u>	<u>Recôncavo America LLC (iii)</u>	<u>Potiguar E&P S.A.</u>	<u>SPE Miranga S.A.</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.882	10.635	530.280	-	553.797
Equivalência patrimonial	(1.220)	16.269	(93.549)	-	(78.500)
Cancelamento de dividendos (i)	-	-	2.644	-	2.644
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	82.062	-	82.062
Saldos em 31 de dezembro de 2020	11.662	26.904	521.437	-	560.003
Equivalência patrimonial (iii)	1.796	(9.597)	(18.890)	-	(26.691)
Aumento de capital social (ii)	-	-	-	60.550	60.550
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	29.150	-	29.150
Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	(159.407)	-	(159.407)
Saldos em 31 de março de 2021	13.458	17.307	372.290	60.550	463.605

- (i) Conforme mencionado na nota explicativa nº 11, o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020. Considerando essas restrições, e de forma similar a 2019, a Administração da Companhia recomendou aos acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima. Em 31 de dezembro de 2019 a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.
- (ii) Durante o período de três meses findo em 31 de março de 2021 foram emitidas 60.549.300 (sessenta milhões, quinhentos e quarenta e nove mil e trezentas) ações ordinárias da investida SPE Miranga a um preço de subscrição de R\$1 (um real). Todas as ações foram subscritas e integralizadas pela Companhia em moeda corrente.
- (iii) A equivalência patrimonial da controlada Reconcavo America do período de três meses findo em 31 de março de 2021 inclui a eliminação de saldo referente a lucro não realizado entre partes relacionadas.

8. IMOBILIZADO

Mapa de movimentação

	Controladora								
	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas (vii)	Transferências	Saldo em 31/03/2021
<u>Custo</u>				(a)				(a)	
Terrenos	80	-	-	-	80	-	-	-	80
Imóveis e construções	7.799	8	(2)	-	7.805	-	-	-	7.805
Máquinas e equipamentos	15.780	16.425	(47)	1.017	33.175	1.508	-	-	34.683
Móveis e utensílios	10.543	669	-	65	11.277	205	-	-	11.482
Veículos	3.274	113	-	-	3.387	-	-	-	3.387
Computadores e periféricos	2.103	128	(4)	126	2.353	148	-	-	2.501
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	846.512	33.361	(3.613)	7.419	883.679	5.188	-	1.848	890.715
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	20.629	-	-	20.629	-	-	-	20.629
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	36.250	36.082	(36.628)	(3.911)	31.793	15.099	(10.939)	(1.848)	34.105
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	447	6.050	(979)	(3.530)	1.988	982	-	-	2.970
Bens imobilizados em andamento (iv)	65	3.765	(3)	(1.591)	2.236	1.459	-	-	3.695
Total	922.853	117.230	(41.276)	(405)	998.402	24.589	(10.939)	-	1.012.052
<u>Depreciação, amortização e depleção.</u>									
Imóveis e construções	(3.919)	(541)	-	-	(4.460)	(135)	-	-	(4.595)
Máquinas e equipamentos	(9.117)	(886)	8	-	(9.995)	(787)	-	-	(10.782)
Móveis e utensílios	(6.086)	(733)	-	-	(6.819)	(197)	-	-	(7.016)
Veículos	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)	(75)	-	-	(2.045)
Computadores e periféricos	(941)	(220)	-	-	(1.161)	(68)	-	-	(1.229)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(514.323)	(73.582)	-	-	(587.905)	(16.338)	-	-	(604.243)
Total	(536.063)	(76.255)	8	-	(612.310)	(17.600)	-	-	(629.910)
<u>Impairment</u>									
Perda estimada na recuperação de ativos	(1.691)	-	1.691	-	-	-	-	-	-
Total	(1.691)	-	1.691	-	-	-	-	-	-
Saldo líquido	385.099	40.975	(39.577)	(405)	386.092	6.989	(10.939)	-	382.142

	Consolidado								
	Saldo em 31/12/2019	Adições	Baixas	Transferências	Saldo em 31/12/2020	Adições	Baixas (vii)	Transferências	Saldo em 31/03/2021
<u>Custo</u>				(a)				(a)	
Terrenos	105	-	-	-	105	-	-	-	105
Imóveis e construções	12.808	315	(2)	-	13.121	-	-	-	13.121
Máquinas e equipamentos	49.135	22.982	(27.822)	(792)	43.503	887	(10.420)	-	33.970
Móveis e utensílios	11.042	2.098	(100)	65	13.105	253	-	-	13.358
Veículos	3.274	262	-	-	3.536	162	-	-	3.698
Computadores e periféricos	2.218	720	(4)	126	3.060	187	-	-	3.247
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços (i)	882.562	72.843	(4.012)	22.907	974.300	22.749	-	4.461	1.001.510
Direito de produção de óleo e gás (ii)	1.237.215	-	-	-	1.237.215	-	-	-	1.237.215
Adiantamento para compra de direito de produção de óleo e gás (vi)	-	20.628	-	-	20.628	60.549	-	-	81.177
Almoxarifado para inversões fixas (iii)	45.320	92.229	(68.531)	(13.605)	55.413	34.731	(23.058)	(4.461)	62.625
Adiantamento para aquisição de ativos fixos (v)	749	13.646	(979)	(7.730)	5.686	2.264	-	-	7.950
Bens imobilizados em andamento (iv)	1.705	6.897	(29)	(1.591)	6.982	4.221	-	-	11.203
Total	2.246.133	232.620	(101.479)	(620)	2.376.654	126.003	(33.478)	-	2.469.179
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>									
Imóveis e construções	(5.400)	(705)	-	-	(6.105)	(175)	-	-	(6.280)
Máquinas e equipamentos	(29.089)	(2.486)	19.442	-	(12.133)	(391)	727	-	(11.797)
Móveis e utensílios	(6.125)	(803)	-	-	(6.928)	(204)	-	-	(7.132)
Veículos	(1.677)	(293)	-	-	(1.970)	(76)	-	-	(2.046)
Computadores e periféricos	(944)	(241)	-	-	(1.185)	(85)	-	-	(1.270)
Investimento para incremento da produção e perfuração de poços	(526.470)	(86.782)	-	(10)	(613.262)	(20.554)	-	-	(633.816)
Direito de produção de óleo e gás	(9.202)	(126.485)	-	506	(135.181)	(34.558)	-	-	(169.739)
Total	(578.907)	(217.795)	19.442	496	(776.764)	(56.043)	727	-	(832.080)
<u>Impairment</u>									
Perda estimada na recuperação de ativos	(1.691)	-	1.691	-	-	-	-	-	-
Total	(1.691)	-	1.691	-	-	-	-	-	-
Saldo líquido	1.665.535	14.825	(80.346)	(124)	1.599.890	69.960	(32.751)	-	1.637.099

(a) Parte do saldo foi transferido para o intangível e outra parte, por se referirem a arrendamentos financeiros, foram transferidos para a rubrica de direito de uso em arrendamento.

Conforme previsão contratual, a Companhia utiliza em sua operação equipamentos pertencentes à Petrobras, mantidos nos campos da bacia do Recôncavo. Tais bens não estão registrados nas informações trimestrais da Companhia, bem como os correspondentes encargos de depreciação. A Companhia não efetua qualquer pagamento pela utilização desses bens.

- (i) O “investimento para incremento de produção” corresponde a motores, transformadores, equipamentos ou gastos diversos utilizados nos poços ou facilidades de superfície visando um aumento da produção ou das reservas recuperáveis. Perfuração de poços refere-se à capitalização de gastos incorridos na perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. A depreciação destes bens e a depleção dos gastos são feitos utilizando-se o percentual de produção atual em relação à reserva provada desenvolvida de cada campo, limitado à data de vencimento dos contratos de concessão de cada campo (a maioria vence em 2025). A avaliação da reserva total em 31 de dezembro de 2020 foi efetuada pelo perito independente *Netherland Sewell & Associates, Inc.*
- (ii) O “direito de produção de óleo e gás” representa o custo de concessão para: (a) a exploração dos blocos terrestres BT-REC-10 e BT-REC-14 adquiridos através da 4ª, 6ª e 9ª rodada de licitação da ANP - Agência de Petróleo, Gás e Biocombustíveis e (b) as concessões de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, abaixo descritas. A amortização deste custo é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva provada total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão. As adições a essa rubrica no exercício representam o custo de aquisição dos campos terrestres junto à Petrobras.

Em 25 de Abril de 2019, a Controlada Potiguar assinou Contrato de Compra e Venda pela aquisição da participação da Petrobras em um conjunto de 34 campos terrestres produtores de petróleo e gás natural, denominado “Polo Riacho da Forquilha”, localizados na Bacia Potiguar, no Estado do Rio Grande do Norte. A aquisição foi concluída no dia 9 de dezembro de 2019, após aprovação dos órgãos reguladores. O valor de aquisição ajustado foi de US\$351.453, tendo sido abatidos do preço de aquisição a geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço a partir de 1º de janeiro de 2019 (Data Efetiva) da transação. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Potiguar pagou o equivalente a US\$295.221 (R\$1.235.568), correspondente a 84% do valor de aquisição ajustado. A tabela abaixo demonstra a conciliação do valor de R\$1.235.568 mil pago a Petrobras no fechamento da transação, em 09 de dezembro de 2019:

Itens de ajuste (01/01/2019 a 09/12/2019) conforme contrato de Compra e Venda apresentado pela Petrobras	Valores apurados em dólares para fins de ajuste no preço final Dólares mil	Ajuste de preço final (taxa de câmbio de 4,2136 para os valores apurados em dólares) Em milhares de reais (R\$)
(+) Valor total da aquisição	384.200	1.618.865
(-) Valor do adiantamento	(28.815)	(121.415)
(+) Juros de Libor	18.579	78.284
(-) Receita gerada (*)	(109.655)	(462.043)
(+) Royalties (*)	11.837	49.876
(+) Licenciamento Ambiental (*)	2.772	11.682
(+) Custos/Despesas Operacionais (*)	25.016	105.406
(+) Impostos sobre o ativo (*)	16.932	71.343
(+) Investimentos no ativo (*)	784	3.308
(+) Estoque inicial de óleo (*)	988	4.161
(=) “Closing Adjustment”	322.638	1.359.468
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (“Signing”)	28.815	113.041
Valor total da aquisição ajustado	351.453	1.472.509
Depósito pago à Petrobras em 25/04/2019 (“Signing”)	28.815	113.041
Montante pago à Petrobras em 09/12/2019 (“Closing”)	266.406	1.122.527
Montante total pago à Petrobras até 09/12/2019 (84% “Closing”)	295.221	1.235.568

- (*) Valores apresentados como parte integrante do contrato de compra e venda, e demonstrados assim pela vendedora, Petrobras, como o “ajuste” de preço de compra do grupo de ativos do Polo Riacho da Forquilha. Os valores são ajustados de acordo com o CDI a partir da data que foram gerados até 09 de dezembro de 2019.

A Controlada deve pagar à Petrobras um saldo remanescente correspondente a 16% do valor de aquisição ajustado, ou, aproximadamente, US\$56.000, condicionado à extensão das concessões de onze dos 34 campos adquiridos, conforme demonstrado abaixo:

Campo	Percentual
Baixa do Algodão	0,2%
Boa Esperança	0,5%
Brejinho	1,5%
Cachoeirinha	1,0%
Fazenda Curral	0,2%
Fazenda Malaquias	1,0%
Leste de Poço Xavier	0,3%
Livramento	1,8%
Lorena	2,8%
Pajeú	0,2%
Riacho da Forquilha	6,5%
Total	16,0%

O processo de extensão das concessões envolve a apresentação para a Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP) de Planos de Desenvolvimento que demonstrem um plano de investimento e produção viável para além do período contratual atual. Em 5 de março de 2020, a Potiguar apresentou à ANP os Planos de Desenvolvimento para os onze campos listados acima. O processo de avaliação das extensões é gerido pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, que julga a estratégia de desenvolvimento apresentada, o cronograma físico-financeiro dos projetos de desenvolvimento da produção, o aumento da capacidade produtiva das instalações, provisões financeiras para descomissionamento e abandono das instalações, dentre outros pontos. Caso aprovada, a extensão das concessões deve adicionar novos volumes de reservas provadas, com potenciais impactos nas estimativas de cálculo da depleção e provisão para abandono de poços. Até a data de emissão destas informações trimestrais, a ANP não deliberou sobre a aprovação dos Planos de Desenvolvimento submetidos. Nenhuma obrigação e nenhum efeito decorrente do aumento das reservas provadas foram reconhecidos nestas informações trimestrais.

- (iii) Os motores, equipamentos de produção e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção são registrados na conta “almoxarifado de inversões fixas”. A depreciação desses bens é calculada com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total de cada campo, limitado ao vencimento dos contratos de concessão, a partir do momento que os mesmos são transferidos para a rubrica de “investimento para incremento de produção”.
- (iv) Os bens imobilizados em andamento representam itens de imobilizado que estão em processo de construção ou transporte e que ainda não estão prontos para utilização.
- (v) O adiantamento para aquisição de ativos fixos refere-se a valores que foram adiantados a fornecedores de materiais e equipamentos de produção que serão utilizados para incremento da produção.

- (vi) Em 23 de dezembro de 2020, a Companhia firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres objeto do “contrato de produção com cláusula de risco” reunidos em outro conjunto denominado Polo Remanso e que incluiu os campos de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo, a ser apresentada pela Petrobras, desde julho de 2020 à data de fechamento e demais condições de ajuste de preço; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021. Esta aquisição está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, tais como autorizações regulatórias do CADE, da ANP, de órgãos ambientais, dentre outras. Com o fechamento da transação o “contrato de produção com cláusula de risco” será encerrado.

Em 24 de fevereiro de 2021, a SPE Miranga, subsidiária da PetroReconcavo, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres (onshore) Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho de São Pedro e Sussuarana que constituem o Polo Miranga, na bacia Recôncavo, na Bahia, estando a aquisição sujeita ao cumprimento de condições precedentes, em especial a aprovação da ANP, do CADE e órgãos ambientais, conforme aplicável.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021, com recursos captados através de financiamento bancário no mesmo valor do adiantamento pago; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.

- (vii) As baixas dos valores reconhecidos na linha de “almoxarifado para inversões fixas” representam, principalmente, motores, equipamentos de produção e materiais diversos que foram utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos.

Perdas pela não recuperabilidade de imobilizado (*impairment*)

Anualmente, a Companhia e suas controladas analisam indicativos de eventuais perdas (*impairment*) na recuperabilidade dos investimentos para incremento de produção e perfuração de poços, de acordo com a política contábil apresentada na nota explicativa nº 2.8. Os valores recuperáveis das Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (vide nota explicativa nº 3). Em 31 de março de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, a Companhia não identificou indicativos de *impairment* para seus ativos.

Bens dados em garantia

A Companhia possui uma sonda de perfuração terrestre dada em garantia do processo de execução fiscal nº 0000566-44.2011.805.0164, movido contra a controladora.

Como parte da contratação do financiamento bancário, a controlada Potiguar deu em garantia (i) os direitos emergentes dos contratos de concessão dos 34 campos pertencentes ao Polo Riacho da Forquilha, (ii) sua posição nos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, todos celebrados com a Petrobras, (iii) o estoque de petróleo, (iv) os equipamentos e maquinários de sua titularidade, (v) 100% de suas ações e (vi) os direitos creditórios referentes: (a) aos contratos de compra e venda de petróleo, gás natural e participação no descomissionamento de poços, (b) às apólices de seguro, (c) aos contratos de Swaps celebrados com Banco ABC, Goldman Sachs, Itaú Unibanco e Morgan Stanley e (d) às garantias outorgadas no âmbito dos contratos cedidos.

9. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Em moeda nacional	26.715	31.107	76.903	73.681
Em moeda estrangeira	2.910	1.702	7.270	5.030
Partes relacionadas (nota nº 16)	15.551	16.213	1.224	1.378
Total	45.176	49.022	85.397	80.089

10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
FINEP	2.637	2.734	2.637	2.733
Empréstimos bancários	62.903	-	1.019.055	926.501
Custos a amortizar	(219)	-	(32.074)	(35.194)
Total	65.321	2.734	989.618	894.040
Total circulante	64.116	1.355	294.175	212.931
Total não circulante	1.205	1.379	695.443	681.109

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.263	744.019
Pagamentos de principal	(1.522)	(104.585)
Juros pagos	(308)	(67.929)
Juros provisionados	301	72.881
Amortização do custo de aquisição	-	16.848
Variação cambial	-	232.806
Saldo em 31 de dezembro de 2020	2.734	894.040
Adições	60.479	60.479
Pagamentos de principal	(331)	(55.548)
Juros pagos	(44)	(15.586)
Juros provisionados	276	15.581
Amortização do custo de aquisição	14	3.353
Variação cambial	2.193	87.299
Saldo em 31 de março de 2021	65.321	989.618

	Controladora		Consolidado	
	R\$	US\$	R\$	US\$
Análise de empréstimos por moeda:				
<u>31 de dezembro de 2020</u>				
FINEP	2.374	-	2.374	-
Empréstimos bancários	-	-	-	171.514
<u>31 de março de 2021</u>				
FINEP	2.418	-	2.418	-
Empréstimos bancários	-	11.041	-	173.275

Abaixo apresentamos o cronograma de vencimento dos empréstimos classificados no não-circulante

	Controladora	Consolidado
2022	904	224.168
2023	301	311.741
2024	-	159.534
Total	1.205	695.443

No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia adquiriu financiamento perante a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), com o objetivo de financiar atividades relacionadas ao plano de inovação da PetroRecôncavo dos próximos 36 meses. O total contratado foi de R\$10.691, com uma taxa de juros de TJLP + 2,0% ao ano, carência de 24 meses e o prazo total de 84 meses. O montante contratado será disponibilizado à Companhia em três parcelas anuais, sendo que o saldo em aberto em 31 de dezembro de 2018, 2019 e 2020 refere-se à liberação de duas parcelas. Não há cláusulas contratuais restritivas (“covenants”) relacionadas a esse financiamento. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia optou por não receber a terceira parcela do financiamento. Não há penalidades previstas em caso de uma das parcelas não ser recebida.

Em 19 de fevereiro de 2021, a Companhia, através da sua subsidiária SPE Miranga S.A., assinou contrato para a aquisição de 100% da participação da Petrobras em 9 (nove) campos terrestres denominados Apraius, Biriba, Fazenda Onça, Jacuipe, Miranga, Miranga Norte, Rio Pipiri, Riacho São Pedro e Sussuarana, que constituem o Polo Miranga. Com o objetivo de financiar parte do pagamento, a Companhia firmou Contrato de Empréstimo Internacional nº AGE1187904 com a instituição financeira Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch, no valor de total de US\$11.000.000,00 (onze milhões de dólares norte-americanos), com taxa de juros fixa de 3,7225%. O empréstimo será pago em 5 parcelas com datas de vencimento em 24/06/2021, 26/07/2021, 25/08/2021, 22/09/2021 e 21/10/2021.

A Controlada Potiguar adquiriu, em 25 de abril de 2019, empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o recebido até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428. A Potiguar deve manter aplicações financeiras como garantia para o empréstimo com valor contábil de no mínimo R\$126.603, esse mesmo valor está mantido com a instituição financeira e está registrado na rubrica de aplicações financeiras. O empréstimo será pago em parcelas trimestrais até abril de 2024, sendo que o período de carência do principal se encerrou em 25 de julho de 2020. Como garantia desse financiamento a Controlada Potiguar precisa manter saldos em aplicações financeiras vinculadas e em 31 de março de 2021 o valor de R\$129.723 estava registrado nessa rubrica (31 de dezembro de 2020, R\$118.114)

Adicionalmente, o contrato estabelece condições para distribuição de dividendos, sendo as principais:

- Distribuição de dividendos somente após o período de carência, que expirou em 25 de julho de 2020. Não pagamento de dividendos oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2019. Em virtude dessa cláusula restritiva, a Companhia e suas controladas cancelaram os dividendos mínimos obrigatórios contabilizados no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da controlada Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima;
- Preço médio do Petróleo Brent no ano fiscal anterior não poderá ser menor que US\$45/bbl.
- O preço médio do Petróleo Brent na data final do último trimestre não poderá ser menor que US\$45 bbl. A Potiguar tem que estar adimplente com todas as obrigações contratuais.
- A Companhia e suas controladas precisam estar aderentes à todas as cláusulas de vencimento antecipado (covenants).

Em 31 de Dezembro de 2019, a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente, conforme notas explicativas nº 8 e nº 16. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias.

Em 31 de março de 2021, a Companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (“*covenants*”), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras da controlada Potiguar no prazo de 90 dias auditadas por auditores independentes; (ii) cláusula onde a Companhia e suas controladas se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que a Companhia e suas controladas conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituem e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento.

Adicionalmente, o financiamento da Controlada Potiguar inclui cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento de performance de índices periódicos, sob condição de antecipação do vencimento da dívida em caso de descumprimento. Em 31 de dezembro de 2020, as obrigações são as seguintes:

- No último dia de cada trimestre fiscal (a começar em 31 de dezembro de 2020), o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) da Controlada Potiguar não deve ser maior que:
 - 2,5 ao final do ano fiscal de 2020.
 - 2,25 durante o ano fiscal de 2021.
 - 2,0 durante o ano fiscal de 2022.
 - 1,5 durante o ano fiscal de 2023 em diante.
- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem (Dívida Líquida sobre EBITDA) consolidado do Grupo não deve ser maior que 2,5.
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das reservas Provasdas sobre Dívida Bruta) da Controlada Potiguar não deve ser menor que 1,5.

- Em qualquer momento, o Caixa Livre (Caixa e Equivalentes, incluindo Contas Vinculantes relacionadas ao Empréstimo) da Controlada Potiguar não deve ser menor que R\$20.000.

No período de três meses findo em 31 de março de 2021 e no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, o Grupo cumpriu as cláusulas restritivas aplicáveis.

Os bens dados em garantia do contrato foram divulgados na nota explicativa nº 9.

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do exercício são demonstrados como segue:

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(14.070)	(137.237)	(24.205)	(204.832)
Alíquota combinada de imposto de renda e contribuição social	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	4.784	46.661	8.230	69.643
Equivalência patrimonial	(9.075)	(47.361)	-	-
Outros	3.243	3.614	789	(882)
Redução - incentivo fiscal	2.228	-	2.296	30
Imposto de renda e contribuição social	1.180	(2.914)	11.315	68.791

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Ativo				
Provisão para abandono de poços	3.874	3.711	5.423	5.243
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	41.591	-
Prejuízo fiscal/base negativa	-	-	48.226	39.220
Diferido sobre provisões e outros	7.480	4.812	9.152	5.575
Total	11.354	8.523	104.392	50.038
Passivo				
Adoção CPC (imobilizado)	5.597	6.041	5.728	6.414
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	40.527
Variação cambial não realizada	-	-	-	27
Total	5.597	6.041	5.728	46.968
Total imposto de renda e contribuição social diferidos	5.757	2.482	98.664	3.070

O saldo do imposto de renda e contribuição social diferidos é decorrente, basicamente, da diferença temporária da provisão para abandono de poços, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social de controladas (impostos ativos) e, diferido sobre o saldo do valor justo de instrumentos financeiros derivativos da controlada Potiguar e adoção de CPC (impostos passivos).

A Administração considera que os impostos ativos decorrentes das provisões temporárias serão realizados na proporção que os poços forem abandonados e que as contingências e demais provisões forem realizadas.

A expectativa da Administração para realização dos créditos tributários está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
2021	2.958	39.470
2022	2.831	44.030
2023	1.306	15.980
2024	1.687	1.941
2025 em diante	2.572	2.971
	11.354	104.392

12. PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

12.1. Perdas prováveis - trabalhistas e fiscais

Com base na análise individual dos processos impetrados contra a Companhia e suas controladas e suportadas por opinião de seus consultores jurídicos internos e externos, foram constituídas provisões no passivo não circulante, para riscos com perdas consideradas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Processos fiscais	3.594	3.594	3.594	3.594
Processos trabalhistas	1.371	1.371	1.371	1.371
Total	4.965	4.965	4.965	4.965

Movimentação da provisão

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.777	2.777
Provisões constituídas	2.604	2.604
Provisões revertidas	(416)	(416)
Saldo em 31 de dezembro de 2020 e 31 de março de 2021	4.965	4.965

A Companhia possui 48 processos trabalhistas (48 em 31 de dezembro de 2020), sendo 21 (21 em 31 de dezembro de 2020) deles classificados como perdas prováveis. A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroRecôncavo consta como responsável subsidiária no processo.

12.2. Perdas possíveis - trabalhistas, cíveis e previdenciárias

A Companhia possuía em 31 de março de 2021 e em 31 de dezembro de 2020, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Processos tributários	25.608	25.608	25.608	25.608
Processos trabalhistas	1.041	1.041	1.041	1.041
Processos regulatórios	-	-	-	-
Processos cíveis	1.365	1.365	1.375	1.375
Processos ambientais	-	-	-	-

Os processos tributários são compostos por causas pulverizadas de tributos federais.

Os processos trabalhistas são compostos por causas pulverizadas de ex-colaboradores e, principalmente, processos de responsabilidade subsidiária requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicionais de periculosidade, dentre outras.

13. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2019	10.582	29.982
Atualização	1.740	5.480
Constituição de provisão	-	6.624
Revisão de estimativas	<u>(1.408)</u>	<u>(1.975)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2020	10.914	40.111
Atualização	480	2.065
Saldos em 31 de março de 2021	<u>11.394</u>	<u>42.176</u>
Total do passivo circulante	-	6.301
Total do passivo não circulante	11.394	35.875

As principais premissas para constituição / atualização da provisão para abandono de poço são as seguintes:

- Os custos com abandono de poços e desmantelamento de áreas são registrados como parte dos custos desses ativos em contrapartida à provisão que suportará tais gastos.
- As estimativas dos custos com abandono são contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a uma taxa de risco de 12% a.a.
- As estimativas de custos com abandono são revistas anualmente, com a consequente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos já contabilizados. As revisões anuais da vida útil dos poços são feitas com base no relatório de reservas emitido anualmente pelos certificadores independentes de reservas da Companhia. A revisão de estimativas ocorrida no exercício decorre da revisão da vida útil e da redução do custo de abandono de cada poço.
- As estimativas dos custos com abandono foram calculadas e contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações para os poços cuja vida útil não ultrapassa o final dos contratos de concessão de cada campo. Para os poços cuja estimativa de fim das reservas ultrapassa o final das concessões, a Companhia entende que não terá custo para abandono, uma vez que os mesmos ainda terão vida útil, mesmo após o final das concessões.

Com base no exposto acima, a Administração da Companhia entende que os montantes provisionados são suficientes para cobrir os custos esperados com abandono de poços.

14. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A controlada Potiguar firmou contratos de compensação com as contrapartes Itaú BBA, Morgan Stanley, Goldman Sachs e Banco ABC. Os derivativos são apresentados a seguir:

	Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020
<u>Ativos financeiros derivativos</u>		
Contratos a termo de commodity ativo circulante	2.173	80.506
Contratos a termo de commodity ativo não circulante	2.472	56.576
Total	4.645	137.082
<u>Passivos financeiros derivativos</u>		
Contratos a termo de commodity passivo circulante	(37.137)	-
Contratos a termo de commodity passivo não circulante	(89.836)	(17.886)
Total	(126.973)	(17.886)
Contratos a termo de commodity líquido	(122.328)	119.196

a) Movimentação dos instrumentos financeiros derivativos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2019	-	(5.140)
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da cisão	43.025	153.969
Cisão da PetroRecôncavo e incorporação na Potiguar (nota 16.h)	(43.025)	(153.969)
Valor justo dos instrumentos financeiros não realizados	-	124.336
Saldo em 31 de dezembro de 2020	-	119.196
Valor justo dos instrumentos financeiros antes da liquidação	-	4.743
Liquidação de contratos de derivativos	-	(4.743)
Valor justo dos instrumentos financeiros não realizados	-	(241.524)
Saldo em 31 de março de 2021	-	(122.328)

Em 25 de abril de 2019, a controlada Potiguar, tendo a PetroRecôncavo como Patrocinadora, assinou contrato de financiamento com três diferentes bancos para pagamento de parte do valor decorrente da aquisição de um conjunto de 34 campos de petróleo e gás natural. No intuito de proteger resultados futuros e gerenciar os riscos do não cumprimento desse empréstimo, utilizou operações de “hedge” de fluxo de caixa, fixando os preços futuros do petróleo tipo *brent*, salvaguardando-se de variações do mercado.

Enquanto não assumisse a operação do Polo Riacho da Forquilha, o contrato mencionado obrigava a PetroRecôncavo a firmar contratos de “hedge” que representavam:

- 85% do volume líquido de suas reservas Provadas Desenvolvidas Produzindo (“PDP”) protegidas para os próximos 24 meses.
- 57% do volume líquido de suas reservas PDP protegidas para os outros 12 meses, totalizando 36 meses de proteção.

Vale destacar que tais volumes eram mensurados conforme Relatório de Reservas emitido pelo perito *Netherland Sewell & Associates, Inc. ("NSAI")*, mitigando o risco de especulação.

Após a aquisição do Polo e controle da operação pela Potiguar, os contratos em aberto na PetroRecôncavo foram transferidos para a Potiguar, e novos derivativos foram contratados para manter seus volumes líquidos protegidos da seguinte maneira:

- Para os meses 1 a 12, (i) no mínimo 85% de suas reservas PDPs ou (ii) 80% de suas reservas 1P, limitados a 95% de suas reservas 1P.
- Para os meses 13 a 24, no mínimo 60% de suas reservas 1P, limitados a 75% de suas reservas 1P.
- Para os meses 25 a 36, no mínimo 40% de suas reservas 1P, limitados a 55% de suas reservas 1P.

No momento do fechamento da aquisição dos ativos, em 10 de dezembro de 2019, a Potiguar contratou derivativos adicionais para estar alinhada com as regras do contrato de financiamento.

A contratação de derivativos para proteger parte da produção líquida atestada por perito independente se mostrou útil para o mercado de petróleo, cujas variações da commodity impactam fortemente os resultados da Companhia.

O Grupo aplicou contabilidade de "hedge" em relação ao fluxo de caixa altamente provável de vendas de petróleo. A existência de um relacionamento econômico foi determinada no momento da designação e prospectivamente através da comparação dos termos críticos do instrumento de "hedge" e do item objeto de "hedge". O Grupo contratou derivativos para sua estratégia de "hedge" para proteção de um percentual do volume da produção estimada, conforme mencionado anteriormente.

Em relação aos requisitos para a efetividade do "hedge", a administração concluiu que:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de "hedge".
- O efeito de risco de crédito não influencia de maneira significativa as alterações no valor justo da relação econômica dos instrumentos de "hedge".

O índice de "hedge" da relação de proteção é de 1:1 e é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a Companhia efetivamente protege e a quantidade do instrumento de "hedge" que a Companhia efetivamente utiliza para proteger a quantidade de item protegido.

15. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

O capital social subscrito e integralizado em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 é de R\$674.941 e está representado por 83.911.766 (oitenta e três milhões, novecentas e onze, setecentos e sessenta e seis) ações ordinárias (82.962.761 em 31 de dezembro de 2020) e nenhuma ação preferencial (949.005 em 31 de dezembro de 2020), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, assim distribuídos:

Acionista	31/03/2021		31/12/2020	
	Ordinárias	Preferenciais	Ordinárias	Preferenciais
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	41.268.358	-	41.268.358	-
Opportunity Holding Fip	29.303.769	-	29.303.769	-
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda	6.261.652	-	6.261.652	-
Eduardo Cintra Santos	3.035.828	-	3.035.828	-
Eduardo Figueira Santos	2.667.109	-	2.667.109	-
Outros acionistas	1.375.050	-	426.045	949.005
Total	83.911.766	-	82.962.761	949.005

Em 24 de fevereiro de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia efetuarão determinadas deliberações, dentre as quais destacamos:

- Aprovação da conversão da totalidade das 949.005 (novecentas e quarenta e nove mil e cinco) ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal de emissão da Companhia em igual número de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal da Companhia, à razão de 1 (uma) ação ordinária para cada ação preferencial convertida.
- Aprovação do aumento do capital autorizado, de R\$300.000.000,00 (trezentos milhões de reais) para R\$2.750.000.000,00 (dois bilhões e setecentos e cinquenta milhões de reais).
- Aprovação da abertura de capital da Companhia e autorização da submissão, pela Companhia, do pedido de registro de companhia aberta, como emissor categoria "A", perante a CVM, nos termos da Instrução CVM nº 480/2009, incluindo a realização de oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior, bem como adesão ao Novo Mercado da B3 para a negociação de suas ações.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia emitiu 271.320 (duzentos e setenta e um mil trezentos e vinte) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,560498 totalizando R\$3.679 e 142.916 (cento e quarenta e duas mil novecentas e dezesseis) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,767723 totalizando R\$1.967. O total do aumento de capital no período foi de R\$5.646 e todos os aumentos de capital foram totalmente integralizados no período.

A Companhia adquiriu durante o exercício de 2020, 11.869 ações preferenciais, ao preço médio de R\$11,85, exercendo o seu direito de preferência em caso de desligamento de colaboradores acionistas da Companhia, conforme previsto no contrato de subscrição de ações. As ações foram adquiridas pelo valor justo estimado, que foi calculado pelo método de múltiplos de valor de mercado de empresas comparáveis. Todas as ações foram canceladas pela Companhia no momento da recompra.

Aos acionistas é garantido, estatutariamente, um dividendo mínimo obrigatório de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

b) Reserva de capital e reserva de lucros - Redução de imposto de renda

A Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar gozam do benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda sobre o resultado de suas operações.

O incentivo fiscal correspondente apurado no período é reconhecido no resultado e, após apuração do lucro, é transferido para a reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros). Essa reserva somente poderá ser utilizada para aumentar o capital ou absorver prejuízos. A reserva de capital foi utilizada até o exercício de 2007.

c) Reserva para reinvestimento

Registra a retenção acumulada de lucros para reinvestimento; a retenção de lucros está sujeita à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária. Caberá também à Assembleia Geral Ordinária destinar a parcela das reservas de lucros que ultrapassarem o valor do capital social.

d) Reserva legal

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro de cada exercício, e não deve exceder 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital. Não houve constituição de Reserva legal no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

e) Prejuízo por ação

	Controladora	
	31/03/2021	31/03/2020
Prejuízo líquido	(12.890)	(140.151)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais para fins de cálculo do prejuízo básico e diluído por ação	83.911.766	83.632.493
Prejuízo básico por ação ordinária e preferencial - R\$	(0,1536)	(1,6758)
Média ponderada das opções de ações ordinárias emitidas	598.797	598.797
Prejuízo diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	<u>(0,1525)</u>	<u>(1,6639)</u>

f) Dividendos propostos

Conforme estatuto social, os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido, deduzido de eventuais prejuízos acumulados, ajustado pelas reservas legal, de incentivo fiscal e de contingências, caso haja.

	Controladora e consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2020 e em 31 de março de 2021	<u>2</u>

Conforme mencionado na nota explicativa nº 10, o contrato de financiamento obtido com o intuito de financiar parte da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, proíbe o pagamento de dividendos pela Companhia e suas controladas oriundos do lucro líquido ou outros saldos de caixa obtidos durante o ano fiscal de 2020. Considerando essas restrições, e de forma similar a 2019, a Administração da Companhia recomendará os acionistas na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

Em 31 de dezembro de 2019 a PetroRecôncavo, a Potiguar e a Recôncavo constituíram dividendos mínimos obrigatórios nos valores de R\$12.894, R\$2.644 e R\$304, respectivamente. Tais dividendos foram cancelados nas respectivas Assembleias Gerais Ordinárias realizadas em 30 de junho de 2020, com exceção da Recôncavo, cuja Assembleia Geral Ordinária ainda não foi realizada. A Administração da Companhia recomendará os acionistas da Recôncavo E&P S.A. na próxima Assembleia Geral Ordinária a votarem pelo cancelamento dos dividendos mínimos obrigatórios mencionados acima.

g) Pagamentos baseados em ações

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia emitiu 271.320 (duzentas e setenta e um mil trezentos e vinte) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,560498 totalizando R\$3.679 e 142.916 (cento e quarenta e duas mil novecentas e dezesseis) novas ações preferenciais, sem direito a voto, ao preço de emissão de R\$13,767723 totalizando R\$1.967. As novas ações emitidas nesse ato foram subscritas e integralizadas pelos administradores e colaboradores estratégicos da Companhia e contabilizado integralmente como despesa referente a pagamento baseado em ações, dentro do exercício de 2020, nas contas de pagamento baseado em ações. O efeito total no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, líquido dos valores integralizados pelos executivos como parte do programa refere-se à integralização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), no montante de(R\$304) foi de R\$5.342.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Cada opção de compra dos empregados pode ser convertida em uma ação ordinária da Companhia no momento do exercício da opção. Nenhum valor é pago ou será pago pelo beneficiário no ato do recebimento da opção. As opções possuem um período de carência para exercício, sendo que a carência de um terço das opções vence a cada ano após a data da outorga. Passado o período de carência, as opções podem ser exercidas a qualquer momento até a data em que expiram.

Os seguintes contratos de pagamentos baseados em ações vigoraram durante o exercício de 31 de dezembro de 2020 e no período de três meses findo em 31 de março de 2021.

Série de Opções	Quantidade	Data de outorga	Data de validade	Preço de exercício R\$	Valor justo na data da outorga R\$
Emitida em 10 de outubro de 2013	188.054	10/10/2013	09/10/2023	20,73	15,84
Emitida em 20 de agosto de 2014	215.743	20/08/2014	19/08/2024	21,41	16,99
Emitida em 13 de maio de 2016	195.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que os períodos de carência expiraram durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

h) Ajustes de avaliação patrimonial

No período de três meses findo em 31 de março de 2021, a controlada Potiguar reconheceu a parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos, líquido de impostos, que são designados e qualificados como "hedge" de fluxo de caixa no montante de R\$159.406 (R\$82.062, em 31 de dezembro de 2020).

16. PARTES RELACIONADAS

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<u>Saldos</u>				
Outros ativos:				
Recôncavo E&P (d)	321	256	-	-
Potiguar (f)	2.743	2.854	-	-
Total	<u>3.064</u>	<u>3.110</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Dividendos a receber:				
Recôncavo E&P	304	304	-	-
Total de dividendos a receber	<u>304</u>	<u>304</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Partes relacionadas:				
Mútuos - Potiguar E&P (e)	-	15.983	-	-
Outros créditos – Potiguar (f)	4.477	4.477	-	-
Total partes relacionadas	<u>4.777</u>	<u>20.460</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Fornecedores:				
Recôncavo E&P (b)	97	-	-	-
Potiguar S.A.	122	205	-	-
Recôncavo America LLC (a)	14.566	15.229	-	-
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (c)	746	527	1.204	1.126
PetroSantander Holdings GMBH (d)	20	-	20	-
PetroSantander USA	-	252	-	252
Total	<u>15.551</u>	<u>16.213</u>	<u>1.224</u>	<u>1.378</u>

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
<u>Transações</u>				
Outras receitas:				
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	-	6	-	6
PetroSantander USA	-	28	-	28
PetroSantander Colômbia	-	122	-	122
Potiguar	776	573	-	-
Custo com serviços/materiais:				
Recôncavo América LLC (g)	-	(1.903)	-	-
Recôncavo E&P	-	(56)	-	-
PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda. (c).	(1.065)	(6.656)	(1.412)	(7.086)
PetroSantander Management Inc. (d)	-	(369)	-	(369)
PetroSantander Colômbia (d)	-	(325)	-	(325)
Interservice	-	(325)	-	(325)
Despesas gerais e administrativas:				
Recôncavo E&P (b)	-	(387)	-	-
PetroSantander Management Inc. (d)	-	(894)	-	(894)
PetroSantander Holdings GMBH (d)	(24)	(847)	-	(847)
Total	<u>(313)</u>	<u>(10.708)</u>	<u>(1.412)</u>	<u>(9.365)</u>

- (a) Refere-se ao valor que a Petroreconcavo deve a Recôncavo América devido à aquisição dos equipamentos que aconteceu em dezembro de 2020. Esta operação foi realizada através do REPETRO SPED, que é um regime aduaneiro e tributário especial relativo ao setor de Óleo e Gás, que possibilita a produção, aquisição e/ou importação permanente ou temporária de bens utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com desoneração total ou parcial da cadeia.

- (b) As despesas comuns às Companhias são inicialmente assumidas pela controladora PetroRecôncavo e são proporcionalmente rateadas, registrando uma recuperação de despesa na controladora e uma consequente despesa na controlada.
- (c) A Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar possuem transações com a acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfuração Ltda., a qual realiza serviços com sondas de produção terrestres e outros serviços diversos de suporte à produção, suportado por contrato de prestação de serviço na modalidade de preços unitários, atualizados anualmente pelo IGP-M.
- (d) A Companhia possui transações com a PetroSantander Management Inc., a PetroSantander Colômbia e a PetroSantander Holdings GMBH que prestam assistência técnica e consultoria especializada na modalidade de “homem hora” relativa à exploração e produção de poços de petróleo, cujo contrato de prestação de serviço não prevê encargos financeiros.
- (e) Refere-se a contratos de mútuo com a controlada Potiguar para capital de giro, sobre os quais incidem juros correspondentes a taxa SELIC. Durante o período de três meses findo em 31 de março de 2021 a Companhia converteu seu saldo de mútuo em adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”) na controlada Potiguar.
- (f) Refere-se a venda de materiais para a controlada Potiguar e a pagamento de despesas pré-operacionais da controlada Potiguar efetuadas pela Controladora.
- (g) Trata-se de arrendamentos operacionais de sondas e outros equipamentos conforme mencionado na nota explicativa nº 22. Esses arrendamentos estiveram vigentes durante todo o exercício de 2020, uma vez que a venda das sondas e equipamentos foi realizada apenas em dezembro, conforme descrito na nota (a).

Remuneração do pessoal-chave da Administração

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
Benefícios de curto prazo - Diretoria (a)	999	825	1.006	831
Benefícios de curto prazo - Conselho de Administração (a)	210	90	210	90
Outros benefícios (b)	46	28	46	891
Pagamento baseado em ações (c)	-	2.222	-	2.222
Total	1.255	3.165	1.262	4.034

- (a) Refere-se ao pró-labore dos diretores e dos conselheiros da Companhia.
- (b) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada, participação nos lucros e bônus por desempenho.
- (c) A PetroRecôncavo concedeu aos seus administradores ações emitidas pela Companhia, como parte do pagamento anual aos executivos.

A remuneração da Diretoria é determinada pelo Conselho de Administração considerando o desempenho da Companhia e dos profissionais, além das tendências de mercado. A remuneração do Conselho de Administração é determinada pelos acionistas e é composta apenas por uma parcela fixa. A remuneração máxima definida para o exercício de 2021 pela Controladora foi de R\$23.000.

Em 24 de fevereiro de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia deliberaram pela retificação do valor da remuneração global paga aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia em 2020 para R\$11.235, ante o valor de R\$10.000 que constou na Ata de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 30 de junho de 2020.

17. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP - AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Em 2002 a Companhia adquiriu a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no bloco BT-REC-10, com uma área original de 312,9 Km², a qual foi transferida para a controlada Recôncavo E&P S.A. mediante integralização de capital. Neste bloco a Companhia reativou, com sucesso, os campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte e Acajá-Burizinho, todos na Bacia do Recôncavo Baiano. Em 2004, a Companhia participou da Sexta Rodada de Licitações e adquiriu dois blocos, BT-REC-14 e BT-REC-17, localizados também na Bacia do Recôncavo Baiano. No BT-REC-14 reativou a produção de um poço abandonado e declarou a comercialidade do campo de Juriti. O BT-REC-17 foi devolvido à ANP após cumprimento do Programa Exploratório Mínimo.

Em 2019, a controlada Potiguar adquiriu a participação da Petrobras nos campos Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Baixa do Juazeiro, Boa Esperança, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Jandui, Juazeiro, Leste de Poço Xavier, Livramento, Lorena, Maçarico, Pajeú, Pardal, Patativa, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha, cujas operações iniciaram em 10 de dezembro de 2019. A Potiguar é a operadora de todas as concessões acima listadas, com exceção: (i) dos campos de Sabiá Bico de Osso e Sabiá da Mata que atualmente são operados pela Sonangol Hidrocarbonetos S.A.; (ii) dos campos de Cardeal e Colibri que atualmente são operados pela Partex.

Pelos termos dos contratos de concessão mencionados acima, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantidos os direitos de desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

As seguintes participações governamentais e de terceiros deverão ser pagas pela Companhia em decorrência da retenção e das atividades nesses campos:

Participações	Detalhes
<i>"Royalties"</i>	No percentual de 7,8% até 10% aplicado sobre a produção bruta de petróleo e/ou gás natural, a partir da data de início da produção comercial da Área de Concessão (31 de março de 2021, R\$20.579 e 31 de março de 2020, R\$10.890).
Participação especial	No montante definido no Decreto das Participações 2.705/98 e Portaria da ANP 10/99.
Pagamento pela ocupação ou retenção da Área de Concessão	Para cada campo existe um valor em R\$ por quilômetro quadrado, que varia de acordo com o contrato de concessão de cada campo e com o estágio de operação de cada campo, que podem ser: (i) fase de exploração; (ii) fase de desenvolvimento; e (iii) fase de produção. Todos os campos estão na fase de produção.
Pagamento aos proprietários de terra	Equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável (31 de março de 2021, R\$1.852 e 31 de março de 2020, R\$1.056).

18. RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

	Trimestres findos em 31 de março			
	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Receita bruta:				
Receita de prestação de serviços	79.768	85.074	79.768	85.074
Receita de produtos vendidos	-	-	225.010	144.241
Total	<u>79.768</u>	<u>85.074</u>	<u>304.778</u>	<u>229.315</u>
Impostos sobre prestação de serviços e vendas de produtos:				
PIS	(548)	(532)	(4.201)	(2.576)
COFINS	(2.530)	(2.459)	(19.364)	(11.874)
ISS	(2.926)	(2.743)	(2.926)	(2.743)
ICMS	-	-	(32.499)	(16.574)
Total	<u>(6.004)</u>	<u>(5.734)</u>	<u>(58.990)</u>	<u>(33.767)</u>
Receita líquida	<u>73.764</u>	<u>79.340</u>	<u>245.788</u>	<u>195.548</u>

As receitas operacionais brutas estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço de venda do gás natural commodity para a Petrobras.

19. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DAS DESPESAS RECONHECIDAS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	Trimestres findos em 31 de março			
	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Pessoal	(16.530)	(14.233)	(25.614)	(21.692)
Serviços	(4.286)	(6.898)	(8.680)	(13.666)
Consultoria, auditoria e honorários	(3.145)	(1.486)	(3.741)	(1.679)
Materiais	(11.490)	(10.513)	(20.163)	(12.827)
Aluguéis	(2.288)	(1.162)	(4.733)	(2.923)
Eletricidade	(7.727)	(9.227)	(12.195)	(13.995)
Outros impostos	-	(73)	-	(248)
Depleção, depreciação e amortização	(17.821)	(19.876)	(56.284)	(48.674)
Depreciação de direito de uso	(1.577)	(2.780)	(4.768)	(4.596)
Custos dos campos não operados	-	-	(5.377)	(5.415)
Royalties	-	-	(20.579)	(10.890)
Pagamento baseado em ações e custos associados	-	(3.674)	-	(3.674)
Resultado de participações societárias	(26.691)	(139.298)	-	-
Licenciamento ambiental	(1)	-	(3.887)	(3.293)
Outras	2.400	(1.685)	(9.187)	83
Total	<u>(89.156)</u>	<u>(210.905)</u>	<u>(175.208)</u>	<u>(143.489)</u>
Custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos	(53.589)	(59.672)	(153.098)	(128.605)
Gerais e administrativas	(9.566)	(12.533)	(11.283)	(14.882)
Outras receitas, líquidas	690	598	(10.827)	(2)
Resultado de participações societárias	(26.691)	(139.298)	-	-
Total	<u>(89.156)</u>	<u>(210.905)</u>	<u>(175.189)</u>	<u>(143.489)</u>

20. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladoria		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
Receitas financeiras:				
Juros e rendimentos, líquidos	5.865	110	15.528	293
Juros de contrato de mútuo	97	22	-	-
Outras	3	108	15	109
Total	5.965	240	15.543	402
Despesas financeiras:				
Juros sobre abandono de poços	(480)	(435)	(2.065)	(1.272)
Juros	-	(1)	-	(282)
Amortização custo de capital	-	-	(3.338)	(5.193)
Imposto de renda - remessas ao exterior	-	(29)	-	(1.340)
Perdas com aplicações financeiras líquidas	(119)	-	(119)	-
Juros com empréstimos	(335)	(76)	(15.698)	(18.763)
Juros com arrendamento mercantil	(265)	(985)	(840)	(1.162)
Despesas bancárias e outras	(492)	(88)	(1.001)	(167)
Total	(1.691)	(1.614)	(23.061)	(28.179)
Variação cambial líquida:				
Variação cambial líquida	(759)	(4.298)	32	325
Variação cambial sobre financiamentos	(2.193)	-	(87.299)	(229.439)
Total	(2.952)	(4.298)	(87.267)	(229.114)
Total	1.322	(5.672)	(94.785)	(256.891)

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

21.1. Gestão de risco de capital

A Companhia e suas controladas administram seu capital, para assegurar que suas operações e as de suas controladas possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração é manter uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e manter o desenvolvimento futuro do negócio.

A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do seu segmento operacional. Historicamente a Companhia financiou suas operações com capital próprio, e possuía baixo endividamento com terceiros, não vinculados à Companhia. No exercício de 2019, a controlada Potiguar E&P S.A. adquiriu empréstimo com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. No período de três meses findo em 31 de março de 2021, a Controladora adquiriu empréstimo de US\$ 11.000 com o objetivo de financiar o pagamento da parcela de assinatura da aquisição de 9 campos produtores de petróleo e gás na bacia do Recôncavo. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a um leasing financeiro, um financiamento direcionado à inovação com a Finep, empréstimos bancários na controlada Potiguar. Esses contratos com sua controlada, todavia, não têm impacto sobre as informações trimestrais consolidadas.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros, conforme apresentado na nota explicativa nº 15) e endividamentos bancários e com a Finep.

A Companhia não está sujeita a nenhum requerimento externo sobre o capital.

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

21.2. Categoria de instrumentos financeiros e hierarquia do valor justo

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

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

- Nível 1 - Os “*inputs*” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.
- Nível 2 - Os “*inputs*” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “*inputs*” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “*inputs*” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.
- Nível 3 - Os “*inputs*” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “*inputs*” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa. A Companhia não possui instrumentos financeiros mensurados como Nível 3 nestas informações trimestrais.

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
<u>Ativos financeiros</u>					
Custo amortizado:					
Caixa e equivalentes de caixa	3	28.030	11.663	44.045	30.861
Contas a receber de clientes	4	44.228	52.578	145.122	108.733
Aplicações financeiras	3	-	9.993	132.786	135.011
Partes relacionadas	16	4.477	20.460	-	-
Dividendos a receber	16	304	304	-	-
Depósitos judiciais	6	2.224	2.237	2.298	2.311
Valor justo por meio de resultado, porém em estratégia de “hedge” de fluxo de caixa e contabilizados em Outros resultados abrangentes:					
Instrumentos financeiros derivativos (i)	14	-	-	4.645	137.082
<u>Passivos financeiros</u>					
Custo amortizado:					
Fornecedores	9	45.176	49.022	85.397	80.089
Empréstimos e financiamentos	10	65.321	2.734	989.618	894.040
Dividendos a pagar	15.f	2	2	2	2
Valores a pagar de arrendamentos	22	10.352	11.095	21.110	22.887
Valor justo por meio de resultado, porém em estratégia de “hedge” de fluxo de caixa e contabilizados em Outros resultados abrangentes:					
Instrumentos financeiros derivativos (i)	14	-	-	126.973	17.886

(i) Nível 2 - Instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão), cuja avaliação é baseada em técnicas que, além dos preços cotados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos, utilizam outras informações adotadas pelo mercado para o ativo ou passivo direta (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

21.3. Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e suas controladas apresentam exposição aos seguintes riscos advindos do uso de instrumentos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

Essa nota apresenta informações sobre a exposição da Companhia a cada um dos riscos supramencionados, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia. Divulgações quantitativas adicionais são incluídas ao longo destas informações trimestrais e também, dessa nota explicativa.

Estrutura do gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Companhia, para definir limites e controles de riscos apropriados, e para monitorar riscos e aderência aos limites. As políticas e sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os colaboradores entendem os seus papéis e obrigações.

A Companhia não opera instrumentos financeiros derivativos com fins especulativos, todos derivativos contratados têm como objetivo mitigar os riscos oriundos das exposições da Companhia em suas atividades.

Os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta na condução das suas atividades são:

Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir com suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras.

Caixa e equivalentes

Os depósitos bancários e investimentos são efetuados em instituições financeiras de primeira linha.

A Companhia mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras em instituições financeiras, de acordo com as estratégias previamente aprovada pela Administração. Estas operações são realizadas com os Bancos do Brasil S.A., Banco Itaú S.A., Banco Opportunity, Banco Santander S.A., Caixa Econômica Federal e Banco Bradesco S.A.

Contas a receber

O risco surge da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seu cliente, conforme detalhado na nota explicativa nº 3.

Em decorrência das operações da Companhia e suas controladas Recôncavo e Potiguar estarem vinculadas exclusivamente à Petrobras S.A., os resultados da Companhia e de suas controladas podem ser afetados em virtude da dependência de apenas um cliente.

Risco de liquidez

O risco de liquidez representa a possibilidade de descasamento entre os vencimentos de ativos e passivos, o que pode resultar em incapacidade de cumprir com as obrigações nos prazos estabelecidos.

A política geral da Companhia é manter níveis de liquidez adequados para garantir que possa cumprir com as obrigações presentes e futuras e aproveitar oportunidades comerciais à medida que surgirem.

A Administração julga que a Companhia tem risco baixo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa e sua estrutura de capital com moderada participação de capital de terceiros. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo reservas que julgue adequadas, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Empréstimos e financiamentos a)	287.887	340.406	343.930	164.524	-	1.136.747
Instrumentos financeiros derivativos	27.797	36.399	58.264	337	-	122.797
Valores a pagar de arrendamentos	17.163	7.194	892	104	56	25.409

a) Fluxo projetado considerando a taxa referencial do contrato futura de acordo com os contratos futuros negociados na B3.

Risco de mercado

Risco de taxa de câmbio

Este risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa (ou receita) e o saldo passivo (ou ativo) de contratos que tenham como indexador uma moeda estrangeira.

A Companhia efetua algumas transações em moeda estrangeira, o que gera exposição às variações nas taxas de câmbio.

No período de três meses findo em 31 de março de 2021, 98% (2020, 97%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de suas controladas estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento, dado que se referiam à venda de óleo que está atrelada ao preço do *Brent*, que por sua vez é cotado em dólares norte-americanos. Já a maior parte dos custos da Companhia estava denominada em Reais. Além disso, a controlada da Companhia localizada nos Estados Unidos da América, Reconcavo America LLC, possui alguns ativos financeiros em dólar norte-americano (depósitos bancários e aplicações financeiras), os quais são convertidos para Reais na data do balanço. A Controlada Potiguar adquiriu em 25 de abril de 2019, empréstimo em dólares norte-americanos com o objetivo de financiar parte do pagamento decorrente da aquisição dos 34 campos produtores de petróleo e gás natural, cuja transação foi finalizada em 9 de dezembro de 2019. O financiamento foi adquirido com as instituições financeiras Itaú BBA, Morgan Stanley e Deutsche Bank. O total contratado foi de US\$232.000, com taxa de juros de 6,3% acima da LIBOR para 3 meses, sendo que o desembolsado até 31 de dezembro de 2019 foi de US\$195.428.

Atualmente a Companhia não está coberta contra variações na taxa de câmbio.

Análise de sensibilidade - moeda estrangeira

Em 31/03/2021- Saldos	Risco	Controladora				
		Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Passivo</u>						
Empréstimo e financiamento	Alta do US\$	5,887	62.904	64.998	78.630	94.356
Efeito no resultado				<u>(2.094)</u>	<u>(15.726)</u>	<u>(31.452)</u>

Em 31/03/2021 – Saldos	Consolidado					
	Risco	Taxa (a)	Exposição em moeda estrangeira - R\$	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	Baixa do US\$	5,887	137.624	142.206	103.218	68.812
Efeito no resultado				4.582	(34.406)	(68.812)
Passivo						
Empréstimos e financiamentos	Alta do US\$	5,887	1.019.057	1.052.988	1.273.821	1.528.586
Efeito no resultado				(33.931)	(254.764)	(509.529)

(a) A taxa de conversão (R\$5,887 para US\$1,00) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável, foram obtidas no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar para 31 de março de 2022. Em 31 de março de 2021 a taxa era de R\$5,6973

(b) O cenário A considera uma desvalorização do Dólar norte-americano em 25% sobre o Real e o cenário B uma desvalorização de 50% sobre o dólar efetivo de 31 de março de 2021.

Risco de taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta das flutuações nas taxas de juros que são aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (empréstimos) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação do CDI, bem como possui contratos de mútuo expostos a taxas de juros flutuantes, em sua maioria, vinculadas à variação da LIBOR. Tais contratos de mútuo, todavia, não têm efeito sobre as informações trimestrais consolidadas.

No lado do passivo, os juros são reconhecidos a um spread de 6,3% mais LIBOR para 3 meses.

Análise de sensibilidade - taxas de juros

Na data de encerramento do exercício, a Administração estimou um cenário provável de variação das taxas DI com base em taxas implícitas nas cotações de fechamento do contrato de DI futuro referente a março de 2022.

Para a LIBOR, foi utilizada a última divulgação feita pela ICE, em 14 de abril de 2021.

Além do cenário provável, a Companhia apresentou mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável do risco considerado.

	Controladora				
	Risco	Taxa (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Ativo					
Aplicação financeira	Baixa do CDI	5,10%	1.406	459	306
Efeito no resultado			794	(153)	(306)

		Consolidado			
	Risco	Taxa (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
<u>Ativo</u>					
Aplicação financeira	Baixa do CDI	5,10%	1.685	550	367
Efeito no resultado			952	(183)	(367)
<u>Passivo</u>					
Empréstimos e financiamentos	Alta da Libor	0,184%	53.556	54.287	54.737
Efeito no resultado			282	(450)	(899)

(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas da B3 e da ICE. e referem-se às taxas estimada para 2021.

(b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50%, respectivamente, sobre o efeito do CDI e da Libor em 31 de março de 2021.

Risco dos preços das commodities

Durante o período de três meses findo em 31 de março de 2021, 96% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo *Brent*, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (2020, 95%).

Durante o exercício encerrado em 31 de março de 2021, 2% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço de venda do gás natural (2020, 3%).

Durante o primeiro trimestre de 2021, como forma de se proteger das volatilidades do mercado de petróleo, a Companhia realizou diversos contratos de “*hedge*”, tendo protegido, durante esse período, um volume de quase 512 mil barris (70% da produção líquida de petróleo do ano) (2020, 470 mil barris, 60% da produção líquida de petróleo do período) a um preço médio de US\$59,29/bbl (2020, US\$65,13/bbl). Esses volumes correspondem aos contratos de “*hedge*” liquidados durante os períodos mencionados.

Análise de sensibilidade - preços das commodities

	Risco redução do preço do:	Preço (a)	Provável	Cenário A 25% (b)	Cenário B 50% (b)
Receita operacional bruta	<i>Brent</i>	348,41	302.935	219.266	146.178
Instrumentos financeiros - “ <i>hedge</i> ”			(4.731)	28.286	57.127
Total			298.204	247.552	203.305
Provável efeito no resultado			1.106	(49.546)	(93.763)

(a) Os preços das *commodities* utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável, em Dólar norte-americano, foram obtidas na agência de precificação de *commodities S&P Global Platts* e convertidas a Real.

(b) Os cenários A e B consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% respectivamente sobre o preço do Brent demonstrados no cenário real.

A política da Companhia e suas controladas é a de contratar contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities associado às transações futuras de até 36 meses. No exercício corrente, a controlada Potiguar designou determinados contratos a termo de commodity como “hedge” de fluxo de caixa de vendas com alta probabilidade. Uma vez que os termos críticos (isto é, quantidade, vencimento e fator subjacente) dos contratos a termo de commodity e seus correspondentes itens objetos de “hedge” são os mesmos, a Companhia conduz uma avaliação qualitativa da efetividade e espera-se que o valor justo dos contratos a termo de commodity e o valor dos correspondentes itens objeto de “hedge” mudem sistematicamente na direção oposta em resposta às movimentações no preço da commodity subjacente.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto no final do período de três meses findo em 31 de março de 2021, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de “hedge”. Os contratos a termo de commodity estão apresentados na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos” no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 14):

“hedges” de fluxo de caixa

Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio	Quantidade	Valor justo
	do exercício		dos instrumentos
	31/03/2021	31/03/2021	de “hedge”
	<i>US\$/barril</i>	<i>Em barris</i>	31/03/2021
			<i>R\$ mil</i>
Menos de 3 meses	58,87	453.340	(10.540)
De 3 a 6 meses	58,52	527.860	(9.361)
De 6 a 12 meses	57,24	1.067.760	(15.062)
De 1 a 2 anos	53,28	1.876.247	(45.030)
De 2 a 3 anos	49,70	1.280.000	(42.333)

Instrumentos de “hedge” contratos em aberto	Consolidado		
	Preço médio	Quantidade	Valor justo
	do exercício		dos instrumentos
	31/03/2020	31/03/2020	de “hedge”
	<i>US\$/barril</i>	<i>Em barris</i>	31/03/2020
			<i>R\$ mil</i>
Menos de 3 meses	63,89	460.040	86.415
De 3 a 6 meses	62,63	448.520	65.670
De 6 a 12 meses	60,22	977.490	112.027
De 1 a 2 anos	58,20	1.984.960	175.832
De 2 a 3 anos	55,09	1.380.247	79.398

22. CONTRATOS DE ARRENDAMENTO

Direito de uso de arrendamento

Custo	Controladora				Total
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	
<u>Ativos e direitos de uso</u>					
Em 31 de dezembro de 2019	847	29.285	292	7.408	37.832
(+) Adições por novos contratos	111	18.495	207	3.213	22.026
(-) Baixa de contratos	(126)	(37.872)	-	(4.731)	(42.729)
Em 31 de dezembro de 2020	832	9.908	499	5.890	17.129
(+) Adições por novos contratos	99	-	260	-	359
(-) Baixa de contratos	-	-	-	(2.176)	(2.176)
Em 31 de março de 2021	931	9.908	759	3.714	15.312
<u>Depreciação acumulada</u>					
Em 31 de dezembro de 2019	(224)	(8.276)	(33)	(2.410)	(10.943)
Depreciação	(231)	(9.035)	(143)	(1.871)	(11.280)
Baixa de contratos	87	14.182	-	1.353	15.622
Em 31 de dezembro de 2020	(368)	(3.129)	(176)	(2.928)	(6.601)
Depreciação	(63)	(1.069)	(56)	(389)	(1.577)
Baixa de contratos	-	-	-	2.564	2.564
Em 31 de março de 2021	(431)	(4.198)	(232)	(752)	(5.614)
Saldos em 31 de março de 2021	500	5.710	527	2.962	9.698

Custo	Consolidado				Total
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	
<u>Ativos e direitos de uso</u>					
Em 31 de dezembro de 2019	1.015	25.139	292	7.408	33.854
Adições	111	27.704	710	5.499	34.024
Baixas por contratos encerrados	(154)	(23.799)	(93)	(4.730)	(28.776)
Em 31 de dezembro de 2020	972	29.044	909	8.177	39.102
Adições	99	-	354	2.114	2.568
Baixas por contratos encerrados	-	-	-	(2.529)	(2.529)
Em 31 de março de 2021	1.071	29.044	1.263	7.763	39.141
<u>Depreciação acumulada</u>					
Em 31 de dezembro de 2019	(233)	(3.581)	(33)	(2.411)	(6.258)
Depreciação	(309)	(19.633)	(231)	(3.864)	(24.037)
Baixas por contratos encerrados	193	10.327	-	1.353	11.873
Em 31 de dezembro de 2020	(349)	(12.887)	(264)	(4.922)	(18.422)
Depreciação	(81)	(3.686)	(98)	(903)	(4.768)
Baixas por contratos encerrados	-	-	-	3.010	3.010
Em 31 de março de 2021	(430)	(16.573)	(362)	(2.815)	(20.180)
Saldos em 31 de março de 2021	642	12.471	901	4.948	18.961

A Companhia e suas controladas arrendam diversos ativos, incluindo imóveis, máquinas e equipamentos, computadores e periféricos e veículos. O prazo médio de arrendamento é de 5 anos.

Valores a pagar de arrendamentos

A movimentação do passivo de arrendamento, durante o período de três meses findo em 31 de março de 2021, foi a seguinte:

	Controladora				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	597	19.498	274	5.011	25.380
Adições	111	18.542	207	3.166	22.026
Baixa	(45)	(24.736)	(490)	(3.201)	(28.472)
Pagamento	(244)	(10.571)	(87)	(1.805)	(12.707)
Juros pagos	(64)	(1.532)	(76)	(452)	(2.124)
Juros	64	1.532	76	452	2.124
Variação cambial	-	4.868	-	-	4.868
Saldo em 31 de dezembro de 2020	419	7.601	(96)	3.171	11.095
Adições	99	-	260	-	359
Pagamento	(68)	(1.556)	(41)	(139)	(1.804)
Juros pagos	-	(107)	-	-	(107)
Juros	-	107	-	-	107
Variação cambial	18	181	449	55	702
Saldo em 31 de março de 2021	468	6.225	572	3.087	10.352
Circulante					6.113
Não circulante					4.239
	Consolidado				
	Imóveis	Máquinas e equipamentos	Computadores e periféricos	Veículos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	765	20.435	274	4.654	26.128
Adições	111	27.997	464	5.452	34.024
Baixas	(202)	(14.626)	(328)	(2.507)	(17.663)
Pagamento	(182)	(20.221)	(165)	(3.826)	(24.394)
Juros pagos	(213)	(3.192)	(89)	(585)	(4.079)
Juros	213	3.192	89	585	4.079
Variação cambial	-	4.792	-	-	4.792
Saldo em 31 de dezembro de 2020	492	18.377	245	3.773	22.887
Adições	99	-	260	2.208	2.568
Pagamento	(90)	(4.662)	(2)	(871)	(5.625)
Juros pagos	-	(181)	-	-	(181)
Juros	-	181	-	-	181
Variação cambial	24	680	456	120	1.280
Saldo em 31 de março de 2021	525	14.395	959	5.231	21.110
Circulante					15.269
Não circulante					5.841

	<u>Controladora</u> <u>31/12/2020</u>	<u>Consolidado</u> <u>31/12/2020</u>
<u>Valores a pagar de arrendamento</u>		
Em até 1 ano	6.113	15.269
De 2 a 3 anos	3.572	5.095
De 3 a 4 anos	553	632
De 4 a 5 anos	74	74
Mais de 5 anos	40	40
Total	10.352	21.110
Passivo circulante	6.113	15.269
Passivo não circulante	4.239	5.841
<u>Outras informações:</u>		
<u>Prazo dos contratos</u>		<u>Taxa% a.a.</u>
Em até 1 ano		8,51
De 2 a 3 anos		10,18
De 3 a 4 anos		10,64
De 4 a 5 anos		12,49
Mais de 5 anos		12,49

23. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia e suas controladas mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Em 31 de março de 2021, a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

Modalidades	Moeda	Valor Em Risco		Valor Máximo Indenizável	
		Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
Riscos ambientais	US\$	6.050	12.100	6.050	12.100
Danos materiais	US\$	55.793	99.820	25.100	50.200
Responsabilidade civil	US\$	3.000	6.000	3.000	6.000
D&O Empresarial	R\$	50.000	50.000	50.000	50.000

(*) Conforme apólices de seguros.

24. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás Natural (E&P), seja na prestação de serviços, seja na venda de produtos, que representa 100% da receita líquida da Companhia.

As informações reportadas a Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do grupo.

25. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante os períodos de três meses findos em 31 de março de 2021 e de 2020, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

Descrição	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/03/2020	31/03/2021	31/03/2020
Conversão de contratos de mútuo em AFAC	29.150	-	-	-
Adições por novos contratos IFRS 16	359	1.819	2.568	17.418
Total	29.509	1.819	2.568	17.418

26. EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 1º abril de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia efetuaram determinadas deliberações, dentre as quais destacamos a aprovação do desdobramento da totalidade das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, à razão de 1:2, sem alteração do valor do capital social da Companhia, de forma que para cada 1 (uma) ação ordinária de emissão da Companhia atualmente emitida, é criada e atribuída ao respectivo acionista 1 (uma) nova ação ordinária de emissão da Companhia, com os mesmos direitos e vantagens das ações ordinárias atualmente existentes. Dessa forma, o capital social, anteriormente dividido em 83.911.766 (oitenta e três milhões, novecentas e onze mil, setecentas e sessenta e seis) ações ordinárias, passa a ser dividido em 167.823.532 (cento e sessenta e sete milhões, oitocentas e vinte e três mil, quinhentas e trinta e duas) ações ordinárias.

Os números de ações referentes às opções de compra de ações de emissão da Companhia já outorgadas ao amparo do Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia e ainda não exercidas até esta data serão ajustados proporcionalmente, de modo a refletir o desdobramento das ações de emissão da Companhia ora aprovado. Para maiores informações sobre o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, vide nota explicativa nº 15.g.

Em 7 de abril de 2021, o CADE aprovou a aquisição do Polo Miranga pela Companhia, uma das condições precedentes para a conclusão da transação. As demais condições precedentes, mencionadas na nota explicativa nº 1, permanecem pendentes até a data de emissão dessas Informações Trimestrais.

Em 3 de maio de 2021, em Reunião do Conselho de Administração, foram aprovados:

- a fixação do preço de R\$ 14,75 (quatorze reais e setenta e cinco centavos) por ação ordinária de emissão da Companhia objeto da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil e com esforços de colocação de ações ordinárias no exterior;

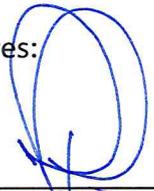
- o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R\$ 1.032.500.000,00 (um bilhão, trinta e dois milhões e quinhentos mil reais), o qual passará de R\$674.941.437,37 (seiscentos e setenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e um mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e sete centavos) para R\$ 1.707.441.437,37 (um bilhão, setecentos e sete milhões quatrocentos e quarenta e um mil, quatrocentos e trinta e sete reais e trinta e sete centavos), mediante a emissão de 70.000.000 (setenta milhões) de novas ações ordinárias, com preço de emissão de R\$ 14,75 (quatorze reais e setenta e cinco centavos) cada uma, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, que serão objeto da oferta pública supracitada, com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição, em conformidade com o disposto no art. 172, inciso I, da Lei das S.A. e com o Estatuto Social, passando o capital social da Companhia a ser dividido em 237.823.532 (duzentos e trinta e sete e oitocentos e vinte e três e quinhentos e trinta e duas) ações ordinárias.
-

Declaração dos Diretores sobre as Informações Trimestrais

Em observância às disposições constantes no inciso V do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, os Diretores Estatutários abaixo nominados declaram que revisaram, discutiram e concordaram com as Demonstrações Financeiras Intermediárias da Companhia (Controladora e Consolidado) relativas ao trimestre encerrado em 31 de março de 2021.

Mata de São João, 14 de maio de 2021

Diretores:



Marcelo Campos Magalhães
Diretor Presidente



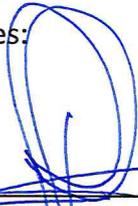
Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes

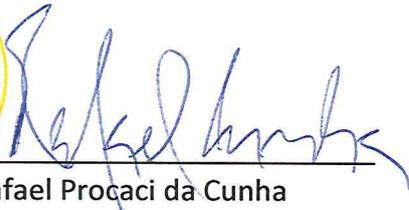
Em observância às disposições constantes no inciso V do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, os Diretores Estatutários abaixo nominados declaram que revisaram, discutiram e concordaram com as conclusões expressas no relatório de revisão dos Auditores Independentes, datado em 14 de maio de 2021, relativo às Informações Trimestrais (Controladora e Consolidado) do primeiro trimestre encerrado em 31 de março de 2021.

Mata de São João, 14 de maio de 2021

Diretores:



Marcelo Campos Magalhães
Diretor Presidente



Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores