

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

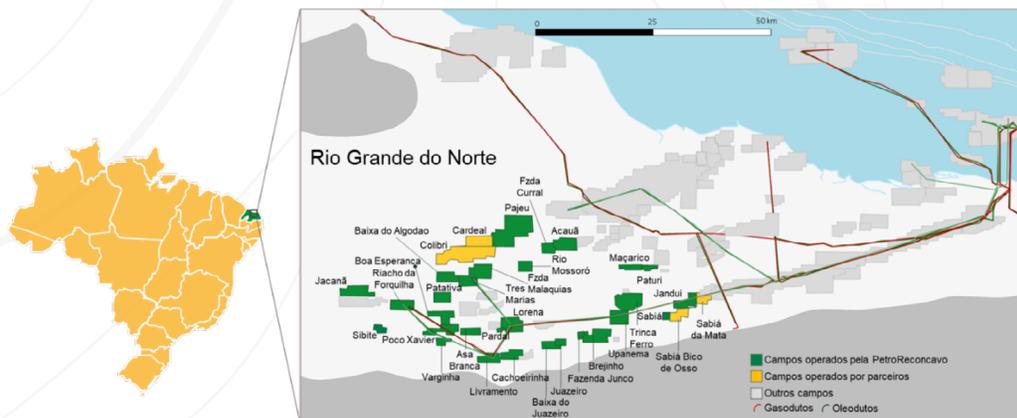
Portfólio de Ativos

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.



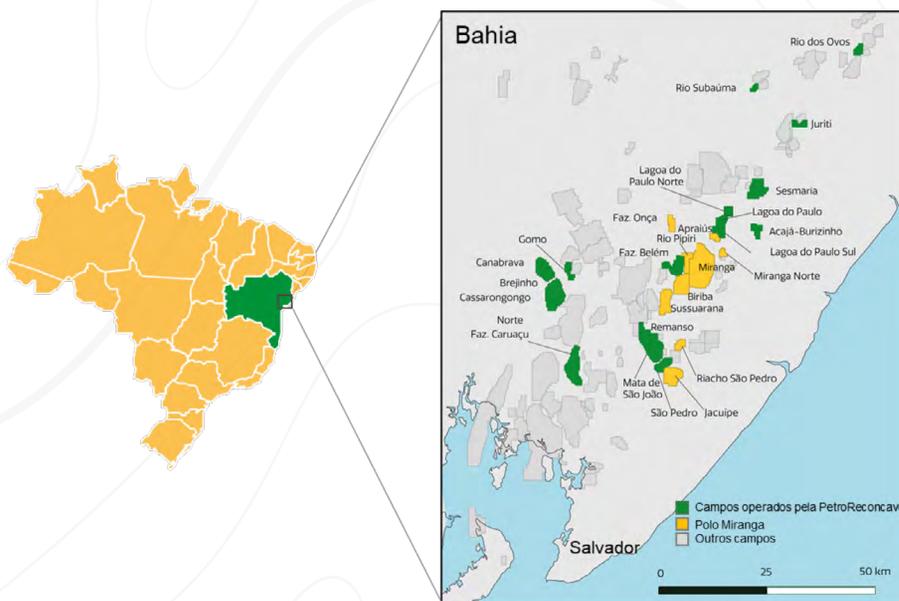
Índice



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

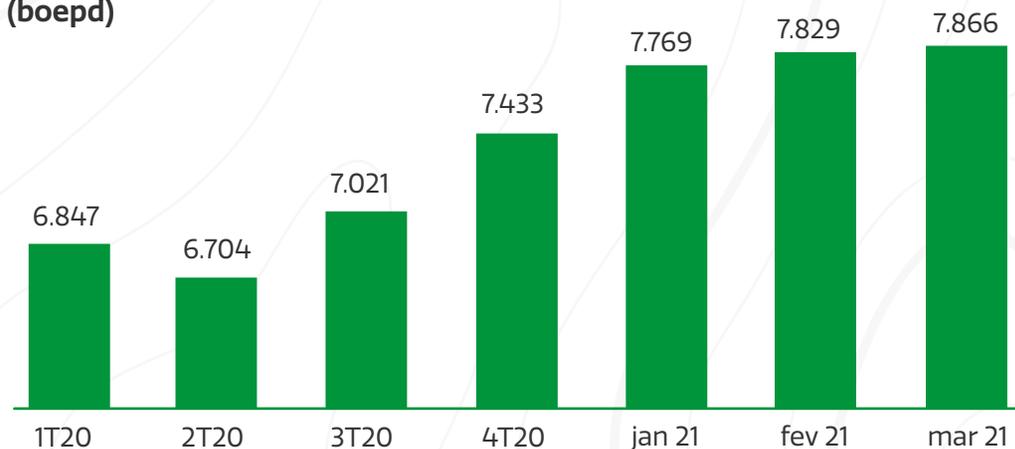
A produção média diária caiu 0,5% no primeiro trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020, passando de 11.655 boe em 2020, para 11.597 boe em 2021, sendo que: (i) a produção média diária do Distrito Recôncavo caiu 21,5%, passando de 4.808 boe em 2020 para 3.776 boe em 2021; e (ii) a 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)

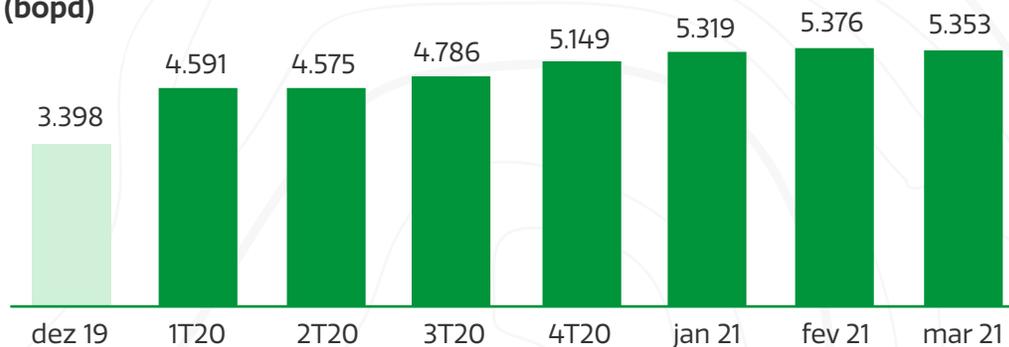
Índice





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

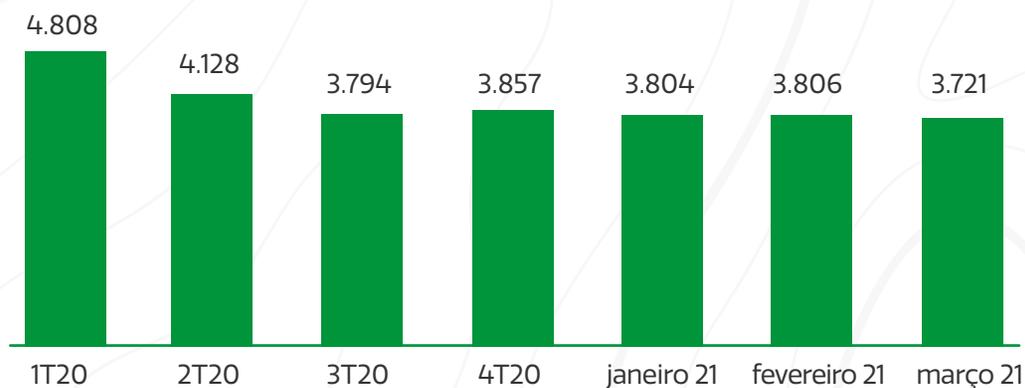


Distrito Recôncavo

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.

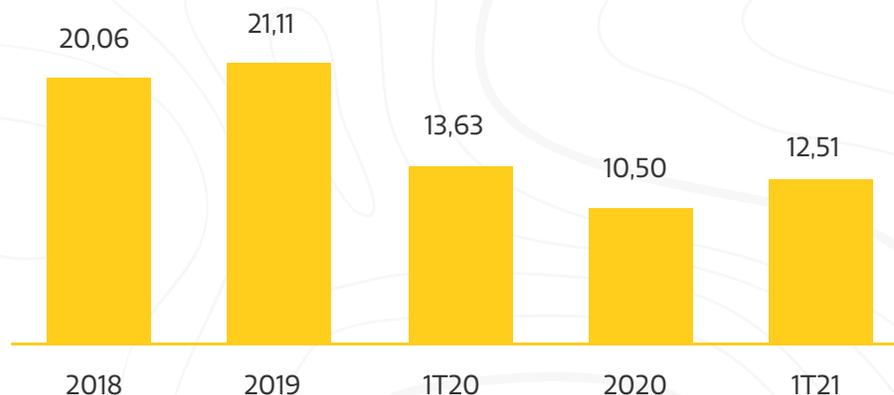
Produção diária de petróleo e gás natural (boepd)



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)				(em milhares de boes)			
Reservas Líquidas												
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