

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Quarto Trimestre de 2021 e Anual de 2021

Teleconferência de Resultados
do 4T21 & 2021

Quarta-feira, 23 de março de 2022
11h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques de 4T21 & 2021

Mensagem da Administração

- 01 [Portfólio de Ativos](#)
- 02 [Desempenho Operacional](#)
- 03 [Desempenho Financeiro Consolidado](#)
- 04 [Outros destaques do balanço](#)
- 05 [Certificação de Reservas](#)
- 06 [SSMS & ASG \(Ambiental, Social e Governança\)](#)
- 07 [Relacionamento com os Auditores Independentes](#)

[Anexo 1 - Balanço Patrimonial](#)

[Anexo 2 - Demonstração do Resultado](#)

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



Mata de São João, 22 de março de 2022 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre (4T21) e consolidados do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021 (2021). 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 4T21 & 2021

- Crescimento de 38,1% e de 4,6%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no 4T21, comparado ao 4T20; e 32,1% e 12,7% no ano de 2021 quando comparado a 2020. O EBITDA ajustado desconsiderando-se o efeito do hedge apresentou crescimento de 131,6% no 4T21, comparado ao 4T20 e de 85,4% no ano de 2021 quando comparado a 2020;
- Lucro líquido no 4T21 de R\$72,3 milhões e R\$176,9 milhões em 2021;
- Crescimento de 20,8% na produção total do 4T21 vs. 4T20 e de 10,9% em 2021, quando comparado a 2020;
- Em 2021 a Companhia registrou redução de 80% no indicador de segurança de acidente com afastamento (LTIR 2020: 1,47 para LTIR 2021: 0,3);
- A Companhia e suas subsidiárias assinaram contrato com a Potigás, PBGás e Bahiagás para suprimento de gás natural, e como evento subsequente, iniciou fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2022;
- A Companhia deu seguimento a Campanha de Perfuração no Ativo Potiguar, tendo perfurado 10 poços durante o 4T21, e outros 5 poços em janeiro e fevereiro de 2022;
- A Companhia concluiu as aquisições dos Polos Miranga e Remanso em dezembro de 2021, passando a operar os campos que compõem o Ativo Bahia de forma integrada, buscando capturar sinergias logísticas e operacionais.



Índice



03



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

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita líquida	285.362	206.628	38,1%	1.040.604	787.841	32,1%
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	72.297	63.096	14,6%	176.899	(81.759)	n.m.
Margem Líquida ¹	25,34%	30,54%	-17,0%	17,00%	-10,38%	n.m.
EBITDA ²	137.221	131.194	4,6%	534.806	474.405	12,7%
Margem de EBITDA ³	48,09%	63,49%	-24,3%	51,39%	60,22%	-14,7%
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	207.160	89.463	131,6%	591.647	319.142	85,4%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	58,31%	54,25%	7,5%	53,91%	50,45%	6,9%
Dívida Líquida ⁶	1.131.537	728.168	55,4%	1.131.537	728.168	55,4%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	2,12 x	1,53 x	37,8%	2,12 x	1,53 x	37,8%
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	13.641	11.290	20,8%	12.391	11.146	11,2%
Produção bruta (em boe) ⁸	1.255.047	1.038.680	20,8%	4.522.684	4.079.436	10,9%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 75,34	R\$ 50,84	48,2%	R\$ 69,35	R\$ 54,21	27,9%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ média ¹⁰	R\$ 5,58	R\$ 5,40	3,5%	R\$ 5,39	R\$ 5,16	4,5%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$13,50	\$9,42	43,2%	\$12,86	\$10,51	22,4%
Preço à vista do médio do Petróleo Brent ¹²	\$79,73	\$44,23	80,3%	\$70,43	\$41,96	67,8%

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 àquelas utilizadas por outras companhias.

(3) Margem EBITDA corresponde ao EBITDA do período dividido pela receita líquida do período. A Margem 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) Calculamos o EBITDA ajustado pelo Hedge partindo do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. O EBITDA ajustado pelo Hedge não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA ajustado de maneira diferente da Companhia. O EBITDA ajustado é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

(5) Margem EBITDA ajustado corresponde ao EBITDA ajustado pelo Hedge do exercício dividido pela receita líquida, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. A Margem EBITDA ajustado 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.

(6) Representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(7) 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.

(8) Volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivale a 6,289731518 barril de óleo equivalente (boe).

(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. 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 "3. Desempenho Financeiro Consolidado".

(10) 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.

(11) 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.

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



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05



Em 2021 realizamos nossa oferta pública inicial de distribuição de ações no Novo Mercado, segmento da B3 destinado a companhias com o mais elevado padrão de governança corporativa, um passo importante em busca de um modelo de crescimento viável para a Companhia. E com muita resiliência, disciplina na alocação de capital e visão de futuro nos tornamos uma companhia concessionária de 59 campos de petróleo e gás em duas bacias, que diversificou sua base de clientes, acelerou seu processo de expansão e que dialoga com transparência e proatividade com investidores, clientes e comunidades onde atua.

Encerramos o ano com um crescimento de 32,1% em nossa receita líquida e 12,7% no EBITDA, além de 10,9% na produção total, quando comparados ao ano anterior. O EBITDA ajustado, desconsiderando-se o efeito do hedge, apresentou crescimento de 85,4% no ano de 2021 quando comparado a 2020, totalizando R\$591,6 milhões em 2021. Esses resultados se devem, principalmente, à nossa capacidade técnica e operacional para executar uma aceleração segura e eficaz no desenvolvimento dos campos operados pela Companhia. Seguimos com nossa estratégia de ampliação da capacidade de execução, sobretudo com a ampliação da nossa estrutura de sondas e serviços, qualificação e ampliação do nosso time de colaboradores, e busca incessante de melhorias de produtividade.

Continuamos também a focar na maximização de valor da produção e comercialização de gás natural, buscando capturar as melhores oportunidades geradas nesse novo mercado, que tem um enorme potencial e que está apenas começando a ser desenvolvido num ambiente competitivo no nosso país. O gás natural é considerado um combustível da transição e funciona de forma muito efetiva como energia de base, viabilizando outras fontes de energias renováveis. Queremos ser uma companhia cada vez mais relevante neste mercado, para caminhar em busca de soluções energéticas mais sustentáveis.

O recém incorporado Polo Miranga, no Recôncavo baiano é uma peça fundamental neste movimento de ampliação da representatividade do gás no nosso portfólio de produção e reservas. Ao somarmos Miranga a um portfólio de ativos que já vinha demonstrando incrementos significativos na produção de gás, especialmente no Polo de Riacho da Forquilha, conseguimos nos posicionar como a mais relevante operadora independente no mercado de fornecimento de gás natural no Nordeste.





Em fevereiro de 2022 divulgamos Relatório de Reservas data base de 31 de dezembro de 2021 apresentando certificação de 155,9 MMBOE de reservas brutas de óleo e gás de titularidade da Companhia (*Working Interest*) classificadas como 2P (provadas + prováveis), com um incremento de 5,3 MMBOE e uma taxa de reposição de reservas de 196% com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2020. Destacamos o significativo aumento de 125,6% no PV10, totalizando US\$ 2.246,6 milhões, que é fruto de uma combinação do aumento no volume das reservas, do aumento de preços do petróleo (curva Brent futuro) e da melhor monetização do gás natural e seus subprodutos com base nos novos contratos.

Para maiores detalhes acerca das premissas embutidas nos relatórios de certificação, favor conferir a íntegra dos relatórios em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/relatorios-de-certificacao-de-reservas/>.

A Companhia segue atenta a oportunidades de crescimento inorgânico, ao mesmo tempo em que se mantém focada na execução de seu plano de negócios. O ano de 2021 foi um ano de muitas realizações e de aprendizados, que servirão de impulso para novas conquistas.

Iniciamos 2022 com muito entusiasmo e já colhendo muitos dos frutos plantados no ano passado. Nossa produção vem apresentando crescimento significativo nos últimos meses como resultado do sucesso da nossa campanha de perfuração, do aumento na frota de sondas de *workover* e de resultados iniciais que vêm superando as expectativas no Polo Miranga. Além disso, a partir de janeiro de 2022 iniciamos a comercialização de nossa produção de gás natural, gás liquefeito de petróleo e condensado para novos clientes, com muita confiabilidade e melhores margens. Planejamos continuar acelerando nosso ritmo de execução de projetos visando aumentos de produção, melhorias na segurança operacional e sustentabilidade do negócio. Para tanto, planejamos o maior orçamento de investimentos já aprovado nos 22 anos de história da Companhia.

Mais uma vez, agradecemos o empenho de nossos colaboradores e a confiança dos nossos investidores, credores e parceiros de negócio, reforçando nosso compromisso de alocação disciplinada e segura de nossos recursos, desenvolvendo oportunidades na indústria de óleo e gás visando transformar recursos em valor e sonhos em realidade, com benefícios para a sociedade.

O IPO (Initial Public Offering) da PetroReconcavo aconteceu em 5 de maio de 2021, e foi o primeiro IPO de uma empresa baiana no Novo Mercado da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, levantando R\$1.187 milhões.



01

Portfólio de Ativos

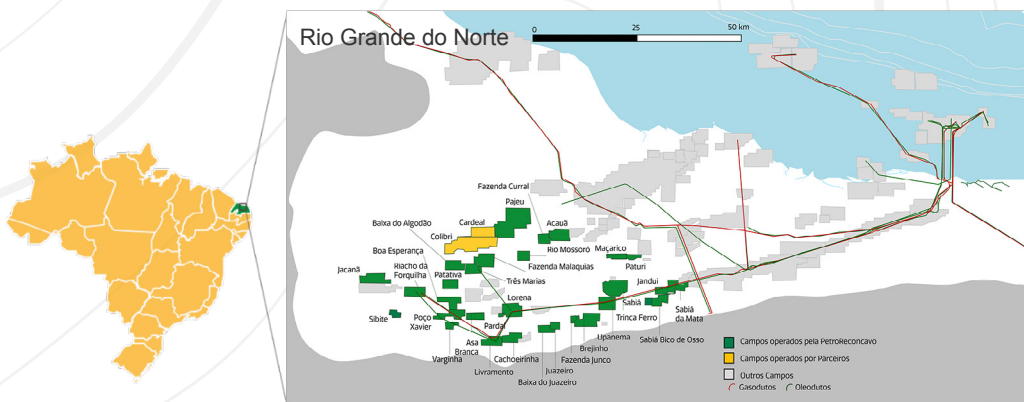
Ativos de produção de óleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos.

Em 31 de dezembro de 2021, operávamos ou éramos concessionários dos seguintes ativos de produção de petróleo e gás natural:

Ativo 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 a ser 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 33 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, que passaram a ser operadas pela Potiguar E&P a partir de junho de 2021, e 1 com a Mandacaru Energia (antiga Partex Brasil Ltda) e operada 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.



Nota:

As concessões de Cardeal e Colibri foram anexadas, passando a formar a concessão Cardeal.

A Potiguar E&P assinou ainda, 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 km², e um Programa Exploratório Mínimo



Índice



("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. 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.

Ativo Bahia Polo Remanso + BTREC

Em 22 de dezembro de 2021, a Companhia concretizou a aquisição 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 Sesmaria, que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor ajustado da aquisição foi de US\$16,3 milhões. A operação foi concluída com o pagamento de US\$ 7,3 milhões para a Petrobras, já com os ajustes previstos no contrato. O valor pago no fechamento se soma ao montante de US\$ 4 milhões pagos à Petrobras na assinatura do contrato de compra e venda. A companhia ainda pagará US\$ 5 milhões um ano após o fechamento da operação, valor a ser corrigido com base nas condições previstas em contrato.

A Companhia já era a operadora dos campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, antiga concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. Este Contrato foi extinto na data da conclusão da aquisição do Polo Remanso, quando esses campos passaram a ser operados como concessões próprias. As concessões deste polo são da chamada "rodada zero" que atualmente se encerram em agosto de 2025, podendo ter seu prazo estendido 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.

Entre os anos de 2003 e 2007, a Recôncavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, adquiriu através de Rodadas de Licitações da ANP, cinco campos do Polo BTREC na parte norte da Bacia do Recôncavo. São eles: 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 também poderão ter seus prazos estendidos mediante solicitação de extensão.



Índice



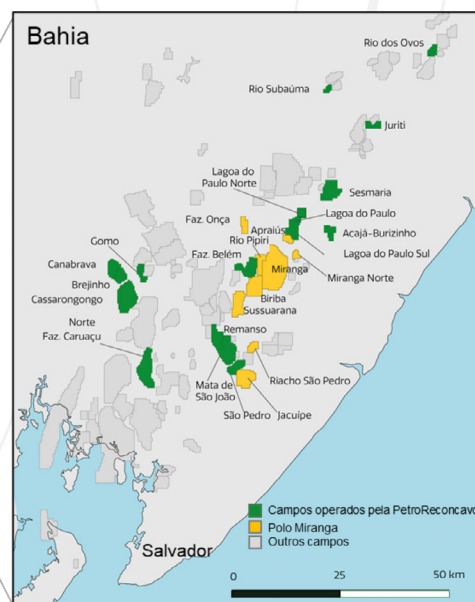
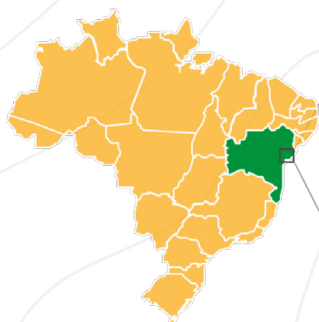
Polo Miranga

Em 06 de dezembro de 2021, a Companhia, através da subsidiária SPE Miranga, concluiu 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, no estado da Bahia.

O valor da aquisição foi de US\$220,1 milhões, considerando as parcelas contingentes previstas em contrato. A Companhia efetuou, na data de conclusão da aquisição, o pagamento de R\$ 268.766.204,04 (duzentos e sessenta e oito milhões, setecentos e sessenta e seis mil duzentos e quatro reais e quatro centavos), equivalentes a US\$47,7 milhões, dos quais US\$44,0 milhões referem-se à parcela devida no fechamento da transação e mais US\$3,7 milhões referentes a aquisição de estoque de materiais de interesse da Companhia. Este montante se somou aos US\$ 11,0 milhões pagos à Petrobras na assinatura do contrato de venda.

Ainda serão devidas as seguintes parcelas como pagamentos diferidos ou contingentes: (i) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses; (ii) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses; (iii) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses; e (iv) 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.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo nos Polos Remanso + BTREC e Polo Miranga:



Índice



02

Desempenho Operacional

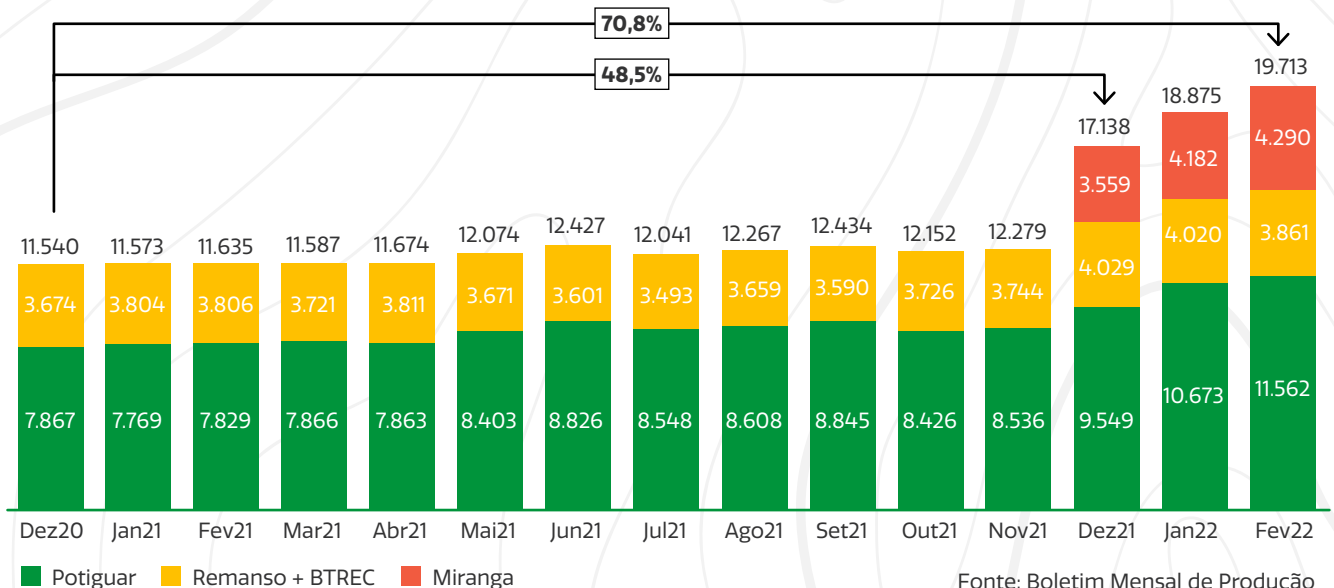
A Companhia fechou o quarto trimestre de 2021 com uma produção média de 13.641 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), já incluindo a partir de dezembro a produção do recém adquirido Polo Miranga incluído no Ativo Bahia. Registramos um crescimento de 20,8% no 4T21, quando comparada ao mesmo período de 2020 e produção média de 12.391 BOED no acumulado do ano de 2021, representando um aumento de 11,2% em relação a 2020, conforme demonstra a tabela abaixo.

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

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Ativo Bahia	4.801	3.857	24,5%	3.965	4.143	-4,3%
Ativo Potiguar	8.840	7.433	18,9%	8.426	7.003	20,3%
Produção bruta diária	13.641	11.290	20,8%	12.391	11.146	11,2%

Fonte: ANP

Com a conclusão da aquisição do Polo Miranga, a Companhia encerrou o ano apresentando um crescimento de 48,5% na produção de dezembro de 2021 quando comparado a dezembro de 2020. Ao considerar o crescimento orgânico do Polo Remanso + BTREC e Ativo Potiguar, o crescimento foi de 17,7% no mesmo período e segue com tendência de alta conforme comunicados de produção já publicados dos meses de janeiro e fevereiro de 2022.

Produção Mensal por Polo | média em barris de óleo equivalentes por dia (boed)

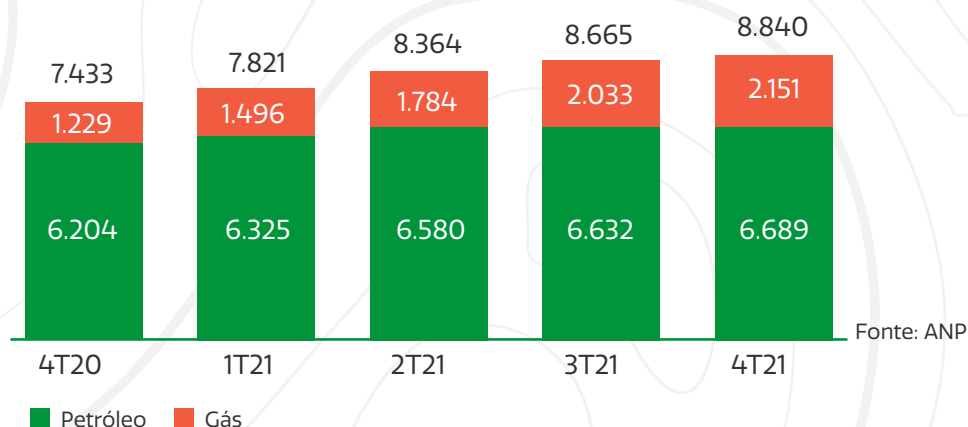
Índice



Ativo Potiguar

No quarto trimestre de 2021, a produção do Ativo Potiguar seguiu a sua trajetória ascendente, tendo crescido 18,9% no 4T21, quando comparada com o quarto trimestre de 2020 – 7,8% de crescimento na produção de óleo e 75,0% de crescimento na produção de gás natural. O ano de 2021 apresentou crescimento de 20,3% em comparação ao ano de 2020, tendo crescido 11,2% na produção de óleo e 69,1% na produção de gás natural. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Ativo Potiguar.

Ativo Potiguar | Produção média diária em barris de óleo equivalentes (boed)



Índice





Os volumes demonstrados na tabela acima representam a produção bruta de participação da Companhia (*Working Interest*) do Ativo Potiguar, incluindo os 32 campos operados pela Companhia e a participação na concessão operada pela parceira Mandacaru Energia (antiga Partex Ltda.).

O gradativo incremento na produção de gás natural está alinhado à melhora nas condições de comercialização reportadas para monetização do produto e na estratégia da Companhia de buscar mais ativamente projetos voltados para a extração de gás e um posicionamento de pioneirismo e liderança no novo mercado do gás.

Ressalta-se que, em adição aos contratos de fornecimento para comercialização do gás natural, a Companhia passou, como evento subsequente, a comercializar em janeiro de 2022 as frações líquidas da sua produção de gás, advindas do processamento contratado na UPGN Guamaré. A Companhia firmou contrato para venda do C5+ (frações mais pesadas) junto à Petrobras e o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), formado pelas frações intermediárias, com a Ultragaz.

A Companhia segue em sua estratégia de verticalização com esforços de ampliação da quantidade de equipamentos de Sondas e Serviços, ampliando a sua capacidade de execução.

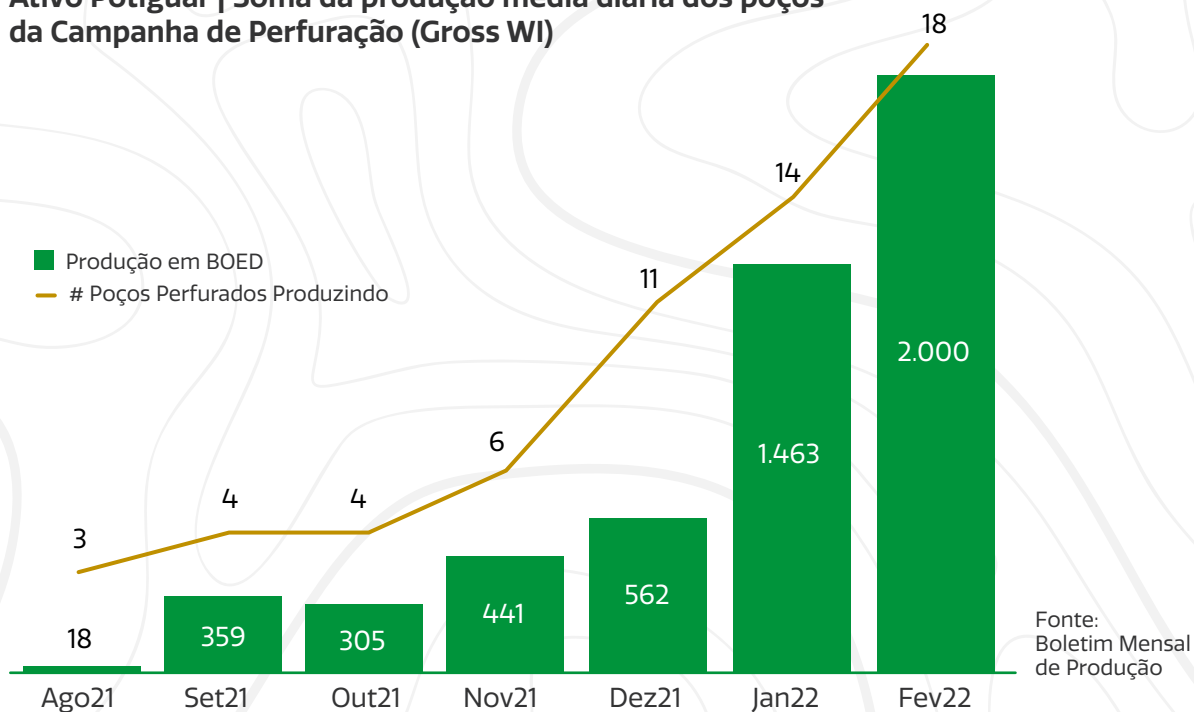
A Companhia iniciou o quarto trimestre de 2021 com três sondas no Ativo Potiguar e incorporou mais uma a partir de novembro de 2021. Com manutenções programadas realizadas no período que totalizaram 63 dias em 2 equipamentos, a Companhia manteve em média 2,7 sondas ativas no trimestre. Durante o trimestre as sondas realizaram 9 projetos de *workover*, 19 projetos de *well service* e concluíram 8 projetos de completação inicial das perfurações.

A Companhia ainda realizou, no mesmo período, a perfuração de 10 novos poços nos campos de Sabiá, Boa Esperança, Paturi e Sabiá Bico-de-Osso. O total investido para a perfuração e completação desses poços no trimestre foi de R\$ 30 milhões. Com este resultado a Companhia encerrou o ano de 2021 com 15 poços recém perfurados, com efeito nos resultados de produção já comunicados ao mercado nos meses de janeiro e fevereiro de 2022, como demonstra o gráfico a seguir:



Índice



**Ativo Potiguar | Soma da produção média diária dos poços da Campanha de Perfuração (Gross WI)**

Os poços perfurados no campo de Boa Esperança tiveram resultados na produção de óleo superiores à expectativa, indicando melhoria nas estimativas econômicas de novos investimentos no campo, potencialmente viabilizando novas locações. A Campanha no campo de Sabiá indicou potencial de incremento na produção de gás, atualmente restrita por condições de facilidades. Nos campos Sabiá Bico-do-Osso e Sabiá da Mata, onde estão as melhores expectativas de retorno por projeto, perfuramos 10 poços e completamos 9 até fevereiro de 2022, confirmando o bom potencial destas jazidas. Planejamos para 2022 a continuação da campanha de perfuração para desenvolvimento destes campos.

Ativo Bahia

No quarto trimestre de 2021, a produção do Ativo Bahia apresentou um aumento de 24,5%, quando comparada com o quarto trimestre de 2020, 0,1% na produção de óleo e 197,1% de crescimento na produção de gás natural, já com a inclusão da produção do Polo Miranga, a partir da conclusão da aquisição e início das operações da Companhia em 07 de dezembro. O consolidado de 2021 apresentou queda de 4,3% em comparação ao ano de 2020, sendo queda de 13,1% na produção de óleo e crescimento de 64,6% de crescimento na produção de gás natural.

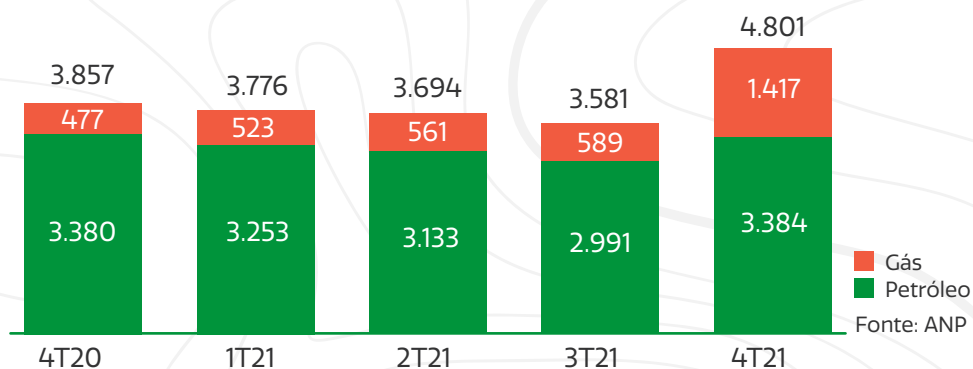


Índice





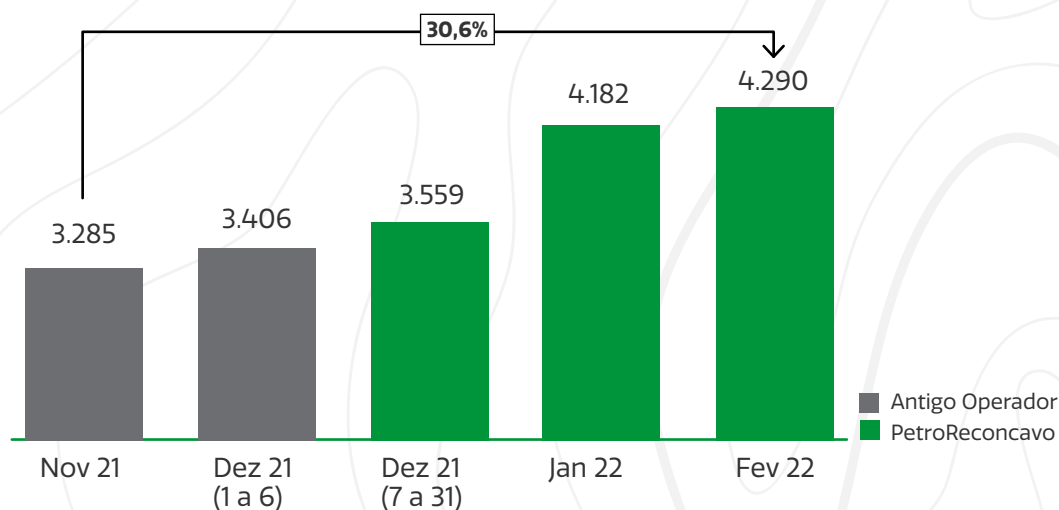
Ativo Bahia | Produção média em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



A estratégia de investimentos do 4T21 no Ativo Bahia contou com a realização de um total 13 projetos de *workover* e 26 *well services*, contando com 2 sondas dedicadas aos Polos Remanso + BTREC e Miranga.

Do total de projetos de *Workover* realizados no período, 5 já foram em poços do Polo Miranga, especialmente projetos de retorno a produção nos campos de Jacuípe. Até final de fevereiro já foram executados no Polo Miranga um total de 16 projetos de *workovers*, refletindo em uma produção média diária de 4.290 boed em fevereiro de 2022, um incremento de 30,6% de produção no Polo quando comparado ao mês de novembro de 2021, último mês completo de produção do antigo operador. Estes resultados nos trazem confiança no enorme potencial do Polo Miranga, e também reafirmam a capacidade de execução da companhia.

Polo Miranga | Produção Média na mudança de Operador em barris de óleo equivalentes por dia (Boed)



Índice



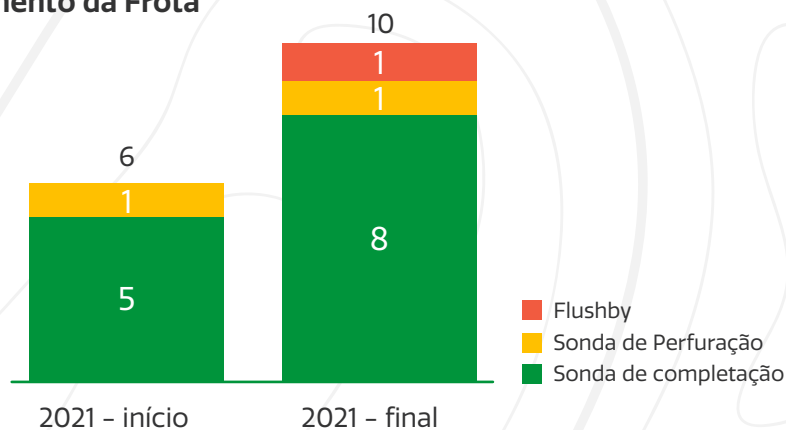


Sondas e Serviços

Iniciamos 2021 com 5 Sondas de *workover* distribuídas entre os Ativos, sendo 2 no Ativo Bahia e 3 no Ativo Potiguar, além de 1 sonda de perfuração e 4 unidades de estimulação. Através de uma estratégia para ampliação da frota, a fim de atender o aumento no volume de atividades e projetos de *workover* e *well service*, encerramos 2021 com 8 Sondas de *workover*, 1 Flushby, além de 1 sonda de perfuração e 5 unidades de bombeio, sendo 4 de estimulação e 1 de cimentação. No primeiro trimestre de 2022 adicionamos mais uma sonda de *workover* e iniciamos a mobilização de equipamentos adicionais previstos para o 2º semestre de 2022.

Com os bons resultados obtidos nos projetos executados, associado à atratividade econômica dos projetos em um cenário construtivo de preços, a Companhia vê na ampliação da frota e mobilização de recursos adicionais um caminho fundamental para aumentar ainda mais sua capacidade de execução.

Sondas | Crescimento da Frota



Desenvolvimento do Gás

Com a abertura do Novo Mercado do Gás, o ano de 2021 foi marcado por ações significativas da Companhia neste segmento. Em julho de 2021, nossa subsidiária, Potiguar E&P foi declarada vencedora no 1º Processo de Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022 e 2023, da Potigás Companhia Potiguar de Gás e em outubro de 2021 declarada vencedora da Chamada Pública para Aquisição de Gás Natural para 2022 e 2023 da Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS.



Índice





No decorrer do segundo semestre, a Companhia cumpriu as condições precedentes para a concretização dos negócios, celebrando os seguintes contratos: (i) um contrato de acesso à infraestrutura de escoamento da Petrobras interligando a Potiguar E&P até a Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras em Guararé; (ii) um contrato de Processamento de Gás Natural na UPGN Guararé; e (iii) um contrato de acesso à malha de transporte operada pela TAG, permitindo o transporte do gás natural a partir da UPGN Guararé até os pontos de entrega das distribuidoras (city gates).

Em dezembro de 2021 a Companhia e a sua subsidiária, SPE Miranga S.A., assinaram Contrato de Compra e Venda de Gás Natural – Contrato Swap Venda, com a Petrobras, possibilitando a antecipação do acesso às infraestruturas necessárias para a comercialização da produção de gás natural e derivados líquidos no Estado da Bahia. A Companhia já havia firmado contrato de fornecimento de Gás Natural junto a Bahiagás, Companhia de Gás da Bahia, obtido as autorizações regulatórias e tributárias e celebrado os contratos de transporte de gás natural junto à Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG permitindo comercialização para qualquer localidade conectada à malha desta companhia de transporte.

Hoje é possível comercializar o gás natural a partir de qualquer Ativo para qualquer um dos atuais clientes e os contratos incluem cláusulas que permitem a comercialização de excedente de produção.

Como evento subsequente, a partir de 01 de janeiro de 2022, a Companhia e suas subsidiárias iniciaram o fornecimento a 3 distribuidoras estaduais de gás natural canalizado, conforme segue:

Bahiagás com volume inicial de 400 mil m³/dia de gás natural, bem como um incremento anual da quantidade diária contratada de acordo com a curva de produção prevista para os ativos pelo prazo de 5 anos;

Companhia Paraibana de Gás – PBGás, pelo prazo de 2 anos, de 80 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2022 e 100 mil m³/dia de gás natural a partir de janeiro de 2023;

Companhia Potiguar de Gás – Potigás, entrega de 236 mil m³/dia de gás natural, com duração de dois anos.

Além da distribuição do gás seco, a Companhia comercializa os líquidos produzidos após o tratamento do gás, sendo no Ativo Bahia o C3+ (NGL) para a Petrobras e no Ativo Potiguar, o LPG para Ultragás e o C5+ para a Petrobras, conforme esquema abaixo.

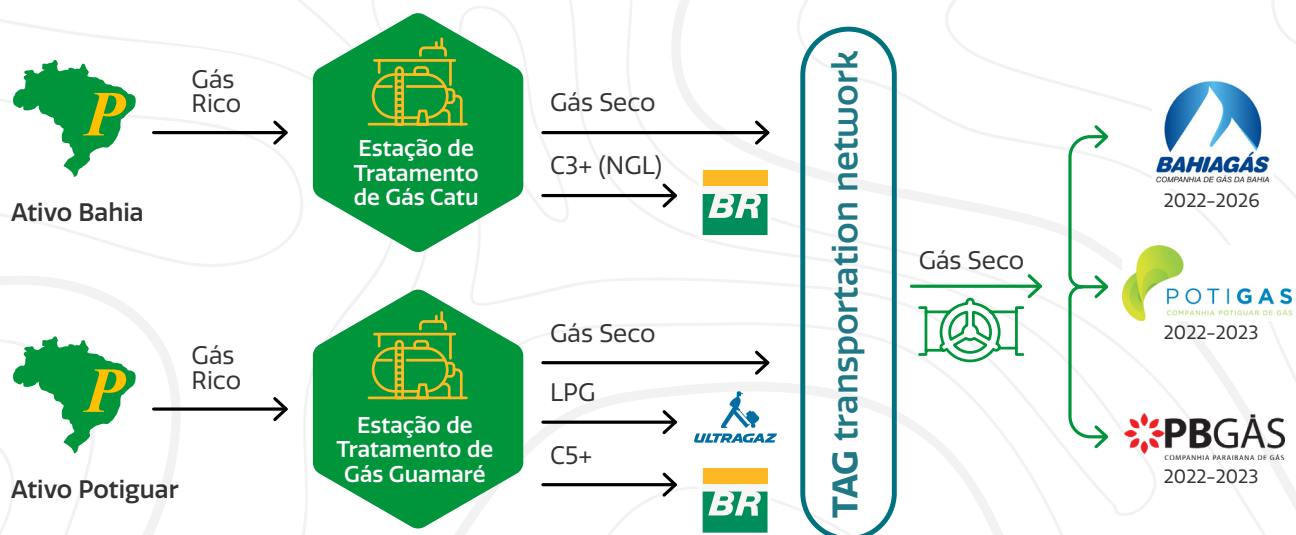


Índice





Gás | Esquema de processamento e produtos



Dando seguimento a sua estratégia de desenvolvimento no mercado do gás, além da comercialização e da otimização da produção, a Companhia vem executando projetos para ampliação e aumento da confiabilidade da infraestrutura de escoamento e compressão do gás.



Índice





Ampliação da capacidade e confiabilidade dos sistemas de compressão

Alinhado a estratégia de otimização de sua produção de gás, a Companhia executou uma série de projetos para evitar potenciais gargalos de infraestrutura de facilidades para escoamento de sua produção.

Ativo Potiguar

Em 2021, iniciou-se a execução da estratégia de aumento da confiabilidade dos equipamentos de compressão da Potiguar E&P com as manutenções de grande porte. Também foram empreendidas iniciativas para aumento de capacidade, sobretudo através do retorno à operação de máquinas que estavam paradas. Um valor superior a R\$ 13 milhões foi investido em *overhauls* de motores e compressores, aumentando a capacidade instalada no Ativo em 70 mil m³/d. A capacidade nominal instalada em dezembro de 2021 era de 576 mil m³/d e a Companhia já tem projetos em execução para dobrar esta capacidade até o final de 2022. Os projetos envolvem continuidade da execução de *overhauls* em motores a gás, compressores e a instalação de quatro novas máquinas.

Ativo Bahia

No Ativo Bahia, em particular no Polo Remanso, a Companhia concluiu o ano de 2021 com uma capacidade nominal de compressão de 120 mil m³/d, mas com projetos em andamento para ampliar essa capacidade na estação São Roque, com o intuito de receber o gás dos campos de Riacho de São Pedro e Jacuípe que integram o Polo Miranga, mas estão localizados muito próximos desta estação. Esta é uma das iniciativas que ilustram as sinergias operacionais entre os polos do Ativo Bahia. Já em fevereiro de 2022 foi concluída a 1ª etapa do projeto, adicionando mais 100 mil m³/d de capacidade nominal ao sistema de compressão. Uma 2ª etapa no projeto já se iniciou, e tem previsão de conclusão no primeiro semestre de 2022, com uma capacidade adicional de mais 300 mil m³/d.

No Campo de Miranga, o Ativo Bahia conta ainda com uma capacidade funcional de compressão de 1.000 mil m³/d e no decorrer do ano de 2022 planejamos executar um programa robusto de manutenções preventivas para ampliar a segurança e garantir a confiabilidade e melhoria operacional destes equipamentos.

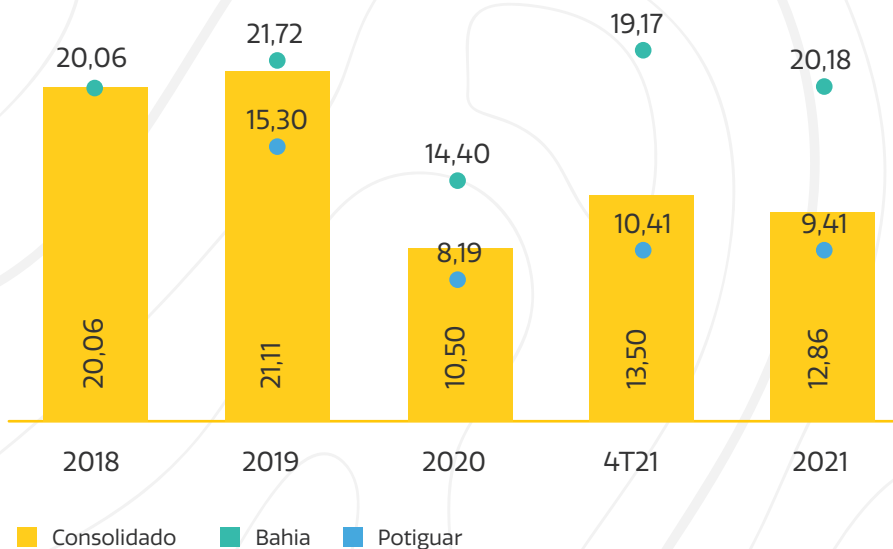




Custos

O custo médio de produção consolidado no ano de 2021 foi de US\$12,86/boe, sendo que no 4T21 foi de US\$13,50/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 em 2020, de modo que a base de comparação fica prejudicada. Além disso, ao longo do 4T21 incorremos em diversos custos pré-operacionais relacionados ao *takeover* do Polo Miranga e o fechamento da aquisição do Polo Remanso. Maiores detalhes sobre as variações de custo no trimestre podem ser obtidos no tópico "Desempenho Financeiro Consolidado".

PetroReconcavo Consolidado | Custo médio de produção (em US\$/BOED)



Índice





A grande diferença nos custos médios de produção entre os Ativos advém, principalmente, das diferenças de maturidade dos reservatórios, sobretudo custos variáveis fluido (água + petróleo) maiores no Ativo Bahia decorrente de fase mais avançada em projetos de recuperação secundária, em decorrência dos projetos desenvolvidos pela Companhia nos campos do Polo Remanso, ao longo das duas últimas décadas.

Com o início das operações do Polo Miranga, na Bacia do Recôncavo, que é operado de forma integrada ao Polo Remanso e que em conjunto constituem o Ativo Bahia, objetivamos capturar sinergias operacionais e financeiras, com potencial redução dos custos médios de produção. Parte dessa redução foi capturada no quarto trimestre de 2021, com o início das operações do Polo Miranga no mês de dezembro. O custo médio de produção do Polo Miranga no período, incluindo custos pré-operacionais incorridos relacionados ao takeover do Polo, foi de US\$9,69/boe mesmo com apenas 25 dias de produção. Estando ainda em um estágio menos maduro, e tendo um foco muito grande na produção de gás não associado, os ativos do Polo Miranga devem ter impacto significativo na redução dos custos médios por BOE do ativo, além das sinergias capturáveis.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Receita líquida	285.362	206.628	38,1%	1.040.604	787.841	32,1%
Custos e despesas	(116.572)	(60.858)	91,5%	(401.818)	(266.571)	50,7%
Royalties	(31.568)	(14.576)	116,6%	(103.980)	(46.865)	121,9%
EBITDA	137.222	131.194	4,6%	534.806	474.405	12,7%
Depreciação, amortização e depleção	(43.107)	(84.347)	-48,9%	(250.200)	(242.585)	3,1%
Lucro Operacional	94.115	46.847	100,9%	284.606	231.820	22,8%
Resultado financeiro líquido	1.266	46.676	-97,3%	(50.989)	(349.457)	-85,4%
Impostos correntes	(12.835)	172	n.m.	(46.653)	(15.281)	205,3%
Impostos diferidos	(10.249)	(30.599)	-66,5%	(10.065)	51.159	-119,7%
Resultado líquido	72.297	63.096	14,6%	176.899	(81.759)	n.m.

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia cresceu 32,1% em 2021, passando de R\$787,8 milhões em 2020, para R\$1,0 bilhão em 2021. No trimestre o crescimento foi de 38,1%, passando de R\$206,6 milhões no quarto trimestre de 2020 para R\$285,4 milhões no mesmo período de 2021.

Receita Líquida (em milhares de R\$)

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Ativo Bahia	124.274	60.373	105,8%	385.177	246.339	56,4%
Prestação de serviços na produção de óleo	88.276	51.783	70,47%	306.414	214.144	43,09%
Prestação de serviços na produção de gás	11.937	4.401	171,23%	40.073	20.660	93,96%
Receita de venda de petróleo	9.794	2.260	333,36%	20.390	7.050	189,22%
Receita de venda de gás natural	9.352	-	n.m.	9.352	-	n.m.
Outras receitas com prestação de serviços	4.915	1.929	154,80%	8.948	4.485	99,51%
Ativo Potiguar	322.021	142.667	125,7%	1.078.534	472.580	128,2%
Receita de venda de petróleo	303.736	142.368	113,35%	1.018.930	471.588	116,06%
Receita de venda de gás natural	18.285	299	6015,38%	59.604	992	5908,47%
Instrumentos financeiros derivativos	(69.939)	41.731	-267,6%	(126.780)	196.994	-164,4%
Receita Bruta	376.356	244.771	53,8%	1.336.931	915.913	46,0%
Impostos sobre faturamento	(90.994)	(38.143)	138,6%	(296.327)	(128.072)	131,4%
Receita Líquida	285.362	206.628	38,1%	1.040.604	787.841	32,1%



Índice



Destacamos o incremento de 128,2% no faturamento bruto com as vendas do Ativo Potiguar, que passou de R\$472,6 milhões em 2020, para R\$1,1 bilhão em 2021. Além do aumento da produção do período, conforme mencionado no tópico "Desempenho Operacional", o valor médio do barril de petróleo do tipo Brent foi maior no ano de 2021, quando comparado ao ano anterior. Adicionalmente, embora o gás natural represente um percentual menor no faturamento do Ativo, obtivemos, desde o início do ano de 2021, um aditivo ao contrato de venda de gás, com um preço médio bastante superior aos valores praticados no ano de 2020.

No Ativo Bahia, destacamos o aumento de 105,8% na receita do quarto trimestre, passando de R\$60,3 milhões em 2020 para R\$124,3 milhões em igual período de 2021. Além dos aspectos de preços, mencionados no parágrafo acima, a receita do trimestre no Ativo Bahia foi impactada pelo início das operações do Polo Miranga, com um faturamento de R\$15,2 milhões no período.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no exercício. Em 2021, registramos uma perda de R\$126,8 milhões (R\$69,9 milhões, no trimestre) nessa rubrica, enquanto em 2020, o resultado foi positivo em R\$196,9 milhões (R\$41,7 milhões, no trimestre). No quarto trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 557 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$57,82/bbl; já o preço médio do barril de petróleo do tipo Brent no período foi de US\$79,73.



Índice



23



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. Além disso, os custos do 4T21 no Ativo Bahia e nas áreas corporativas já refletiram grande parte dos aumentos das estruturas necessárias para a operação do Polo Miranga.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)						
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Pessoal	42.273	23.799	77,6%	128.268	82.137	56,2%
Serviços e Materiais	29.059	29.553	-1,7%	117.815	93.652	25,8%
Energia Elétrica	17.796	11.337	57,0%	56.868	45.832	24,1%
Licenciamento ambiental	2.672	2.577	3,7%	13.207	9.795	34,8%
Pagamento baseado em ações	3.072	-	n.m.	14.452	7.503	92,6%
Outros custos e despesas	24.772	(6.408)	-486,6%	71.208	27.652	157,5%
Total	116.572	60.858	91,5%	401.818	266.571	50,7%

Os custos e despesas cresceram 91,5%, passando de R\$60,8 milhões no quarto trimestre de 2020, para R\$116,6 milhões no mesmo período de 2021. No ano, os custos e despesas cresceram 50,7%, passando de R\$266,6 milhões em 2020, para R\$401,8 milhões em 2021. O aumento de custos está explicado nos tópicos abaixo:

Os custos com pessoal aumentaram 77,6%, passando de R\$23,8 milhões no quarto trimestre de 2020, para R\$42,3 milhões em igual período de 2021. Esse aumento decorre da redução de atividades não críticas no ano 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 passou o trimestre se preparando para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga, e também para aumentar sua frota de sondas em operação, demandando novas contratações ao longo do período, sendo que normalmente é necessário que tais contratações aconteçam com alguns meses de antecedência para que estes novos colaboradores sejam devidamente treinados e incorporados no sistema de gestão da Companhia. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções



Índice





que inicialmente foram contratadas como serviços externos, principalmente no Ativo Potiguar. Por fim, registramos um aumento de pessoal na área corporativa, que já era esperado e reflete a estrutura necessária para atendimento ao crescimento das atividades da Companhia e às novas exigências que surgem após a abertura de capital. As despesas com pessoal também foram impactadas pelo reajuste anual de 9,68%, que correspondeu ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, a partir de setembro de 2021 conforme acordo coletivo pactuado com os empregados e o sindicato da categoria.

Os custos com energia elétrica aumentaram 57,0%, passando de R\$11,3 milhões no quarto trimestre de 2020 para R\$17,8 milhões 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 ativo que apresentavam altos custos de produção. Além dos impactos tarifários, essa variação acompanha o aumento do nível da produção e de poços ativos no ano de 2021.

Os custos com licenciamento ambiental aumentaram 3,7% no trimestre, mas aumentaram 34,8% no ano de 2021, passando de R\$9,8 milhões em 2020, para R\$13,2 milhões em 2021. Com a pandemia da Covid-19, houve postergação no pagamento das licenças ambientais em parte do ano de 2020. Além disso, houve reajuste de preços das taxas cobradas pelo órgão ambiental em 2021 para a Potiguar E&P.

No quarto trimestre de 2021 foram registrados R\$3,1 milhões referentes ao *vesting* no período de pagamento baseado em ações a executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, associados ao Programa de Incentivo Consolidado. Mais informações sobre esse Programa podem ser encontradas na Nota Explicativa nº 16 das nossas Demonstrações Financeiras.

Na linha de outros custos e despesas, destacamos os gastos com consultorias e honorários, no montante total de R\$7,0 milhões no trimestre. Boa parte dessas consultorias estão relacionadas ao suporte na avaliação de novos negócios e novas formas de comercialização e monetização dos produtos produzidos pela Companhia. Nesse montante ainda estão inclusos valores referentes à elaboração do Relatório de Reservas e honorários dos auditores independentes.



Índice



Ainda na linha de outros custos e despesas, destacamos os custos com aluguéis, que foram de R\$8,2 milhões no trimestre. Esses custos referem-se, principalmente, a aluguéis de máquinas e equipamentos utilizados na operação dos campos da Companhia. O aumento está relacionado ao incremento de atividade e de poços em operação pela Companhia no período.

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido no quarto trimestre de 2021 foi positivo em R\$1,3 milhão, comparado com um resultado positivo de R\$46,7 milhões no mesmo período de 2020. O resultado é impactado, principalmente, pela variação cambial no período. A Companhia possui aplicações financeiras e financiamentos, além de passivos a pagar oriundos de aquisições de ativos, atrelados à taxa de câmbio do dólar. A tabela abaixo demonstra a apreciação da taxa de câmbio em cada período:

Taxa de câmbio R\$/US\$	31/12/2021	Δ%	30/09/2021	31/12/2020	Δ%	30/09/2020
	5,58	2,57%	5,44	5,20	-7,80%	5,64

Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social						
	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Correntes	(12.835)	172	-7562,2%	(46.653)	(15.281)	205,3%
Diferidos	(10.249)	(30.599)	-66,5%	(10.065)	51.159	-119,7%
Imposto de renda e contribuição social	(23.084)	(30.427)	-24,1%	(56.718)	35.878	-258,1%

Como consequência do maior resultado observado no ano de 2021, as despesas com imposto de renda e contribuição social registrados no ano foram maiores. Os impostos diferidos contabilizados no trimestre referem-se, sobretudo, a variação cambial não realizada na controlada SPE Miranga.

A Administração da Companhia irá propor aos seus acionistas o pagamento de dividendos referentes ao exercício de 2021 no valor de R\$ 40,6 milhões (R\$0,1633 por ação), equivalentes ao dividendo mínimo obrigatório. O momento atual da Companhia é de executar um plano robusto de investimentos para buscar um crescimento orgânico conforme previsto no relatório de certificação de reservas. Além disso, a Companhia permanece atenta às oportunidades que possam acelerar esse crescimento através da aquisição de novos ativos. Em razão da forte geração de fluxo de caixa operacional da Companhia, a Administração avaliará propor a distribuição de proventos adicionais aos seus acionistas ao longo do exercício de 2022.



Índice





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

	4T21	4T20	Δ%	2021	2020	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	95.381	93.523	2,0%	233.617	(117.637)	-298,6%
Depreciação, amortização e depleção	43.106	84.347	-48,9%	250.200	242.585	3,1%
Juros e variações cambiais, líquidas	31.943	(62.679)	-151,0%	80.031	305.886	-73,8%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	60.805	19.222	216,3%	162.240	81.277	99,6%
Outros ajustes ao lucro	13.824	10.167	36,0%	10.417	29.361	-64,5%
Variação de ativos e passivos	14.778	19.954	-25,9%	(39.201)	(17.444)	124,7%
Juros pagos	(13.545)	(22.527)	-39,9%	(58.405)	(67.929)	-14,0%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	246.292	142.007	73,4%	638.899	456.099	40,1%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(522.025)	(109.785)	375,5%	(832.281)	(227.555)	265,7%
Aplicações financeiras	177.047	22.435	689,2%	(485.872)	(124.829)	289,2%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	(344.978)	(87.350)	294,9%	(1.318.153)	(352.384)	274,1%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	60.479	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos	(76.020)	(43.190)	76,0%	(304.104)	(128.979)	135,8%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão e compra e venda de ações	(541)	(5.342)	n.m.	1.109.177	(140)	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(76.561)	(48.532)	57,8%	865.552	(129.119)	770,4%
Aumento (redução) do saldo de caixa	(175.247)	6.125	n.m.	186.298	(25.404)	n.m.



Índice





O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 73,4%, no quarto trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020. No ano, registramos aumento de 40,1%. O desempenho operacional no trimestre foi explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$345,0 milhões no quarto trimestre de 2021, como uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$525,0 milhões em adições ao imobilizado e intangível, gerando um aumento de R\$412,2 milhões, quando comparado ao mesmo período de 2020, por conta, principalmente, do fechamento das aquisições dos Polos Remanso e Miranga, que ocorreram em dezembro de 2021;
- (II) No quarto trimestre de 2021, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras de R\$177,0 milhões.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$76,6 milhões no quarto trimestre de 2021, enquanto em igual período de 2020 foi aplicado R\$48,5 milhões. Essa variação decorre, principalmente, da amortização de financiamentos associados às aquisições.

Como consequência dos itens listados acima, a redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa no quarto trimestre de 2021 foi de R\$175,1 milhões, enquanto no mesmo período de 2020 houve um aumento de R\$6,1 milhões.



Índice



04

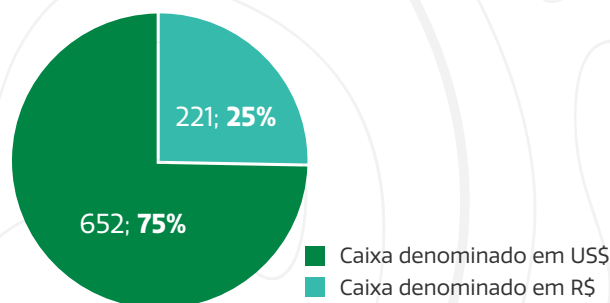
Outros destaques do balanço

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

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$872,8 milhões.

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. Adicionalmente, a Companhia possui compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares. O total de caixa denominado em dólares era de R\$652 milhões, correspondente a 75% do caixa da Companhia. O gráfico abaixo demonstra esses valores:

PetroReconcavo Consolidado | Caixa (em R\$ MM)



Endividamento

Endividamento líquido (em milhares de R\$)

	2021	2020	Δ%
FINEP	1.647	2.733	-39,7%
Empréstimos bancários	762.081	926.501	-17,7%
Custos a amortizar	(22.437)	(35.194)	-36,2%
Valores a pagar de aquisições	1.263.049	-	n.m.
Dívida bruta	2.004.340	894.040	124,2%
Caixa e equivalentes de caixa	217.159	30.861	603,7%
Aplicações financeiras	655.644	135.011	385,6%
(Caixa líquido) Dívida líquida	1.131.537	728.168	55,4%



Índice



O endividamento bruto da Companhia no ano de 2021 aumentou 124,2%. Esse aumento foi fortemente impactado pelo fechamento das transações dos Polos Remanso e Miranga, e os consequentes registros dos passivos a pagar decorrentes dessas aquisições. Adicionalmente, a Companhia reconheceu passivo a pagar pela aquisição do Polo Riacho da Forquilha, no montante de aproximadamente US\$56 milhões, por conta da expectativa da Administração quanto às extensões de algumas das concessões desse ativo, que obrigará a Companhia a pagar esse valor à Petrobras. Já o caixa da Companhia também apresentou aumento durante o ano, principalmente devido aos recursos obtidos com a abertura de capital, que ocorreu em maio de 2021.

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 celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities* associado às transações futuras de até 36 meses, todos na Controlada Potiguar E&P, conforme mencionado no tópico "Receita Líquida".

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

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/12/2021	Quantidade 31/12/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 31/12/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	56,61	510.520	(61.145)
De 3 a 6 meses	55,56	482.680	(55.997)
De 6 a 12 meses	53,71	1.004.217	(113.983)
De 1 a 2 anos	52,66	1.796.100	(178.883)
De 2 a 3 anos	58,18	1.012.250	(54.676)
Total	54,75	4.805.767	(464.684)

O volume médio total de barris hedgeados para o ano de 2022, conforme tabela acima, é de aproximadamente 5.472 bopd, ou cerca de 28,4% da produção média total da Companhia nos meses de janeiro e fevereiro de 2022 que foi de 19.273 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção hedgeada correspondeu a 44,5% da produção média de petróleo da Companhia nos meses de janeiro e fevereiro de 2022 que foi de 12.310 bopd.

A controlada Potiguar E&P obteve em 21 de março de 2022 das instituições financeiras credoras do contrato de financiamento waiver para não celebrar contratos adicionais de hedge de petróleo para o período que começa em 1º de janeiro de 2022 e termina em 30 de junho de 2022.



Índice



05

Certificação de Reservas

Esta seção contém um 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, 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 2021. A avaliação das Reservas da Companhia foi divulgada em 07 de fevereiro de 2022 e apresentada ao mercado em um evento online aberto ao público no dia 11 de fevereiro de 2022.

Segue abaixo tabela resumida das reservas da Companhia, com data base de 31 de dezembro de 2021. As reservas representam a parcelas das reservas das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros.

Em 2021 os Recursos Contingentes associados à extensão das concessões migraram para a categoria de reservas tendo em vista a regulamentação em vigor, o histórico recente de renovações de concessões pela ANP e a intenção da Companhia de solicitar tais extensões.

[Índice](#)

	Reservas de Participação Brutas (Working Interest) em 31/12/2021					Reservas de Participação Brutas (Working Interest) em 31/dez/2020 *			Variação de Reservas		
	Petróleo	Gás	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10	Barris Equiv.	Receita líquida	PV10
	MMBBL	BCF	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$
Remanso + BTREC	19,3	10,5	21,0	\$ 442,2	\$ 277,9	16,8	\$ 123,7	\$ 67,7	4,3	\$ 318,5	\$ 210,2
Riacho da Forquilha	39,0	64,4	49,7	\$ 1.383,4	\$ 855,6	48,2	\$ 767,7	\$ 473,7	1,6	\$ 615,7	\$ 381,9
Miranga	14,8	226,6	52,6	\$ 1.364,6	\$ 659,4	51,9	\$ 577,0	\$ 261,1	0,7	\$ 787,6	\$ 398,3
Provasdas (1P)	73,1	301,4	123,4	\$ 3.190,3	\$ 1.792,9	116,8	\$ 1.468,4	\$ 802,4	6,6	\$ 1.721,8	\$ 990,5
Remanso + BTREC	25,3	12,9	27,4	\$ 647,6	\$ 369,5	23,0	\$ 228,6	\$ 113,4	4,4	\$ 419,0	\$ 256,1
Riacho da Forquilha	52,4	79,3	65,6	\$ 1.872,1	\$ 1.123,6	64,1	\$ 1.049,7	\$ 600,1	1,5	\$ 822,3	\$ 523,6
Miranga	17,2	273,6	62,8	\$ 1.639,2	\$ 753,4	63,4	\$ 684,4	\$ 282,4	(0,6)	\$ 954,8	\$ 471,0
Provasdas + Prováveis (2P)	94,9	365,7	155,9	\$ 4.158,9	\$ 2.246,6	150,6	\$ 1.962,7	\$ 995,9	5,3	\$ 2.196,2	\$ 1.250,7

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. ("PV10");

(3) As reservas em dez/2021 do Polo Remanso + BTREC incluem 100% de participação em 17 campos localizados no estado da Bahia; 12 campos que compõe o Polo Remanso e 5 campos de BTREC e a participação de aproximadamente (47,73%) da concessão de Bom Sucesso (não operada);

(4) As reservas do Polo Riacho da Forquilha são compostas por 33 campos e 1 bloco exploratório situados no estado do Rio Grande do Norte, dos quais 30 campos e 1 bloco exploratório 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 1 com a Mandacaru Energia (antiga Partex Brasil Ltda. - 50% Potiguar E&P e 50% Mandacaru). Os valores apresentados nas tabelas refletem somente reservas de titularidade da Companhia (working interest) nestas concessões;

(5) As reservas do Polo Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos deste Polo localizado no estado da Bahia;

(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 não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

* Os números de 2020 incluíam também os Recursos Contingentes (1P+1C e 2P+2C). Em 2021 os Recursos Contingentes associados à extensão das concessões migraram para a categoria de reservas tendo em vista a regulamentação em vigor, o histórico recente de renovações de concessões pela ANP e a intenção da Companhia de solicitar tais extensões.



Índice

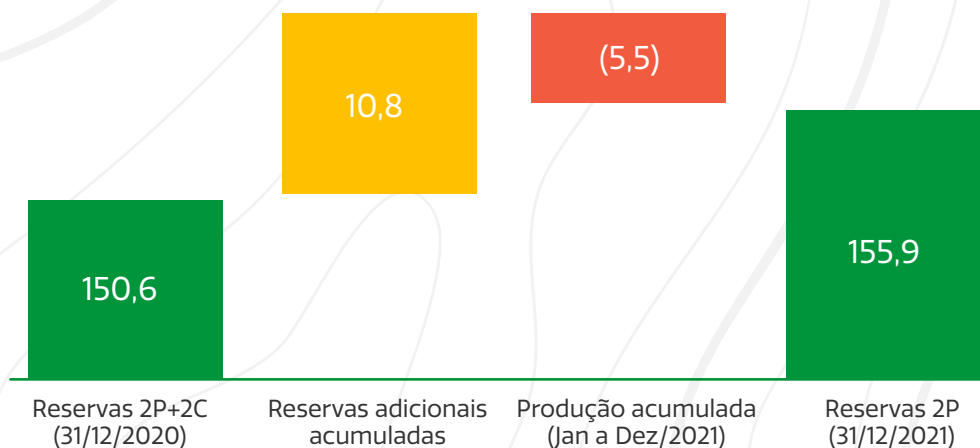


Considerando apenas as reservas brutas de óleo e gás de titularidade da Companhia (*Working Interest*) classificadas como 2P (provadas + prováveis), a Companhia teve um incremento de 5,3 MMBOE em reservas com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2020.

Considerando a produção total bruta acumulada nos campos no período entre a emissão dos relatórios, ou seja, durante o ano de 2021, de 5,5 MMBOE, o volume total de reservas incrementais geradas pela Companhia foi de 10,8 MMBOE, o que representa uma taxa de reposição de reservas 2P (Reserves Replacement Ratio - "RRR") de 196%. A produção acumulada do ano de 2021 inclui a totalidade dos volumes produzidos no Polo Miranga durante o ano de 2021 e resultaram numa pequena diminuição nas reservas deste Polo dado que não foram realizados investimentos significativos por seu antigo operador e a Companhia assumiu o ativo somente em 7 de dezembro de 2021.

A relação entre o volume de reservas 2P e o volume produzido em 2021 é de 28 anos (R/P). Este indicador conhecido como Reserves to Production (R/P), mede o número de anos que as reservas da Companhia vão durar se as taxas de produção permanecerem as mesmas. A Companhia tem por objetivo melhorar constantemente sua eficiência operacional e consequentemente essa taxa.

Em milhões de barris de óleo equivalente



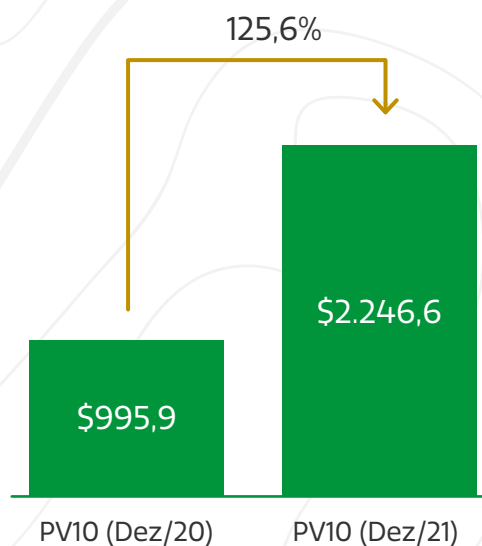
Índice



O custo de desenvolvimento de reservas, considerando as despesas totais de capital em dólares dividida por reservas incrementais (2P menos Reservas PDP) em barris de óleo equivalentes de acordo com relatório de reservas, é de 5,59 USD/boe.

Destacamos o significativo aumento de 125,6% no PV10, totalizando US\$ 2.246,6 milhões, que é fruto de uma combinação do aumento no volume das reservas, do aumento de preços do petróleo (curva Brent futuro) e da melhor monetização do gás natural e seus subprodutos com base nos novos contratos. Considerando a Receita futura líquida de reservas 2P descontada a uma taxa anual de 10% (PV10 conforme relatório de reservas) menos a dedução estimada do imposto de renda e da dívida líquida em 31-Dez-21 e dividida pelo número de ações em circulação, encontramos um valor de aproximadamente R\$ 39 por ação.

Em milhões de dólares



Outro múltiplo relevante é a relação das reservas Provadas sobre as Provadas mais Prováveis (1P/2P - Reservas 1P divididas por reservas 2P) que é de 79%, considerando as reservas de participação brutas (*Gross Working Interest*). E a relação entre reservas de gás 2P (em boe) sobre as reservas totais 2P (óleo + gás, em boe) é de 39%, considerando a conversão da certificação de reservas (6,0 kcf = 1 boe).



Índice



06

SSMS & ASG (Ambiental, Social e Governança)

Segurança e Saúde

O nosso negócio exige uma atuação de excelência pautada pela gestão responsável dos riscos e impactos que a nossa atividade gera nas pessoas, comunidades e meio ambiente. Com o intuito de fortalecer a cultura de SSMS em todos os níveis da nossa Companhia, foi definido a SEGURANÇA como valor central na identidade da Companhia, norteando a conduta na promoção da saúde física e mental, visando o bem-estar dos Colaboradores diretos, indiretos e das comunidades do seu entorno. A Companhia vem aperfeiçoando seus processos, com base na dinâmica da melhoria contínua do Sistema de Gestão de Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade, mediante atualização de suas políticas, processos e procedimentos, com foco nas melhores práticas de mercado.

Em 2021 a Companhia registrou redução de 80% no indicador de segurança de acidente com afastamento (LTIR 2020: 1,47 para LTIR 2021: 0,3); incluindo funcionários diretos e terceiros, devido as diversas ações preventivas implementadas. Se destacam campanhas, treinamentos, auditorias, inspeções, diálogos de segurança e a ferramenta Caça Desvios que estimula todos os Colaboradores e Contratados a registrar oportunidades de melhorias que são tratadas pelas equipes de SSMS. Outro ponto importante foi a continuidade e reforço do Programa Líder Seguro que foca em todos os níveis hierárquicos de liderança da companhia, ampliando o conceito de dono da área e responsável pela saúde e segurança das suas Equipes.

Além disto, em outubro de 2021, dentro de um processo de incentivo a novas ideias e processos na área de SSMS, conquistamos medalha de prata na categoria Higiene Ocupacional do Prêmio Proteção Brasil 2021, com o projeto de "Controle dos Riscos Ocupacionais na Desparafinação de Tubos Petrolíferos."



Índice





Sustentabilidade

No último trimestre de 2021 avançamos no processo de elaboração do nosso primeiro relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia da Global Reporting Initiative (GRI). Os assuntos e dados retratados no relatório correspondem ao resultado de um processo de materialidade que definiu os temas mais relevantes, tanto para o setor, quanto para nossos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, comunidades, conselho de administração, fornecedores, investidores, ONGs e órgãos reguladores.

O processo foi realizado por meio de entrevistas qualitativas via internet e questionários online, além de consultas a materiais divulgados por clientes, empresas do setor e entidades ligadas à processos de sustentabilidade. A pesquisa resultou em oito temas principais, divididos em questões ambientais, sociais e de governança, são eles: Impactos ambientais; Resíduos; Impactos socioambientais nas operações do entorno; Relacionamento com a comunidade; Saúde, Segurança e Bem-estar; Ética nos negócios; Gestão de riscos e Padronização de processos. Estes temas serão tratados no nosso relatório servindo de base para nortear nossos processos de identificação de riscos e oportunidades ligados à sustentabilidade.

A Petroreconcavo utilizará o Relatório de Sustentabilidade como um instrumento de comunicação e gestão para ajudar a empresa a desenvolver uma estratégia voltada para o futuro e baseada em informações consistentes sobre os impactos positivos e negativos na sustentabilidade.



Índice





Meio ambiente

Avançamos na elaboração de nosso primeiro inventário de gases do efeito estufa seguindo a metodologia do GHG Protocol. Este inventário considerará os resultados das operações do Grupo PetroReconcavo (Bahia e Potiguar) nos anos de 2020 e 2021 e será um ponto de partida para construção de um plano de ação que será comunicado ao mercado oportunamente.

Com relação ao Gerenciamento de Resíduos Sólidos, nos moldes da estratégia implementada com sucesso no Ativo Potiguar, a companhia estabeleceu parceria com uma empresa especializada no desenvolvimento de estratégias voltadas ao gerenciamento ambiental, para ser a gestora do Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos do Ativo Bahia.

Também foi implementada a Comissão Técnica de Garantia Ambiental (CTGA) no Ativo Bahia, um grupo multidisciplinar, que se reúne mensalmente com objetivo de garantir o atendimento as condicionantes das licenças ambientais e promover ações para melhorar o desempenho ambiental da companhia.

Social

Desde 2014 a PetroReconcavo mantém, em parceria com a AVSI Brasil, o Projeto Ciranda Viva Recôncavo, voltado para o resgate e valorização da cultura e identidade das comunidades no entorno de nossas operações no Recôncavo baiano, atuando com as comunidades de Pedras, Flechas e Veadinho, no município de Catu-BA, com o objetivo de auxiliar seu desenvolvimento de forma sustentável, resgatando e valorizando sua cultura e identidade. O programa é composto pelo Ciranda Educativa, que promove a educação ambiental e alimentar de crianças de 4 a 6 anos; o Ciranda Esportiva, onde crianças e adolescentes entre 7 e 17 anos são incentivados à prática de esportes; e o Ciranda de Leitura, onde é oferecido reforço escolar, produção de textos e oficinas de leitura.

Com muito entusiasmo, iniciamos em 2021 mais uma parceria com a AVSI Brasil, no Programa socioambiental Viva Sabiá. A nova iniciativa beneficiará as comunidades do entorno semiárido do Ativo Potiguar em busca de promover o desenvolvimento socioeconômico e ambiental local. O programa irá beneficiar as comunidades de: Monte Alegre 1, Monte Alegre 2, Lajes e Livramento e Olho d'água da Onça, num modelo inclusivo e sustentável, buscando desenvolver consciência social para proporcionar o bem-estar e despertar nas pessoas suas possibilidades como indivíduos e cidadãos.



Índice





Viva Sabiá buscará promover a melhoria do acesso à água potável, incluindo reformas de caixas d'água, realização de oficinas educativas sobre uso e consumo de água e a importância do saneamento. Além disto, estabelecemos uma parceria com a startup SDW – Safe Drink Water, para implementar o sistema AQUALUZ, uma tecnologia de painéis fotovoltaicos como sistemas de potabilização da água por meio da irradiação solar, facilitando o acesso a água potável em regiões de escassez hídrica.

Em janeiro de 2022, a Companhia iniciou em parceria com o SENAI, um Curso de Formação de Profissionais de Sonda na Bahia e Rio Grande do Norte com total de 180 vagas, incluindo a capacitação gratuita em curso de duração de 3 meses, que aumentará a empregabilidade nas regiões.

Governança

A Integridade é um de nossos valores fundamentais. Acreditamos que o sucesso de nosso negócio está ligado a um relacionamento transparente e ético com nossos colaboradores, clientes, fornecedores, agências reguladoras, governos, sindicatos, investidores e comunidade. Nossas atividades estão em conformidade com as leis e os regulamentos vigentes nos locais em que atuamos, além de cumprirem com nossas próprias diretrizes e procedimentos internos baseados nas melhores práticas de mercado.

Em junho de 2021 formamos um novo Comitê de ética e no 4T21 lançamos o Canal Transparência com objetivo de mantermos a comunicação aberta com todos os *stakeholders* para esclarecer dúvidas, receber sugestões e eventuais denúncias de descumprimento de nosso Código de Conduta de forma sigilosa.

Foi implementado o Comitê de Diversidade e Inclusão com objetivo de implementar ações de estímulo e valorização da diversidade e não discriminação nos processos da Companhia e está em fase de aprovação a Política de diversidade e Inclusão com princípios e diretrizes básicas para uma atuação pautada pelo respeito, inclusão, equidade e valorização à diversidade humana.

Além disto, foi aprovada pelo conselho de administração a Política de Doações e Patrocínios que estabelece diretrizes para a realização de doações e patrocínios para projetos socioambientais em conformidade com critérios de ética e transparência. Foi aprovada também, a Política de contratação de serviços extra auditoria, que tem por objetivo estabelecer diretrizes e condições para contratação de serviços extra auditoria.



Índice



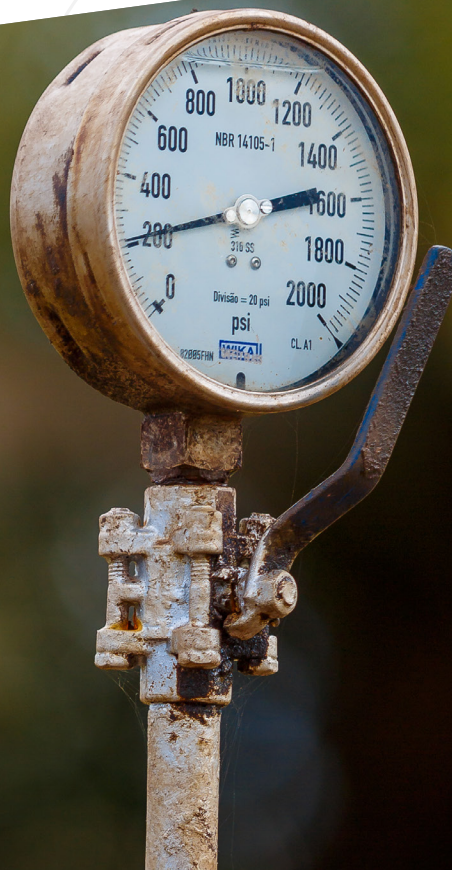
07

Relacionamento com os Auditores Independentes

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes ("Deloitte") foi contratada para a prestação dos seguintes serviços:

Auditoria das demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") e procedimentos adicionais, de acordo com a nossa responsabilidade como auditor independente; para o acompanhamento, leitura e revisão da forma dos eventuais documentos preparados pela Companhia, incluindo o Formulário de referência, para a utilização no processo de obtenção do registro de companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em conformidade com a instrução CVM no 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 480"), verificar a consistência das informações contábeis e financeiras em relação às demonstrações financeiras da Companhia, auditadas pela Deloitte.

A contratação de auditores independentes está fundamentada nos princípios que resguardam a independência do auditor, que consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho; (b) não exercer funções gerenciais; e (c) não prestar quaisquer serviços que possam ser considerados proibidos pelas normas vigentes. Além disso, a Administração obtém dos auditores independentes declaração de que os serviços especiais prestados não afetam a sua independência profissional.



Índice



Anexo 1 – Balanço Patrimonial

PETRORECONCAVO S.A. E CONTROLADAS

Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de Reais – R\$)

ATIVO	Controladora		Consolidado		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
CIRCULANTE					CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	172.288	11.663	217.159	30.861	Fornecedores	58.200	49.022	98.708	80.089
Aplicações financeiras	531.863	9.993	585.655	66.414	Salários e encargos sociais	22.526	12.002	30.563	16.065
Contas a receber de clientes	34.398	52.578	169.847	108.733	Tributos a recolher	5.671	14.083	66.995	22.762
Estoques	5.709	127	6.552	1.211	Empréstimos e financiamentos	1.211	1.355	281.762	212.931
Dividendos a receber	4.015	304	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	7.063	5.995	10.486	15.241
Impostos a recuperar	20.221	13.457	41.825	22.433	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	231.125	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	80.506	Dividendos a pagar	40.566	2	40.566	2
Outros ativos	12.906	11.161	11.769	12.826	Valores a pagar por aquisições	27.903	-	453.318	-
Total dos ativos circulantes	781.400	99.283	1.032.807	322.984	Provisão para abandono de poços	-	-	419	6.301
					Outras contas a pagar	2.220	1.168	30.588	1.170
					Total dos passivos circulantes	165.360	83.627	1.244.530	354.561
NÃO CIRCULANTE					NÃO CIRCULANTE				
Aplicações financeiras	-	-	69.989	68.597	Empréstimos e financiamentos	300	1.379	459.529	681.109
Partes relacionadas	120	20.460	-	-	Valores a pagar de arrendamentos	1.929	5.100	2.421	7.646
Impostos a recuperar	479	14	13.374	562	Instrumentos financeiros derivativos	-	-	233.559	17.886
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	56.576	Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	5.672	-
Depósitos judiciais	2.445	2.237	2.445	2.311	Valores a pagar por aquisições	-	-	809.731	-
Outros ativos	274	475	483	475	Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3.443	4.965	3.443	4.965
Imposto de renda e contribuição social diferidos	20.692	2.482	222.941	3.070	Provisão para abandono de poços	35.920	10.914	84.695	33.810
Investimentos	740.117	560.003	-	-	Total dos passivos não circulantes	41.592	22.358	1.599.050	745.416
Imobilizado e Intangível	523.790	390.699	3.360.865	1.604.918	PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Direito de uso em arrendamento	9.448	10.528	12.489	20.680	Capital social	1.813.936	674.941	1.813.936	674.941
Total dos ativos não circulantes	1.297.365	986.898	3.682.586	1.757.189	Ações em tesouraria	(2.292)	-	(2.292)	-
					Reserva de capital	35.176	31.158	35.176	31.158
					Reservas de lucros	297.202	160.945	297.202	160.945
					Ajustes de avaliação patrimonial	(306.690)	78.671	(306.690)	78.671
					Transação de capital	34.481	34.481	34.481	34.481
					Total do patrimônio líquido	1.871.813	980.196	1.871.813	980.196
TOTAL DO ATIVO	2.078.765	1.086.181	4.715.393	2.080.173	TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.078.765	1.086.181	4.715.393	2.080.173



Índice



Anexo 2 – Demonstração do Resultado

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração do resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
RECEITA LÍQUIDA	327.415	264.291	1.040.604	787.841
CUSTOS DOS SERVIÇOS PRESTADOS E DOS PRODUTOS VENDIDOS	(241.040)	(214.636)	(667.850)	(510.600)
LUCRO BRUTO	86.375	49.655	372.754	277.241
RECEITAS (DESPESAS)				
Gerais e administrativas	(50.136)	(37.428)	(62.844)	(47.486)
Outras receitas (despesas), líquidas	(8.859)	6.794	(25.304)	2.065
Resultado de participações societárias	111.758	(78.500)	-	-
Total	52.763	(109.134)	(88.148)	(45.421)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	139.138	(59.479)	284.606	231.820
RESULTADO FINANCEIRO				
Receitas financeiras	76.304	5.819	107.511	7.525
Despesas financeiras	(8.373)	(16.142)	(158.500)	(356.982)
	67.931	(10.323)	(50.989)	(349.457)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS IMPOSTOS	207.069	(69.802)	233.617	(117.637)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Corrente	(28.429)	(15.279)	(74.173)	(15.281)
Diferido	(7.538)	4.183	(10.065)	51.159
Redução - incentivo fiscal	5.797	-	27.520	-
	(30.170)	(11.096)	(56.718)	35.878
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	176.899	(80.898)	176.899	(81.759)
Lucro (Prejuízo) por ação ordinária - R\$	0,8028	(0,9657)		
Lucro (Prejuízo) diluído por ação ordinária - R\$	0,7986	(0,9589)		



Índice



Anexo 3 – Demonstração do Fluxo de Caixa

PETRORECÔNCAVO S.A. E CONTROLADAS

Demonstração dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021

(Em milhares de Reais – R\$)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS OPERAÇÕES				
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro	207.069	(69.803)	233.617	(117.637)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) antes dos impostos do exercício com o caixa gerado pelas atividades operacionais				
Juros e variações cambiais líquidas	(52.950)	302	80.031	305.886
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	-	-	596	(199)
Juros e variações cambiais sobre arrendamento mercantil	1.752	6.991	3.161	8.871
Depreciação e depleção do imobilizado e do intangível	69.768	77.015	231.930	218.548
Depreciação de direito de uso	7.441	11.280	18.270	24.037
Amortização do custo de aquisição de empréstimo	97	-	12.991	16.848
Vesting dos pagamentos baseados em ações	4.018	-	4.018	-
Reversão de perda estimada na recuperação de imobilizado	-	(1.691)	-	(1.691)
Provisão para perda em estoques	-	-	-	5.342
Equivalência patrimonial	(111.758)	78.500	-	-
Valor justo do "hedge" liquidado	-	(43.025)	126.780	(196.994)
Provisão e reversões líquidas para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	-	2.188	-	2.188
Pagamento baseado em ações e opções	11.763	5.342	16.153	-
Atualização da provisão para abandono de poços	1.340	1.740	6.562	5.480
Reversão da provisão de abandono de poços	-	(1.408)	(6.994)	(1.975)
Baixa de imobilizado e arrendamentos mercantis	54.112	39.904	162.240	81.277
Variações nos ativos:				
Contas a receber de clientes	8.233	(9.375)	(71.061)	(30.123)
Estoques	(5.582)	(127)	(5.341)	(731)
Impostos a recuperar	(7.229)	173	(19.013)	(7.798)
Depósitos judiciais	(208)	(185)	(134)	(185)
Outros ativos	(1.544)	(6.472)	1.049	(11.451)
Variações nos passivos:				
Fornecedores	9.178	24.584	18.619	37.574
Salários e encargos sociais	462	(1.059)	46	2.226
Impostos a recolher	(27.672)	(9.101)	20.407	(7.736)
Outras contas a pagar	1.052	780	16.227	780
Pagamento de contingências fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(1.522)	-	(1.522)	-
Recebimento (pagamento) de contratos de "hedge"	-	43.025	(126.780)	196.994
Juros pagos	(1.194)	(308)	(58.405)	(67.929)
Juros de arrendamento mercantil pago	(776)	(2.124)	(1.721)	(4.079)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(3.372)	(135)	(22.827)	(1.424)
CAIXA GERADO NAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	162.478	147.011	638.899	456.099
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Empréstimos para partes relacionadas	(8.810)	(13.306)	-	-
Investimentos em aplicações financeiras	(470.374)	(8.802)	(485.872)	(124.829)
Adições ao imobilizado	(195.455)	(118.848)	(832.281)	(227.555)
Dividendos recebidos	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital em controladas	(16.500)	-	-	-
Aumento de capital social em controladas	(411.778)	-	-	-
CAIXA APLICADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(1.102.917)	(140.956)	(1.318.153)	(352.384)
FLUXO DE CAIXA PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Captação de financiamento	60.479	-	60.479	-
Pagamentos de financiamentos	(59.152)	(1.522)	(283.203)	(104.585)
Exercício de opção de ações	1.600	-	1.600	-
Amortização de arrendamento mercantil - principal	(9.440)	(12.707)	(20.901)	(24.394)
Aumento de capital social	1.187.375	-	1.187.375	-
Custo para emissão de ações	(75.727)	-	(75.727)	-
Recompra de ações	(5.527)	(140)	(5.527)	(140)
Venda de ações em tesouraria	1.456	-	1.456	-
CAIXA GERADO PELAS (APLICADO NAS) ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	1.101.064	(14.369)	865.552	(129.119)
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	160.625	(8.314)	186.298	(25.404)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	11.663	19.977	30.861	56.265
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	172.288	11.663	217.159	30.861
AUMENTO (REDUÇÃO) DO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	160.625	(8.314)	186.298	(25.404)



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br