

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2023

Teleconferência de Resultados do 3T23
Sexta-feira, 10 de novembro de 2023
9h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV

B3 LISTED NM

IBOV IBRX100 SMLL IBRA IGC IGC-NM ITAG IGCT

 **PetroReconcavo**

Destaques de 3T23

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, 09 de novembro de 2023 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre de 2023 (3T23). 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 3T23

- Produção média de 28,0 mil barris de óleo equivalente por dia (BOED) no 3T23, representando um crescimento de 7% vs. 2T23, e crescimento de 26% na comparação 9M23 vs. 9M22;
- Receita Líquida de R\$748 milhões no 3T23, crescimento de 14% quando comparado ao 2T23;
- EBITDA de R\$ 377 milhões no 3T23, crescimento de 18% vs. 2T23;
- Lucro líquido de R\$ 145 milhões no 3T23, queda de 18% comparado ao 2T23;
- Lifting Cost de U\$12,15 por BOE no 3T23, redução de 10% versus o trimestre anterior;
- Em julho, foi assinado o contrato de fornecimento de gás natural por 10 anos para a Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, com cláusula de preço mínimo e máximo que atua como hedge do preço do gás natural e diminui o risco de exposição da Companhia ao preço de petróleo;
- Em julho, houve a contratação de Financiamento Sindicalizado no valor de US\$ 60 milhões, com vencimento em 36 meses e juros correspondentes à taxa de referência Term SOFR para 3 meses + 3,80% ao ano, contribuindo para o pagamento, em agosto, da segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta (antiga Maha Energy Brasil);
- Em julho, foi divulgado o segundo relatório de sustentabilidade correspondente ao ano de 2022 de acordo com a metodologia da *Global Reporting Initiative (GRI)*, com avanços significativos em relação a 2021;
- Em agosto, a ANP aprovou a extensão do contrato de concessão do Campo de Riacho da Forquilha, o que motivou o pagamento da última parcela contingente da aquisição do Polo Riacho da Forquilha para a Petrobras;
- Em setembro, a Companhia foi notificada pela Petróleo Brasileiro S.A. acerca do encerramento do processo de desinvestimento do Polo Bahia Terra, com a consequente devolução do depósito efetuado a título de garantia financeira para início das negociações, acrescido de correção monetária;
- Em setembro, a Companhia passou a integrar o Índice Ibovespa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão;
- Após o encerramento do trimestre, a Companhia obteve a aprovação do Plano de Desenvolvimento e a Prorrogação Contratual da Fase de Produção do Campo de Miranga, até agosto de 2052 e concessão do benefício de redução de *royalties* sobre produção incremental;
- Após o encerramento do trimestre, a Assembleia Geral de acionistas da Companhia aprovou em 31 de outubro de 2023, observadas as exigências regulatórias, a reorganização societária envolvendo a Companhia e suas controladas Potiguar E&P S.A., Recôncavo E&P S.A. e SPE Miranga S.A.



Índice



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

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Receita Líquida	747.829	658.314	14%	804.848	-7%	2.125.355	2.199.333	-3%
Lucro Líquido do período	145.097	177.641	-18%	211.883	-32%	522.251	744.752	-30%
Margem Líquida ¹	19,4%	27,0%	-7,6 p.p.	26,3%	-6,9 p.p.	24,6%	33,9%	-9,3 p.p.
EBITDA ²	377.334	319.238	18%	423.433	-11%	1.031.408	1.218.043	-15%
Margem de EBITDA ³	50,5%	48,5%	2,0 p.p.	52,6%	-2,2 p.p.	48,5%	55,4%	-6,9 p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	447.944	379.524	18%	550.749	-19%	1.233.772	1.560.950	-21%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	54,7%	52,8%	1,9 p.p.	59,1%	-4,4 p.p.	53,0%	61,4%	-8,4 p.p.
Dívida Líquida ⁶	802.864	781.626	3%	(84.111)	n.m.	802.864	(84.111)	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	0,56 x	0,53 x	0,03 x	-0,06 x	0,62 x	0,56 x	-0,06 x	0,62 x
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	27.958	26.045	7%	22.045	27%	26.152	20.685	26%
Produção bruta (em boe) ⁸	2.572.114	2.370.095	9%	2.028.097	27%	7.139.609	5.647.094	26%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 59,29	R\$ 67,03	-12%	R\$ 60,62	-2%	R\$ 63,52	R\$ 64,23	-1%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ¹⁰	R\$ 4,88	R\$ 4,95	-1%	R\$ 5,25	-7%	R\$ 5,01	R\$ 5,13	-2%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$12,15	\$13,54	-10%	\$11,55	5%	\$12,68	\$12,51	1%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ¹²	\$86,76	\$78,39	11%	\$100,85	-14%	\$82,14	\$105,35	-22%

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 àquelas 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.
- (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, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, 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) A taxa 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, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, 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)



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05

No terceiro trimestre, fomos capazes de alcançar resultados sólidos decorrentes de iniciativas empreendidas que demonstram o nosso compromisso com a excelência operacional e com o crescimento sustentável.

Dentre outros indicadores, destacamos uma redução de 10% no nosso *Lifting Cost* versus o trimestre anterior, alcançando U\$12,15 por BOE e o atingimento da média recorde de produção de 28 mil barris de óleo equivalente por dia (BOED), o que representa um crescimento de 7% em comparação com o segundo trimestre de 2023 e um notável aumento de 27% quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

A redução do nosso *Lifting Cost*, que já era considerado referência no setor de produção de petróleo e gás natural onshore no Brasil, e o contínuo aumento da produção são reflexos do nosso foco contínuo na eficiência na alocação de capital e na captura de otimizações operacionais, sempre com os mais altos padrões de segurança.

Em razão da entrada em operação de novas sondas próprias, a Companhia desmobilizou as terceirizadas e, com essa frota de equipamentos, chegamos a uma estrutura adequada para dar continuidade ao desenvolvimento das reservas dos nossos ativos atuais, buscando ganhos de eficiência e redução de custos, em particular custos de capital associados ao desenvolvimento de novas reservas.

Nossa Receita Líquida no terceiro trimestre atingiu R\$748 milhões, representando um crescimento de 14% em relação ao trimestre anterior. O EBITDA foi de R\$377 milhões, um crescimento de 18% em comparação ao segundo trimestre e o Lucro Líquido somou R\$145 milhões no período.

Ressalte-se que os resultados do trimestre não foram ainda melhores em razão das inesperadas restrições temporárias na capacidade de recebimento de petróleo e gás natural do Ativo Industrial de Guamaré (AIG), operado por terceiro. A Companhia foi resiliente e desenvolveu



Índice



ações que mitigaram os impactos operacionais e comerciais adversos, tendo atuado no sentido de manter ou desenvolver alternativas de escoamento e destinação de sua produção para novos clientes. Com base nas informações divulgadas pela operadora do AIG, a Companhia espera uma normalização nas atividades de refino até o final do quarto trimestre de 2023.

Em julho, assinamos mais um contrato de fornecimento de gás natural, com uma distribuidora de gás natural canalizado, tornando a Companhia fornecedora de gás natural de 6 (seis) das 8 (oito) distribuidoras de gás canalizado interligadas à malha de transporte da TAG, o que consolida a Companhia como a maior produtor e comercializador de gás natural da região. O contrato com a Companhia Pernambucana de Gás (Copergás) está estimado em R\$1,6 bilhão, tem prazo de 10 anos e um preço referenciado no Brent, com cláusulas de preço mínimo e máximo que funcionam como hedge e diminuem o risco de exposição da Companhia ao preço de petróleo.

Ainda em julho, contratamos um empréstimo no valor de US\$ 60 milhões, cujos recursos serão utilizados pela Companhia para propósitos corporativos em geral, fortalecendo a nossa posição financeira, e que contribuiu para os pagamentos da segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta Ltda. (antiga Maha Energy Brasil Ltda.) e do último pagamento contingente da aquisição do Polo Riacho da Forquilha junto à Petrobras.



Índice



07



No dia 31 de outubro de 2023, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas aprovaram a incorporação, pela Companhia, de suas subsidiárias SPE Miranga S.A., Recôncavo E&P S.A. e Potiguar E&P S.A., com o objetivo de simplificar a sua estrutura societária através da unificação das operações da Companhia e de suas subsidiárias, buscando a redução nos custos operacionais e maior eficiência na gestão de despesas gerais e administrativas.

A Companhia e as suas subsidiárias submeteram pleito de modernização total junto à SUDENE, visando garantir o benefício fiscal de redução de 75% do imposto de renda por 10 anos a contar do ano da submissão do pleito.

Nós continuamos comprometidos com a nossa visão de transformar recursos em valor e sonhos em realidade, com benefícios para a sociedade. Agradecemos o apoio e confiança dos nossos colaboradores, investidores, credores e parceiros de negócio enquanto buscamos um futuro promissor.



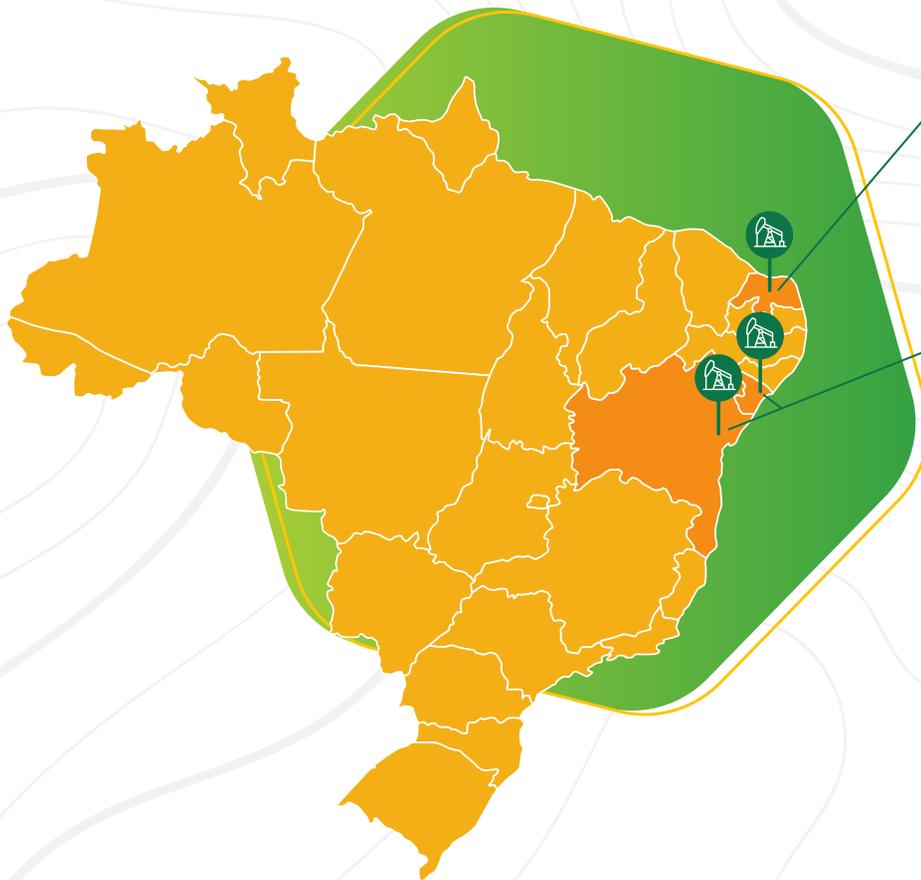
Índice



01

Portfólio e Reserva de Ativos

O portfólio da Companhia é composto pelos Ativos Bahia e Potiguar de produção de petróleo e gás natural em campos terrestres, localizados em três diferentes bacias sedimentares.



ATIVO POTIGUAR

PetroRecôncavo S.A.

30 concessões operadas
2 concessões operadas por parceiro
1 bloco exploratório
(sob avaliação econômica)

ATIVO BAHIA

PetroReconcavo S.A.

24 concessões operadas

SPE Tiêta S.A.

2 concessões operadas
5 blocos exploratórios

Em 28 de junho de 2023, a ANP aprovou a anexação das concessões de Brejinho e Fazenda Junco, alterando o número de concessões operadas pela Companhia no Ativo Potiguar.

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.



Índice



2P – Provasdas + Prováveis	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

Adicionalmente, no dia 11 de julho, divulgamos um anexo da Certificação de Reservas com data base de 31 de dezembro de 2022, elaborado pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI. Esse anexo apresenta um resumo organizado em grupos das estimativas de reservas 2P (Provasdas + Prováveis), incluindo o CAPEX e a receita líquida futura considerando diferentes níveis de custo de capital líquido por reservas brutas de participação da Companhia em uma base de 2P. Este anexo está integralmente disponível no site de Relações com Investidores da Companhia.



Índice



02

Desempenho Operacional

Resultados de Produção

No terceiro trimestre de 2023, a Companhia registrou uma produção média de 27.958 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), um aumento de 7% versus o segundo trimestre de 2023 e 27% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Média Diária de Produção Bruta de Participação da Companhia									
		3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Ativo Potiguar	Óleo (bbl/dia)	10.146	9.343	9%	8.398	21%	9.431	8.165	24%
	Gás (Mm³/dia)	820	692	18%	585	40%	727	541	52%
	Total Ativo (boe/dia)	15.300	13.695	12%	12.078	27%	14.006	11.567	32%
Ativo Bahia	Óleo (bbl/dia)	6.468	6.226	4%	4.572	41%	5.937	4.436	46%
	Gás (Mm³/dia)	984	974	1%	858	15%	987	744	32%
	Total Ativo (boe/dia)	12.657	12.350	2%	9.966	27%	12.147	9.118	39%
PetroReconcavo	Total Óleo (bbl/dia)	16.614	15.569	7%	12.971	28%	15.368	12.601	32%
	Total Gás (Mm3/dia)	1.804	1.666	8%	1.443	25%	1.715	1.285	40%
Total PetroReconcavo (boe/dia)		27.958	26.045	7%	22.045	27%	26.152	20.685	35%

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

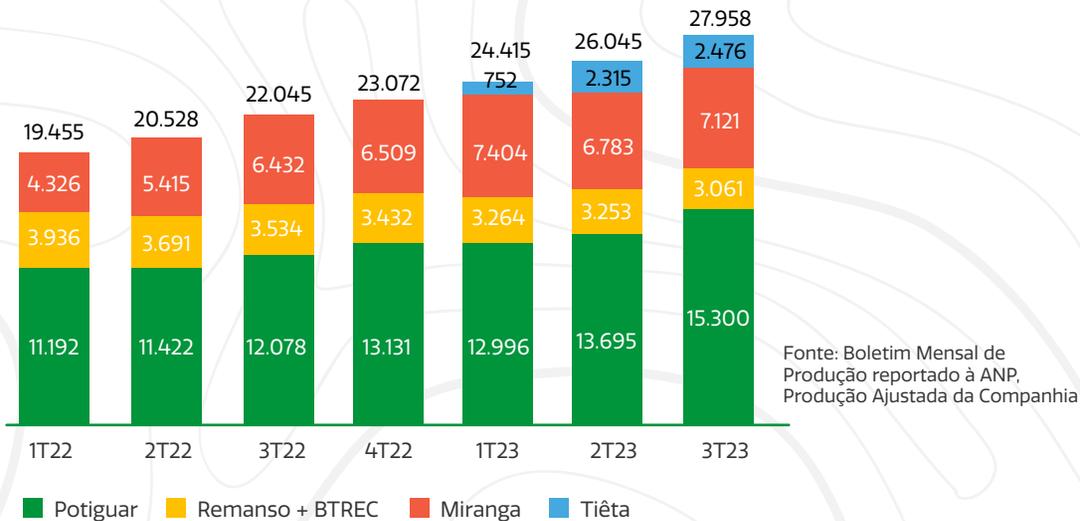


Índice





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



Durante o terceiro trimestre de 2023, a Companhia alcançou no mês de julho o recorde de produção mensal de 28.474 barris de óleo equivalente por dia. Entre os meses de agosto e setembro, a Companhia enfrentou restrições no escoamento de sua produção que impactaram negativamente os resultados de produção do trimestre, com destaque para:

1. Manutenções executadas em instalações de refino e tancagem do Ativo Industrial de Guimarães, de propriedade de terceiros, que motivaram restrição nos volumes entregues de Petróleo Cru entre os meses de agosto e de setembro. Essas restrições resultaram no acúmulo temporário de estoques nos tanques das Estações Coletoras do Ativo Potiguar da Companhia e na interrupção temporária da produção de 8 campos e poços de baixa vazão ou alta razão água/óleo. As condições de escoamento de petróleo começaram a ser regularizadas no final de setembro, permitindo assim a retomada da operação dos campos cuja produção havia sido interrompida;
2. Restrições ao escoamento de gás natural disponibilizado à Potiguar E&P para entrega na UPGN Guimarães, em volume compatível ao mínimo contratual estabelecido de aproximadamente 600 mil m³ por dia. Desta forma, a Companhia restringiu sua produção de gás não associado e o volume de gás associado produzido que não pôde ser entregue em Guimarães foi queimado;
3. Parada programada para manutenção na Unidade de Tratamento de Gás (UTG) Catu, de propriedade de terceiros, impactando a produção por aproximadamente 3 dias no mês de agosto.

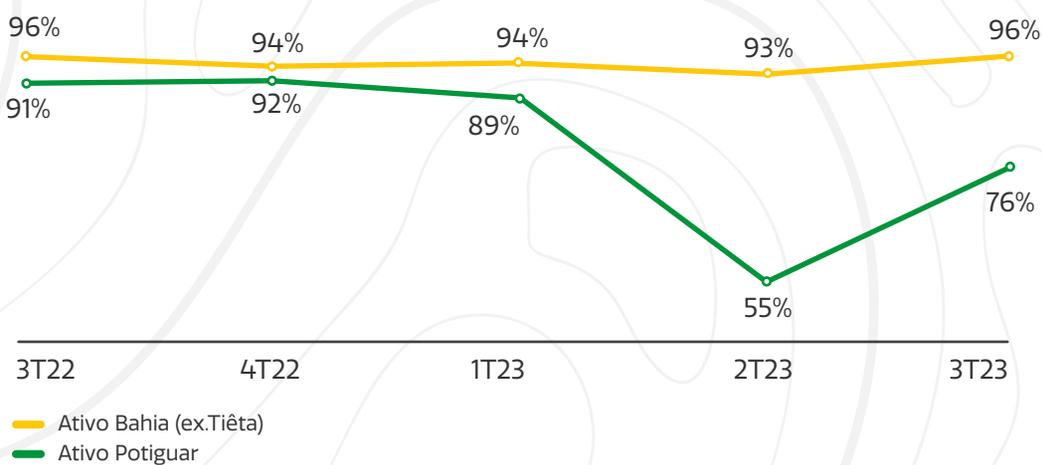


Índice



Os eventos relacionados às infraestruturas de processamento e escoamento de gás natural descritos acima, além do impacto em volume produzido, também afetaram o aproveitamento do total de gás natural processado e comercializado no Ativo Potiguar. Em média, durante o trimestre, a proporção entre gás processado e o gás produzido foi de 76% no Ativo Potiguar e 96% no Ativo Bahia. A normalização da produção, escoamento e processamento de gás natural no Rio Grande do Norte é esperada a partir da conclusão da parada para manutenção programada da UPGN Guimarães, iniciada no dia 04 de novembro de 2023.

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



Índice





Execução do Programa de Investimentos

O montante investido em projetos de Perfuração, *Workovers* e Facilidades no terceiro trimestre de 2023 soma R\$ 166 milhões.

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

Investimento para Incremento da Produção R\$ (MM)



Nota: Investimentos de *Well Integrity* foram reclassificados para a categoria de investimentos em *Workover*.

	Ativo Bahia (R\$MM)	Ativo Potiguar (R\$MM)	Total (R\$MM)
Perfuração	25	15	40
<i>Workovers</i>	41	44	86
Facilidades	5	34	40
Total	72	94	166



Índice





Dentre as principais atividades realizadas no trimestre, destacamos:

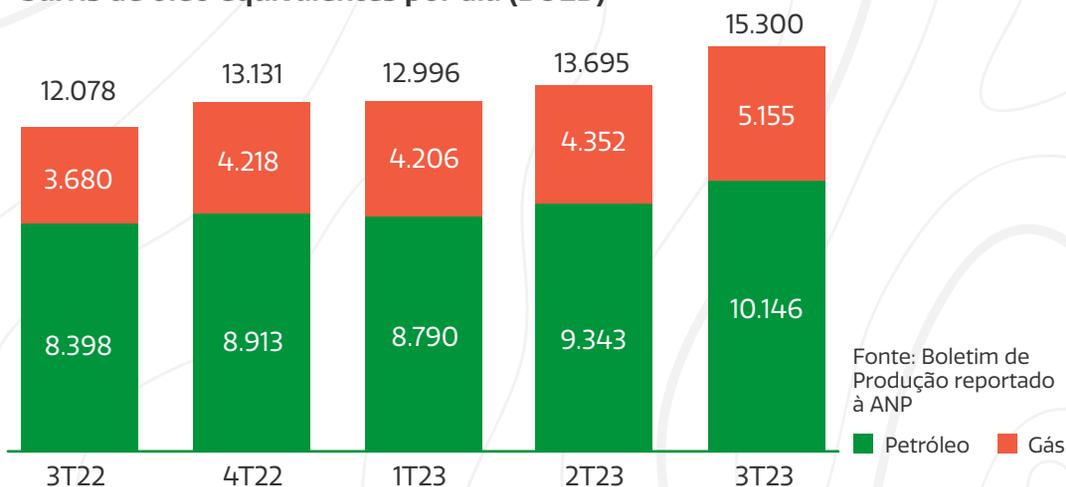
Ativo Potiguar

- 1. Perfuração de 4 poços;
- 2. 35 projetos de *Workover* realizados.

No terceiro trimestre de 2023, o Ativo Potiguar registrou uma produção média de 15.300 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), apresentando um aumento de 12% em relação ao trimestre anterior e um crescimento de 27% em comparação 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 30 campos operados pela Companhia e a participação nas 2 concessões operadas pela parceira Mandacaru Energia.

A conclusão do comissionamento de algumas facilidades de tratamento e separação de fluido na estação Carnaúba, estação de processamento primário da concessão de Sabiá Bico-do-Osso, e a consequente otimização dos poços perfurados pela Companhia neste campo, foram as principais razões do crescimento de produção, com incrementos na produção de petróleo e gás natural comparados com o trimestre anterior. Também contribuíram para o crescimento da produção, os resultados de trabalhos de *workover* executados no trimestre.

Ativo Potiguar | Produção média de participação da Companhia em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Índice



Ativo Bahia

1. Perfuração de 2 poços e completção de 1 poço no trimestre;
2. 22 projetos de *Workover* realizados.

No terceiro trimestre de 2023, a produção média do Ativo Bahia alcançou 12.657 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), crescimento de 2% em comparação ao trimestre anterior e de 27% quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

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 natural, incluindo os campos operados pela Companhia e a participação na produção da Jazida Compartilhada "Zona Água Grande – Bloco 2" entre as concessões Como e Bonsucesso, operada pela 3R Rio Ventura S.A.

Ativo Bahia | Produção média de participação da Companhia em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Índice



Mobilização de novos equipamentos e capacidade de execução

Desde a conclusão da aquisição do Polo Riacho da Forquilha, no final da 2019, a Companhia ampliou significativamente a sua base de ativos e iniciou um período de forte expansão de atividades de *workover* e perfuração de novos poços.

Para suportar essa expansão e visando à redução de custos e ganhos de produtividade, a Companhia expandiu sua estratégia de internalização de sondas e serviços.

Ao decorrer do terceiro trimestre, a partir da chegada e entrada em operação de alguns dos equipamentos adquiridos, a Companhia avançou na desmobilização de equipes terceirizadas e na devolução de alguns equipamentos alugados. Foram desmobilizadas quatro sondas de *workover* e uma sonda de perfuração. Atualmente, a frota de sondas de *workover* da Companhia conta com 11 sondas próprias e 1 equipamento alugado operado por equipe própria da Companhia. A frota de sondas de perfuração tem 2 sondas próprias já aptas para operação e mais 1 em processo de comissionamento.

A Companhia tem intensificado seu compromisso com a melhoria contínua de serviços internos, bem como com a expansão da internalização de equipamentos. Durante o último trimestre, destacamos a implementação do *Tree Saver*, equipamento que possibilita o bombeio de fluidos a altas pressões e vazões significativas, permitindo a expansão de operações de fraturamento hidráulico convencional em áreas mais profundas e com grande potencial de produção. Além disso, apresenta a vantagem tecnológica de eliminar a necessidade de ter a sonda de *workover* presente durante a fase de fraturamento, resultando em ganhos substanciais na disponibilidade interna da sonda.

A Companhia adquiriu os equipamentos para seu Laboratório interno de Qualidade & Desenvolvimento o que permite a realização do Teste SARA. O teste permite conhecer e caracterizar quimicamente o petróleo bruto produzido, otimizando custos dos tratamentos de poços e estações.

Além disso, após o terceiro trimestre, incorporamos o PLT - *Production Logging Tool*, uma ferramenta de medição de fluxo em poços de produção e injeção. Essa tecnologia é capaz de identificar potenciais vazamentos em revestimentos e colunas de produção, fortalecendo nosso objetivo de reduzir ao máximo possíveis perdas e aumentar nossa eficiência operacional.

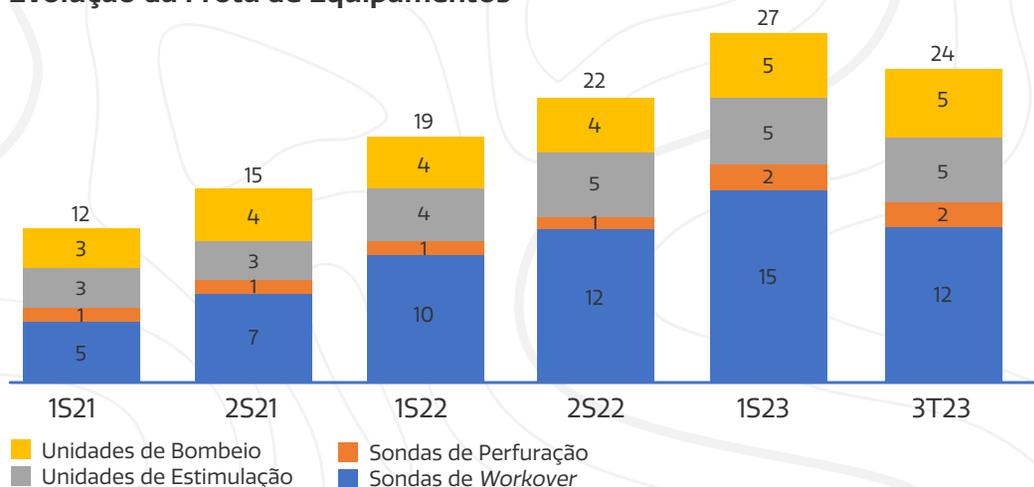


Índice





Evolução da Frota de Equipamentos



Escoamento e Comercialização

Petróleo

Ativo Potiguar:

Em razão de manutenções executadas em instalações de refino e tancagem do Ativo Industrial de Guimarães, houve uma restrição parcial do escoamento de petróleo do Ativo Potiguar durante os meses de agosto e setembro.

De forma a minimizar impactos nos seus resultados, a Companhia adotou as medidas operacionais explicadas anteriormente e comercializou parte do petróleo produzido para outros clientes fora do contrato de compra e venda assinado com a 3R Petroleum e divulgado em 07 de junho de 2023, quer sejam: Origem Energia, AP Marine, Acelen e a Dax Oil Refino S.A..

Para estes volumes, foram realizadas vendas *spot* por carretas e/ou navios, resultando em despesas com vendas associadas à logística de transporte via carretas, armazenagem e carregamento de petróleo.

Em razão da paralisação da Refinaria Clara Camarão programada para o quarto trimestre de 2023, a Companhia deverá continuar a comercializar petróleo por meio de vendas *spot*, até que as condições operacionais normais do AIG sejam restabelecidas. Com base nas informações mais recentes da proprietária do AIG, a Companhia espera uma normalização nas operações de refino ao longo do quarto trimestre de 2023.

Ativo Bahia:

As vendas do petróleo produzido na Bahia e em Sergipe foram feitas para a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e a Dax Oil Refino S.A., conforme contratos vigentes.



Índice

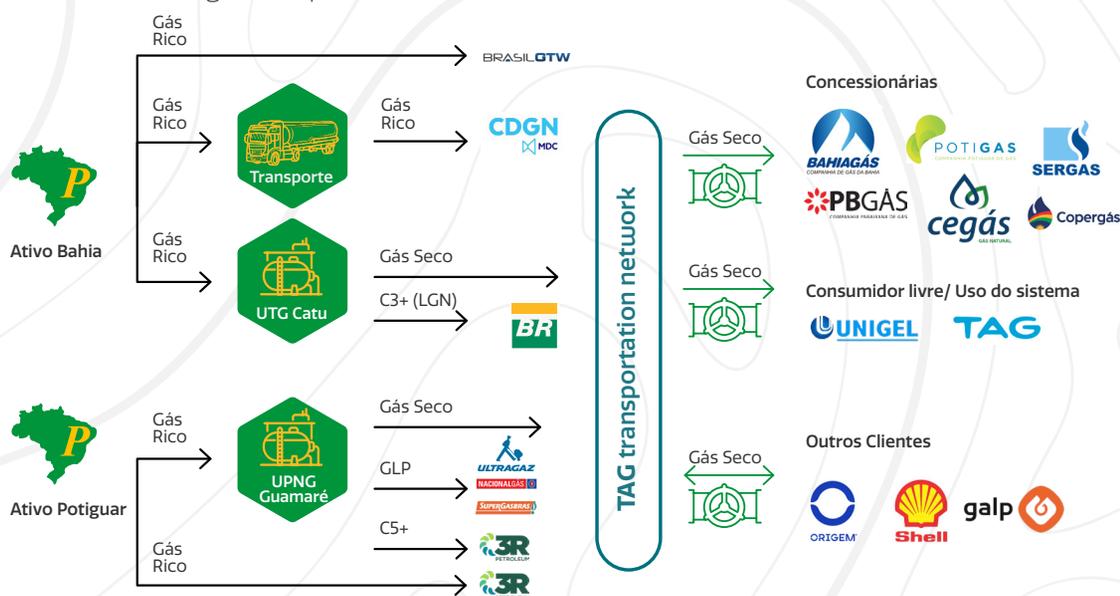


Assim como no segundo trimestre, durante o terceiro trimestre de 2023, o recebimento de petróleo no Parque São Sebastião se manteve suspenso, de modo que a Companhia continuou a transportar parte de sua produção do Ativo Bahia via carreta para a Estação São Roque, aumentando o fluxo de transferência via oleoduto para o Parque Recife. Mesmo após o retorno integral do Polo Bahia Terra, ocorrido ao longo do segundo trimestre, a transferência via oleodutos para o Parque São Sebastião ainda não foi retomada por questões operacionais da operadora do Ativo.

Gás Natural

Desde janeiro de 2022, a PetroReconcavo e suas controladas passaram a fornecer gás natural para distribuidoras estaduais de gás do nordeste brasileiro e para consumidores livres de gás natural. Além disso, passaram a comercializar sua produção de líquidos processados de gás natural. Atualmente, à exceção da SPE Tiêta, a Companhia tem a flexibilidade de comercializar o gás natural a partir de qualquer um de seus Ativos com todos os clientes atuais.

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



A Companhia está nas etapas finais da construção de uma Unidade de Tratamento de Gás (UTG) do tipo Unidade de Adequação de Ponto de Orvalho para processamento de sua produção dos campos Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro, com capacidade 400 mil m³ por dia. Todos os equipamentos e utilidades da UTG São Roque já se encontram no local e estão em fase de instalação e comissionamento com previsão de conclusão para o quarto trimestre de 2023, estando a partida da mesma condicionada a emissão de Autorização de Operação por parte da ANP.

Este projeto tem como objetivo viabilizar a entrega de gás natural especificado na malha da Bahiagás, diretamente das instalações da Companhia, dispensando a utilização da infraestrutura de terceiros, resultando no aumento de capacidade de entrega de gás especificado na Bahia e redução dos custos de escoamento e processamento.



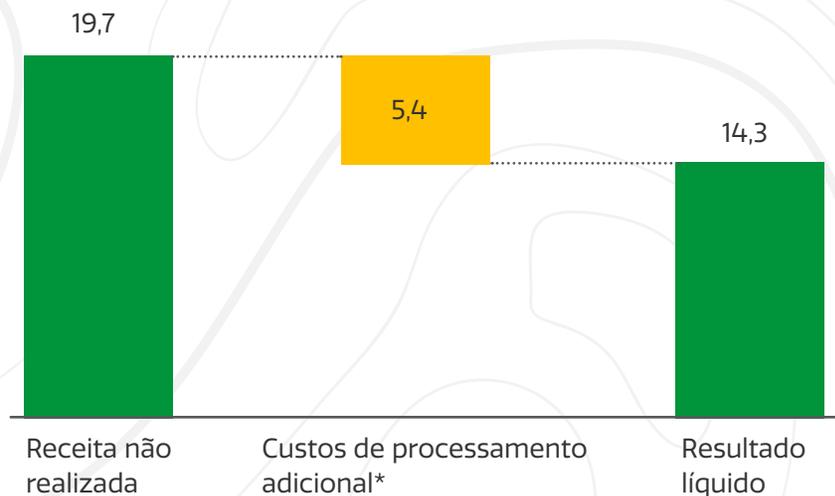
Índice





Em linhas gerais, os resultados do trimestre demonstram uma recuperação na receita de gás natural a partir da melhora nas condições de escoamento de gás natural no Rio Grande do Norte. No entanto, os resultados financeiros do trimestre ainda foram impactados por eventos operacionais que limitaram escoamento e venda da produção do Ativo Potiguar.

A Companhia estima um impacto de aproximadamente R\$14,3 milhões no resultado operacional do terceiro trimestre de 2023, decorrente dos problemas de escoamento no Rio Grande do Norte. Além disso, estima-se uma receita não realizada no terceiro trimestre de aproximadamente R\$19,7 milhões, calculada sobre um volume de gás seco e líquidos de gás natural não comercializados. Adicionalmente, calculamos os custos para processamento e escoamento dos volumes adicionais estimados. Estas perdas se somam às perdas estimadas e divulgadas no segundo trimestre de 2023 de aproximadamente R\$46,9 milhões no resultado operacional, totalizando perdas estimadas de R\$61,2 milhões no resultado operacional para o período dos primeiros nove meses de 2023.



Nota: A Receita não realizada foi calculada a partir do preço médio de realização do trimestre multiplicado pelo volume de produção de gás não associado de poços fechados, estimado com base em testes de produção e no volume queimado em decorrência do menor volume processado no trimestre, comparado a média do ano de 2022. Os custos adicionais de processamento e escoamento foram estimados a partir dos volumes equivalentes a receita não realizada. Esses cálculos não foram revisados pelos nossos auditores independentes.

Maiores detalhes sobre os resultados são explicados a seguir em cada operação relacionada ao gás natural.

A Companhia firmou um novo contrato para suprimento de gás natural com a Copergás, com vigência de 10 (dez) anos. O contrato é de modalidade firme e inflexível, com preço da molécula atrelado ao preço do petróleo tipo Brent, sendo definidos preços piso e teto para a cotação do Petróleo, a qual possui cláusula para reajuste anual com base no índice de inflação americana (CPI-US). Os volumes firmes previstos são de 150.000 m³/dia de gás natural em 2024 e 250.000 m³/dia de gás natural de 2025 a 2033. 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.



Índice





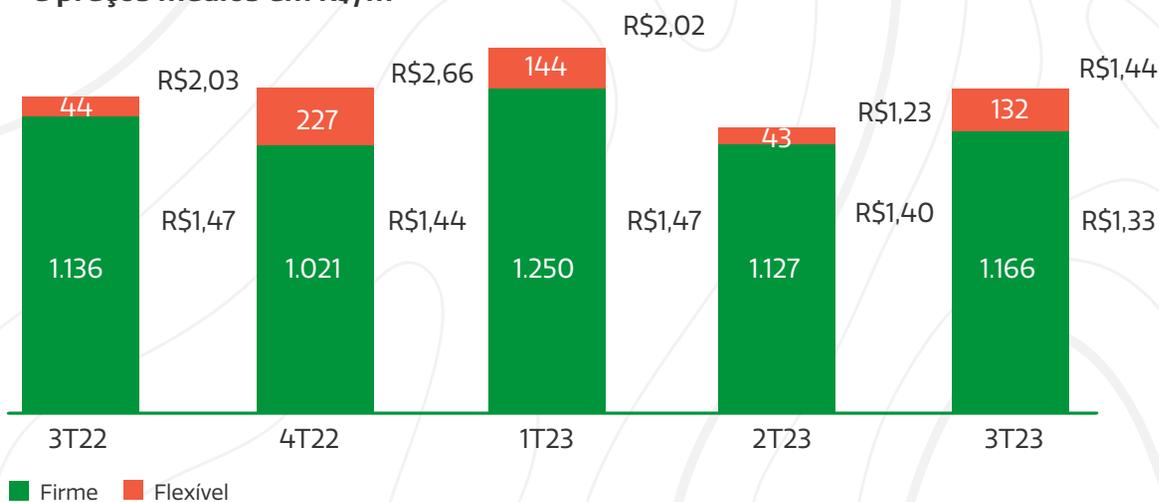
Gás Rico

Durante o terceiro trimestre de 2023, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico dos campos de Tiê e Tartaruga com a CDGN e Brasil GTW. É importante destacar que esses campos ainda não estão conectados à malha de gasodutos de escoamento, não podendo assim serem comercializados diretamente ao mercado de gás natural. No decorrer do trimestre, foram efetivamente comercializados 3,8 milhões de m³ de gás rico com esses clientes.

Gás Seco

No terceiro trimestre de 2023 a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.266 mil m³/dia. Dado um cenário de menor demanda de mercado, foram retirados volumes médios de 1.166 m³/dia a um preço médio da molécula de R\$1,33/m³ (aproximadamente US\$7,31/MMBTU) para os contratos firmes. A variação no preço de realização dos contratos firmes comparado ao trimestre anterior é efeito da variação do dólar e do preço ponderado dos volumes demandados pelos clientes. O preço de realização para os volumes comercializados nos contratos flexíveis também foi impactado por uma menor demanda industrial no trimestre.

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	2T23	3T23
C3+	Mm ³	11.808	14.594	17.149	17.056	18.328	19.885	19.496
GLP	toneladas	6.269	6.590	7.258	7.784	7.683	4.845	7.829
C5+	Mm ³	3.180	3.666	3.442	3.803	3.748	2.270	4.019

No terceiro trimestre de 2023 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 3R Petroleum.

O volume de líquido de gás natural produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Receita líquida	747.829	658.314	14%	804.848	-7%	2.125.355	2.199.333	-3%
Custos e despesas	(302.224)	(276.125)	9%	(319.918)	-6%	(913.379)	(791.859)	15%
Royalties	(68.271)	(62.951)	8%	(61.497)	11%	(180.568)	(189.431)	-5%
EBITDA	377.334	319.238	18%	423.433	-11%	1.031.408	1.218.043	-15%
Depreciação, amortização e depleção	(182.422)	(145.186)	26%	(112.580)	62%	(431.531)	(267.620)	61%
Lucro Operacional	194.912	174.052	12%	310.853	-37%	599.877	950.423	-37%
Resultado financeiro líquido	(48.395)	55.392	n.m.	(45.488)	6%	13.298	13.514	-2%
Impostos correntes	31.622	6.819	364%	(81.140)	n.m.	(7.027)	(176.649)	-96%
Impostos diferidos	(33.042)	(58.622)	-44%	27.658	n.m.	(83.897)	(42.536)	97%
Resultado líquido	145.097	177.641	-18%	211.883	-32%	522.251	744.752	-30%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia foi de R\$748 milhões no terceiro trimestre de 2023, aumento de 14% versus o 2T23.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Petróleo								
Receita Bruta -Ativo Bahia	249.634	221.782	13%	235.121	6%	677.207	665.522	2%
Receita Bruta -Ativo Potiguar	347.071	372.482	-7%	467.729	-26%	1.092.440	1.371.766	-20%
Instrumentos financeiros derivativos	(70.610)	(60.286)	17%	(127.316)	-45%	(202.364)	(342.907)	-41%
Impostos sobre faturamento	(25.917)	(102.390)	-75%	(124.763)	-79%	(226.975)	(364.323)	-38%
Receita Líquida com Petróleo	500.178	431.588	16%	450.771	11%	1.340.308	1.330.058	1%
Receita Bruta	314.195	282.286	11%	443.028	-29%	979.258	1.098.465	-11%
Impostos sobre faturamento	(66.544)	(55.560)	20%	(88.951)	-25%	(194.211)	(229.190)	-15%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	247.651	226.726	9%	354.077	-30%	785.047	869.275	-10%
Receita Líquida	747.829	658.314	14%	804.848	-7%	2.125.355	2.199.333	-3%



Índice



No terceiro trimestre, a receita líquida de petróleo aumentou 16% em relação ao trimestre anterior. No período, a produção de petróleo foi 7% superior ao trimestre anterior. Adicionalmente, o preço médio do petróleo tipo Brent foi de US\$86,76/bbl, 11% superior ao preço médio observado no segundo trimestre, enquanto a taxa média de câmbio observada ficou 1% abaixo do trimestre anterior.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em um maior impacto nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No terceiro trimestre de 2023, registramos uma perda de R\$71 milhões nessa rubrica, 17% maior que o trimestre anterior. No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume superior a 453 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$51,90/bbl.

O incremento de 9% na receita líquida de gás natural e subprodutos na comparação trimestral é explicado, principalmente, pelo crescimento da produção de gás natural no período, que foi 8% superior ao trimestre anterior. Adicionalmente, com um melhor acesso às infraestruturas de processamento e escoamento de gás natural, o aproveitamento do total de gás natural processado e comercializado no Ativo Potiguar foi melhor no 3T23. Em média, durante o trimestre, a proporção entre gás processado e o gás produzido foi de 76% no Ativo Potiguar e 96% no Ativo Bahia, comparados a 55% e 93%, respectivamente, no 2T23.

É importante mencionar ainda que a Companhia fechou o mês de setembro com um alto volume de petróleo armazenado nos tanques, cerca de 69 mil barris, além de um pequeno volume de GLP. A variação do estoque de petróleo no trimestre foi de cerca de 53 mil barris. O valor estimado na receita de petróleo não vendido foi de cerca de R\$24 milhões.



Índice



Custos e despesas operacionais

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

Custos e Despesas (em milhares de R\$)								
	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Pessoal	62.901	66.633	-6%	62.667	0%	195.522	165.576	18%
Serviços e Materiais	82.691	99.298	-17%	60.543	37%	276.425	185.613	49%
Eletricidade	21.087	20.081	5%	19.014	11%	60.301	54.025	12%
Compra/Swap de gás	4.291	15.881	-73%	57.296	-93%	78.648	125.887	-38%
Escoamento do gás	7.670	6.828	12%	3.164	142%	18.693	8.164	129%
Processamento do gás	54.594	48.835	12%	27.436	99%	140.617	73.235	92%
Transporte de gás	48.793	35.425	38%	33.706	45%	126.720	97.241	30%
Vendas	8.856	-	n.m.	-	n.m.	8.856	-	n.m.
Outros custos e despesas	11.341	(16.856)	n.m.	18.130	-37%	7.597	44.156	-83%
Perdas de crédito esperadas	-	-	n.m.	37.962	n.m.	-	37.962	n.m.
Total	302.224	276.125	9%	319.918	-6%	913.379	791.859	15%

Os custos e despesas aumentaram 9% quando comparados ao segundo trimestre de 2023, passando de R\$276 milhões no trimestre anterior para R\$302 milhões no terceiro trimestre do ano.

Os custos e despesas com pessoal reduziram 6%, ou R\$3,7 milhões, no 3T23, quando comparados ao trimestre anterior. Essa rubrica foi afetada no 2T23 pelo pagamento da Participação nos Lucros e Resultados, bem como por alguns desligamentos de colaboradores da SPE Tiêta, antiga Maha Energy Brasil, como resultado das sinergias das operações.

Os custos e despesas com serviços e materiais reduziram 17%, ou R\$16,6 milhões, no 3T23, quando comparados ao trimestre anterior, principalmente devido aos custos com reparo de poços que reduziram R\$15,9 milhões no trimestre, impactados pelo menor número de intervenções realizadas no período.

Os custos com eletricidade aumentaram 5%, seguindo o crescimento da produção no trimestre.

Os custos com compra e com o swap do gás reduziram 73% no terceiro trimestre, quando comparados com o trimestre anterior, o equivalente a aproximadamente R\$11,6 milhões. O principal motivo foi a redução na compra de gás de terceiros, estratégia adotada para evitar penalidades por descumprimento de entrega de demanda contratada, em períodos em que a infraestrutura de terceiros esteve indisponível.



Índice



Em compensação, os custos para escoamento e processamento para o gás natural aumentaram 12% em cada rubrica, devido ao aumento dos volumes de gás natural escoados e processados no Ativo Potiguar.

Já nos custos com transporte de gás, houve um aumento de R\$13,4 milhões, ou 38%, quando comparado ao segundo trimestre do ano. Esse aumento se explica pelo maior volume de gás transportado e pelo pagamento de penalidades, incorridos por alto volume de gás empacotado, que representa a quantidade de gás armazenada no gasoduto de transporte em alguns dias do trimestre, em razão da menor demanda de mercado. As despesas de vendas contabilizadas no trimestre, no montante de R\$8,9 milhões, referem-se a despesas com armazenamento e logística de parte do petróleo vendido pelo Ativo Potiguar no período, conforme mencionado no tópico de "Escoamento e Comercialização".

Por fim, na linha de outros custos e despesas, as variações são explicadas pela existência de receitas não recorrentes observadas no segundo trimestre do ano, decorrentes da finalização do processo de arbitragem cível movida pela Companhia, ocasionando um recebimento adicional de cerca de R\$15 milhões no trimestre, bem como por recuperação de créditos tributários efetuados na controlada Potiguar E&P.

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



Índice



O cálculo do custo médio de produção (*lifting cost*) é a soma dos custos totais de vendas, ajustados pela movimentação dos estoques, 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 terceiro trimestre de 2023 foi de U\$12,15 por BOE, uma redução de 10% versus o trimestre anterior. Esta redução de custo médio de *lifting cost* reflete a queda nos custos com reparo de poços, captura de sinergias e eficiência operacional e aos ganhos de escala com o crescimento da produção.

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.

Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)								
	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Receitas financeiras	20.463	14.872	38%	7.489	173%	46.223	18.111	555%
Despesas financeiras	(33.073)	(21.116)	57%	(44.024)	-25%	(78.644)	(93.416)	-16%
Variações cambiais, líquidas	(35.785)	61.636	n.m.	(8.953)	300%	45.719	88.819	-49%
Resultado financeiro, líquido	(48.395)	55.392	n.m.	(45.488)	6%	13.298	13.514	-2%

O resultado financeiro líquido no terceiro trimestre de 2023 foi de R\$48 milhões negativo, comparado com um resultado de R\$55 milhões positivo no trimestre anterior.

No período, as receitas financeiras foram de R\$20 milhões, contra R\$15 milhões do trimestre anterior. No período, foram reconhecidas receitas financeiras de R\$ 6 milhões associadas a devolução do depósito realizado no âmbito das negociações pela aquisição do Polo Bahia Terra.

Adicionalmente, com a depreciação do real frente ao dólar, a variação cambial no trimestre foi negativa totalizando R\$36 milhões, uma vez que a Companhia possui passivos atrelados à taxa de câmbio do dólar, tais como financiamentos e valores a pagar oriundos de aquisições de ativos. Como estratégia de mitigação de riscos, a Companhia mantém ativos referentes a aplicações financeiras também atrelados ao dólar, compensando parcialmente os efeitos da desvalorização cambial.

A taxa de câmbio R\$/US\$ aumentou cerca de 4% no período, passando de R\$ 4,82 em 30 de junho de 2023 para R\$ 5,01 em 29 de setembro de 2023.



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social (em milhares de R\$)								
	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Correntes	31.622	6.819	364%	(81.140)	n.m.	(7.027)	(176.649)	-96%
Diferidos	(33.042)	(58.622)	-44%	27.658	n.m.	(83.897)	(42.536)	97%
Total	(1.420)	(51.803)	-97%	(53.482)	-97%	(90.924)	(219.185)	-59%

As despesas com imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido refletem o resultado no período. O resultado tributável, que parte do lucro contábil e passa por adições e exclusões determinadas pela legislação tributária, foi "positivo" no trimestre, devido principalmente à adoção pela Companhia do regime de depreciação acelerada facultado às empresas de petróleo e gás, fazendo com que os impostos correntes ficassem credores. Adicionalmente, as despesas com impostos diferidos no trimestre são explicadas, basicamente, pela variação cambial não realizada, que gerou um imposto diferido passivo.



Índice





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

	3T23	2T23	Δ%	3T22	Δ%	9M23	9M22	Δ%
Lucro antes dos impostos sobre o lucro	146.517	229.444	-36%	265.365	-45%	613.175	963.937	-36%
Depreciação, amortização e depleção	182.422	145.186	26%	112.580	62%	431.531	267.620	61%
Juros, amortização de captação e variações cambiais líquidas	58.109	(70.878)	n.m.	23.611	146%	(17.099)	(25.568)	-33%
Baixas do imobilizado, de arrendamentos e outras	88.623	28.691	209%	34.916	154%	176.828	107.879	64%
Valor justo do "hedge" no resultado	70.610	60.286	17%	127.316	-45%	(202.364)	342.907	-41%
Outros ajustes e variações ao lucro	5.038	2.874	75%	63.178	-92%	14.710	55.121	-73%
Variação nos ativos e passivos	(81.787)	16.676	n.m.	61.721	n.m.	(12.420)	(74.566)	-83%
Juros pagos	(29.526)	(258)	n.m.	(20.259)	46%	(53.735)	(42.612)	26%
Pagamento de contratos de hedge	(70.610)	(60.286)	17%	(127.316)	-45%	(202.364)	(342.907)	-41%
Imposto de renda e contribuição social pagos	(6.134)	(29.411)	-79%	(64.685)	-91%	(69.371)	(156.828)	-56%
Variação do caixa resultante das atividades operacionais	363.262	322.324	13%	476.427	-24%	1.083.619	1.094.983	-1%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(346.625)	(325.084)	7%	(352.521)	-2%	(1.068.864)	(884.445)	21%
Aplicações financeiras	79.527	25.767	209%	142.031	-44%	607.501	(706.397)	n.m.
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do caixa recebido	-	-	n.m.	-	n.m.	(472.255)	-	n.m.
Variação do caixa resultante das atividades de investimento	(267.098)	(299.317)	-11%	(210.490)	27%	(933.618)	(1.590.842)	-41%
Adições líquidas de custo de captação	279.030	-	n.m.	658.438	-58%	279.030	658.438	-58%
Pagamento de financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições	(387.231)	(7.134)	n.m.	(655.671)	-46%	(577.094)	(824.061)	-30%
Exercício de opção de ações e integralização de capital subscrito	310	1.131	-73%	-	n.m.	2.113	996.587	-100%
Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria	-	-	n.m.	(7.887)	n.m.	(4.055)	(7.326)	-45%
Dividendos pagos	-	(132.790)	n.m.	(872)	n.m.	(132.790)	(40.558)	227%
Variação do caixa resultante das atividades de financiamento	(107.891)	(138.793)	-22%	(5.992)	1701%	(432.796)	783.080	n.m.
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	447	(426)	n.m.	(277)	n.m.	247	287	-14%
Variação do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(11.280)	(116.212)	-90%	259.668	n.m.	(282.548)	287.508	n.m.



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 13% no terceiro trimestre de 2023 quando comparado ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$267 milhões no terceiro trimestre de 2023, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$347 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 terceiro trimestre de 2023, houve resgates líquidos de aplicações financeiras no montante aproximado de R\$80 milhões.



Índice



30



A tabela abaixo demonstra o total do caixa aplicado nas atividades de investimento no ativo imobilizado e intangível da Companhia em uma visão comparada com os trimestres anteriores, já descontados as baixas e o consumo de materiais em atividades de reparo e manutenção e que são reconhecidos no custo dos produtos vendidos:

Capex (em R\$MM)	1T23	2T23	3T23
Desenvolvimento de Novas Reservas	187	205	166
Almoxarifado de inversões fixas	78	52	55
Gastos exploratórios	2	-	2
Demais ativos fixos e intangíveis	67	38	37
Total	334	295	260

A redução dos gastos associados ao Desenvolvimento de Novas Reservas reflete os esforços despendidos no trimestre com este propósito, com destaque para a devolução de sondas e outros serviços de terceiros a partir da chegada de novos equipamentos próprios e a maior reutilização de materiais usados. Por outro lado, o menor consumo de materiais no trimestre, associado ao leadtime de pedidos de compra colocados nos trimestres anteriores respondem pelo aumento na linha de Almoxarifado de inversões fixas no trimestre, referente a aquisição de equipamentos e materiais diversos que serão utilizados para incremento na produção. Por entender a importância de buscar eficiências, a Companhia empreende esforços para otimizar sua estratégia de Supply Chain, sendo que já verificamos no trimestre uma significativa redução no volume de novos pedidos de compra colocados, o que deve permitir uma redução nos saldos de Almoxarifado nos 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. Nesta linha está refletido também o efeito da baixa do adiantamento para compra de direitos de produção de óleo e gás, uma vez encerradas as negociações para aquisição do Polo Bahia Terra.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$108 milhões no terceiro trimestre de 2023, com destaque para a captação de financiamento de R\$279 milhões e pagamentos de parcelas de aquisição de ativos, além de arrendamentos, que somaram R\$ 387 milhões referentes à segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta (antiga Maha Energy Brasil) e da última parcela da aquisição de Riacho da Forquilha junto a Petrobras.



Índice



04

Outros destaques do balanço

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$721 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 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\$)					
	30/09/23	30/06/23	Δ%	31/12/2022	Δ%
FINEP	-	-	n.m.	331	n.m.
Empréstimos bancários	940.454	624.607	51%	670.168	40%
Custos a amortizar	(20.894)	(15.993)	31%	(14.918)	40%
Valores a pagar de aquisições	604.199	958.495	-37%	918.272	-34%
Dívida bruta	1.523.759	1.567.109	-3%	1.573.853	-3%
Caixa e equivalentes de caixa	78.480	89.760	-13%	361.028	-78%
Aplicações financeiras	642.415	695.724	-8%	1.250.163	-49%
Dívida Líquida (Caixa Líquido)	802.864	781.625	3%	(37.338)	n.m.
EBITDA últimos 12 meses	1.422.785	1.468.884	-3%	1.609.420	-12%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,56 x	0,53 x	0,03 x	-0,02 x	0,58 x

A dívida líquida no terceiro trimestre de 2023 atingiu R\$803 milhões, com o indicador de dívida líquida/EBITDA de 0,56x, demonstrando o baixo nível de endividamento da Companhia.

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".



Índice



A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto em 30 de setembro de 2023, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

Instrumentos de "hedge" contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/09/2023	Quantidade 30/09/2023	Valor justo dos instrumentos de "hedge" 30/09/2023
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	55,77	446.750	(79.636)
De 3 a 6 meses	56,03	444.750	(67.915)
De 6 a 12 meses	59,91	496.000	(57.854)
De 1 a 2 anos	59,43	71.500	(7.932)
Total	57,44	1.459.000	(213.337)

O volume médio total de barris hedgeados para o ano de 2023, conforme tabela acima, é de aproximadamente 4.856 BOPD, ou cerca de 17,4% da produção média total da Companhia no 3T23 que foi de 27.958 BOED. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção hedgeada corresponde a 29,2% da produção média de petróleo da Companhia no 3T23 que foi de 16.614 BOPD.



Índice



05

SSMS & ASG

Permanecemos comprometidos com o fortalecimento da Cultura de Segurança na Companhia. Buscamos compartilhar diretrizes e informações para promover a melhoria contínua dos processos com foco em Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SSMS). Nessa perspectiva, o Programa "Líder Seguro para Média Liderança – módulo 2" teve como objetivo o desenvolvimento de competências e habilidades e contou com a participação de mais de 100 líderes dos Ativos Bahia e Potiguar.

Realizamos o *Workshop* de Segurança e Gestão de Produtos Químicos para mais de 120 colaboradores nos Ativos Bahia e Potiguar, com objetivo de discutir requisitos legais aplicáveis, melhorias na gestão de transporte de produtos e resíduos perigosos e compartilhar a revisão do Manual de Segurança e Gestão de Produtos Químicos da PetroReconcavo com os responsáveis de diversas áreas.

Em setembro, a Companhia promoveu ações de conscientização sobre medidas segurança no trânsito. Essas ações visaram fomentar a prevenção de acidentes, contribuindo para um trânsito mais seguro.

Visando promover o autocuidado e a saúde dos colaboradores em todas as unidades da Companhia, realizamos Campanhas de Saúde e promovemos a 2ª edição do Petrofit, um programa voltado para o bem-estar integral de nossos colaboradores. Liderada pelas Comissões de Prevenção de Acidentes (CIPA) da PetroReconcavo, o projeto ofereceu diversas ações, como canoagem, fitbike e treinamento funcional. A edição contou com 445 colaboradores, abrangendo as equipes do Ativo Bahia e do Ativo Potiguar. Além dos impactos internos resultantes do incentivo à utilização dos benefícios oferecidos pela Companhia, o programa teve um impacto social significativo, com a arrecadação de aproximadamente 600 pacotes de fraldas destinados à doação em instituições nas regiões onde atuamos.



Índice





A fim de conscientizar os colaboradores e promover qualidade de vida, realizamos Campanhas focadas na segurança alimentar, combate ao tabagismo e combate à violência contra a mulher. Além disso, oferecemos atendimentos internos com a equipe de psicologia e nutrição.

Em setembro, realizamos a Gincana de Meio Ambiente na Escola Monsenhor Manoel Barbosa, em Mata de São João, arrecadando de 3,4 toneladas de resíduos recicláveis. O evento, organizado em parceria com o Programa Educa + Recicla e a AVSI, teve como objetivo fomentar a educação ambiental e a coleta seletiva de resíduos, envolvendo alunos de diferentes séries e a participação ativa de toda a comunidade escolar. Além da premiação, que incluiu uma visita ao Museu da Energia da Neoenergia, a ação contribuiu com o fortalecimento entre a escola e a comunidade local.

Avançamos no processo de testes em Sondas para substituição do uso de querosene e outros produtos sintéticos, no último trimestre. A ideia é substituí-los por um desengraxante natural, não inflamável e biodegradável que, além de possuir certificado ecológico da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, se destaca pela facilidade de limpeza nas áreas já testadas e a não inflamabilidade do produto.

Em julho, divulgamos o segundo Relatório de Sustentabilidade de acordo com a metodologia GRI, apresentando os resultados e a busca pela melhoria contínua dos processos ao longo de 2022, nas dimensões social, ambiental e econômica. Lançamos o Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, com objetivo de que esta cultura esteja presente em todos os níveis da Companhia, como foco quatro pilares fundamentais: equidade de gênero, LGBTQIA+, inclusão de pessoas com deficiência e valorização da diversidade étnico-racial.

Em agosto, a PetroReconcavo foi patrocinadora da "Turnê da Liberdade" pelo Norte e Nordeste do Brasil, da Orquestra Neojiba. Além disso, com o propósito de promover o desenvolvimento e integração social de crianças e jovens através da música e do ensino coletivo, as crianças do projeto social que apoiamos, Tapera das Artes, em Mossoró, tiveram uma participação especial no ensaio aberto da orquestra.

Em setembro, celebramos a inauguração da Cozinha Comunitária na comunidade de Laranjeira, situada em São Sebastião do Passé – Bahia. A construção foi realizada com o incentivo da PetroReconcavo e da Bracell e tem como objetivo fortalecer a economia local e geração de renda para os moradores, servindo como um centro de treinamento para os moradores locais, através do Projeto Ciranda dos Sabores.

Respondemos, pela primeira vez, ao S&P *Global Corporate Sustainability Assessment* (CSA), visando obter uma visão independente sobre o desempenho da Companhia e promover a transparência corporativa em questões de sustentabilidade.



Índice



Em consonância com o Programa de Integridade e o Código de Ética e Conduta, promovemos a campanha "Assédio Zero – prevenção e combate", com o objetivo de prevenir e combater as ações de assédio moral, sexual e à discriminação, de toda ordem, e como fomento à diversidade e inclusão no ambiente de trabalho. Pelo segundo ano consecutivo, fortalecemos nossa posição como uma "Empresa Limpa", selo concedido em reconhecimento a Integridade das empresas signatárias do Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, uma iniciativa do Instituto Ethos, do qual somos signatários.

A PetroReconcavo mantém o seu foco no desenvolvimento e na retenção de novos talentos. No último trimestre, lançamos nosso primeiro programa interno de desenvolvimento para o Jovem Aprendiz, no qual temas pertinentes para o mercado de trabalho serão ministrados por profissionais da companhia, com o propósito de desenvolver maiores habilidades e técnicas dos aprendizes. Além disso, mais de 50 estagiários apresentaram projetos de melhoria para diversas áreas da empresa, como parte do Programa de Estágio 2022. Iniciamos ainda, a turma para o Programa de Trainees 2023, que se concentra em jornada prática (*on-the-job training*), mentorias e no desenvolvimento de projetos, preparando novos talentos para assumirem posições estratégicas na Companhia.

Por fim, em continuidade ao Programa Juntos Somos Mais – Unidos Pela Diversidade, Equidade e Inclusão, avançamos as iniciativas e promovemos o *Workshop* "O valor da Diversidade" para todos os colaboradores da Companhia. Por meio da compreensão e entendimento sobre a importância da Diversidade, Equidade e Inclusão por todos os integrantes, pretendemos avançar nas próximas ações e nos tornarmos uma Companhia mais inclusiva, igualitária e diversa.



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br