

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Primeiro Trimestre de 2023

Teleconferência de Resultados do 1T23

Segunda-feira, 15 de maio de 2023

14h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques de 1T23

Mensagem da Administração

- 01 Portfólio de Reservas e Ativos
- 02 Desempenho Operacional
- 03 Desempenho Financeiro Consolidado
- 04 Outros destaques do balanço
- 05 SSMS & ASG



Mata de São João, 12 de maio de 2023 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre de 2023 (1T23). 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 1T23

- Conclusão da aquisição da Maha Energy Brasil, agora SPE Tiêta, e *takeover* das operações, em 1º de março de 2023, dos campos de Tiê (100% de participação) na Bahia e Tartaruga (75% de participação) em Sergipe. Com a conclusão da operação, a Companhia efetuou o pagamento da primeira parcela no valor de US\$ 95,8 milhões, correspondente a 60% do valor de aquisição, somados os valores de caixa líquido e capital de giro;
- Produção média bruta de 24,4 mil barris de óleo equivalente por dia (BOED) no 1T23, representando um crescimento de 6% vs. 4T22;
- Em 26 de abril de 2023, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária a distribuição de dividendos aos acionistas relativa ao Exercício Social de 2022 no valor de R\$ 130 milhões, correspondendo a R\$ 0,44 por ação ordinária em circulação de emissão da Companhia. A distribuição de proventos referente aos resultados de 2022 totalizou R\$ 310 milhões;
- Queda de 8% do Brent no 1T23 vs 4T22, levando a uma queda de 7% na Receita Líquida (R\$719 milhões no 1T23) quando comparado ao 4T22;
- EBITDA de R\$ 335 milhões no 1T23, queda de 14% vs. 4T22;
- Lucro líquido de R\$ 200 milhões no 1T23, queda de 51% comparado ao 4T22. O resultado do 4T22 foi impactado, na linha de imposto de renda, positivamente de forma extraordinária pelo pagamento de Juros Sobre Capital Próprio e pela homologação por parte da Delegacia da Receita Federal do Brasil do benefício fiscal de redução do Imposto de Renda concedido pela Sudene para a SPE Miranga. Sem esses efeitos, estimamos que a queda do lucro líquido seria de 30%;
- Assinatura de contrato de fornecimento de gás natural para a Sergipe Gás S.A.- Sergas.



Índice



03



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

	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Receita Líquida	719.212	776.606	-7%	703.476	2%
Lucro Líquido do período	199.513	408.639	-51%	401.838	-50%
Margem Líquida ¹	27,7%	52,6%	-24,9 p.p.	57,1%	-29,4 p.p.
EBITDA ²	334.836	391.377	-14%	414.739	-19%
Margem de EBITDA ³	46,6%	50,4%	-3,8 p.p.	59,0%	-12,4 p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	406.304	490.101	-17%	499.969	-19%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	51,4%	56,0%	-4,6 p.p.	63,4%	-12,0 p.p.
Dívida Líquida (Caixa Líquido) ⁶	711.234	(37.338)	n.m.	912.907	-22,1%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	0,47 x	-0,02 x	0,49 x	1,12 x	-0,65 x
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	24.415	23.072	6%	19.455	25%
Produção bruta (em boe) ⁸	2.197.378	2.122.663	4%	1.750.950	25%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 67,11	R\$ 64,23	4%	R\$ 64,08	5%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ¹⁰	R\$ 5,19	R\$ 5,26	-1%	R\$ 5,23	-1%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$12,92	\$12,22	6%	\$12,25	5%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ¹²	\$81,27	\$88,71	-8%	\$101,40	-20%
Preço Médio de Realização do Petróleo(\$/bbl) ¹³	\$62,90	\$63,82	-1%	\$76,84	-18%

Notas:

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido do exercício 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 EBITDA corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela receita líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro con-forme 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 de maneira diferente da Companhia. O EBITDA 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. Este número será atualizado no 1T23 com a incorporação da Maha.

(7) Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida 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 6,2897 barril de óleo equivalente (BOE).

(9) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em BOE no período.

(10) Ataxa de câmbio média do exercício 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 custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em BOE no período, divididos pela taxa de câmbio média do período.

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

(13) Representa a receita líquida com petróleo, descontados os efeitos dos instrumentos derivativos, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05

O primeiro trimestre de 2023 marca o *closing* da aquisição da SPE Tiêta, antiga Maha Energy Brasil, com início das operações sob gestão da Companhia a partir de 01 de março de 2023. Os resultados financeiros e de produção presentes nesse relatório contabilizam a contribuição da subsidiária a partir de março.

Os resultados financeiros do primeiro trimestre de 2023 refletem uma combinação de dois vetores principais: (i) de um lado seguimos na trajetória de aumento da nossa produção, com um crescimento de 6% versus o 4T22 e de 25% versus 1T22, e; (ii) de outro lado uma piora nos preços das *commodities*, impactando negativamente as receitas da Companhia, com o Petróleo tipo Brent apresentando um preço médio de \$81 por barril, queda de 8% comparado ao trimestre anterior. Além disso, verificamos um aumento nos custos operacionais e despesas associados ao *closing* da aquisição da SPE Tiêta, bem como alguns custos extraordinários em decorrência da interdição do Polo Bahia Terra, falhas em infraestruturas de escoamento e processamento de gás de terceiros e despesas pré-operacionais relacionadas à mobilização de novos equipamentos.

O crescimento de 6% na produção média diária comparado ao trimestre anterior, explica-se em parte pela incorporação da SPE Tiêta, em março, e também pelo crescimento orgânico da produção do Ativo Bahia, em particular no gás natural nos campos de Polo Miranga.

A continuidade do programa de investimentos com perfurações, *workovers* e ampliação da infraestrutura para processamento e escoamento da produção seguirão ditando o ritmo para novos incrementos esperados nos próximos trimestres. Ao final do primeiro trimestre a Companhia estava em comissionamento de 3 novas sondas próprias de *workover* e 1 sonda de perfuração terceirizada. Essas novas sondas próprias irão substituir parte das sondas de terceiros, em uma estratégia que visa capturar ganhos de eficiência e custos operacionais. A mobilização destes equipamentos está atrasada em relação às expectativas originais da Companhia e explicam uma execução abaixo do previsto no planejamento até o momento. Por outro lado, o aumento da produtividade dos equipamentos já mobilizados compensaram parcialmente os efeitos do atraso.

No segundo trimestre de 2023, a Companhia dará início à campanha de perfuração



Índice



no Ativo Bahia, com sua sonda própria SC-PR-04, deslocada para Bahia no final do primeiro trimestre, retomou no final de abril a campanha de perfuração no Ativo Potiguar com a Sonda Terceirizada.

O aumento no *lifting cost*, que totalizou U\$12,92 por barril no trimestre, reflete, principalmente, alguns efeitos extraordinários e que devem se normalizar ao longo do 2023, por exemplo com a desinterdição do Polo Bahia Terra, reduzindo custos com transporte de fluido, e a completa integração operacional dos campos de Tiê e Tartaruga, com os ganhos de sinergia que deverão ser capturados ao longo dos próximos meses.

Com objetivo de reforçar nosso compromisso com a sustentabilidade dos negócios, em 2023 passamos a integrar o Pacto Global da ONU no Brasil, iniciativa das Nações Unidas (ONU), que mobiliza empresas e organizações na adoção e promoção de práticas que buscam impulsionar os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), através de Dez Princípios, universalmente aceitos nas áreas de direitos humanos, trabalho, meio ambiente e combate à corrupção. Esta iniciativa tem o objetivo de fortalecer, através da ampliação das relações institucionais, os pilares do ESG, promovendo o desenvolvimento econômico, social e ambiental onde atuamos.

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 recursos e absoluta transparência na comunicação. Seguimos desenvolvendo oportunidades na indústria de óleo e gás, visando transformar recursos em valor e sonhos em realidade, com benefícios para a sociedade.



Índice



07



01

Portfólio e Reserva de Ativos

O portfólio da Companhia é composto pelos ativos Bahia/Sergipe e Potiguar de produção de petróleo e gás natural em campos terrestres. Em 01 de março de 2023, a Companhia, através da subsidiária SPE Tiêta Ltda, passou a operar os campos de Tiêta na Bahia (100% de participação) e Tartaruga em Sergipe (75% de participação) adquiridos da Maha Energy 1 (Brazil) AB, compondo o Ativo Bahia/Sergipe.

ATIVO POTIGUAR

Potiguar E&P S.A.

31 concessões operadas
2 concessões operadas por parceiro
1 bloco exploratório

Polo Riacho da Forquilha

ATIVO BAHIA/SERGIPE

PetroReconcavo S.A.

11 concessões operadas
Polo Remanso

Recôncavo E&P S.A.

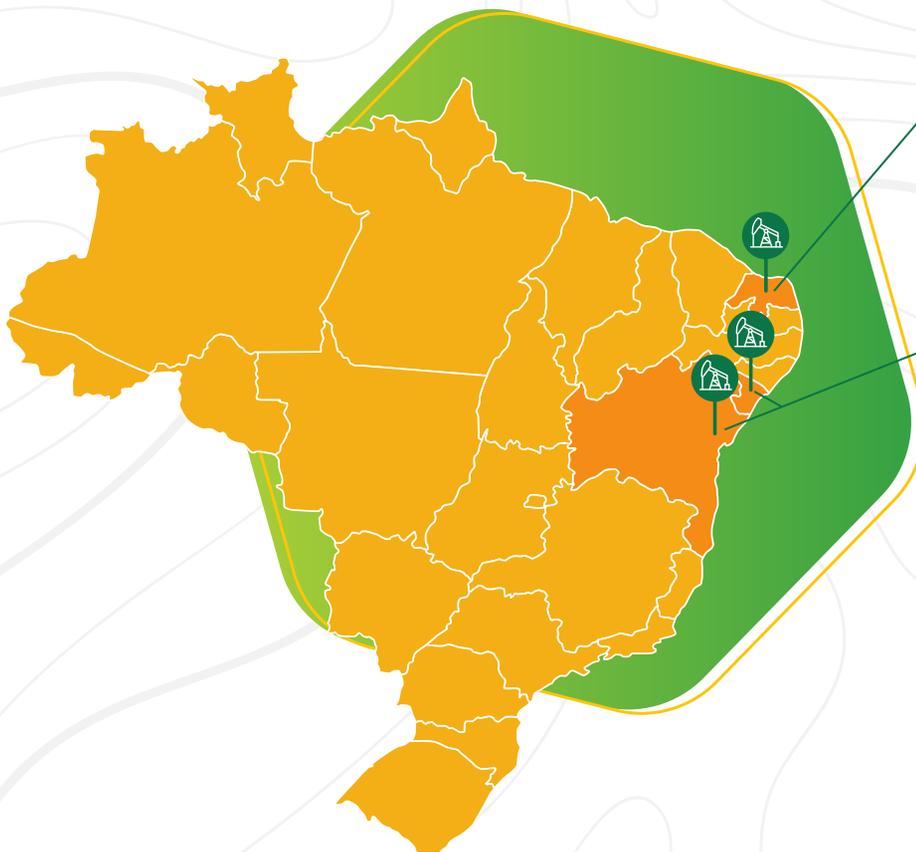
5 concessões operadas
Polo BTREC

SPE Miranga S.A.

8 concessões operadas
Polo Miranga

SPE Tiêta S.A.

2 concessões operadas
5 blocos exploratórios



Algumas concessões foram anexadas, alterando o total de concessões operadas pela Companhia, são elas: Juazeiro e Baixa do Juazeiro (campo anexado) no Ativo Potiguar; Canabrava e Brejinho (campo anexado) e Biriba e Rio Pipiri (campo anexado) no Ativo Bahia/Sergipe. Estas concessões foram convertidas em Juazeiro, Canabrava e Biriba, respectivamente, que passam a englobar a totalidade da produção e áreas contratadas dos campos anexados.



Índice



As reservas brutas de participação Provasdas + Prováveis (2P) da Companhia certificadas pela consultoria independente *Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI* no Relatório de Reservas do ano base 2022 totalizam 170,8 milhões de barris de óleo equivalente. Esta certificação ainda não inclui os campos de Tiê e Tartaruga. As reservas brutas de participação Provasdas (1P) correspondem a 80% das Reservas 2P.

Reservas Provasdas + Prováveis (2P)	Petróleo	Gás	Total
	MMBOE	MMBOE	MMBOE
Remanso + BTREC	23,4	2,4	25,8
Riacho da Forquilha	53,5	17,3	70,8
Miranga	20,1	54,0	74,1
Total 2P Gross WI	97,0	73,8	170,8



Índice



02

Desempenho Operacional

Resultados de Produção

No primeiro trimestre de 2023 a Companhia registrou uma produção média de 24.415 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), um aumento de 6% versus o quarto trimestre de 2022 e 25% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

No mês de março de 2023, a Companhia registrou recorde de produção média diária, totalizando 26.095 barris de óleo equivalente ("BOED"). A incorporação da SPE Tiêta (antiga Maha Energy Brasil), contribuiu com a adição de 2.182 barris de óleo equivalente por dia, sendo 1.872 barris de óleo por dia e 49 mil metros cúbicos por dia de gás.

Média Diária de Produção Bruta de Participação da Companhia

		1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Ativo Potiguar	Óleo (bbl/dia)	8.790	8.913	-1%	8.038	9%
	Gás (Mm³/dia)	669	671	0%	501	33%
	Subtotal (boe/dia)	12.996	13.131	-1%	11.192	16%
Ativo Bahia/ Sergipe	Óleo (bbl/dia)	5.101	4.484	14%	4.341	18%
	Gás (Mm³/dia)	1.005	868	16%	624	61%
	Subtotal (boe/dia)	11.420	9.941	15%	8.263	38%
Total	Óleo (bbl/dia)	13.891	13.397	4%	12.379	12%
	Gás (Mm³/dia)	1.673	1.538	9%	1.125	49%
	Total (boe/dia)	24.415	23.072	6%	19.455	25%

Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP e Produção ajustada da Companhia



Índice

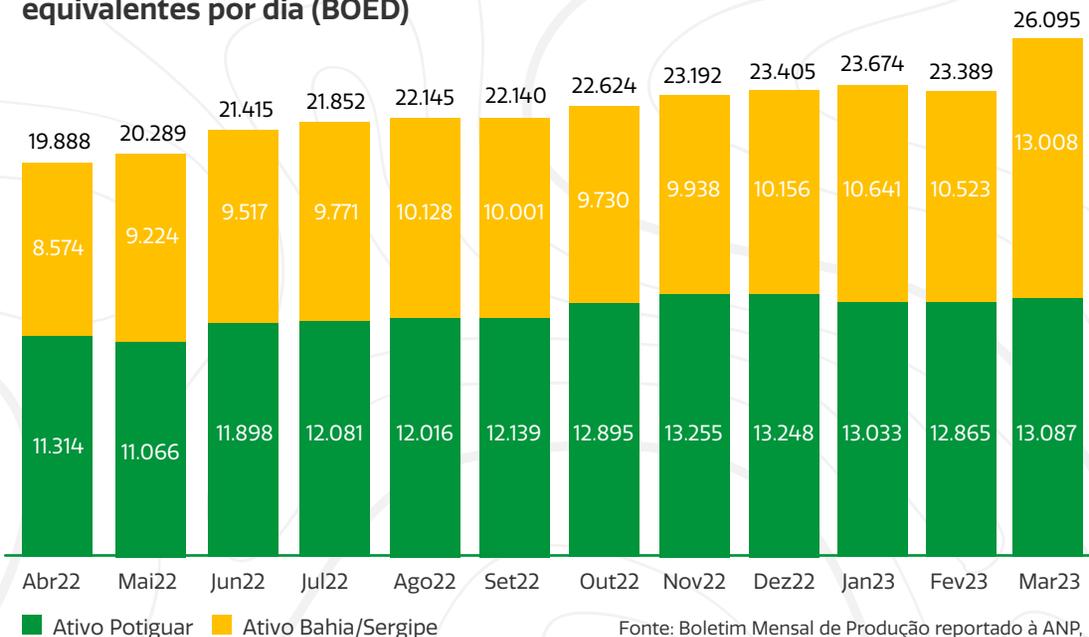


10





Produção média bruta de participação em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP, Produção Ajustada da Companhia

Nos últimos 12 meses, a Companhia vem registrando sucessivos aumentos de produção, decorrentes sobretudo da aceleração do ritmo do seu programa de investimentos, com destaque para o incremento na produção de gás. Alguns eventos externos e extraordinários relacionados a instabilidade em estruturas de terceiros influenciaram nos resultados do trimestre, com destaque para:

1. Parada para manutenção do Parque de Compressores da UPGN Candeias, afetando a compressão e exportação de gás natural do campo de Norte de Fazenda Caruaçu;
2. Necessidade de parada da exportação de gás natural da Estação São Roque, com impacto na produção dos campos Jacuípe, Riacho São Pedro, Mata de São João e Remanso, devido a manutenção corretiva realizada pelo concessionário do gasoduto de transporte na saída da UTG Catu (TAG),
3. Variações temporárias nas frações de gás processado e líquidos de gás natural após mudança nos parâmetros operacionais da UTG Catu em decorrência da redução do volume de gás processado após interdição do Polo Bahia Terra;
4. Parada para manutenção corretiva do gasoduto que liga a Estação Coletora Central de Upanema à UPGN Guimarães em eventos que ocorreram em fevereiro causando interrupção de transferência de toda a produção de gás natural da Potiguar E&P.



Índice



Adicionalmente, alguns problemas operacionais acabaram impactando negativamente a produção no trimestre, impedindo o atingimento do seu pleno potencial. Dentre eles destacamos:

- 1.** Gargalos em facilidades no Ativo Potiguar, por conta de limitações nos sistemas de injeção de água, bem como compressão e escoamento da produção de gás. Diversos projetos de facilidades estão em curso visando aumentar a capacidade instalada e reduzir tais perdas nos próximos meses;
- 2.** Manutenções corretivas em sistemas de superfície, sobretudo aqueles relacionados ao escoamento, compressão e processamento de gás natural e sistemas de injeção de Upanema;
- 3.** Interrupção não programada e instabilidade no fornecimento de energia elétrica devido às chuvas e tempestades de raios sazonais do período.

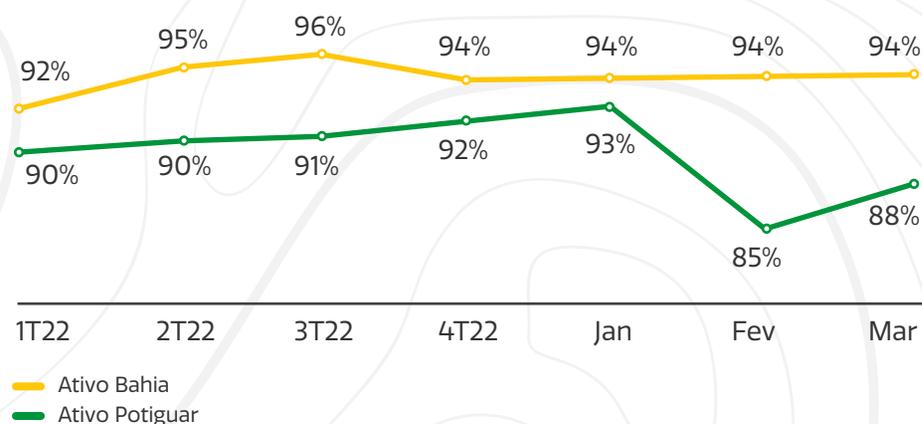


Índice



Tanto a manutenção corretiva em compressores como os eventos externos descritos, impactaram no aumento de perdas/queima da produção de gás natural, e conseqüente diminuição do rendimento do total de gás natural disponibilizado para processamento em relação ao volume produzido, que na média do trimestre, foi de 94% no Ativo Bahia e 89% no Ativo Potiguar.

Histórico do Percentual de Aproveitamento do Gás Natural (Disponibilizado para processamento x produzido)



Execução do Programa de Investimentos

O montante investido em Perfuração, *Workovers* e Facilidades no primeiro trimestre de 2023 soma R\$187 milhões de reais.

O quadro abaixo sumariza o capital aplicado em projetos de Investimento para incremento da produção e perfuração de poços, conforme mapa de movimentação do imobilizado presente nas Demonstrações Financeiras:

	Ativo Bahia (R\$MM)	Ativo Potiguar (R\$MM)	Total (R\$MM)
Perfuração	4	43	47
<i>Workovers</i>	47	52	99
Facilidades	18	23	41
Total	70	117	187



Índice





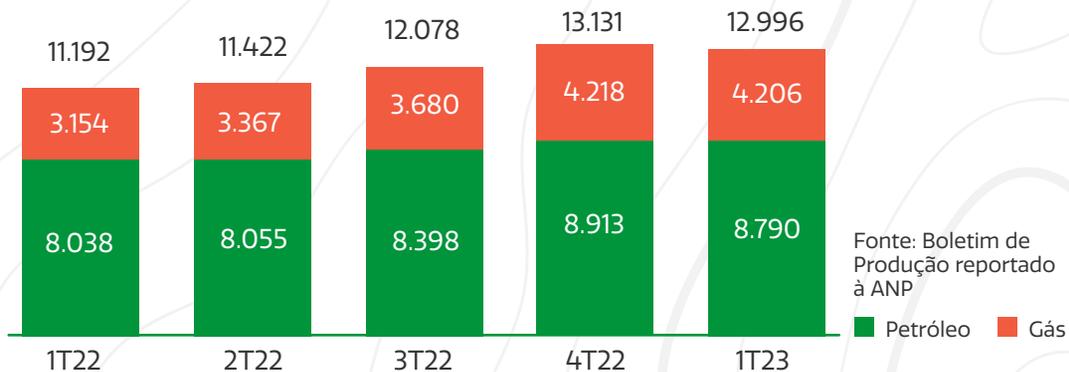
Dentre as principais atividades realizadas no trimestre, destacamos:

Ativo Potiguar

- 1. Perfuração de 8 poços no trimestre;
- 2. Completação de 11 poços recém perfurados e alinhados para produção, e backlog de 3 poços a serem completados;
- 3. 36 projetos de *Workover* realizados;
- 4. Parada de Sonda de Perfuração para Manutenção programada e posterior movimentação para o Ativo Bahia;
- 5. Conclusão do Comissionamento da Sonda de Perfuração Terceirizada (liberada para campo em abril de 2023).

No primeiro trimestre de 2023, a produção média do Ativo Potiguar alcançou 12.996 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), com queda de 1% em comparação ao trimestre anterior e crescimento de 16% quando comparado ao mesmo período do ano de 2022. Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) do Ativo Potiguar em barris de óleo equivalente segregados em petróleo e gás, incluindo os 31 campos operados pela Companhia e a participação nas 2 concessões operadas pela parceira Mandacaru Energia.

Ativo Potiguar | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Índice





Ativo Bahia/ Sergipe

- 1. Integração da operação dos campos de Tiê na Bahia e Tartaruga em Sergipe;
- 2. 19 projetos de *Workover* realizados;
- 3. Preparação da Sonda de Perfuração para início no 2T23 da campanha no Ativo Bahia.

No primeiro trimestre de 2023, a produção média do Ativo Bahia alcançou 10.668 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), crescimento de 15% em comparação ao trimestre anterior e de 38% quando comparado ao mesmo período do ano de 2022. O crescimento orgânico da produção do Ativo na comparação com o trimestre anterior, excluindo a produção da SPE Tiêta, foi de 7,3%.

Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) em barris de óleo equivalente segregados em petróleo e gás, incluindo os campos operados pela Companhia e a participação na produção da Jazida Compartilhada "Zona Água Grande – Bloco 2" entre as concessões Gomo e Bonsucesso, operada pela 3R Rio Ventura S.A.

Ativo Bahia / Sergipe | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Mobilização de novos equipamentos e capacidade de execução

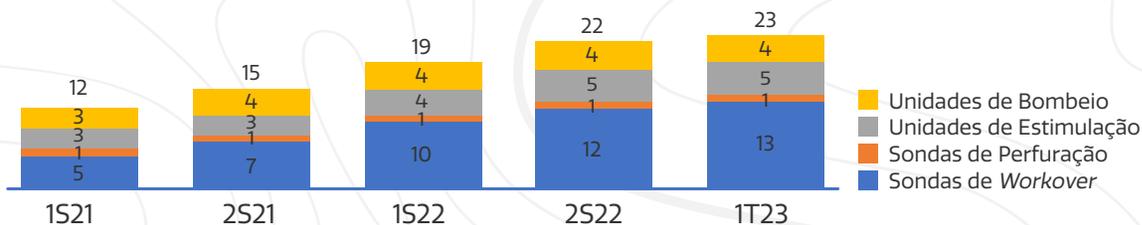
A Companhia segue ampliando sua capacidade de execução, em linha com a estratégia de alocação de capital para desenvolvimento de suas reservas nos Ativos em que opera. No primeiro trimestre de 2023, eram previstas a entrada em operação de duas sondas próprias de *workover* adquiridas em 2022 e uma sonda de perfuração terceirizada. Foram registrados atrasos relacionados ao processo de comissionamento nas 3 unidades, tendo a Sonda de Perfuração sido liberada para operação em 23 de abril de 2023 e as duas sondas de *workover* têm entrada em operação previstas até junho.



Índice



Evolução da Frota de Equipamentos



A frota mobilizada de sondas em março de 2023 inclui equipamentos próprios e alugados, operados com equipes próprias, e terceirizados.

Com o objetivo de assegurar a execução de seu plano de negócios, a Companhia segue em processo de mobilização de equipamentos adicionais para reforçar e otimizar eficiência de execução. Atualmente encontram-se em diferentes estágios de mobilização: 1 Sonda própria de Perfuração Leve, 1 Sonda própria de Perfuração Profunda, 3 Sondas próprias de *Workover* e 1 unidade de fraturamento.

A frota de unidades de estimulação contabiliza 4 equipamentos próprios e 1 de terceiros a partir do 2S22, e as unidades de bombeio contabilizam apenas equipamentos próprios.

Escoamento e Comercialização

Petróleo

A Companhia possui contratos para venda de Petróleo Cru com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, com a Dax Oil Refino S.A. e com a Refinaria Riograndense. Os contratos com a Petrobras preveem o uso da infraestrutura de *midstream* para escoamento da produção. Na Bahia a transferência de custódia acontece nos parques de transferência Recife e São Sebastião. No Rio Grande do Norte, as transferências de custódia acontecem na Estação de Estreito B e no terminal portuário do Ativo Industrial de Guimarães. Nos ativos da SPE Tiêta, a produção é escoada via carretas a partir das estações Tiê (Bahia) e Tartaruga (Sergipe).



Índice



Durante o primeiro trimestre de 2023, em decorrência da interdição do Polo Bahia Terra, foi suspenso o recebimento de petróleo no Parque São Sebastião, de modo que a Companhia passou a transportar parte de sua produção do Ativo Bahia via carreta para a Estação São Roque, aumentando o fluxo de transferência via oleoduto para o Parque Recife.

Na tabela abaixo constam os volumes comercializados no trimestre com cada comprador:

Cliente	Volume (m ³)	%
Petrobras - Rio Grande do Norte	124.618	63%
Petrobras - Bahia	64.737	33%
Outros	9.565	5%

Como evento posterior ao fechamento do trimestre, a Companhia celebrou um novo contrato com a Petróleo Brasileiro S.A para comercialização de parte da produção de Tiê, com início em 01 de abril de 2023.



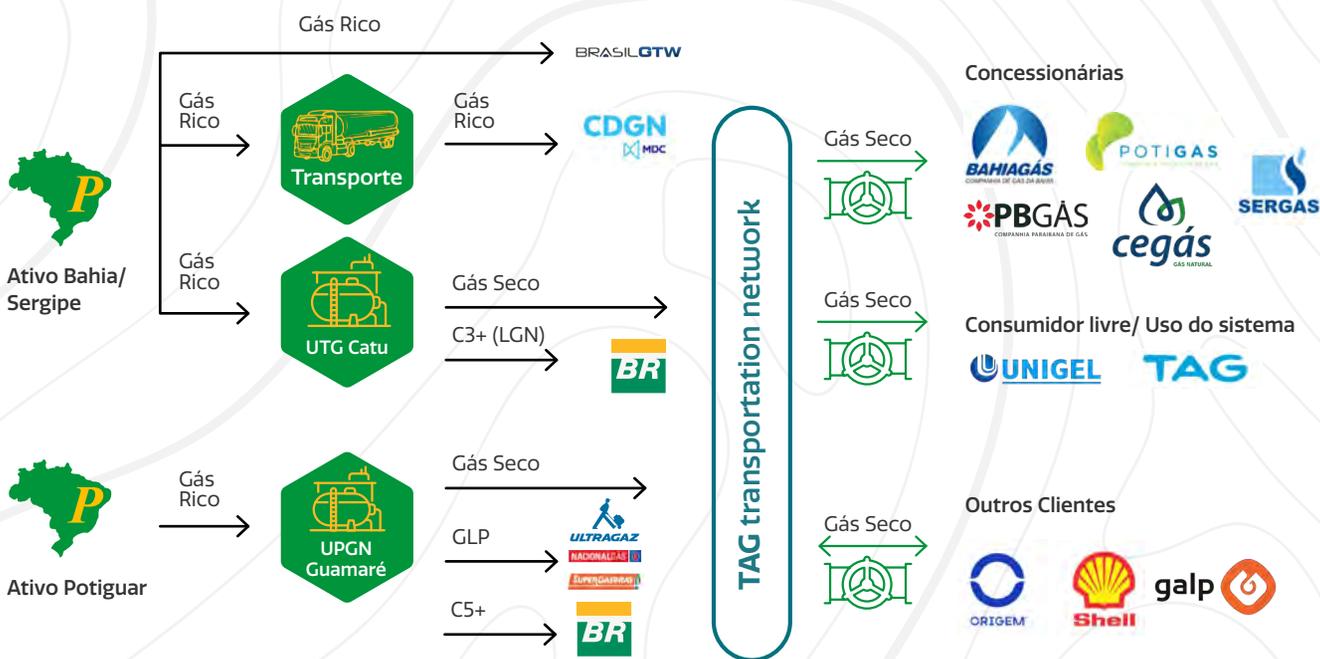
Índice



Gás Natural

A partir de 1º de janeiro de 2022, com a regulamentação da nova Lei do Gás, foi dado início ao fornecimento de gás natural da PetroReconcavo e suas controladas para distribuidoras estaduais de gás do Nordeste brasileiro e para consumidores do mercado livre de gás, bem como a comercialização de sua produção de líquidos processados de gás natural. Atualmente, com exceção da SPE Tiêta, a Companhia pode comercializar o gás natural, a partir de qualquer Ativo com qualquer um dos atuais clientes.

Os diagramas abaixo apresentam o fluxo de produção do gás natural do Ativo Bahia e Ativo Potiguar, respectivamente.

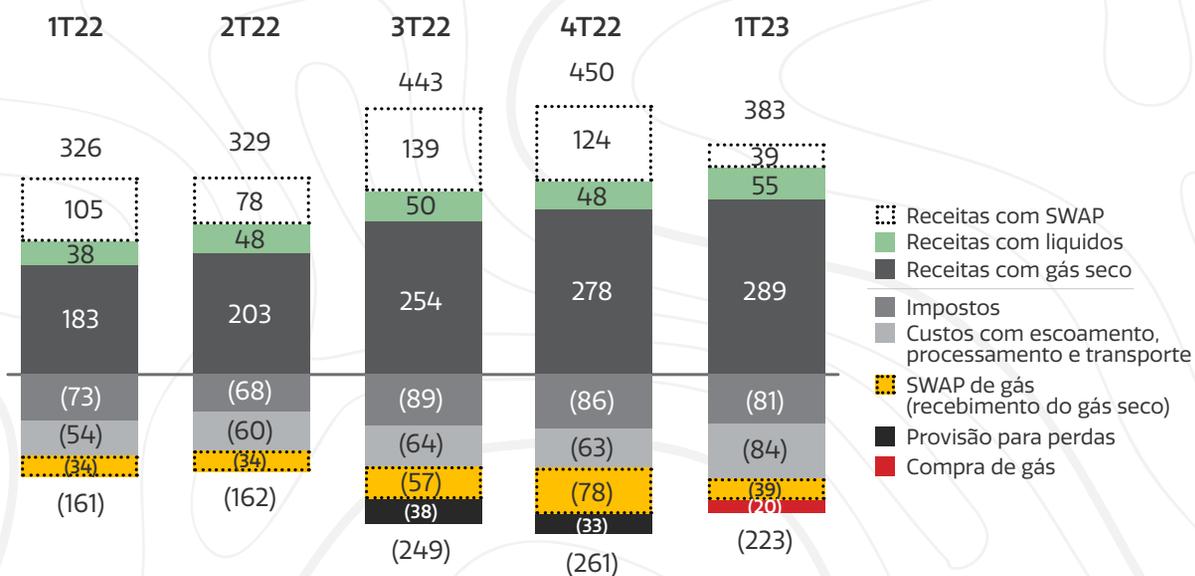


Em linhas gerais, os resultados do trimestre demonstram uma redução de custos, mas que vieram associadas a uma queda de receita. Os resultados do trimestre ainda foram impactados por eventos operacionais, que motivaram aquisição de gás de terceiros como estratégia comercial para evitar falhas de fornecimento. Maiores detalhes sobre os resultados são explicados a seguir em cada operação relacionada ao gás natural.



Índice





Gás Rico

Ao final do primeiro trimestre de 2023 a Companhia possuía contratos com a CDGN e Brasil GTW para comercialização da produção de gás natural rico dos campos de Tiê e Tartaruga, que se encontram desconectados da malha de gasodutos no momento. Foram comercializados no trimestre 3,9 milhões de m³ de gás rico com estes clientes.



Índice





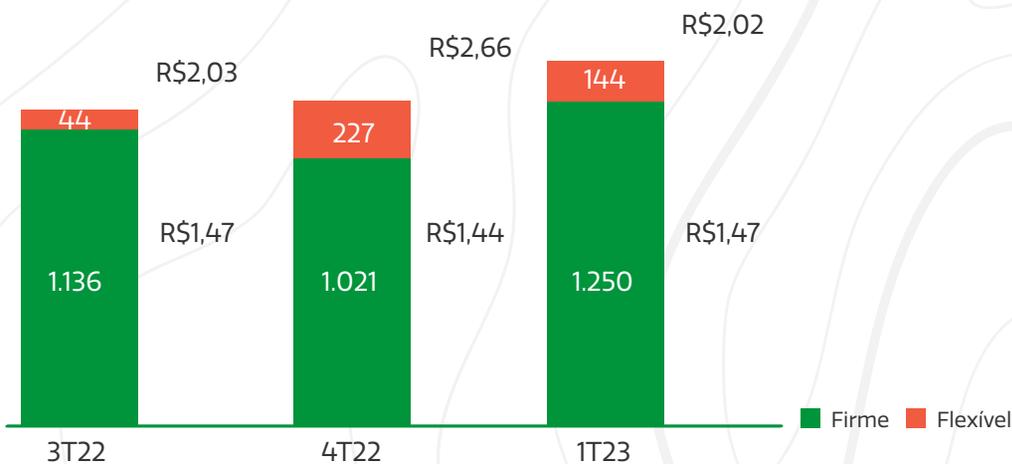
Gás Seco

No primeiro trimestre de 2023, a Companhia firmou um novo contrato para suprimento de gás natural com a Sergipe Gas - Sergas, o primeiro com vigência de 10 (dez) anos. O contrato é de modalidade firme, flexível e interruptível em seu teor. Os volumes firmes previstos são de 50.000 m³/dia de gás natural no segundo semestre de 2023 e 100.000 m³/dia de gás natural de 2024 a 2032. O preço do gás do referido contrato será constituído pela soma do repasse do custo de transporte (Parcela de Transporte) com a Parcela da Molécula. A Parcela da Molécula dos volumes firmes de gás natural do referido contrato é de 13,6% da cotação do Petróleo tipo Brent para 2023 e 2024 e 12,6% da cotação do Petróleo tipo Brent para 2025 a 2032. Foram determinados preços de piso e teto para cotação do Petróleo tipo Brent, que serão ajustados por inflação americana CPI anualmente.

Ao final do primeiro trimestre de 2023 a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.266 mil m³/dia a um preço médio da molécula de R\$1,47 / m³, e que corresponderam a 89% do volume médio diário comercializado no trimestre. Os volumes produzidos superiores às demandas firmes contratadas foram comercializados em contratos flexíveis, preferencialmente, com à Bahiagás e Unigel em preços que na média totalizaram R\$2,02/ m³.

Ao decorrer do trimestre a Companhia adquiriu gás de terceiros ao custo aproximado de R\$20 milhões. As operações aconteceram em momentos de oportunidades de *trading* casado ou para evitar penalidades por descumprimento de demanda contratada, em períodos em que a infraestrutura de terceiros esteve indisponível por eventos de manutenção não programada.

Gás Natural Seco | Volume comercializado em Mm³/dia e preços médios em R\$/m³



Índice



Líquidos do Gás Natural

Desde janeiro de 2022, a Companhia comercializa sua produção de líquidos derivados do processamento do gás natural. Os volumes comercializados podem ter pequenas variações entre os volumes produzidos que podem ser armazenados em estoque. Os volumes produzidos seguem conforme tabela abaixo:

Líquidos Processados de Gás Natural | Volume Produzido por Trimestre

	Unidade	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23
C3+	Mm ³	11.808	14.594	17.149	17.056	18.328
GLP	toneladas	6.269	6.590	7.258	7.784	7.683
C5+	Mm ³	3.180	3.666	3.442	3.803	3.748

No 1T23 no Ativo Potiguar, a produção de GLP foi comercializada com as distribuidoras Ultragaz, Nacional Gás Butano e Supergasbras e o C5+ foi comercializado com a Petrobras.

Quanto ao volume de líquido de gás natural produzido na Bahia (C3+), a Companhia firmou contrato definitivo para escoamento e processamento do gás natural em moldes semelhantes ao contrato firmado pela controlada Potiguar E&P para acesso à UPGN Guimarães, encerrando o Contrato de Swap em 28 de fevereiro de 2023. A partir dos novos contratos de processamento e escoamento, vigentes a partir de 01 de março de 2023, a Companhia possui a ter direitos à comercialização do C3+ produzido na planta.



Índice



O Contrato Swap com a Petrobras estabelecia que a Companhia vendia o Gás Rico, produzido em todos os campos dos Polos Remanso e Miranga, na entrada da Unidade de Tratamento de Gás de Catu ("UTG Catu"), e a Petrobras, por sua vez, revendia o gás natural seco após o processamento da UTG para a Companhia, gerando créditos a partir dos líquidos produzidos e retidos na UTG que poderiam ser utilizados para abatimento dos custos de Processamento de Gás e outros custos.

Em julho de 2022, a Companhia foi notificada pela Petrobras acerca de possíveis discrepâncias nos valores dos créditos obtidos dos líquidos de gás natural (LGN), suportados pelos Contratos de Swap com a Petrobras. Desde então e até 31 de dezembro de 2022, a Companhia deixou de reconhecer parte dos créditos aos quais faz jus contratualmente e reconheceu uma provisão para perdas no contas a receber, até que um acordo com a Petrobras seja alcançado.

A partir de 01 de janeiro de 2023 passou a vigorar um novo contrato de SWAP que alterou as tarifas de escoamento e processamento, bem como, a partir de 09 de janeiro, o modelo de cálculo dos rendimentos dos produtos processados, que passou a adotar a medição dos volumes por produto, por operador em substituição ao modelo anterior que considerava valores fixos contratuais.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Receita líquida	719.212	776.606	-7%	703.476	2%
Custos e despesas	(335.030)	(333.784)	0%	(225.579)	49%
Royalties	(49.346)	(51.445)	-4%	(63.158)	-22%
EBITDA	334.836	391.377	-14%	414.739	-19%
Depreciação, amortização e depleção	(103.923)	(83.600)	24%	(69.932)	49%
Lucro Operacional	230.913	307.777	-25%	344.807	-33%
Resultado financeiro líquido	6.301	52.886	-88%	185.855	-97%
Impostos correntes	(45.468)	47.403	n.m.	(51.087)	-11%
Impostos diferidos	7.767	573	1255%	(77.737)	n.m.
Resultado líquido	199.513	408.639	-51%	401.838	-50%



Índice



23



Receita Líquida

A receita líquida da Companhia foi de R\$719 milhões no primeiro trimestre de 2023, redução de 7% versus o 4T22.

Receita líquida (em milhares de R\$)					
	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Ativo Bahia	420.177	472.059	-11%	424.791	-1%
Receita bruta com Petróleo	205.791	192.967	7%	204.549	1%
Receita bruta com gás natural e subprodutos	214.386	279.092	-23%	220.242	-3%
Ativo Potiguar	541.278	599.226	-10%	536.504	1%
Receita bruta com Petróleo	372.887	428.709	-13%	430.612	-13%
Receita bruta com gás natural e subprodutos	168.391	170.517	-1%	105.892	59%
Instrumentos financeiros derivativos	(71.468)	(98.724)	-28%	(85.230)	-16%
Receita Bruta	889.987	972.561	-8%	876.065	2%
Deduções sobre a Receita	(170.775)	(195.955)	-13%	(172.589)	-1%
Receita Líquida	719.212	776.606	-7%	703.476	2%
Receita líquida com Petróleo	408.451	413.356	-1%	449.891	-9%
Receita líquida com gás natural e subprodutos	310.671	363.250	-14%	253.585	23%

No primeiro trimestre, o preço médio do petróleo tipo *Brent* foi de US\$81,27/bbl, 8% inferior ao preço médio observado no trimestre anterior. A receita foi impactada pela redução no preço do petróleo e parcialmente compensada pelo aumento de produção e uma melhora nos descontos médios contratuais. A tarifa média de câmbio de reais para dólares se manteve estável nos últimos dois trimestres.

Em contrapartida, a desvalorização do barril de petróleo do tipo *Brent* resultou em um menor impacto nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No primeiro trimestre de 2023, registramos uma perda de R\$71 milhões nessa rubrica, 28% menor que o trimestre anterior. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 434 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$51,17/bbl.

A variação na receita de gás natural na comparação trimestral é uma combinação dos seguintes fatores:

1. Alterações no contrato SWAP na UTG Catu a partir de janeiro, impactando negativamente as receitas com créditos de líquidos de gás natural e, por outro lado, impactando positivamente os custos e despesas com redução nas tarifas e encerramento da contabilização de perdas de crédito esperadas;
2. Término do contrato de SWAP a partir de março e consequente encerramento do registro de receita com vendas de gás rico e créditos de líquidos de gás natural no âmbito do contrato;
3. Aumento no volume comercializado de gás seco;
4. Redução nos volumes comercializados de líquidos de gás natural;
5. Redução nos preços dos produtos com contratos indexados ao *Brent*.



Índice



Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos custos e despesas em 2022 e 2021.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)					
	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Pessoal	65.988	62.448	6%	48.037	37%
Serviços e Materiais	94.436	69.012	37%	59.955	58%
Eletricidade	19.133	19.852	-4%	19.048	0%
Licenciamento ambiental	4.690	3.202	46%	1.433	227%
Compra/Swap de gás	58.476	78.208	-25%	34.458	70%
Escoamento do gás	4.195	3.318	26%	2.420	73%
Processamento do gás	37.188	28.920	29%	21.672	72%
Transporte de gás	42.502	30.939	37%	30.029	42%
Perdas de crédito esperadas	-	32.749	n.m.	-	n.m.
Outros custos e despesas	8.421	5.136	64%	8.527	-1%
Total	335.030	333.784	0%	225.579	49%

Os custos e despesas se mantiveram estáveis com variação inferior a 1%, passando de R\$334 milhões no quarto trimestre de 2022, para R\$335 milhões no primeiro trimestre de 2023.

Os custos com pessoal aumentaram refletindo novas contratações sobretudo para área de Sondas e Serviços. Já os custos com energia elétrica reduziram em 4% na comparação trimestral. Essa variação reflete a adequação da demanda por energia contratada.

Os custos e despesas de serviços e materiais aumentaram em R\$25 milhões ou 37%, passando de R\$69 milhões no quarto trimestre de 2022, para R\$94 milhões no primeiro trimestre de 2023. Esse aumento pode ser explicado, principalmente, pelos seguintes motivos:

- (a) Pagamento de honorários a assessores que auxiliaram a Companhia no processo de aquisição da Maha Energy Brasil no montante de R\$11,4 milhões;
- (b) Redução no fator de presunção do crédito presumido de ICMS no estado da Bahia, que reduziu de 4,24% no 4T22 para 3,43% no 1T23, impactando negativamente os custos em R\$2,3 milhões no trimestre;



Índice



- (c) Venda do petróleo que ficou armazenado em 31 de dezembro de 2022, com consequente reconhecimento do custo associado a essa venda impactando o custo no trimestre em R\$6,6 milhões;
- (d) Por fim, com a interdição das operações da Petrobras no Polo Bahia Terra, parte da produção da Companhia precisou ser escoada por carretas no trimestre. O custo com transporte via carreta ficou R\$1,9 milhão superior no trimestre, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

A soma dos custos com a compra/swap, escoamento, processamento e transporte de gás natural no primeiro trimestre de 2023 se mantiveram estáveis versus 4T22, refletindo novos contratos de processamento e o aumento na aquisição de gás de terceiros, estratégia adotada em momentos de oportunidades de *trading* casado ou para evitar penalidades por descumprimento de entrega de demanda contratada, em períodos em que a infraestrutura de terceiros esteve indisponível. Não obstante os custos também refletem a incidência de encargos adicionais por descumprimento de QDC no uso das infraestruturas de escoamento e processamento. Observa-se também variação dos custos entre linhas de compra/swap e processamento de gás natural devido ao fim do contrato de swap de gás natural, que vigorou durante todo o ano de 2022 e durante os meses de janeiro e fevereiro de 2023.

Custo médio de produção – *lifting cost* (em US\$/BOE)

O cálculo do custo médio de produção (*lifting cost*) é a soma dos custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (BOE).

O custo médio de produção do primeiro trimestre de 2023 foi de \$12,92, aumento de 6% versus o trimestre anterior, impactado pelos aumentos nos custos mencionados no tópico acima.

A 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 Polo Remanso + BTREC, decorrente de fase mais avançada em projetos de recuperação secundária.



Índice



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



Resultado financeiro líquido

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

	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Receitas financeiras	10.888	10.924	0%	4.287	154%
Despesas financeiras	(24.454)	(19.218)	27%	(23.182)	5%
Variações cambiais, líquidas	19.867	61.180	-68%	204.750	-90%
Resultado financeiro, líquido	6.301	52.886	-88%	185.855	-97%

O resultado financeiro líquido no primeiro trimestre de 2023 foi de R\$6 milhões, comparado com um resultado de R\$53 milhões no quarto trimestre de 2022. 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 taxa de câmbio R\$/US\$ reduziu 3% no período, passando R\$ 5,22 em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 5,07 em 31 de março de 2023.



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido**Imposto de renda e contribuição social** (em milhares de R\$)

	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Correntes	(45.468)	47.403	n.m.	(51.087)	-11%
Diferidos	7.767	573	1255%	(77.737)	n.m.
Imposto de renda e contribuição social	(37.701)	47.976	n.m.	(128.824)	-71%

As despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido refletem o resultado no período. A comparação com o quarto trimestre de 2022 fica prejudicada pois no mês de dezembro de 2022 a Companhia efetuou pagamento de juros sobre capital próprio no montante de R\$180 milhões, além de ter tido homologado o benefício fiscal de redução do imposto de renda para a SPE Miranga, com um impacto positivo de R\$82 milhões em 2022, reconhecidos integralmente no 4T22.



Índice





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

	1T23	4T22	Δ%	1T22	Δ%
Resultado antes dos impostos	237.214	360.663	-34%	530.662	-55%
Depreciação, amortização e depleção	103.923	83.600	24%	69.932	49%
Juros e variações cambiais, líquidas	(4.330)	(48.279)	-91%	(193.553)	-98%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	59.514	33.480	78%	45.119	32%
Outros ajustes e variações ao lucro	6.798	39.778	-83%	6.956	-2%
Variação de ativos e passivos	52.691	10.909	383%	(183.987)	n.m.
Juros pagos	(23.951)	(3.499)	585%	(12.194)	96%
IR e CSLL pagos	(33.826)	(65.485)	-48%	(29.361)	15%
Variação do Caixa resultante das atividades operacionais	398.033	411.167	-3%	233.574	70%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(397.155)	(343.172)	16%	(214.411)	85%
Aplicações financeiras	502.207	134.920	272%	(20.091)	n.m.
Aquisição da SPE Tiêta	(472.255)	-	n.m.	-	n.m.
Variação do Caixa resultante das atividades de investimento	(367.203)	(208.252)	76%	(234.502)	57%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	-	n.m.
Pagamento de financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições	(182.729)	(186.002)	-2%	(61.369)	198%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	672	-	n.m.	189	256%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	(4.055)	3.889	n.m.	31	n.m.
Dividendos e JCP pagos	-	(164.751)	n.m.	-	n.m.
Variação do Caixa resultante das atividades de financiamento	(186.112)	(346.864)	-46%	(61.149)	204%
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	226	310	-27%	1.385	-84%
Variação do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(155.056)	(143.639)	8%	(60.692)	155%



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais reduziu 3% no primeiro trimestre de 2023 quando comparado ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$367 milhões no primeiro trimestre de 2023, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$397 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços e no aumento do almoxarifado de inversões fixas, devido à compra de materiais para o programa de investimentos da Companhia;
- (II) No primeiro trimestre de 2023, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras no montante de R\$502 milhões;
- (III) A Companhia aplicou R\$472 milhões na aquisição da SPE Tiêta.



Índice



30



A tabela abaixo demonstra o total do caixa aplicado nas atividades de investimento no ativo imobilizado e intangível da Companhia:

Capex 1T23 (em R\$MM)	Adições	Transferências	Subtotal	Baixas*	Total
Desenvolvimento de Novas Reservas	134	59	193	(6)	187
Almoxarifado de inversões fixas	175	(47)	128	(49)	78
Direito de produção de óleo e gás	-	-	-	-	-
Gastos exploratórios	2	-	2	(0)	2
Demais ativos fixos e intangíveis	86	(12)	75	(8)	67
Total	397	-	397	(63)	334

O aumento na linha de Almoxarifado de inversões fixas deveu-se, principalmente, ao atraso no início da campanha de perfuração no Ativo Bahia e na execução de alguns projetos de facilidades, bem como à preparação para o aumento no nível de atividades a partir da mobilização das novas sondas de *workover*. Visando uma maior eficiência em uma estratégia de *Supply Chain* integrada, a Companhia promoveu, a partir de abril de 2023, uma reorganização transferindo a área de Logística e Materiais para reporte à estrutura do CFO. Esperamos que com esta reorganização e com a recente normalização das cadeias de fornecimento globais, conseguiremos uma gestão de estoque mais eficiente, com estabilização e posterior redução do capital imobilizado ao longo dos próximos trimestres.

A variação na linha de Demais Ativos Fixos e Intangíveis reflete, principalmente o pagamento pela aquisição de novos equipamentos, em especial as Sondas de Perfuração e *Workover*, em diferentes estágios de mobilização e cujos desembolsos já eram previstos para terem maior concentração no primeiro semestre de 2023. Pagamentos remanescentes da ordem de, aproximadamente, R\$ 65 milhões são esperados nos próximos trimestres.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$186 milhões no primeiro trimestre de 2023, com destaque para o pagamento de R\$183 milhões referentes a financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições. Como consequência dos itens listados acima, a redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa no primeiro trimestre de 2023 foi de R\$155 milhões, enquanto no trimestre passado foi de R\$144 milhões.



Índice



04

Outros destaques do balanço

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

Em 31 de março de 2023, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$927 milhões.

Atualmente, a maior parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundos cambiais. Essas aplicações têm como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real e a Companhia visa se proteger da variação cambial, uma vez que a grande maioria das dívidas da Companhia e suas controladas são denominadas em dólar. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares.

Endividamento

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	31/03/23	31/12/22	Δ%
FINEP	-	331	n.m.
Empréstimos bancários	643.114	670.168	-4%
Custos a amortizar	(14.891)	(14.918)	-4%
Valores a pagar de aquisições	1.010.049	918.272	10%
Dívida bruta	1.638.272	1.573.853	4%
Caixa e equivalentes de caixa	205.972	361.028	-43%
Aplicações financeiras	721.065	1.250.163	-42%
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	711.235	(37.338)	n.m.
EBITDA últimos 12 meses	1.529.517	1.609.420	-5%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,47 x	-0,02 x	0,49 x

A dívida líquida no primeiro trimestre de 2023 atingiu R\$711 milhões, impactada pela aquisição da Maha Energy Brasil, que contribuiu tanto para a diminuição do caixa, como para o aumento dos valores a pagar por aquisições. Estimamos que, com o EBITDA de 12 meses proforma da empresa adquirida Maha Energy Brasil, o índice de alavancagem da Companhia seria 0,41x.



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 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 março de 2023, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

Instrumentos de <i>hedge</i> contratos em aberto	Preço médio do exercício 31/03/2023	Quantidade 31/03/2023	Valor justo dos instrumentos de <i>hedge</i> 31/03/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	51,80	462.000	(65.175)
De 3 a 6 meses	51,90	453.000	(60.888)
De 6 a 12 meses	55,90	891.500	(92.735)
De 1 a 2 anos	59,85	567.500	(41.152)
Total	55,29	2.374.000	(259.950)

O volume médio total de barris *hedgeados* para o ano de 2023, conforme tabela acima, é de aproximadamente 3.731 bopd, ou cerca de 15,3% da produção média total da Companhia no 1T23 que foi de 24.415 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 26,9% da produção média de petróleo da Companhia no 1T23 que foi de 13.891 bopd.

No terceiro trimestre de 2022, a Companhia assinou contrato de financiamento sindicalizado com o objetivo de pré-pagamento da dívida contratada para aquisição do Polo Riacho da Forquilha, simplificando *covenants* e garantias, que flexibilizaram a necessidade de contratação de *hedges* adicionais.



Índice



05

SSMS & ASG

Em 2023, o fortalecimento da Cultura de Segurança segue com diversas atividades de educação em todos os níveis de lideranças da Companhia. Nesse sentido, as equipes de Sondas e Serviços reforçaram as inspeções em campo com um programa chamado "Safety Walk", que tem como objetivo identificar e tratar desvios que possam resultar em incidentes.

Realizamos a Campanha Janeiro Branco com o objetivo de promover a conscientização sobre a importância da prevenção ao adoecimento emocional e a Campanha de Vacinação COVID na SPE Miranga, em parceria com a secretaria de saúde do município de Pojuca.

O primeiro trimestre foi marcado pelos compromissos dos reportes aos órgãos ambientais, referente a diversos temas que visam demonstrar o desempenho ambiental das empresas no ano anterior. Nesse sentido, a Companhia reportou ao INEMA o Relatório Técnico de Garantia Ambiental (RTGA), ao IBAMA reportamos o Relatório de Atividades Potencialmente Poluidoras (RAPP) e o Inventário de Resíduos Sólidos ao Sistema Nacional de Informações sobre a Gestão de Resíduos Sólidos (SINIR), ligado ao Ministério de Meio Ambiente.

Finalizamos o inventário de gases do efeito estufa relacionado ao ano de 2022 seguindo a metodologia do GHG Protocol. O inventário realizado incluiu os escopos 1 e 2 e foi baseado nos resultados das operações do Grupo PetroReconcavo nos Ativos Bahia e Potiguar, o qual foi reportado à ANP. O total de emissões da Companhia foi de 154.791,50 tCO₂e, sendo o Ativo Bahia responsável por emitir 89.038,47 tCO₂e, já o Ativo Potiguar 65.753,03 tCO₂e. Em relação a 2021, o aumento é o resultado do incremento da produção nos ativos, por consequência o consumo de combustíveis nas caldeiras, geradores, motores e outros equipamentos, indispensáveis em nossa cadeia produtiva, se intensificam. Considerando o indicador de intensidade carbônica, os resultados da Companhia indicam uma redução em 21% no Ativo Bahia e em 51% no Ativo Potiguar, sobretudo pela melhoria de processos operacionais e compensação do escopo 2 por meio da compra de energia certificada renovável de fonte eólica.



Índice



No primeiro trimestre de 2023 avançamos no processo de elaboração do nosso segundo relatório de sustentabilidade de acordo com a metodologia da Global Reporting Initiative (GRI), o qual pretendemos divulgar até o final do 2T23. Os assuntos e dados retratados no relatório correspondem ao resultado de um processo de materialidade que definiu os temas mais relevantes para a Companhia e os nossos *stakeholders*.

Em continuidade a implementação do Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão iniciado em 2022, foi realizado no primeiro trimestre de 2023, com apoio da Consultoria Mais Diversidade, o diagnóstico de processos da empresa sob a luz da Diversidade e com a participação do Comitê foram estabelecidos os temas prioritários a serem trabalhos no decorrer do ano. Foi estabelecido formalmente a estrutura de Governança de DE&I, e realizada a formação do grupo de Secretaria executiva, um braço do Comitê de Diversidade que será responsável pela execução da estratégia.

Na Bahia, mantivemos o projeto Ciranda Viva Recôncavo, que atende 3 comunidades na região de Catu, e contempla atividades de educação ambiental, reforço escolar e esportes. No primeiro trimestre o Projeto atendeu 170 crianças e jovens.

Também ampliamos a atuação do Projeto Ciranda Agroflorestal, que tem o objetivo de contribuir com o aumento da biodiversidade e com o incremento de renda de agricultores na região do Polo Miranga. O projeto em 2022 atendeu diretamente 80 famílias de 08 Comunidades e a partir de janeiro de 2023 passou a atender 100 famílias de 10 comunidades, realizando atividades como a implementação do sistema agroflorestal, feiras da agricultura familiar e oficinas e mentorias de empreendedorismo.



Índice



Renovamos a parceria com o Projeto Tamar que visa contribuir com a conscientização ambiental e valorização cultural das crianças de escolas públicas de Mata de São João e região, através de visitas guiadas. Em 2022 possibilitamos a visita de 4.833 crianças e em 2023 estão programados 5.000 crianças e jovens.

No Rio Grande do Norte, em parceria com a ONG AVSI Brasil e Fundação Banco do Brasil, iniciamos a nova fase de ampliação do Programa Viva Sabiá que tem o objetivo de promover o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais potiguares por meio do acesso à água de qualidade, educação ambiental e tecnologias sociais. Nesta nova fase serão desenvolvidas ações de agroecologia, geração de renda e educação alimentar, atendendo 05 comunidades, 450 beneficiários diretos e atingindo mais de 2.000 pessoas com ações de educação ambiental.

Nos tornamos integrantes do Pacto Global das Nações Unidas (ONU) no Brasil em 2023. Essa iniciativa voluntária reforça o nosso protagonismo nas ações de promoção do desenvolvimento econômico, social e ambiental onde atuamos. Ao integrar o Pacto Global, visamos comunicar o nosso progresso em relação aos Dez Princípios nas áreas de direitos humanos, trabalho, meio ambiente e combate à corrupção, de forma a manter uma constante evolução em nossas práticas internas de sustentabilidade.

A Companhia se dedica diariamente à evolução da sua atuação no âmbito da ética e da transparência, agindo com coerência e respeito às legislações, fatores que são fundamentais para a consolidação de um dos nossos principais valores, a Integridade.

No primeiro trimestre foram realizadas campanhas de comunicação e treinamento para os colaboradores acerca do Programa de Integridade e do Código de Ética e Conduta, que abordou temas como: Comportamentos Éticos, Anticorrupção, Conflito de Interesses, Diversidade e Inclusão, Sustentabilidade e Responsabilidade Socioambiental, Segurança da Informação, Uso de ativos e equipamentos, entre outros temas relacionados.



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br