

DIVULGAÇÃO DOS  
RESULTADOS

# Segundo Trimestre de 2021

**Teleconferência de Resultados do 2T21**

Terça-feira, 17 de agosto de 2021

11h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



**RECV**  
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

## Destaques do 2T21

### 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](#)



**Mata de São João, 16 de agosto de 2021 – PetroReconcavo S.A.** ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre de 2021 (2T21). 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.

### **Destques do 2T21**

- Crescimento de 34,3% e de 10,4%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no segundo trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020. Lucro líquido no trimestre de R\$94,5 milhões;
- Crescimento de 11,3% na produção total do segundo trimestre de 2021, quando comparada ao mesmo período de 2020 e de 4,0% quando comparado ao 1T21;
- No dia 22 de maio atingimos um marco histórico de 1.000 dias sem acidentes com perda de tempo no Distrito Recôncavo;
- Caixa líquido superior a R\$450 milhões, após a conclusão da oferta pública inicial de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia;
- Em maio de 2021 houve a aprovação da ANP na cessão dos contratos de concessão do Polo Remanso. Para o fechamento da transação ainda deverão ser transferidas as titularidades das licenças ambientais;
- No mês de junho de 2021, a controlada Potiguar E&P assumiu as operações dos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, localizados no Distrito Potiguar, que anteriormente eram operados pela Sonangol Hidrocarbonetos do Brasil. A controlada participa desses campos em regime de consórcio com uma participação de 70% nestas concessões;
- Em junho de 2021 foi assinado o contrato de concessão para exploração e produção relativo ao bloco exploratório POT-T-702 no Distrito Potiguar;
- Como evento subsequente, a controlada Potiguar E&P foi declarada vencedora do processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da Potigás – Companhia Potiguar de Gás, por ter apresentado proposta mais competitiva e melhores condições comerciais; e
- Ainda como evento subsequente, a Companhia iniciou sua Campanha de Perfuração de 2021 no Distrito Potiguar, tendo perfurado, até a divulgação desse release, três poços, ainda não completados.



Índice



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

	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Receita Líquida	249.110	185.488	34,3%	494.898	381.036	29,9%
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	94.566	(15.156)	n.m.	81.676	(151.197)	n.m.
Margem Líquida <sup>1</sup>	37,96%	-8,17%	n.m.	16,50%	-39,68%	n.m.
EBITDA <sup>2</sup>	131.354	118.967	10,4%	262.986	224.296	17,2%
Margem de EBITDA <sup>3</sup>	52,73%	64,14%	-17,8%	53,14%	58,86%	-9,7%
(Caixa Líquido) Dívida Líquida <sup>4</sup>	(469.531)	869.164	n.m.	(469.531)	869.164	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últ. 12 meses <sup>5</sup>	-0,92 x	2,76 x	n.m.	-0,92 x	2,76 x	n.m.
Produção média bruta (boe por dia)	12.059	10.832	11,3%	11.829	11.244	5,2%
Custo médio de produção por boe em R\$ <sup>6</sup>	R\$ 67,22	R\$ 51,63	30,2%	R\$ 67,83	R\$ 56,36	20,3%
Produção bruta (em boe)	1.097.332	985.711	11,3%	2.141.060	2.046.333	4,6%
Preço médio à vista do Petróleo BRENT <sup>7</sup>	\$68,83	\$29,20	135,7%	\$64,86	\$39,73	63,3%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ <sup>8</sup>	R\$ 5,29	R\$ 5,39	-1,7%	R\$ 5,38	R\$ 4,92	9,4%
Custo médio de produção por boe em US\$ <sup>9</sup>	\$12,70	\$9,58	32,5%	\$12,60	\$11,45	10,0%

**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. No segundo trimestre de 2020, devido à pandemia da Covid-19, a Companhia efetuou redução de atividades não-críticas, ocasionando na redução de custos naquele período. Explicações mais detalhadas sobre as variações de custos podem ser encontradas no tópico "5. Desempenho Financeiro Consolidado".

(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



Neste segundo trimestre de 2021 continuamos a perseguir com afinco a nossa visão de liderar a transformação da indústria onshore no Brasil.

A partir de 1º de junho de 2021 assumimos a operação dos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, ambos na Bacia Potiguar, nos quais detemos uma participação de 70% (setenta por cento). Resultantes de descobertas mais recentes do que os demais 30 campos já operados pela Companhia nesta bacia, e ainda com boas potencialidades para o desenvolvimento primário, esses ativos devem receber parcela relevante do nosso investimento pelos próximos meses, incluindo perfurações de novos poços, intervenções de workover e projetos de facilidades que permitam o escoamento adequado dos volumes adicionais esperados de óleo e gás.

Após a concretização do IPO e com a proximidade do closing das transações dos polos de Remanso e Miranga, temos nos dedicado a criar as capacidades e estruturas necessárias para uma aceleração no ritmo de desenvolvimento dos campos operados. Nos próximos meses iremos mobilizar e colocar em operação duas novas sondas próprias de workover e uma sonda leve, além de contratar outras duas sondas de workover junto a prestadores de serviços. Em julho de 2021 iniciamos a nossa campanha de perfuração no distrito Potiguar, utilizando nossos equipamentos e equipes internalizadas. Ainda em julho, fomos declarados vencedores no processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da Potigás – Companhia Potiguar de Gás, por termos apresentado proposta mais competitiva e melhores condições comerciais. Com este contrato, mais uma vez demonstrando o nosso pioneirismo, com a perspectiva de ampliação significativa do valor monetizado da molécula de gás produzida pela Companhia, validando o nosso modelo de negócios e gerando expectativas de maiores retornos para os nossos projetos de ampliação da produção, tratamento e comercialização de gás natural. Este é um primeiro passo no sentido de diversificar a base de clientes da Companhia.

Continuamos também a focar nossa atenção na avaliação das oportunidades de aquisições de novos ativos em bacias maduras onshore e na ampliação da nossa atuação na cadeia de gás natural. No âmbito externo, observamos um cenário mais positivo com a ampliação da vacinação contra o Covid-19 e previsões de expressivo crescimento econômico no país e no mundo que impulsionarão a demanda por óleo e gás nos próximos meses e anos.

Mais uma vez agradecemos a confiança dos investidores e a dedicação dos nossos colaboradores. Juntos continuaremos a desenvolver oportunidades na indústria de óleo e gás, transformando recursos em valor e sonhos em realidade.



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 os escritórios adaptados às medidas de proteção recomendadas pelo comitê, dentre elas a realização de testagens frequentes. 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 do surto nas receitas e nos fluxos de caixa operacionais projetados poderá ser revisada de acordo com novos eventos relacionados a esta pandemia.



Índice



07



## 02

## Portfólio de Ativos

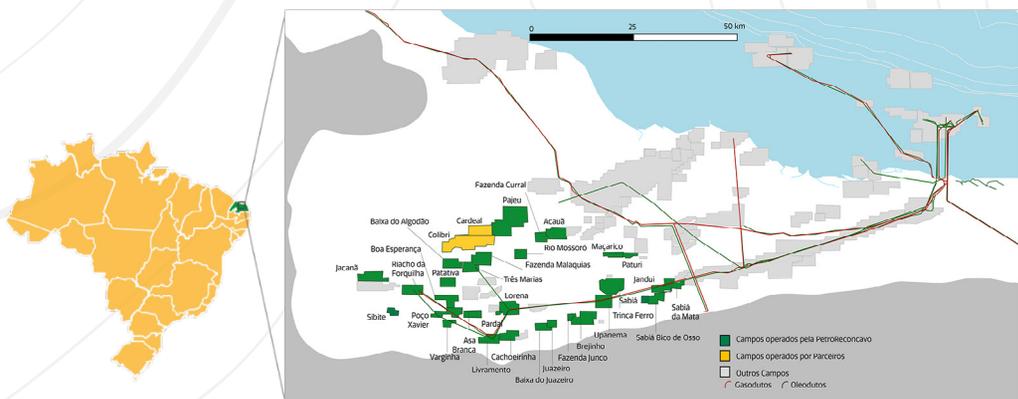
### Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos.

Em 30 de junho 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 estado do 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, que passaram a ser operadas pela Potiguar E&P a partir de junho de 2021, e duas com a Partex Brasil Ltda e operadas pela mesma.

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



A Potiguar E&P assinou, no dia 28 de junho de 2021, contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, relativo ao bloco exploratório POT-T-702, arrematado no 2º Ciclo da Oferta Permanente realizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O contrato de concessão compreende uma área de 17,178 km<sup>2</sup>, e um Programa Exploratório Mínimo ("PEM") composto de 1,000 Unidades de Trabalho, correspondente a um valor de R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais), que possui um prazo de cinco anos para sua execução e constará de um período único. O valor do PEM foi garantido na forma do Edital por meio de Seguro Garantia emitido em favor da ANP com vigência durante o período exploratório e que será devolvida tão logo o compromisso exploratório seja cumprido. A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela Potiguar E&P, e seu programa exploratório constará da perfuração de ao menos um poço com objetivo de avaliar a existência de acumulações em reservatórios similares aos existentes nas concessões vizinhas do Bloco.



Índice

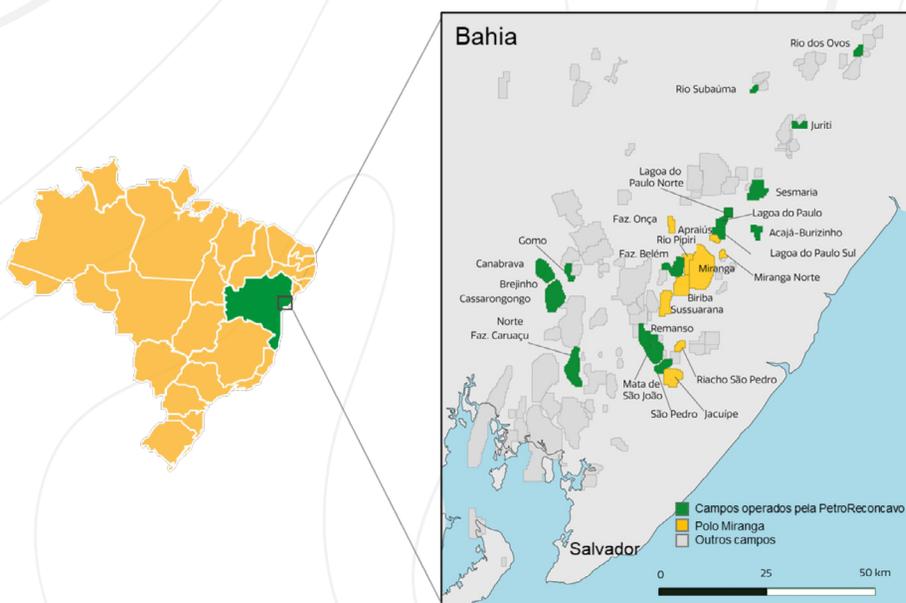


### Distrito Recôncavo

Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (onshore) de Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Gomo, Fazenda Belém, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmária, que constituem o Polo Remanso, 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 e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; 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.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou, por unanimidade, em Reunião de Diretoria n° 1050, realizada em 27 de maio de 2021, a cessão dos contratos de concessão do Polo Remanso da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras para a Companhia. Para o fechamento da transação com a Petrobras ("Closing"), ainda deverão ser aprovados pela ANP a proposta de constituição dos instrumentos das garantias de desativação e abandono apresentadas pela Companhia e o cronograma de transição da operação, bem como deverão ser transferidas as titularidades das licenças ambientais. A Companhia atualmente acredita que o Closing desta transação possa acontecer até o fim do mês de setembro de 2021.

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:



Índice



Operamos os campos deste Polo 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. As concessões deste polo 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.

Além disso, entre os anos de 2003 e 2007, a Recôncavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, adquiriu, através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco áreas na parte norte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos Campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. As concessões destes campos se encerram entre os anos de 2029 e 2031 e que também poderão estar sujeitas a solicitação de extensão.

### **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 m<sup>3</sup> 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



## 03

## Desempenho Operacional

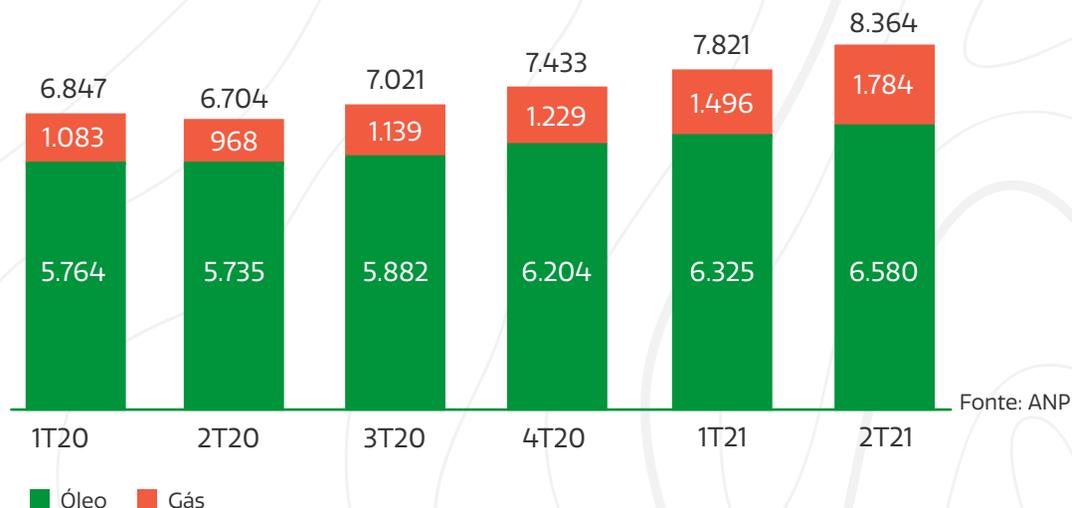
A produção média diária subiu 11,3% no segundo trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020, passando de 10.832 boe no 2T20, para 12.059 boe no 2T21, sendo que: (i) a produção média diária do Distrito Potiguar subiu 24,8% passando de 6.704 boe no 2T20 para 8.364 boe no 2T21; e (ii) a produção média diária no Distrito Recôncavo caiu 10,5%, passando de 4.128 boe no 2T20 para 3.694 boe no 2T21.

**Produção bruta diária** (em barris de óleo equivalente por dia - BOED)

	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Distrito Recôncavo	3.694	4.128	-10,5%	3.735	4.468	-16,4%
Distrito Potiguar	8.364	6.704	24,8%	8.094	6.776	19,5%
<b>Produção bruta diária</b>	<b>12.059</b>	<b>10.832</b>	<b>11,3%</b>	<b>11.829</b>	<b>11.244</b>	<b>5,2%</b>

**Distrito Potiguar**

No segundo trimestre 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 24,8%, quando comparada com o segundo trimestre de 2020, 14,7% de crescimento na produção de óleo e 84,2% de crescimento na produção de gás natural. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Distrito Potiguar.

**Distrito Potiguar - Produção média diária em barris de óleo equivalentes (boed)**


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 quatro campos operados por parceiros até o mês de maio de 2021. A partir de junho, a Companhia passou a operar também os campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, anteriormente operados pela parceira Sonangol Hidrocarbonetos do Brasil.

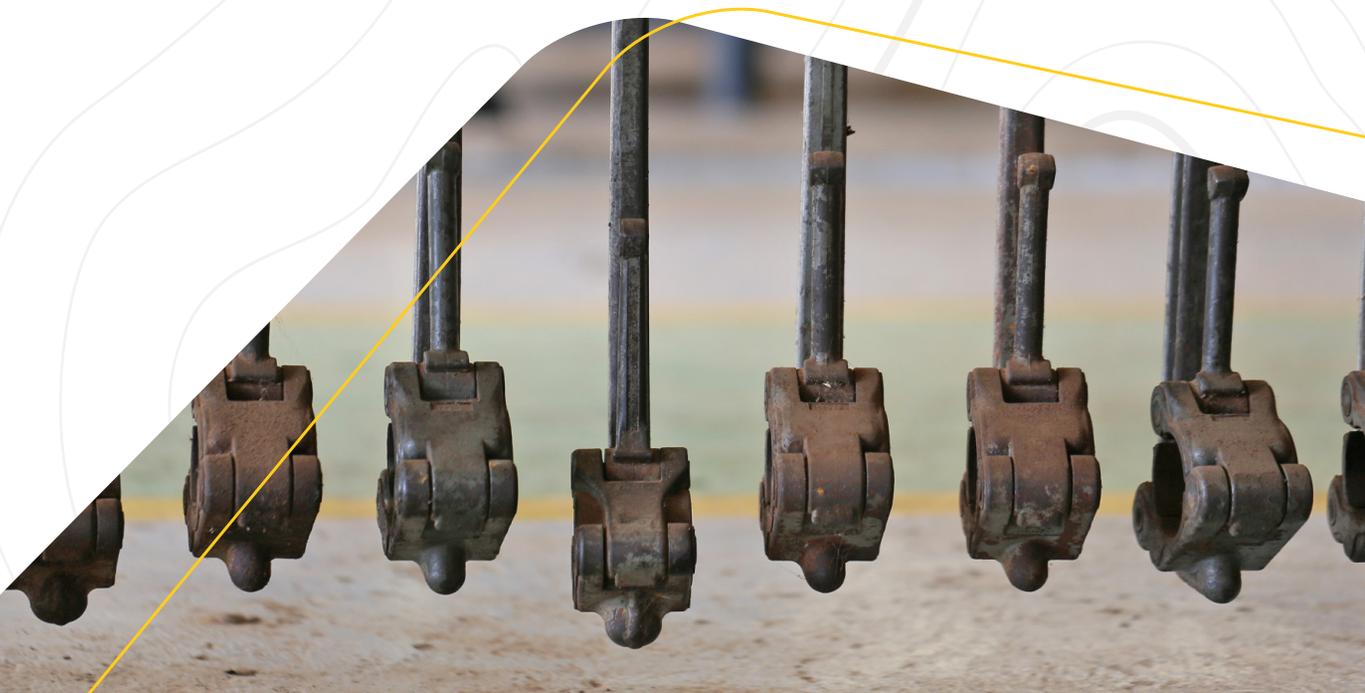
O gradativo incremento na produção de gás natural está alinhado à melhora nas condições de comercialização reportadas no Release de Resultados 1T21 e na estratégia da Companhia para monetização do produto. Como evento subsequente, a Companhia através de sua subsidiária, a Potiguar E&P, informou ao mercado em 31 de julho de 2021, que foi declarada vencedora na Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da Potigás - Companhia Potiguar de Gás. O contrato de venda de gás natural com a POTIGÁS deverá ter duração de dois anos para entrega de 236 mil m<sup>3</sup>/dia, a partir de janeiro de 2022.

Para a Potiguar E&P, o contrato representa um importante passo para viabilização de sua estratégia de monetização da sua produção de gás, com um aumento de aproximadamente 150% sobre o valor da molécula de gás. A Companhia, que celebra o seu primeiro contrato com um distribuidor de gás canalizado, deverá ainda contratar junto à Petrobras o escoamento e processamento do seu gás junto à UPGN Guamaré, bem como deverá contratar o acesso à malha de transporte operada pela TAG, permitindo o transporte do gás natural a partir da UPGN Guamaré até os pontos de entrega (city gates) determinados pela Potigás.

O processamento indicado pressupõe a especificação do gás natural para venda na forma da regulamentação da ANP. Como resultante do processo, a Companhia fará jus ainda aos líquidos advindos da planta, que são o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e o C5+, também conhecido como gasolina natural. A comercialização desses produtos agregará ainda mais valor na estratégia de monetização do gás natural.



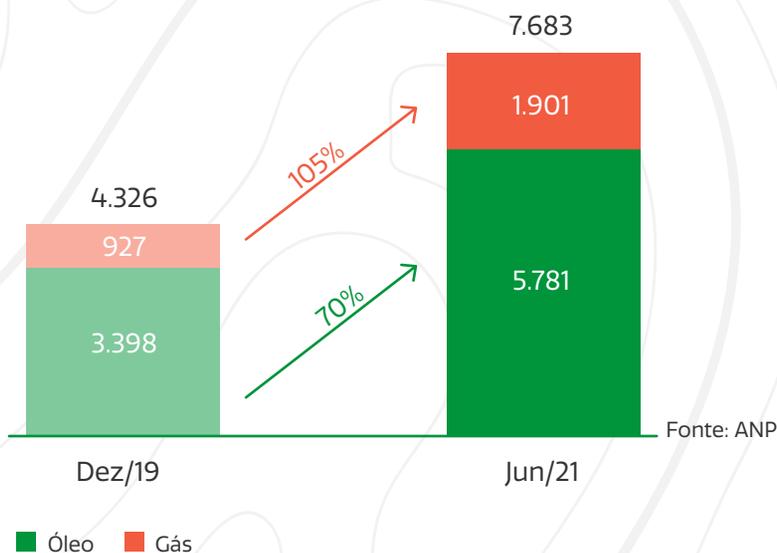
Índice



Ressalta-se que o Contrato com a Potigás é o primeiro passo obtido pela Companhia na sua estratégia de maximização de valor de sua commodity, mas a Companhia tem participado de outros processos de Chamada Pública em andamento, bem como acompanha os movimentos de concretização da figura do Consumidor Livre de Gás Natural nos estados cobertos pela malha de transporte da TAG.

Fazendo um recorte na produção apenas para os 30 campos operados pela Companhia desde dezembro de 2019, os aumentos de produção são ainda mais expressivos. A produção média diária de petróleo e gás em boe no mês de junho de 2021 foi 78% maior do que o volume que era produzido quando assumimos a operação desses campos, sendo 70% maior em óleo e 105% em gás natural.

**30 Campos Potiguar – Produção média diária de petróleo e gás natural (boed)**



A Companhia segue em sua estratégia de verticalização com esforços de ampliação da quantidade de equipamentos ativos de Sondas e Serviços, ampliando a sua capacidade de execução. No segundo trimestre de 2021 tivemos um aumento de 76% em sondas ativas no período, se comparado ao mesmo período do ano anterior. No mês de abril, uma das sondas passou por manutenção anual programada durante cerca de 15 dias.

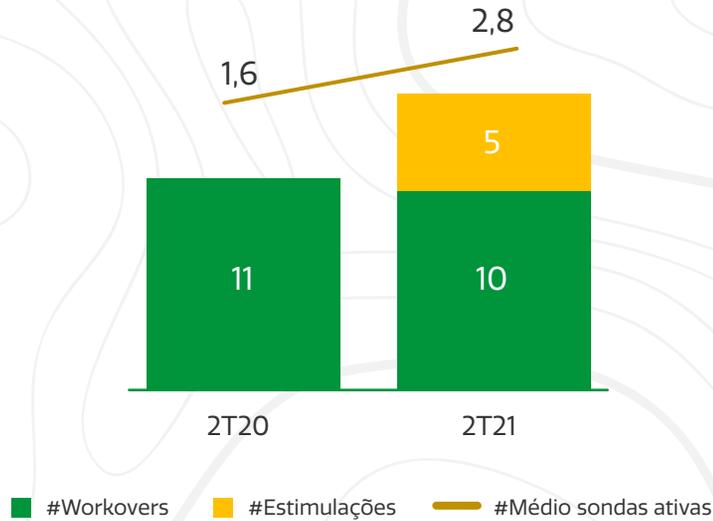


Índice





### Distrito Potiguar – Número médio de sondas ativas, Workovers e Estimulações



No segundo trimestre de 2020 foram realizados trabalhos de retornos à produção, que consiste em reativar poços com potencial econômico. Já no segundo trimestre de 2021 foram efetuados projetos de maior complexidade, que requerem maior capex e tempo para execução, com destaque para a campanha de fraturamentos hidráulicos convencionais no campo de Riacho da Forquilha (RFQ).

Atualmente, encontra-se em andamento a avaliação do potencial de produção de zonas mais profundas com baixa permeabilidade da Formação Pendência no campo RFQ que, apesar de apresentarem alguns testes históricos, nunca foram adequadamente desenvolvidas na região. Com o intuito de mapear e desenvolver essa acumulação, foi avaliado o potencial inicial de um poço disponível no RMU que designamos "RFQPD profundo" o qual apresentou produção de gás e condensado. A próxima etapa na avaliação deste RMU consiste na realização de estudos técnicos para desenho de um trabalho de fraturamento hidráulico convencional e substituição de equipamentos do poço.

#### Glossário

**Reservoir Management Unit – RMU:** é uma unidade de gerenciamento de reservatório atribuída para centralizar os estudos de comportamento de um grupo de poços do campo. As informações geralmente consideradas para o agrupamento e definição de um RMU são a localização geográfica dos poços, a geologia estrutural dos reservatórios, o perfil de produção dos poços e o histórico de pressão de reservatório, havendo a possibilidade de um RMU caracterizar um bloco isolado hidráulicamente dos demais do campo ou de ser apenas uma ferramenta de gerenciamento.

É a partir de uma visualização inicial de todas essas informações do RMU que é feito um diagnóstico preliminar do comportamento da produção, são mapeados os principais eventos que afetaram a produção no período da avaliação e, consequentemente, são definidas as diretrizes de injeção de água para revitalização de pressão nos reservatórios e identificada necessidade de ajuste da malha de produção/injeção para aumentar a eficiência de drenagem do reservatório.

**Estimulação:** Aumenta-se a produtividade de um poço produtor de óleo e gás ou a eficiência dos injetores através de alteração da permeabilidade original da rocha-reservatório. Isso permite que o óleo chegue à superfície com maior facilidade eliminando partículas pesadas de óleo, areia, parafina, calcificações etc.

**Fraturamento convencional:** Técnica de estimulação que permite a ruptura de rochas de baixa permeabilidade, aumentando a produtividade do campo. A PetroReconcavo possui unidade própria de fraturamento hidráulico que injeta fluido contendo geralmente areia ou bauxita a altas pressões, rompendo assim a rocha.



Índice



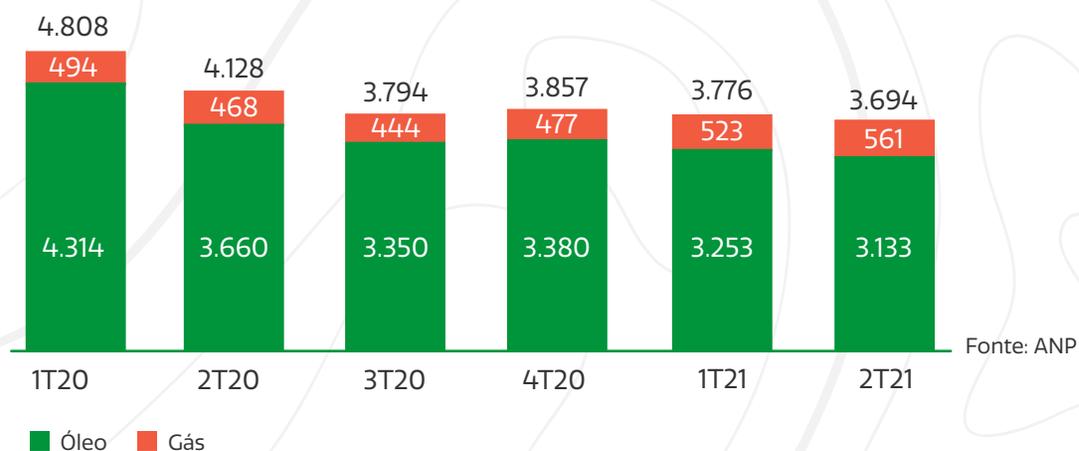
### Distrito Recôncavo

No segundo trimestre de 2021, a produção do Distrito Recôncavo decresceu 10,5%, quando comparada com o segundo trimestre de 2020.

A estratégia de investimentos no 2T21 focou na realização de alguns projetos visando incremento de produção por fraturamentos hidráulicos convencionais em alguns poços no campo de Norte Fazenda Caruaçu e alguns projetos de retorno a produção totalizando um CAPEX de cerca de R\$6,1 milhões e um incremento de produção diária estimado destes projetos em 156 boed.

Em contrapartida, no segundo trimestre de 2021 a produção do Distrito foi impactada principalmente pela falha de alguns poços de alta vazão que totalizaram em média 215 boed, o que também se reflete nos custos do período. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Distrito Recôncavo.

### Produção média diária em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



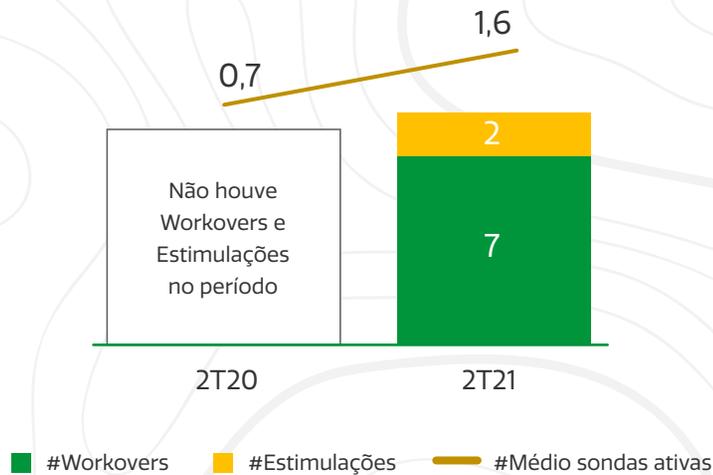
Em relação à disponibilidade de equipamentos, no segundo trimestre de 2021 tivemos o número médio de sondas ativas 129% maior do que no mesmo período de 2020, mesmo com a parada da PR 02 por 36 dias para manutenção anual entre os meses de abril e maio 2021. Estamos gradualmente retomando nosso programa de investimentos no Distrito, que no segundo trimestre de 2020 não registrou intervenções de workover pela baixa atratividade econômica dos projetos em razão da baixa cotação do Brent no período. Nesse período a sonda atuou exclusivamente em projetos de reparo de poços ("well service").



Índice



### Distrito Recôncavo – Número médio de sondas ativas, Workovers e Estimulações



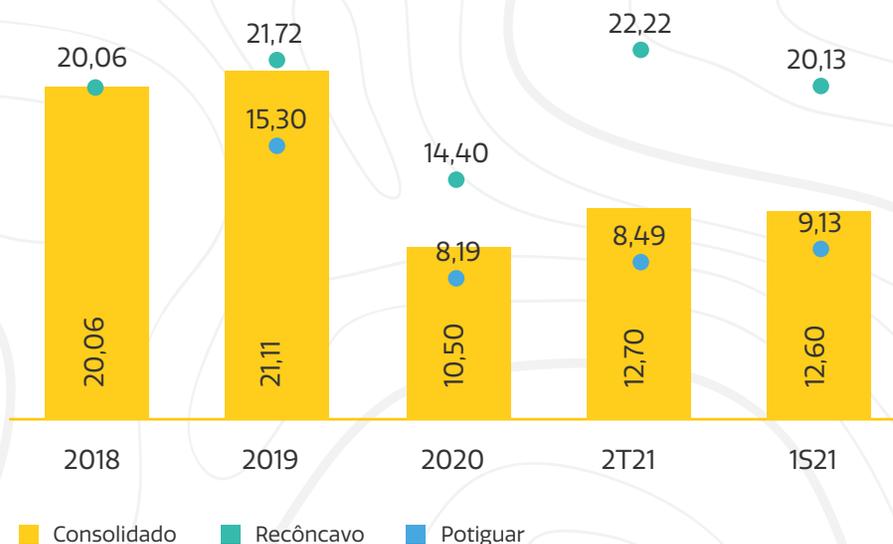
O custo médio de produção consolidado no trimestre foi de US\$12,70/boe. Apesar de representar um aumento, quando comparado ao ano de 2020, os custos se apresentam bastante inferiores aos observados nos anos de 2018 e 2019. Cumpre ressaltar que, em virtude da pandemia da Covid-19, e seus impactos nos preços internacionais do barril de petróleo do tipo Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas, principalmente no segundo trimestre de 2020, de modo que a base de comparação fica prejudicada. Maiores detalhes sobre as variações de custo no trimestre podem ser obtidos no tópico "Desempenho Financeiro Consolidado" mais abaixo.



Índice



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



A grande diferença nos custos médios de produção entre os Distritos advém, principalmente, das diferenças de maturidade dos reservatórios. Por exemplo, o Distrito Recôncavo já se encontra numa fase mais avançada de recuperação secundária a partir da injeção de água, o que pode ser verificado pelas diferenças de Razão Água/ Óleo ("RAO") produzidos. No Recôncavo, a RAO é de aproximadamente 30 enquanto na Potiguar é de aproximadamente 8. Isso significa que para cada barril de petróleo produzido no Distrito Recôncavo, são produzidos aproximadamente 30 barris de água, enquanto na Potiguar são produzidos 8 barris de água para cada barril de petróleo. Os principais custos impactados por essa maior produção de fluido (água + petróleo) são energia elétrica e custo com aditivos químicos. Além disso, o volume maior de produção de petróleo na Potiguar proporciona uma maior diluição de custos fixos.

Com o início das operações do Polo Miranga na Bacia do Recôncavo, que será operado de forma integrada com o Polo Remanso, objetivamos capturar sinergias operacionais e financeiras, com potencial redução dos custos médios de produção.



Índice



## 04

## Desempenho Financeiro Consolidado

### DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	1T21	1T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Receita líquida	249.110	185.488	34,3%	494.898	381.036	29,9%
Custos e despesas	(117.756)	(66.521)	77,0%	(231.912)	(156.740)	48,0%
<b>EBITDA</b>	<b>131.354</b>	<b>118.967</b>	<b>10,4%</b>	<b>262.986</b>	<b>224.296</b>	<b>17,2%</b>
Depreciação, amortização e depleção	(68.381)	(53.107)	28,8%	(129.433)	(106.377)	21,7%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>62.973</b>	<b>65.860</b>	<b>-4,4%</b>	<b>133.553</b>	<b>117.919</b>	<b>13,3%</b>
Resultado financeiro líquido	63.670	(85.454)	n.m.	(31.115)	(342.345)	n.m.
Impostos correntes	(17.986)	(5.316)	238,3%	(20.149)	(12.670)	59,0%
Impostos diferidos	(14.091)	9.754	-244,5%	(613)	85.899	-100,7%
<b>Resultado líquido</b>	<b>94.566</b>	<b>(15.156)</b>	<b>n.m.</b>	<b>81.676</b>	<b>(151.197)</b>	<b>n.m.</b>

### Receita Líquida

A receita líquida da Companhia cresceu 34,3%, passando de R\$185.488 mil no segundo trimestre de 2020 para R\$249.110 mil no segundo trimestre de 2021.

### Receita líquida (em milhares de R\$)

	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
<b>Distrito Recôncavo</b>	<b>82.004</b>	<b>50.841</b>	<b>61,3%</b>	<b>164.881</b>	<b>127.500</b>	<b>29,3%</b>
Receita com prestação de serviços na produção de petróleo	68.918	42.447	62,36%	141.451	110.166	28,40%
Receita com prestação de serviços na produção de gás natural	8.588	5.591	53,60%	14.909	11.956	24,70%
Receita de venda de petróleo	3.663	1.576	132,42%	6.772	3.092	119,02%
Outras receitas com prestação de serviços	835	1.227	-31,95%	1.749	2.286	-23,49%
<b>Distrito Potiguar</b>	<b>258.066</b>	<b>77.248</b>	<b>234,1%</b>	<b>476.429</b>	<b>199.571</b>	<b>138,7%</b>
Receita de venda de petróleo	243.459	77.109	215,73%	452.178	199.160	127,04%
Receita de venda de gás natural	14.607	139	10408,63%	24.251	411	5800,49%
Instrumentos financeiros derivativos	(20.744)	78.827	-126,3%	(17.204)	109.161	-115,8%
<b>Receita Bruta</b>	<b>319.326</b>	<b>206.916</b>	<b>54,3%</b>	<b>624.106</b>	<b>436.232</b>	<b>43,1%</b>
Impostos sobre faturamento	(70.216)	(21.428)	227,7%	(129.208)	(55.196)	134,1%
<b>Receita Líquida</b>	<b>249.110</b>	<b>185.488</b>	<b>34,3%</b>	<b>494.898</b>	<b>381.036</b>	<b>29,9%</b>



Índice



Destacamos na receita líquida o incremento de 234,1% no faturamento com as vendas do Distrito Potiguar, que passou de R\$77.248 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$258.066 mil no segundo trimestre de 2021. Além do aumento de 24,8% na produção do período, conforme verificado no tópico "Desempenho Operacional", o valor médio do barril de petróleo do tipo Brent foi 135,7% maior no segundo trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020. Adicionalmente, embora o gás natural represente um percentual menor no faturamento do Distrito, obtivemos, no ano de 2021, um novo contrato de venda, com um preço médio bastante superior aos valores praticados no ano de 2020.

Cumpramos destacar que no segundo trimestre de 2020, em função da pandemia da Covid-19, os preços internacionais de petróleo atingiram o ponto mínimo no ano, sendo que o mês com menor preço médio foi abril de 2020, com média de preço de US\$18,55 por barril.

Em contrapartida, a valorização do valor do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No segundo trimestre de 2021, registramos uma perda de R\$20.744 mil nessa rubrica, enquanto no mesmo período de 2020, o resultado foi positivo em R\$78.827 mil. Durante esse trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 504 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$58,86/bbl. No segundo trimestre de 2020, o volume liquidado foi de 456 mil barris, a um preço médio de US\$63,75/bbl. O preço médio do barril de petróleo do tipo Brent nos segundos trimestres de 2021 e 2020, respectivamente, foi de US\$68,83 e US\$29,20.



Índice



20



### Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos nossos custos e despesas em 2020 e 2021, que devem ser interpretadas com cautela, considerando que, em virtude da pandemia da Covid-19 e seus impactos nos preços internacionais do barril de petróleo do tipo Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas a partir do segundo trimestre de 2020.

<b>Custos e Despesas</b> (em milhares de R\$)						
	<b>2T21</b>	<b>2T20</b>	<b>Δ%</b>	<b>1S21</b>	<b>1S20</b>	<b>Δ%</b>
<b>Distrito Recôncavo</b>	<b>36.685</b>	<b>23.061</b>	<b>59,1%</b>	<b>81.580</b>	<b>59.303</b>	<b>37,6%</b>
Pessoal	10.267	7.223	42,14%	19.223	14.703	30,74%
Custo com reparo de poços	10.983	4.352	152,37%	23.194	15.778	47,00%
Energia Elétrica	8.407	7.308	15,04%	16.362	16.736	-2,23%
Royalties	323	132	144,70%	690	352	96,02%
Outros custos e despesas	6.705	4.046	65,72%	22.111	11.734	88,44%
<b>Distrito Potiguar</b>	<b>61.280</b>	<b>33.238</b>	<b>84,4%</b>	<b>120.097</b>	<b>74.531</b>	<b>61,1%</b>
Pessoal	10.391	5.946	74,76%	19.355	13.306	45,46%
Custo com reparo de poços	6.444	5.579	15,52%	14.266	12.468	14,42%
Energia Elétrica	4.210	3.094	36,07%	8.522	7.661	11,24%
Licenciamento ambiental	3.574	2.185	63,57%	7.460	5.478	36,18%
Royalties	23.861	7.748	207,96%	44.073	18.418	139,29%
Outros custos e despesas	12.800	8.686	47,35%	26.421	17.200	53,61%
<b>Corporativo</b>	<b>19.791</b>	<b>10.222</b>	<b>93,6%</b>	<b>30.235</b>	<b>22.906</b>	<b>32,0%</b>
<b>Total</b>	<b>117.756</b>	<b>66.521</b>	<b>77,0%</b>	<b>231.912</b>	<b>156.740</b>	<b>48,0%</b>

Os custos e despesas cresceram 77,0%, ou R\$51.235 mil, passando de R\$66.521 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$117.756 mil no segundo trimestre de 2021. O aumento de custos está explicado nos tópicos abaixo:



Índice



### Distrito Recôncavo

Os custos e despesas no Distrito Recôncavo cresceram 59,1%, passando de R\$23.061 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$36.685 mil em igual período de 2021. Os principais pontos que explicam essas variações são:

- (a)** Os custos com pessoal aumentaram 42,14%, passando de R\$7.223 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$10.267 mil em igual período de 2020. Esse aumento decorre da redução de atividades não críticas no segundo trimestre de 2020, em virtude da pandemia da Covid-19. Dentre as medidas tomadas pela Companhia, visando preservar empregos, efetuamos a suspensão temporária do contrato de trabalho de alguns colaboradores no período, reduzindo os custos com pessoal. Adicionalmente, a Companhia está se preparando para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga;
- (b)** Os custos com reparo de poços cresceram 152,37%, passando de R\$4.352 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$10.983 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, e a conseqüente queda no preço do barril de petróleo do tipo Brent observada no segundo trimestre de 2020, tornou-se não-econômico reparar alguns poços que quebraram ao longo do trimestre. Dessa forma, os custos com reparo de poços ficaram mais baixos no segundo trimestre de 2020.
- (c)** Os custos com energia elétrica aumentaram 15,04%, passando de R\$7.308 mil no segundo trimestre de 2020 para R\$8.407 mil em igual período de 2021. No ano de 2020, em função dos impactos gerados pela pandemia da Covid-19, houve postergação de impactos tarifários na energia elétrica. Essa postergação foi compensada no ano de 2021. Além disso, em 2020 interrompemos a produção de alguns poços do distrito que apresentavam altos custos de produção. Com a recuperação dos preços do barril de petróleo do tipo Brent nos mercados internacionais, retomamos ao longo de 2021 a produção de alguns destes poços. Como conseqüência do descrito acima, os custos com energia ficaram mais baixos em 2020 e aumentaram em 2021; e



Índice



### **Distrito Potiguar**

Os custos e despesas no Distrito Potiguar cresceram 84,4%, passando de R\$33.238 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$61.280 mil em igual período de 2021. Os principais pontos que explicam essas variações são:

- (a)** Os custos com pessoal aumentaram 74,76%, passando de R\$5.946 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$10.391 mil em igual período de 2021. No início do ano de 2020, o Distrito Potiguar ainda estava no processo de estruturação e mobilização de pessoal para início do programa de manutenção de ativos. Com a pandemia da Covid-19, acabamos postergando a mobilização de pessoal, refletindo em custos menores nos primeiros meses de 2020. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções que inicialmente foram contratadas como serviços externos;
- (b)** Os custos com reparo de poços cresceram 15,52%, passando de R\$5.579 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$6.444 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, e a consequente queda no preço do barril de petróleo do tipo Brent observada no segundo trimestre de 2020, tornou-se não-econômico reparar alguns poços que quebraram ao longo do trimestre. Dessa forma, os custos com reparo de poços ficaram mais baixos no segundo trimestre de 2020;
- (c)** Os custos com energia elétrica aumentaram 36,07%, passando de R\$3.094 mil no segundo trimestre de 2020 para R\$4.210 mil em igual período de 2021. Além dos impactos tarifários, explicados nas variações do Distrito Recôncavo, essa variação acompanha o aumento do nível da produção e de poços ativos no Distrito Potiguar no segundo trimestre de 2021;
- (d)** Os custos com licenciamento ambiental aumentaram 63,57%, passando de R\$2.185 mil no segundo trimestre de 2020 para R\$3.574 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, houve postergação no pagamento das licenças ambientais no segundo trimestre de 2020;
- (e)** Os custos com royalties saltaram 207,96%, passando de R\$7.748 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$23.861 mil em igual período de 2021, acompanhando a evolução no faturamento do distrito; e
- (f)** Por fim, os outros custos e despesas apresentaram uma variação de R\$4.113 mil, passando de R\$8.686 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$12.800 mil em igual período de 2021. Considerando a melhoria nos preços do contrato de venda de gás para a Petrobrás 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 de produção do período. Além disso, essa linha foi impactada pelo pagamento extraordinário de R\$3.000 mil para a Sonangol Hidrocarbonetos do Brasil, como compensação financeira pela transferência das operações dos campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso.



Índice



### Corporativo

Os custos e despesas do Corporativo cresceram 93,6%, passando de R\$10.222 mil no segundo trimestre de 2020, para R\$19.791 mil em igual período de 2021. No segundo trimestre de 2021, a Companhia efetuou pagamento de R\$4.919 mil, incluindo encargos sociais, referente a bônus extraordinário a executivos e colaboradores estratégicos da Companhia em virtude da abertura de capital e foram pagos, aproximadamente, R\$2.000 mil em consultorias referentes à processos de fusões e aquisições. Adicionalmente, a Sonda de Perfuração não operou no trimestre, tendo um custo de ociosidade de R\$1.630 mil no trimestre. Por fim, o aumento na estrutura corporativa era esperado e reflete a estrutura necessária para atendimento às novas exigências que surgem após a abertura de capital.

### Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido no segundo trimestre foi positivo em R\$63.670 mil, comparado a um resultado líquido negativo de R\$85.454 mil em igual período de 2020.

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

	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Receitas financeiras	5.335	4.035	32,2%	20.878	4.437	370,5%
Despesas financeiras	(30.962)	(33.412)	-7,3%	(54.023)	(61.591)	-12,3%
Varição cambial sobre financiamentos	118.579	(56.784)	-308,8%	31.280	(286.223)	-110,9%
Demais variações cambiais	(29.282)	707	-4241,7%	(29.250)	1.032	-2934,3%
<b>Resultado financeiro, líquido</b>	<b>63.670</b>	<b>(85.454)</b>	<b>n.m.</b>	<b>(31.115)</b>	<b>(342.345)</b>	<b>-90,9%</b>

O principal motivo para as variações observadas no resultado financeiro está nas linhas de variação cambial. A taxa de câmbio em 30 de junho de 2021 caiu 12,3%, quando comparada a 31 de março de 2021. Já no mesmo período de 2020, a taxa de câmbio sofreu apreciação. As variações estão demonstradas na tabela abaixo.

Taxa de câmbio R\$/US\$	30/06/2021	Δ%	31/03/2021	30/06/2020	Δ%	31/03/2020
	5,00	-12,3%	5,70	5,48	5,4%	5,20



Índice



Como consequência, a Companhia apresentou uma variação cambial positiva de R\$118.579 mil nos saldos de financiamentos em moeda estrangeira, enquanto no segundo trimestre de 2020 essa variação foi negativa em R\$56.784 mil.

Por outro lado, a Companhia mantém aplicações financeiras em fundos cambiais com o objetivo de acompanhar a variação do dólar contra o real, uma vez que boa parte do passivo da Companhia é em dólar, visando, portanto, se proteger da variação cambial.

### Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social						
	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Correntes	(17.986)	(5.316)	238,3%	(20.149)	(12.670)	59,0%
Diferidos	(14.091)	9.754	-244,5%	(613)	85.899	-100,7%
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(32.077)</b>	<b>4.438</b>	<b>-822,8%</b>	<b>(20.762)</b>	<b>73.229</b>	<b>-128,4%</b>

Como consequência do maior resultado observado no segundo trimestre de 2021, os impostos correntes foram 238,3% mais altos do que no mesmo período de 2020, passando de R\$5.316 mil para R\$17.986 mil.

Já na linha de impostos diferidos, a principal variação é observada na linha de prejuízo fiscal acumulado. A controlada Potiguar E&P utilizou parte do seu prejuízo fiscal acumulado, acarretando em uma variação negativa de R\$12.568 mil nos impostos diferidos do período.



Índice





**Demonstração de fluxo de caixa consolidada** (em milhares de R\$)

	2T21	2T20	Δ%	1S21	1S20	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	126.643	(19.594)	-746,3%	102.438	(224.426)	-145,6%
Depreciação, amortização e depleção	68.381	53.107	28,8%	129.433	106.377	21,7%
Juros e variações cambiais, líquidas	(102.997)	77.641	-232,7%	872	326.270	-99,7%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	24.470	3.044	703,9%	56.740	23.521	141,2%
Outros ajustes ao lucro	2.830	(813)	-448,1%	8.586	9.787	-12,3%
Varição de ativos e passivos	16.825	2.877	484,8%	(8.492)	(31.980)	-73,4%
Juros pagos	(15.564)	(22.144)	-29,7%	(31.331)	(32.129)	-2,5%
<b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>120.588</b>	<b>94.118</b>	<b>28,1%</b>	<b>258.246</b>	<b>177.420</b>	<b>45,6%</b>
Adições ao imobilizado e ao intangível	(61.073)	(10.352)	490,0%	(187.078)	(61.070)	206,3%
Aplicações financeiras	(872.773)	(73.957)	1080,1%	(870.548)	(130.591)	566,6%
<b>Caixa aplicado nas atividades de investimento</b>	<b>(933.846)</b>	<b>(84.309)</b>	<b>1007,6%</b>	<b>(1.057.626)</b>	<b>(191.661)</b>	<b>451,8%</b>
Captação de financiamento	-	-	n.a.	60.479	-	n.a.
Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis	(73.480)	(7.676)	857,3%	(134.653)	(10.785)	1148,5%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	1.111.648	1.015	109422,0%	1.111.648	3.375	32837,7%
<b>Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento</b>	<b>1.038.168</b>	<b>(6.661)</b>	<b>-15685,8%</b>	<b>1.037.474</b>	<b>(7.410)</b>	<b>-14101,0%</b>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	224.910	3.148	7044,5%	238.094	(21.651)	-1199,7%



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou R\$26.470 mil, ou 28,1%, no segundo trimestre de 2021, influenciado não só pelo maior EBITDA, que foi R\$12.387 mil maior no período, mas também pela redução do saldo de contas a receber em R\$12.055 mil no período, decorrente de recebimentos que encerraram o mês de março de 2021 em aberto e foram recebidos ao longo do trimestre.

O caixa aplicado nas atividades de investimento aumentou 1.007,6%, ou R\$849.538 mil, no segundo trimestre de 2021, como uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$61.073 mil em adições ao imobilizado e intangível, gerando um aumento de R\$50.721 mil, quando comparado ao segundo trimestre de 2020, por conta, principalmente, da retomada do programa de investimentos da Companhia, que foi reduzido no segundo trimestre de 2020, em virtude da pandemia da Covid-19;
- (II) No segundo trimestre de 2021, efetuamos aplicações financeiras de R\$872.773 mil, um número R\$798.816 mil maior que o aplicado no mesmo período de 2020. Essa variação decorre da aplicação de parte dos recursos obtidos com a abertura de capital da Companhia, que ocorreu em maio de 2021.

O caixa gerado nas atividades de financiamento foi de R\$1.044.829 mil no segundo trimestre de 2021, enquanto em igual período de 2020 foi aplicado R\$6.661 mil. Essa variação decorre, principalmente, dos recursos obtidos com a abertura de capital da Companhia, que ocorreu em maio de 2021.

Como consequência dos itens listados acima, o aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no segundo trimestre de 2021 foi de R\$224.910 mil, enquanto nos primeiros seis meses de 2020 houve um aumento de R\$3.148 mil.



Índice



## 05

## Outros destaques do balanço

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

Em 30 de junho de 2021, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$1.274.514 mil, um aumento de 668,4% quando comparado aos saldos de 31 de dezembro de 2020.

As aplicações financeiras da Companhia referem-se majoritariamente a investimentos em Fundo Cambial (56%), pois a Administração optou por investir parte dos recursos captados na sua Oferta Pública Inicial de Ações neste tipo de investimento como forma de se proteger da variação cambial tendo em vista que suas dívidas bancárias (e de suas Controladas) e pagamentos remanescentes à Petrobras referentes às aquisições de ativos são denominadas em dólar norte-americano. As demais aplicações financeiras referem-se a operações de renda fixa (CDB - Certificado de Depósito Bancário e operações compromissadas), mantidas com bancos de 1ª linha.

#### Endividamento líquido (em milhares de R\$)

	2T21	2T20	Δ%
FINEP	2.307	3.320	-30,5%
Empréstimos bancários	831.307	1.084.034	-23,3
Custos a amortizar	(28.631)	(42.803)	-33,1%
<b>Dívida bruta</b>	<b>804.983</b>	<b>1.044.551</b>	<b>-22,9%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	268.955	34.614	677,0%
Aplicações financeiras	1.005.559	140.773	614,3%
<b>(Caixa líquido) Dívida líquida</b>	<b>(469.531)</b>	<b>869.164</b>	<b>n.m.</b>
<b>EBITDA dos últimos 12 meses</b>	<b>513.095</b>	<b>314.611</b>	<b>63,1%</b>
<b>(Caixa líquido) Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses</b>	<b>-0,92 x</b>	<b>2,76 x</b>	<b>-3,68 x</b>

A Companhia apresentou caixa líquido de R\$469.531 mil no segundo trimestre de 2021, comparado a uma dívida líquida de R\$869.164 mil em igual período de 2020. Essa variação é decorrente, basicamente, dos recursos obtidos com a abertura de capital, explicados em tópicos anteriores.

A movimentação dos saldos de empréstimos e financiamentos no semestre está demonstrada abaixo:



Índice



**Movimentação dos empréstimos e financiamentos** (em milhares de R\$)

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>894.040</b>
Captação de empréstimos	60.479
Pagamentos de principal	(123.437)
Juros pagos	(31.331)
Juros provisionados	29.716
Amortização do custo de aquisição	6.796
Variação cambial	(31.280)
<b>Saldo em 30 de junho de 2021</b>	<b>804.983</b>

Considerando as parcelas a pagar dos ativos adquiridos e/ou que se encontram com contratos assinados em fase de transição, excluindo os efeitos de reajuste e geração de caixa dos ativos, a Companhia possui saldo de US\$ 291,3 milhões em pagamentos a realizar distribuídos ao longo dos próximos 4 anos, dos quais US\$ 85,0 milhões são contingentes ligados ao valor médio do Brent.



Notas: (1) datas de encerramento esperadas. Para ser confirmado. (2) Ajuste de preços no fechamento

**Earn-outs Miranga (US\$ MM)**

Brent médio	2022	2023	2024	Total
Abaixo de \$50	-	-	-	-
Entre \$50 e \$55	10.0	10.0	5.0	25.0
Entre \$55 e \$60	15.0	15.0	10.0	40.0
Entre \$60 e \$65	20.0	20.0	15.0	55.0
Acima de \$65	27.5	27.5	30.0	85.0

Pagamentos contingentes de acordo com o valor médio do petróleo Brent ICE datado em cada ano, conforme tabela, a pagar em março do ano seguinte.



Índice



### 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 30 de junho de 2021, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge:

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/06/2021	Quantidade 30/06/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 30/06/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	58,52	527.860	(41.914)
De 3 a 6 meses	57,82	557.240	(40.252)
De 6 a 12 meses	56,10	993.200	(69.518)
De 1 a 2 anos	51,85	1.784.567	(132.766)
De 2 a 3 anos	53,13	1.281.000	(63.879)
<b>Total</b>	<b>54,32*</b>	<b>5.143.867</b>	<b>(348.329)</b>

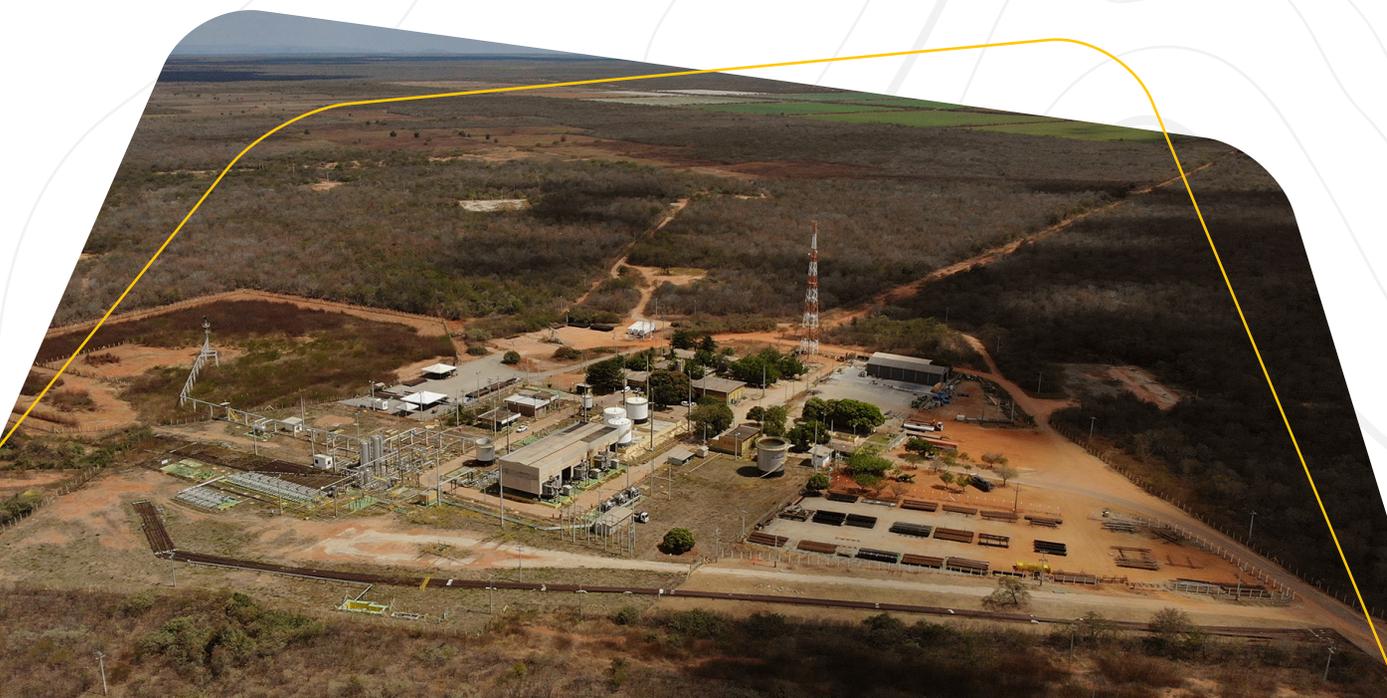
\* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de junho de 2021.



Índice



30



## 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



	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes <sup>(1)</sup>	(Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MUS\$) <sup>(2)</sup>
	Reconcavo <sup>(3)</sup>	Potiguar <sup>(4)</sup>	Miranga <sup>(5)</sup>	sub-total	Reconcavo <sup>(3)</sup>	Potiguar <sup>(4)</sup>	Miranga <sup>(5)</sup>	sub-total				
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				(em milhares de boes)			
<b>Reservas Líquidas</b>												
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
<b>Total de reservas provadas (1P)</b>	<b>5.038,9</b>	<b>16.176,0</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.214,9</b>	<b>2.760,0</b>	<b>15.955,7</b>	<b>n.a.</b>	<b>18.715,7</b>	<b>24.334,1</b>	<b>87,2%</b>	<b>12,8%</b>	<b>364.302,5</b>
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
<b>Total de reservas provadas + prováveis (2P)</b>	<b>5.477,0</b>	<b>21.644,1</b>	<b>n.a.</b>	<b>27.121,0</b>	<b>3.004,1</b>	<b>18.339,8</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.343,8</b>	<b>30.678,3</b>	<b>88,4%</b>	<b>11,6%</b>	<b>464.250,1</b>
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
<b>Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)</b>	<b>5.868,1</b>	<b>23.783,5</b>	<b>n.a.</b>	<b>29.651,6</b>	<b>3.042,4</b>	<b>18.903,8</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.946,2</b>	<b>33.309,3</b>	<b>89,0%</b>	<b>11,0%</b>	<b>499.196,5</b>
<b>Recursos Contingentes</b>												
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
<b>Total (1P + 1C)</b>	<b>14.080,5</b>	<b>35.357,2</b>	<b>18.639,9</b>	<b>68.077,6</b>	<b>6.789,0</b>	<b>44.918,7</b>	<b>175.918,7</b>	<b>227.626,4</b>	<b>106.015,4</b>	<b>64,2%</b>	<b>35,8%</b>	<b>802.438,7</b>
<b>Total (2P + 2C)</b>	<b>19.395,9</b>	<b>47.741,4</b>	<b>22.309,6</b>	<b>89.446,9</b>	<b>8.698,2</b>	<b>55.644,6</b>	<b>217.971,7</b>	<b>282.314,5</b>	<b>136.499,3</b>	<b>65,5%</b>	<b>34,5%</b>	<b>995.886,4</b>
<b>Total (3P + 3C)</b>	<b>22.878,4</b>	<b>54.011,2</b>	<b>23.193,3</b>	<b>100.082,9</b>	<b>10.218,1</b>	<b>59.386,4</b>	<b>222.590,9</b>	<b>292.195,5</b>	<b>148.782,1</b>	<b>67,3%</b>	<b>32,7%</b>	<b>1.087.177,2</b>

**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 (SSMS)

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 segundo trimestre, tivemos 661.314 horas trabalhadas com zero incidente com perda de tempo.

Para fortalecer a nossa cultura de SSMS, ao longo do segundo trimestre, demos continuidade ao programa Líder Seguro, destacando ações e treinamentos para alta e média liderança, equipe de serviços e SSMS. A PetroReconcavo, através desse Programa, busca desenvolver seus líderes para serem os protagonistas da Cultura de Segurança, estimulando sua percepção de riscos, com objetivo de interromper a cadeia que gera o acidente.

No mês de abril foi realizada a campanha com o tema do ABRIL VERDE, promovendo momentos de reflexão para a conscientização e promoção da melhoria contínua nas questões de Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional.

No dia 22 de maio atingimos um marco histórico de 1.000 dias sem acidentes com perda de tempo no Distrito Recôncavo. Nesta data celebramos e reconhecemos as principais lideranças que se destacaram nos temas de Saúde e Segurança do Trabalho. Até 30 de junho de 2021, seguimos sem acidentes com perda de tempo no Distrito Recôncavo.

Realizamos a Campanha Maio Amarelo de Prevenção de Acidentes do Trânsito, envolvendo toda a Companhia. Durante a campanha foram realizados treinamentos teóricos e práticos, onde participaram 197 colaboradores correspondendo a um total de 1.182 horas de treinamento.



Índice





No dia 5 de junho, Dia Mundial do Meio Ambiente, a PetroReconcavo comemorou a data, promovendo ações ambientais durante toda a semana com a participação dos colaboradores e comunidades do entorno.

Ainda no mês de junho, o projeto "Controle dos Riscos Ocupacionais na Desparafinação de Tubos Petrolíferos", realizado pela equipe de Serviços da PetroReconcavo, foi escolhido como um dos três ganhadores na categoria Higiene Ocupacional do Prêmio Proteção Brasil 2021, promovido pela Revista Proteção, que destaca iniciativas em prol da saúde e segurança do trabalhador.

Por fim, iniciamos recentemente os estudos e preparativos para que a Companhia possa gerar e emitir no primeiro semestre de 2022 o seu primeiro relatório de sustentabilidade no padrão da Global Reporting Initiative – "GRI" referente ao ano calendário de 2021.

Essas ações demonstram o compromisso da PetroReconcavo em fortalecer a cultura de Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade em alinhamento aos valores da Companhia.



Índice



**Anexo 1 – Balanço Patrimonial**

PETRORECONCAVO S.A. E CONTROLADAS

**Balanço Patrimonial em 30 de junho de 2021**

(Em milhares de Reais – R\$)

ATIVO	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Controladora		Consolidado	
	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020		30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
<b>CIRCULANTE</b>					<b>CIRCULANTE</b>				
Caixa e equivalentes de caixa	217.910	11.663	268.955	30.861	Fornecedores	51.175	49.022	81.808	80.089
Aplicações financeiras	894.672	9.993	941.890	66.414	Salários e encargos sociais	17.579	12.002	23.028	16.065
Contas a receber de clientes	36.830	52.578	133.067	108.733	Tributos a recolher	2.739	14.083	54.253	22.762
Estoques	-	127	869	1.211	Empréstimos e financiamentos	45.253	1.355	261.795	212.931
Dividendos a receber	304	304	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	9.272	5.995	17.098	15.241
Impostos a recuperar	14.348	13.457	25.707	22.433	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	151.685	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	80.506	Dividendos a pagar	2	2	2	2
Outros ativos	5.126	11.161	6.331	12.826	Provisão para abandono de poços	-	-	6.301	6.301
Total dos ativos circulantes	1.169.190	99.283	1.376.819	322.984	Outras contas a pagar	51	1.168	76	1.170
					Total dos passivos circulantes	126.071	83.627	596.046	354.561
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Aplicações financeiras	-	-	63.669	68.597	Empréstimos e financiamentos	904	1.379	543.188	681.109
Partes relacionadas	4.477	20.460	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	2.786	5.100	3.263	7.646
Impostos a recuperar	493	14	7.686	562	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	196.645	17.886
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	56.576	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	5.180	4.965	5.180	4.965
Depósitos judiciais	2.514	2.237	2.588	2.311	Provisão para abandono de poços	11.729	10.914	37.248	33.810
Outros ativos	240	475	240	475	Total dos passivos não circulantes	20.599	22.358	785.524	745.416
Imposto de renda e contribuição social diferidos	32.767	2.482	187.162	3.070					
Investimentos	433.571	560.003	-	-	<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>				
Imobilizado	378.297	386.092	1.610.695	1.599.890	Capital social	1.812.336	674.941	1.812.336	674.941
Direito de uso em arrendamento	11.557	10.528	18.743	20.680	Reserva de capital	31.158	31.158	31.158	31.158
Intangível	4.262	4.607	4.666	5.028	Reservas de lucros	160.945	160.945	160.945	160.945
Total dos ativos não circulantes	868.178	986.898	1.895.449	1.757.189	Lucros acumulados	81.676	-	81.676	-
					Ajustes de avaliação patrimonial	(229.898)	78.671	(229.898)	78.671
					Transação de capital	34.481	34.481	34.481	34.481
					Total do patrimônio líquido	1.890.698	980.196	1.890.698	980.196
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>2.037.368</b>	<b>1.086.181</b>	<b>3.272.268</b>	<b>2.080.173</b>	<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>2.037.368</b>	<b>1.086.181</b>	<b>3.272.268</b>	<b>2.080.173</b>



Índice



**Anexo 2 - Demonstração do Resultado**

PETRORECONCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração do resultado para o período de três e seis meses  
findo em 30 de junho de 2021

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

	Controladora				Consolidado			
	01/04/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2021 30/06/2021	01/01/2020 30/06/2020	01/04/2021 a 30/06/2021	01/04/2020 a 30/06/2020	01/01/2021 30/06/2021	01/01/2020 30/06/2020
RECEITA LÍQUIDA	72.585	60.850	146.349	140.190	249.110	185.488	494.898	381.036
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS - LUCRO BRUTO	(59.073)	(45.046)	(112.662)	(104.718)	(166.331)	(111.882)	(319.429)	(240.487)
	13.512	15.804	33.687	35.472	82.779	73.606	175.469	140.549
RECEITAS (DESPESAS)								
Gerais e administrativas	(16.166)	(6.667)	(25.732)	(19.200)	(18.188)	(8.311)	(29.471)	(23.193)
Outras receitas (despesas), líquidas	637	1.638	1.327	2.236	(1.618)	565	(12.445)	563
Resultado de participações societárias	105.928	(17.764)	79.237	(157.062)	-	-	-	-
Total	90.399	(22.793)	54.832	(174.026)	(19.806)	(7.746)	(41.916)	(22.630)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	103.911	(6.989)	88.519	(138.554)	62.973	65.860	133.553	117.919
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas financeiras	5.276	412	11.241	652	5.335	4.035	20.878	4.437
Despesas financeiras	(2.412)	(1.339)	(4.103)	(2.953)	(30.962)	(33.412)	(54.023)	(61.591)
Variação cambial, líquida	(14.462)	(1.856)	(17.414)	(6.154)	89.297	(56.077)	2.030	(285.191)
	(11.598)	(2.783)	(10.276)	(8.455)	63.670	(85.454)	(31.115)	(342.345)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	92.313	(9.772)	78.243	(147.009)	126.643	(19.594)	102.438	(224.426)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL								
Corrente	788	(5.381)	(3.535)	(12.670)	(32.958)	(5.286)	(37.417)	(12.670)
Diferido	1.262	18	4.537	4.393	(14.091)	9.754	(613)	85.899
Redução - incentivo fiscal	203	-	2.431	-	14.972	(30)	17.268	-
	2.253	(5.363)	3.433	(8.277)	(32.077)	4.438	(20.762)	73.229
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	94.566	(15.135)	81.676	(155.286)	94.566	(15.156)	81.676	(151.197)
Lucro (Prejuízo) por ação ordinária e preferencial - R\$	0,4374	(0,0903)	0,4254	(0,9267)				
Lucro (Prejuízo) diluído por ação ordinária e preferencial - R\$	0,4350	(0,0897)	0,4227	(0,9202)				



Índice



**Anexo 3 – Demonstração do Fluxo de Caixa**

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração dos fluxos de caixa para o período de seis meses  
findo em 30 de junho de 2021

(Em milhares de Reais - R\$)

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2021	30/06/2020	30/06/2021	30/06/2020
<b>FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES</b>				
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro	78.243	(147.009)	102.438	(224.426)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) antes dos impostos do período com o caixa gerado pelas atividades operacionais				
Juros e variações cambiais líquidas	(4.777)	202	(1.920)	324.910
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	-	-	355	(565)
Juros e variações cambiais sobre arrendamento mercantil	999	7.209	2.437	1.925
Depreciação e depleção do imobilizado	36.264	36.432	119.186	97.343
Amortização do intangível	438	355	488	398
Depreciação de direito de uso	3.345	5.463	9.759	8.636
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	41	-	6.796	9.266
Provisão para perda em estoques	-	-	-	(63)
Equivalência patrimonial	(79.237)	157.062	-	-
Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	215	989	215	989
Atualização da provisão para abandono de poços	815	870	3.438	2.544
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	23.801	21.658	56.740	23.521
<b>VARIAÇÕES NOS ATIVOS</b>				
Contas a receber de clientes	15.748	(8.009)	(24.334)	(16.121)
Estoques	127	-	342	130
Impostos a recuperar	(1.370)	2.964	(10.398)	(4.176)
Depósitos judiciais	(277)	(20)	(277)	(20)
Outros ativos	6.270	(23)	6.730	(5.531)
<b>VARIAÇÕES NOS PASSIVOS</b>				
Fornecedores	2.153	(9.383)	1.719	(10.009)
Salários e encargos sociais	5.577	5.598	6.963	8.214
Impostos a recolher	(12.180)	(7.966)	11.857	(4.095)
Outras contas a pagar	(1.117)	(372)	(1.094)	(372)
Juros pagos	(767)	(168)	(31.331)	(32.129)
Juros de arrendamento mercantil pago	(421)	(1.080)	(1.348)	(1.525)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(268)	(135)	(515)	(1.424)
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>73.622</b>	<b>64.637</b>	<b>258.246</b>	<b>177.420</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS</b>				
Empréstimos para partes relacionadas	(13.167)	2.642	-	-
Recebimento de juros sobre empréstimos com partes relacionadas	-	7	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	(13.200)	-	-	-
Investimentos em aplicações financeiras	(884.679)	(14.441)	(870.548)	(130.591)
Adições ao imobilizado	(52.271)	(35.818)	(186.952)	(60.810)
Adições ao intangível	(93)	(513)	(126)	(260)
Aumento de capital social em controladas	(60.550)	-	-	-
<b>CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>(1.023.960)</b>	<b>(48.123)</b>	<b>(1.057.626)</b>	<b>(191.661)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>				
Captação de financiamento	60.479	-	60.479	-
Pagamentos de financiamentos	(11.554)	(950)	(123.437)	(950)
Amortização de arrendamento mercantil - principal	(3.988)	(9.266)	(11.216)	(9.835)
Aumento de capital social	1.187.375	3.375	1.187.375	3.375
Custo para emissão de ações	(75.727)	-	(75.727)	-
Caixa recebido (aplicado) nas atividades de financiamento	1.156.585	(6.841)	1.037.474	(7.410)
<b>Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>206.247</b>	<b>9.673</b>	<b>238.094</b>	<b>(21.651)</b>
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	217.910	29.650	268.955	34.614
<b>Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>206.247</b>	<b>9.673</b>	<b>238.094</b>	<b>(21.651)</b>



Índice





voltar



[ri.petroreconcavo.com.br](http://ri.petroreconcavo.com.br)