

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Primeiro Trimestre 2025

Teleconferência de Resultados do 1T25
Sexta-feira, 9 de maio de 2025. 11h | horário local

 Para assistir, clique aqui



Sumário

1. Destaques	2
2. Mensagem do Presidente	3
3. Principais Eventos do Período	4
4. Operacional	5
4.1. Produção	5
4.2. Sondas e Serviços (RSO)	6
4.3. Comercialização	6
5. Performance Financeira	8
5.1. Receita Líquida	9
5.2. Hedge de Petróleo.....	9
5.3. Custos e Despesas operacionais	10
5.4. Lifting Cost.....	11
5.5. Royalties	11
5.6. EBITDA.....	11
5.7. Resultado Financeiro.....	12
5.8. Lucro Operacional e Lucro Líquido.....	12
5.9. Fluxo de Caixa.....	12
5.10. Dividendos.....	14
5.11. Investimento	14
5.12. Endividamento	15
6. Sustentabilidade	16
7. Performance da Ação	17
8. Anexo I	18

1. Destaques

Salvador, 08 de maio de 2025 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do primeiro trimestre (“1T25” ou “trimestre”). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$ mil), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, exceto onde especificado em contrário.

Principais Indicadores (R\$ Mil *)	1T25	4T24	D%	1T24	D%
Receita Líquida	860.752	843.376	2%	744.735	16%
EBITDA	423.847	402.967	5%	353.352	20%
Margem EBITDA	49,2%	47,8%	1,5 p.p.	47,4%	1,8 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	423.847	408.201	4%	412.522	3%
Margem EBITDA Ajustado	49,2%	48,1%	1,1 p.p.	51,3%	-2,1 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,62 x	0,80 x	-0,18 x	0,54 x	0,08 x
Lucro Líquido	227.529	32.444	601%	110.033	107%
Lucro Líquido Ajustado ¹	136.060	181.575	-25%	110.033	24%
Margem Líquida	26,4%	3,8%	22,6 p.p.	14,8%	11,7 p.p.
Margem Líquida Ajustada	15,8%	21,5%	-5,7 p.p.	14,8%	1,0 p.p.
Fluxo de Caixa Livre ²	207.217	142.870	45%	231.323	-10%
Produção Média Bruta (boe/dia)	27.262	26.300	4%	26.382	3%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 13,93	\$ 14,52	-4%	\$ 13,33	4%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,85	R\$ 5,84	0%	R\$ 4,95	18%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 75,73	\$ 74,73	1%	\$ 83,16	-9%

*Ressalvadas as indicações em contrário. Notas descritivas dos Indicadores no anexo.

Destaques do Período

- Produção média de 27,3 mil barris de petróleo equivalente (“boe”)/dia, aumento de 4% em relação ao 4T24 e de 3% em relação ao 1T24;
- Receita Líquida de R\$ 861 milhões, aumento de 2% vs. 4T24 e de 16% vs. 1T24;
- EBITDA de R\$ 424 milhões, aumento de 5% vs. 4T24 e de 20% vs. 1T24;
- Geração de Caixa Livre de R\$ 207 milhões, resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e Intangível;
- A Dívida Líquida em 31 de março de 2025 era de R\$ 1,1 bilhão, representando uma alavancagem de 0,62x Dívida Líquida/EBITDA LTM.
- Distribuição de juros sobre o capital próprio (JCP) no montante de R\$ 263,4 milhões, representando R\$ 0,90 por ação;
- Lucro Líquido Ajustado² de R\$ 136 milhões, queda de 25% vs. 4T24 e aumento de 24% vs. 1T24;

¹ Lucro Líquido descontados os efeitos cambiais da marcação a mercado da dívida e impostos diferidos das operações de swaps

² Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível

2. Mensagem do Presidente

Os resultados do 1T25 reforçam a consistência de nossa entrega operacional alinhada com nossa robustez financeira. Nosso programa de perfuração, que manteve nossas 3 sondas perfurando neste trimestre, tem se mostrado eficiente e criterioso com resultados já visíveis, tendo hoje, no Campo de Tiê, 4 dos 10 melhores poços de óleo do *onshore* brasileiro. Esse esforço sustentado impulsionou um crescimento consistente da produção ao longo do trimestre, com avanço mês a mês, resultando em uma média de 27,3 mil boe/dia, aumento de 4% em relação ao trimestre anterior.

Registramos no trimestre Receita Líquida de R\$ 861 milhões e EBITDA de R\$ 424 milhões, um crescimento de 2% e 5% em relação ao 4T24. A Companhia gerou R\$ 207 milhões em Caixa Livre no período, viabilizando o anúncio de mais uma distribuição de proventos relevante, no valor bruto de R\$ 263,4 milhões, representando R\$0,90/ação e um *yield* aproximado de 7%, resultado da sólida posição financeira e da contínua capacidade de geração de valor para nossos acionistas.

O início do ano foi marcado pelo preço médio do petróleo tipo Brent em US\$ 75,73 por barril e a cotação do dólar com média em R\$ 5,85, ambos estáveis em relação ao trimestre anterior. Entretanto, desde o início de abril, o cenário macroeconômico internacional exerceu pressão sobre os preços do Brent, que atingiram patamar mínimo de US\$ 62,68 por barril. Diante desse ambiente desafiador, a Companhia reforça sua resiliência por meio da manutenção de baixos custos operacionais, um balanço financeiro sólido, baixa alavancagem e a verticalização de suas operações, que proporciona maior autonomia e agilidade para ajustar o ritmo de investimentos conforme o cenário de mercado. Adicionalmente, instrumentos de hedge de petróleo no formato zero cost collar, com piso de US\$ 65/bbl, e contratos de venda de gás seco com preço fixo ou atrelados ao Brent, com piso de US\$ 70/bbl, asseguram estabilidade para cerca de 50% do total da produção vendida em barris equivalentes.

Não poderia deixar de destacar a divulgação da Certificação de Reservas com data base 2024, que publicamos junto ao nosso evento anual, ocorrido em março. A nova certificação assegurou uma taxa de reposição de reservas de 1,7x e um volume 2P de 183 MMboe, reforçando a forte capacidade de execução que a Companhia tem demonstrado ao longo destes 25 anos de existência.

Reafirmamos, nosso compromisso com os princípios ESG, atuando de forma contínua para construir uma empresa mais inclusiva, diversa e sustentável. O conjunto dessas ações reforça o compromisso da Companhia com um ambiente de trabalho seguro, inclusivo e orientado ao desenvolvimento de pessoas — pilares que contribuíram para a conquista da Certificação Great Place to Work (GPTW). Também demos início ao processo de avaliação do Disclosure Insight Action (CDP) demonstrando nosso desejo de sermos uma empresa cada vez mais comprometida com a sustentabilidade.

Temos plena consciência de que os avanços conquistados até aqui são resultado direto do comprometimento de um time altamente capacitado, alinhado aos nossos valores de segurança e excelência operacional. Tendo concluído meu primeiro ano como CEO da PetroReconcavo, reafirmo que estamos PRontos para o futuro e confiantes da nossa capacidade de entrega operacional demonstrando cada vez mais o nosso protagonismo no *onshore* brasileiro.



José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 10 de fevereiro, a Companhia anunciou a alteração de seu auditor independente, de acordo com a Instrução CVM 23/21. A partir do primeiro trimestre de 2025, as contas da Companhia passaram a ser auditadas pela Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda;
- Em 25 de fevereiro, a Companhia assinou aditivos aos Contratos para Venda do Petróleo Cru, produzido em suas concessões na Bacia Potiguar, com a Brava Energia S.A.. Tais aditivos, além de reajuste contratual, trazem um caráter de compartilhamento de resultados com base em condições de preço de mercado dos derivados produzidos na Refinaria Clara Camarão, com maior flexibilidade na comercialização da produção;
- Em 19 de março foi divulgada a certificação anual de reservas com data-base em 31/12/2024, totalizando 183,8 milhões de boe em reservas 2P e PV10 de US\$ 2,7 bilhões, com Reserve Replacement Ratio (RRR) de 1,7x;
- Em 01 de abril, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) enviou para a Companhia o relatório final referente à auditoria sobre o Sistema de Gerenciamento de Integridade Estrutural de Instalações Terrestres (RT-SGI) das instalações do Polo Miranga. Entre os dias 9 e 13 de dezembro de 2024, a PetroReconcavo recebeu a fiscalização da ANP nos campos do referido Polo, localizados na Bahia, não tendo gerado nenhuma demanda por interrupção das atividades operacionais;
- Em 24 de abril, a Companhia aprovou em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE) a eleição da nova chapa dos membros do Conselho de Administração, substituindo o Sr. Leendert Lievaart por Sr. Carlos Tadeu da Costa Fraga;
- Em 08 de maio, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 263,4 milhões, correspondente a R\$ 0,90 por ação.

4. Operacional

4.1. Produção

A produção média registrada no trimestre foi de 27,3 mil boe/dia, aumento de 4% em relação ao 4T24, impulsionado por um crescimento de 5% na produção de petróleo e de 2% na de gás. Em 2025, a produção apresentou aumentos mensais consistentes, reflexo dos resultados do programa de perfuração iniciado no segundo semestre de 2024 e das atividades de *workover*. Ao longo do trimestre, foram realizados 51 projetos de *workover*, reduzindo o *backlog* do ano de 2024.

Produção (boe/dia)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Óleo	8.597	8.506	1%	9.349	-8%
Gás	4.749	4.822	-2%	4.705	1%
Ativo Potiguar	13.345	13.328	0%	14.054	-5%
Óleo	7.716	7.040	10%	6.032	28%
Gás	6.200	5.933	4%	6.296	-2%
Ativo Bahia	13.916	12.973	7%	12.328	13%
Óleo	16.313	15.545	5%	15.381	6%
Gás	10.949	10.755	2%	11.001	0%
Total	27.262	26.300	4%	26.382	3%

Produção Média Diária Bruta de Participação da Companhia (Working Interest)

Ativo Bahia

A produção do Ativo Bahia alcançou 13,9 mil boe/dia no trimestre, representando um crescimento de 7% em relação ao 4T24, com aumento de 10% na produção do óleo e de 4% na produção de gás natural. Este avanço reflete os resultados das novas perfurações, a estabilização de poços recém-completados, e a contínua otimização de poços no Ativo.

No decorrer do trimestre, foram realizados 17 projetos de *workover* e três perfurações, das quais duas foram completadas ainda no período: o poço produtor TIE-016 e o poço injetor TIE-010. Além destes, o poço TIE-013, que iniciou sua produção em 29 de dezembro de 2024, foi estabilizado no mês de janeiro e, desde então, vem se destacando como um dos melhores poços produtores de petróleo no *onshore* brasileiro.

A produção do trimestre, no entanto, foi parcialmente impactada por limitações de escoamento no campo de Miranga, em razão de uma parada corretiva em um gasoduto ocorrida entre janeiro e fevereiro. Adicionalmente, a UTG Catu passou por uma parada programada de três dias, afetando temporariamente o escoamento da produção de gás.

Ativo Potiguar

A produção média do Ativo Potiguar foi de 13,3 mil boe/dia no 1T25, mantendo-se estável em relação ao 4T24. O resultado reflete um aumento de 1% na produção de óleo e uma redução de 2% na produção de gás natural. No decorrer do trimestre foram realizados 34 *workovers* e sete perfurações, sendo três já completadas (dois poços produtores e um injetor) e os outros quatro previstos para completação no 2T25. Além disso, outros dois poços produtores, perfurados no 4T24, iniciaram produção no trimestre.

O desempenho do trimestre foi sustentado pela entrada em operação de novos poços nos campos do Complexo Sabiá e Janduí, aliados à redução do *backlog* de reparos de poços e à intensificação das atividades de *workover*. A produção do trimestre, no entanto, foi parcialmente impactada pela parada para manutenção preventiva na Estação de Brejinho.

Cabe destacar que, entre os dias 30 de janeiro e 5 de fevereiro e de 13 a 21 de março, a Refinaria Clara Camarão passou por paradas de manutenção que impactou o processo de entrega. No entanto, não houve efeito sobre a produção, as quais foram armazenadas nas instalações da Companhia e em tanques do ATI Guimarães, sob guarda e armazenamento da Brava Energia S.A.. Os volumes de petróleo armazenados em poder da Brava ao final do trimestre totalizaram 56,4 mil barris, os quais deverão ser refinados ao longo do segundo trimestre.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

Atualmente, Companhia conta com uma frota composta por três sondas de perfuração e 16 sondas de *workover*, das quais 13 são próprias e três alugadas de terceiros. A alocação operacional é equilibrada entre os ativos, com oito sondas atualmente operando no Ativo Bahia e oito no Ativo Potiguar.

Durante o trimestre, a Companhia incorporou uma nova sonda própria de *workover* ao seu portfólio. Essa unidade funcionará como sonda de backup, com o objetivo de substituir equipamentos em manutenção, contribuindo para a redução de downtime e assegurando a continuidade dos cronogramas operacionais

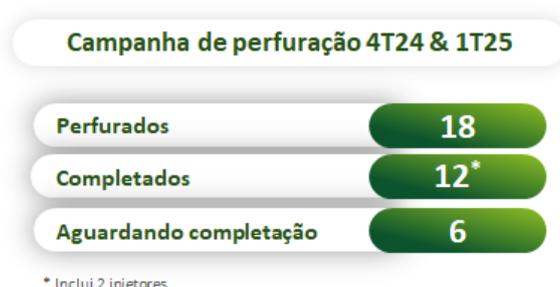
Dando continuidade ao programa de perfurações, foram perfurados no trimestre dez poços, sendo oito produtores e dois injetores. Estas novas perfurações estão distribuídas, sendo três no Ativo Bahia e sete no Ativo Potiguar e, destes, cinco poços ainda aguardam serem completados para início de suas operações.

A sonda de perfuração PR-14 manteve seu cronograma voltado a projetos de maior profundidade no Ativo Bahia. No trimestre, concluiu a perfuração de um poço no campo de Jacuípe, com profundidade de 3.050 metros. Recentemente, a sonda PR-14 concluiu um poço campo de Biriba, alcançando um novo recorde de profundidade de 3.630 metros.

A sonda PR-04 também operou no trimestre no Ativo Bahia, realizando duas perfurações no campo de Tiê.

A sonda PR-21 realizou sete perfurações no trimestre, nos campos do Complexo Sabiá e Janduí, no Ativo Potiguar.

Complementando a estratégia de internalização de serviços e foco em eficiência, a Companhia também incorporou sua segunda frente de perfuração direcional, permitindo a redução de custos com contratação de terceiros, o que impacta positivamente no custo médio de perfuração de novos poços.



4.3. Comercialização

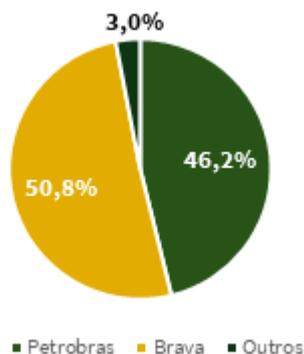
Petróleo

No trimestre, as vendas de petróleo nos estados da Bahia e Sergipe foram realizadas para a Petrobras, Dax Oil entre outros, conforme contratos vigentes. No Rio Grande do Norte, a produção foi comercializada com Brava Energia.

Em fevereiro, a Companhia assinou aditivos aos contratos de venda de petróleo cru com a Brava Energia, com novos critérios de precificação tanto para entrega via carretas como via oleoduto — incluindo descontos fixos e parcela variável atrelada a spreads de querosene de aviação (QAV) e diesel para embarcações (MGO). Os aditivos também preveem compromissos mínimos de volume por parte da Companhia e investimentos em

infraestrutura por parte da Brava Energia, como tancagem dedicada e adequações logísticas, com modelo contratual que equilibra riscos, amplia a resiliência e flexibilidade e favorece ganhos adicionais conforme a dinâmica do mercado.

Venda de Petróleo 1T25 (%)



O preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 67,77 por barril, representando 89% do valor de referência do Brent, no trimestre. O preço de realização do petróleo foi impactado pela formação de estoque junto à Brava Energia, ocasionada pelas paradas para manutenção da refinaria Clara-Camarão, no mês de janeiro e março, no volume de 56,4 mil barris, além dos aditivos contratuais mencionados acima.

Preço Médio Realização Petróleo		1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedg	(R\$ Mil)	558.434	567.669	-2%	517.942	8%
Volume Entregue	Mbbl	1.464	1.419	3%	1.366	7%
Volume entregue excluído estoque	Mbbl	1.408				
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	396,61	400,10	-1%	379,17	5%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	67,77	68,48	-1%	76,67	-12%

As iniciativas firmadas por meio dos Memorandos de Entendimento (MoUs) com a Ultracargo Logística, Terminais Marítimos do Brasil, Shell e CIPP seguem em andamento, conforme planejado. As frentes de trabalho permanecem focadas na avaliação de alternativas logísticas e operacionais para o escoamento do petróleo produzido nas regiões da Bahia e do Rio Grande do Norte, com o objetivo de ampliar o acesso a novos mercados e aumentar a resiliência da cadeia de comercialização da Companhia.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 8,82 por milhão de BTUs, representando 11,65% do valor de referência do Brent, no trimestre. No entanto, é importante ressaltar que o gás produzido pelo campo de Tiê não está ainda interligado à malha de escoamento que destina grande parte do gás da Companhia nas unidades de processamento na Bahia. Desta forma, de forma a garantir a entrega dos compromissos contratuais com seus clientes, a Companhia celebrou dois contratos de compra de gás firme para 2025, sendo um com a Eneva, com prazo de três meses, e outro com a Shell Brasil, com duração de um ano, ambos contados de 1 de janeiro de 2025. Dessa maneira, além do volume produzido e entregue pela Companhia de 141,0 Mm³, há um volume entregue adicional proveniente da compra gás de 15,8 Mm³, totalizando 156,8 Mm³ no trimestre.

Preço Médio Realização Gás		1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	301.949	276.404	9%	284.882	6%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	140.981	144.692	-3%	147.970	-5%
Volume Compra	Mm ³	15.824	4.125	284%	4.870	225%
Volume Entregue Total	Mm³	156.804	148.817	5%	152.840	3%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm³)	1,93	1,86	4%	1,86	3%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	8,82	8,52	4%	10,10	-13%

Para os campos de Tartaruga e Tiê, localizados nos estados de Sergipe e Bahia, respectivamente, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico com as empresas CDGN e Brasil GTW, uma vez que estes campos ainda não estão conectados à infraestrutura de escoamento e processamento, não podendo, desta forma, serem comercializados aos clientes interligados à malha de distribuição da Bahiagás ou transporte.

Em fevereiro de 2025, a Companhia concluiu a construção de um gasoduto interligando o campo de Tiê ao gasoduto de Miranga, que irá viabilizar acesso à UTG Catu. No encerramento do trimestre, o gasoduto encontra-se autorizado para operação pela ANP, e aguardando emissão da licença de operação do órgão ambiental estadual, com previsão para início de operação no segundo trimestre deste ano.

Gás Seco

Considerando que todos os contratos de venda de gás seco e de GLP possuem cláusulas de preços mínimo e máximo, ou preços fixos de venda, cerca de 88% da produção média de gás natural da Companhia, no período, está vinculada a esses contratos de longo prazo. Esse modelo contratual atua como um hedge natural para a Companhia, garantindo previsibilidade e proteção das receitas de gás natural contra oscilações no preço do Brent.

Líquidos de Gás Natural

No 1T25, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Nacional Gás Butano e Supergasbras, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guamaré. Já o volume do C3+ produzido na Bahia foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

5. Performance Financeira

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Receita Líquida	860.752	843.376	2%	744.735	16%
Custos e Despesas	(368.483)	(378.647)	-3%	(338.599)	9%
Royalties	(68.422)	(61.762)	11%	(52.784)	30%
EBITDA	423.847	402.967	5%	353.352	20%
Depreciação, Amortização e Depleção	(164.082)	(159.742)	3%	(153.862)	7%
Lucro Operacional	259.765	243.225	7%	199.490	30%
Resultado Financeiro Líquido	48.997	(257.261)	n.m.	(70.978)	n.m.
Impostos Correntes	(6.552)	(3.432)	91%	(8.059)	-19%
Impostos Diferidos	(74.681)	49.912	n.m.	(10.418)	617%
Lucro Líquido	227.529	32.444	601%	110.035	107%

5.1. Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 861 milhões no trimestre, aumento de 2% em relação ao 4T24.

Receita Líquida (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	294.119	268.103	10%	219.002	34%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	264.314	299.567	-12%	298.940	-12%
Instrumentos financeiros derivativos	-	(5.234)	n.m.	(59.170)	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	558.434	562.435	-1%	458.772	22%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	301.949	276.404	9%	284.882	6%
Receita Líquida com Serviços	369	4.537	-92%	1.081	-66%
Receita Líquida Total	860.752	843.376	2%	744.735	16%

A Receita Líquida com petróleo reduziu 1% em relação ao 4T24, com preços do petróleo tipo Brent e câmbio estáveis.

No ativo Bahia, a receita de petróleo aumentou 10% em função do aumento da produção no mesmo patamar. No Ativo Potiguar, a receita com a venda de petróleo apresentou queda de 12%, influenciada pela formação de estoque de 56,4 mil barris de petróleo junto ao parceiro comercial e pela implementação de novos contratos de venda de óleo, conforme detalhado na seção de Comercialização deste release.

Cabe destacar que, os instrumentos derivativos de petróleo do tipo *Non Deliverable Forward* foram finalizados em dezembro de 2024 e, portanto, não há mais impactos dos hedges na receita.

A Receita Líquida com gás apresentou aumento de 9% em relação ao trimestre anterior, influenciada pelo aumento no volume entregue referente aos contratos fixos, além do volume de gás adquirido de terceiros para cumprimento dos contratos, conforme explicado na sessão de Comercialização.

A Receita Líquida com prestação de serviços no seguimento de RSO foi de R\$ 369 mil no trimestre em função de serviços prestados ao longo do período.

5.2. Hedge de Petróleo

A Companhia avalia continuamente cenários possíveis e prováveis, a fim de mitigar o risco de variação nos preços das commodities, através de operações de hedge na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. Atualmente, a Companhia possui contratos de hedge no formato de Zero Cost Collar.

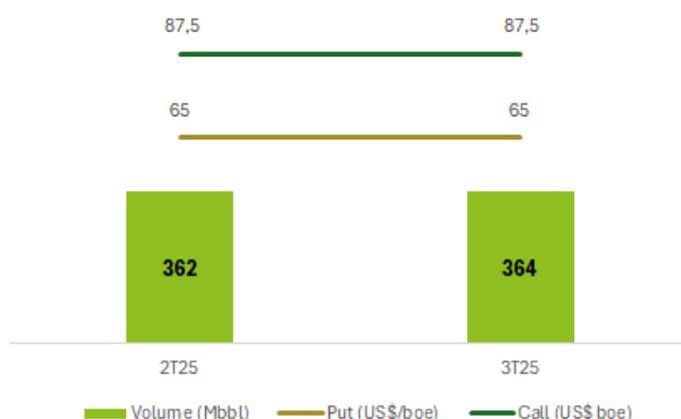
Os contratos do tipo Zero Cost Collar (ZCC) são caracterizados por não exigirem desembolso inicial. Eles oferecem uma estratégia de proteção contra flutuações de preços da commodity, utilizando opções de compra (Call) e de venda (Put) do Brent, que definem um intervalo de preços e limitam as perdas e ganhos potenciais. Contabilmente, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com uma marcação a mercado positiva ou negativa. No entanto, na prática, se a curva do Brent seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do Collar, a Companhia não terá desembolso nem recebimento efetivo de caixa no vencimento destes contratos.

O volume total de petróleo *hedgeado* para o 1T25 era de 371.000 barris, equivalente a 4.000 bbl/dia, representando 25% da produção de petróleo da Companhia e 15% de sua produção total do período.

A tabela abaixo representa a quantidade de petróleo mensalmente garantida pelos contratos de hedge vigentes:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
	Put	Call		
Em 31/03/2025			bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	87,50	362.000	393
De 3 a 6 meses	65,00	87,50	364.000	2.393
Total	65,00	87,50 *	726.000	2.786

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/março/2025



Cabe destacar que, conforme mencionado anteriormente, os contratos a termo de *commodity*, Non-Deliverable Forward (NDF), relativos ao processo de aquisição do Ativo Potiguar para gerir o risco de preço, foram encerrados ao final de 2024.

5.3. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Pessoal	66.957	69.569	-4%	58.408	15%
Serviços e Materiais	156.264	175.324	-11%	108.629	44%
Energia Elétrica	17.416	18.196	-4%	18.296	-5%
Vendas	-	-	n.m.	892	n.m.
Outros Custos e Despesas	12.786	17.617	-27%	41.709	-69%
Custos de Midstream	115.060	97.941	17%	110.665	4%
Compra/Swap de gás	39.948	19.082	109%	12.625	216%
Escoamento de gás	3.740	3.543	6%	6.360	-41%
Processamento de gás	49.021	48.286	2%	61.036	-20%
Transporte de gás	22.351	27.030	-17%	30.644	-27%
Custos e Despesas Totais	368.483	378.647	-3%	338.599	9%

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 368 milhões, redução de 3% em relação ao trimestre anterior. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

Pessoal: redução de 4%, quando comparado ao trimestre anterior, impactado pela reversão da provisão de parcela do plano de incentivo de longo prazo devido ao não atingimento de meta.

Serviços e materiais: redução de 11% em relação ao trimestre anterior, em função do reforço de despesas para integridade de ativos realizado em 2024, principalmente, no 4T24, para garantir a resiliência operacional, além das despesas com serviços de consultoria no 4T24 no valor de R\$ 7,7 milhões.

Energia elétrica: redução de 4% em relação ao trimestre anterior em função da melhoria do contrato de energia, em especial Miranga, que ficou parcialmente exposta ao preço de liquidação das diferenças – PLD, naquele momento.

Vendas: no trimestre não houve despesas nesta rubrica.

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): No trimestre o custo de compra de gás foi de R\$ 40,0 milhões, devido ao contrato de compra de gás, conforme já mencionado na sessão de Comercialização. Os custos com transporte de gás reduziram 17% vs. o 4T24 devido à otimização dos contratos de transporte na Bahia e no Rio Grande do Norte.

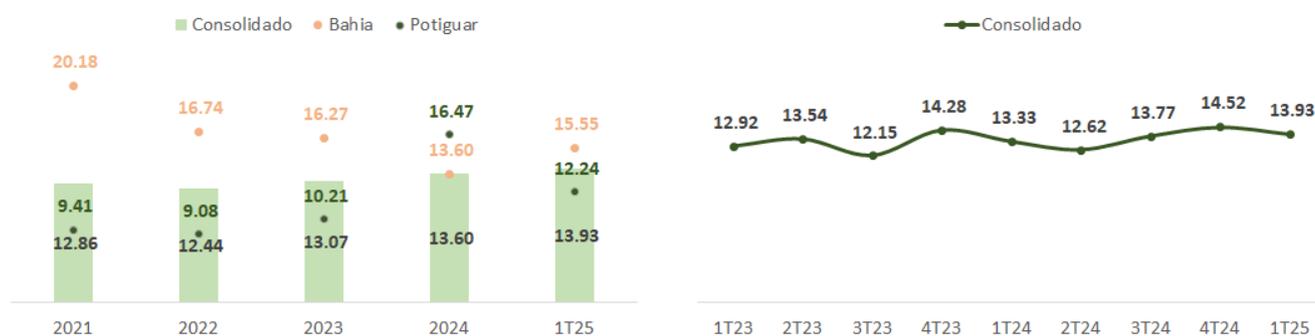
Outros custos e despesas: redução de 27% vs. o 4T24 devido à redução da provisão para perdas em estoque no trimestre passado.

5.4. Lifting Cost

O cálculo do custo médio de produção (lifting cost) é a soma dos custos totais de produtos vendidos, ajustados pela movimentação dos estoques, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe.

O custo médio de produção no trimestre foi de US\$ 13,93/boe, redução de 4% em relação ao 4T24, refletindo redução dos custos e crescimento da produção, já mencionados anteriormente.

Evolução do Lifting Cost (em US\$/boe)



5.5. Royalties

A Companhia contabilizou R\$ 68,4 milhões de *Royalties* no trimestre, aumento de 11% em relação ao 4T24 e de 30% em relação ao mesmo período do ano passado, devido ao aumento de produção significativo do campo de Tiê, que possui uma alíquota de royalties maior do que a alíquota média da Companhia, bem como aumento nos preços de referência do gás.

5.6. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 424 milhões, aumento de 5% em relação ao trimestre anterior e de 20% em relação ao mesmo período de 2024.

5.7. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi de R\$ 49,0 milhões no trimestre, em função, principalmente, da variação cambial positiva no trimestre sobre os passivos denominados em moeda estrangeira, contra uma variação fortemente negativa no 4T24.

Resultado financeiro (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Receitas financeiras	12.415	11.999	3%	10.575	17%
Despesas financeiras	(70.095)	(88.611)	-21%	(37.739)	86%
Variações cambiais, líquidas	106.677	(180.649)	n.m.	(43.814)	n.m.
Resultado financeiro, líquido	48.997	(257.261)	n.m.	(70.978)	n.m.

As despesas financeiras, reduziram 21% vs. o trimestre anterior, em função do pagamento de custos de captação da 2ª Emissão de Debêntures e custos incorridos em remessas ao exterior ocorridos nos 4T24, além de pagamento de “come-quotas” das aplicações do caixa da Companhia. Em relação ao 1T24, houve um aumento de 86% das despesas financeiras devido ao aumento da dívida bruta da Companhia e aumento de juros e correção monetária sobre o montante.

A Companhia tem por estratégia dolarizar suas dívidas por meio de *swaps* cambiais, uma vez que a quase totalidade de suas receitas são denominadas em Dólares Norte-Americanos, buscando assim reduzir o risco de descasamento dos fluxos de caixa futuros.

A mensuração do valor justo desses instrumentos financeiros é realizada trazendo a valor presente de mercado. Essa variação é registrada no resultado do trimestre, no entanto, vale ressaltar que os efeitos da marcação a mercado da dívida não possuem efeito caixa, apenas contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação o Resultado Financeiro seria negativo em R\$ 89,6 milhões no 1T25.

5.8. Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado

O Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 260 milhões, aumento de 7% vs. o trimestre anterior.

O Lucro Líquido contábil foi de R\$ 228 milhões no trimestre. Excluindo os efeitos cambiais da marcação a mercado (MTM) da dívida, descontados os impostos diferidos referentes aos *swaps*, o Lucro Líquido Ajustado foi de R\$ 136 milhões no trimestre.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Lucro Líquido	227.529	32.444	601%	110.033	107%
MTM	(138.590)	225.957	n.m.	-	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	47.121	(76.825)	n.m.	-	n.m.
Lucro Líquido Ajustado	136.060	181.575	-25%	110.033	24%

5.9. Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 505 milhões no trimestre, redução de 17% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 277 milhões no trimestre, aumento de 83% vs. 4T24, devido principalmente à redução nas aplicações financeiras. Abaixo apresentamos os principais fatores:

- (i) adições ao imobilizado e intangível no montante de R\$ 298 milhões (R\$465 milhões no 4T24), principalmente em investimentos para desenvolvimento de novas reservas no montante de R\$ 222 milhões; e

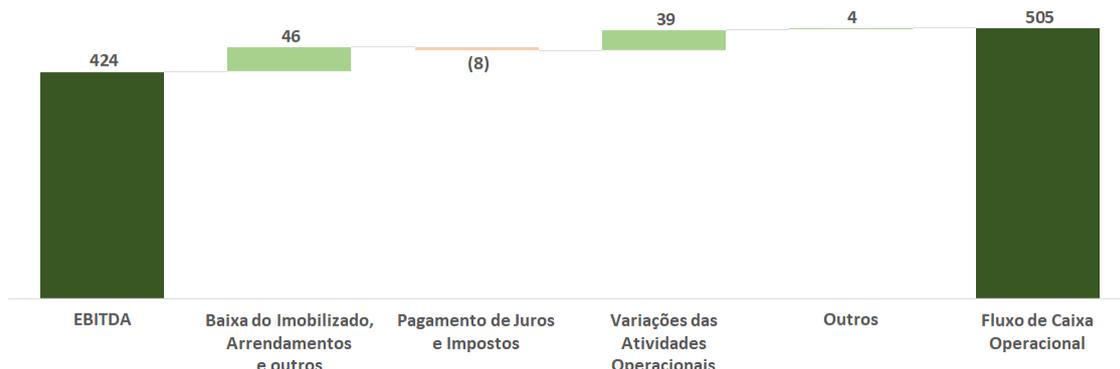
(ii) Aplicações financeiras no montante de R\$ 21 milhões no trimestre versus R\$314 milhões no 4T24.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 208 milhões no 1T25, principalmente devido ao pagamento de aquisições, da última parcela do *earn out* de Miranga de US\$ 30 milhões e da 2ª parcela *earn out* da SPE Tiêta de US\$ 4,4 milhões. Com estes pagamentos a Companhia não possui mais dívidas referentes à aquisição de ativos.

O Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi de R\$ 207 milhões no 1T25, 45% superior ao gerado no 4T24.

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	1T25	4T24	Δ%	1T24	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	308.762	(14.036)	n.m.	128.512	140%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	87.758	144.290	-39%	56.234	56%
Depreciação, Amortização e Depleção	164.082	159.742	3%	153.862	7%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	-	-	n.m.	22.033	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	(140.801)	237.124	n.m.	70.573	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	46.232	136.840	-66%	68.563	-33%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	7.762	15.471	-50%	12.112	-36%
Variação de Ativos e Passivos	38.742	(8.420)	n.m.	54.142	-28%
Pagamento de Contratos de Hedge	-	(5.235)	n.m.	(59.170)	n.m.
Juros Pagos	(667)	(55.813)	-99%	(37.358)	-98%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(6.864)	(2.430)	182%	(3.517)	95%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	505.006	607.533	-17%	465.986	8%
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	-	n.m.
Aplicações Financeiras	21.021	313.769	-93%	(63.941)	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(297.789)	(464.663)	-36%	(234.663)	27%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(276.768)	(150.894)	83%	(298.604)	-7%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	-	648.457	n.m.	-	n.m.
Adições, líquidas dos Custos de Captação	-	-	n.m.	-	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(205.160)	(881.618)	-77%	(62.912)	226%
Exercício de Opção de Ações	148	-	n.m.	-	n.m.
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	495	n.m.
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	(3.153)	-	n.m.	-	n.m.
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	-	(348.617)	n.m.	-	n.m.
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(208.165)	(581.778)	-64%	(62.417)	234%
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	-	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	20.073	(125.139)	n.m.	104.965	-81%
Fluxo de Caixa Livre ³	207.217	142.870	45%	231.323	-10%

Análise comparativa do EBITDA e Fluxo de Caixa Operacional (R\$ Milhões)



5.10. Dividendos

Em reunião de 8 de maio de 2025, o Conselho de Administração aprovou o pagamento de Juros sobre Capital Próprio aos acionistas no valor bruto de R\$ 263,4 milhões, equivalente a R\$ 0,90 por ação, representando um *dividend yield* de aproximadamente 7%⁴.

5.11. Investimento

Os investimentos totalizaram R\$ 249 milhões no trimestre, redução de 19% em relação ao trimestre anterior.

Capex (R\$ Milhões)	2T24	3T24	4T24	1T25
Desenvolvimento de Reservas	156	184	280	222
Almoxarifado para inversões fixas	(29)	(21)	(21)	10
Demais ativos fixos e intangíveis	37	27	48	17
Capex Total	165	190	307	249

Os valores investidos no desenvolvimento de reservas no trimestre totalizaram R\$ 222 milhões, uma redução de 21% em relação ao 4T24. Os investimentos em perfuração somaram R\$ 93 milhões, 15% inferiores ao trimestre anterior, apesar da continuidade do programa de perfuração, que contou com três sondas em operação ao longo do 1T25. A expansão de serviços internalizados, como a segunda frente direcional de perfuração, implementada neste trimestre, gerou ganhos de eficiência que contribuíram para a redução dos custos de perfuração.

Os investimentos em *workovers* somaram R\$ 82 milhões, redução de 20% em comparação ao trimestre anterior, refletindo a diminuição no número de projetos executados por conta de um maior foco em intervenções para reparo de poços e redução de *backlog* de produção, além de uma maior otimização dos investimentos.

Já os aportes em facilidades foram de R\$ 47 milhões, queda de 31% em relação ao 4T24, principalmente devido à menor demanda de recursos no plano de resiliência operacional, que concentrou a maior parte dos investimentos no trimestre anterior.

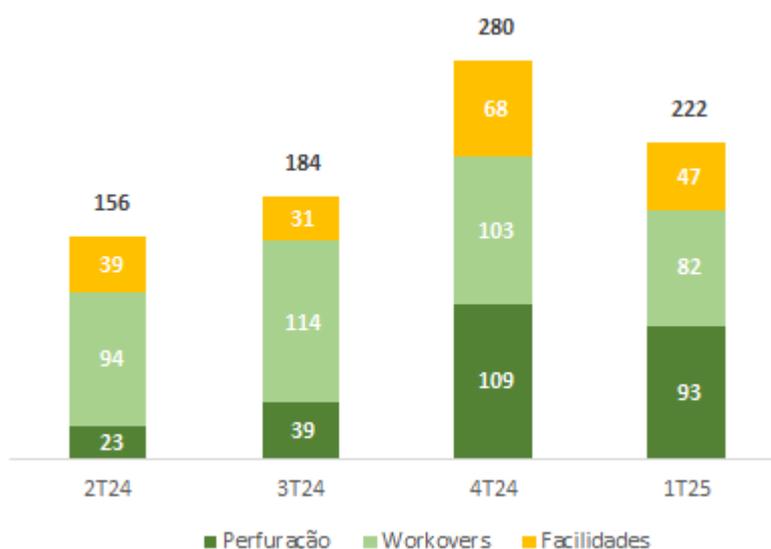
³ Fluxo de Caixa Livre representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível.

⁴ Data base de preço da ação de 7 de maio de 2025

Os investimentos em almoxarifado totalizaram R\$ 10 milhões no trimestre, após um ano de forte retração nessa rubrica, com um leve aumento na posição de estoques, em linha com a aceleração dos programas de perfurações e workover.

Os investimentos em demais ativos fixos e intangíveis somaram R\$ 17 milhões, uma redução de 65% em relação ao 4T24, reflexo dos desembolsos concentrados no trimestre anterior para a implementação do ERP SAP S/4HANA, cujo Go Live ocorreu em janeiro de 2025.

Capital aplicado em projetos de desenvolvimento de reservas (R\$ Milhões)



5.12. Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 31 de março de 2025 era de R\$ 1,1 bilhão, redução de 19% em relação ao saldo de 2024. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 0,62x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 3,97 anos e o custo de 6,74%.

A maior parte dos recursos das aplicações financeiras estão em fundos cambiais, a fim de mitigar impactos relacionados à variação cambial, uma vez que receita e o endividamento da Companhia estão atrelados ao dólar.

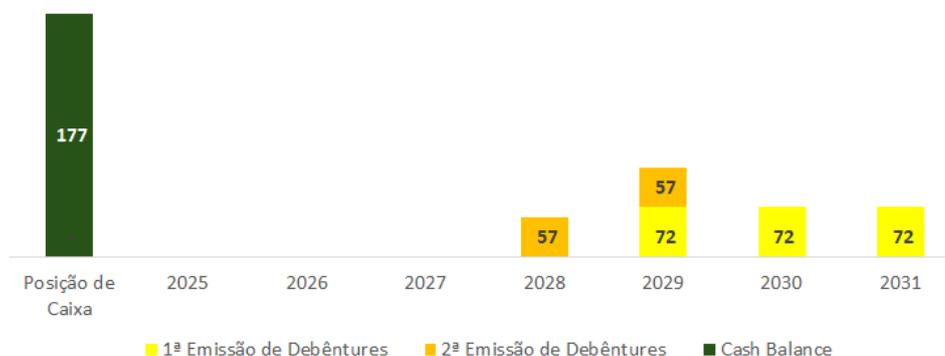
Endividamento Líquido (R\$ Mil)	31/Mar/2025	31/Dez/2024	Δ%
Empréstimos bancários	-	-	n.m.
Debêntures	1.856.029	1.792.321	4%
Efeito dos Swaps de Dívida	230.250	368.840	-38%
Valores a pagar de aquisições	-	213.077	n.m.
Dívida bruta	2.086.279	2.374.238	-12%
Caixa e Equivalentes de caixa	315.621	295.548	7%
Aplicações Financeiras	702.215	761.939	-8%
Posição de Caixa	1.017.836	1.057.487	-4%
Dívida Líquida	1.068.443	1.316.751	-19%
EBITDA últimos 12 meses	1.713.531	1.643.036	4%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,62 x	0,80 x	-0,18 x

No período a Companhia amortizou a última parcela referente aos *earnouts* da aquisição de Miranga, além da segunda parcela da aquisição da SPE Tiêta, no montante de R\$ 205 milhões. Com esse pagamento, a

Companhia concluiu todos os pagamentos de parcelas diferidas ou earn-outs do Polo Miranga, restando como sua última possível parcela de pagamento de aquisições o pagamento de earn-out pela aquisição da Maha Energy Brasil Ltda em caso de preço médio do petróleo em 2025 superior a US\$ 80/bbl.

Atualmente o endividamento da Companhia é composto por compromissos de longo prazo, sendo a sua próxima amortização do principal em 2028.

Cronograma de Pagamento da Dívida & Aquisições (US\$ Milhões)



(*) Não inclui potencial pagamento contingente (*earn out*) da 3ª parcela atrelada à aquisição da SPE Tiêta, que seria devida somente com Brent médio de 2025 acima de US\$ 80.

6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo reafirma seu compromisso com o desenvolvimento sustentável das regiões onde atua, ampliando seus investimentos em responsabilidade social por meio de ações estruturadas e de longo prazo. A Companhia acredita que investir em pessoas e comunidades é essencial para gerar valor compartilhado, reduzir desigualdades e transformar realidades, e segue desempenhando iniciativas que têm na **educação** um de seus principais pilares. Paralelamente, segue promovendo uma cultura organizacional voltada à **segurança, à inclusão e ao desenvolvimento de pessoas**, em prol de garantir um ambiente saudável para todos os colaboradores.

Neste trimestre, a PetroReconcavo firmou parceria com a **Associação Bem Comum**, organização nacionalmente reconhecida pela sua contribuição à melhoria da educação pública no Brasil, para apoiar a iniciativa **Educar PRA Valer** nos municípios de **Pojuca (BA) e Mata de São João (BA)**. A ação visa fortalecer o ensino nas redes municipais, elevando a proficiência dos estudantes em Língua Portuguesa e Matemática por meio da formação continuada de gestores e professores, boas práticas de gestão educacional, acompanhamento dos resultados e uso de evidências para tomada de decisão. O **Educar PRA Valer** tem gerado impactos positivos nos indicadores educacionais, como o IDEB, reafirmando o compromisso da PetroReconcavo com o desenvolvimento social por meio da educação.

A Companhia mantém importantes iniciativas de **educação complementar**, como o **Ciranda Viva**, projeto com mais de 10 anos de atuação no município de **Catu (BA)**, sendo referência regional no desenvolvimento de crianças e adolescentes por meio de atividades educativas, culturais e de fortalecimento de vínculos. No Rio Grande do Norte, o **Tapera das Artes** promove a inclusão e o desenvolvimento de jovens em situação de vulnerabilidade social por meio da arte, da cultura e da música, com atuação destacada em **Mossoró**.

A Companhia reafirma seu compromisso contínuo com o **fortalecimento da cultura de segurança**, excelência operacional e eficiência dos processos. O Programa Líder Seguro – Ciclo 2025, teve início com uma nova abordagem, estruturada em dois módulos complementares: o primeiro, focado no comportamento seguro e no papel essencial da liderança na promoção de uma cultura preventiva; e o segundo, voltado aos aspectos técnicos da segurança de processos, com ênfase no aprofundamento do conhecimento e no uso de

ferramentas para uma atuação ainda mais eficaz em campo.

A PetroReconcavo deu início ao **Programa de Liderança Feminina**, com o propósito de fortalecer e desenvolver as competências de mulheres em posições de liderança, promovendo o empoderamento e a formação de futuras sucessoras. A iniciativa contempla uma série de encontros dedicados à escuta ativa, ao compartilhamento de experiências e à discussão de temas relevantes aos desafios enfrentados pelas lideranças femininas, promovendo um espaço de aprendizado, apoio mútuo e crescimento profissional.

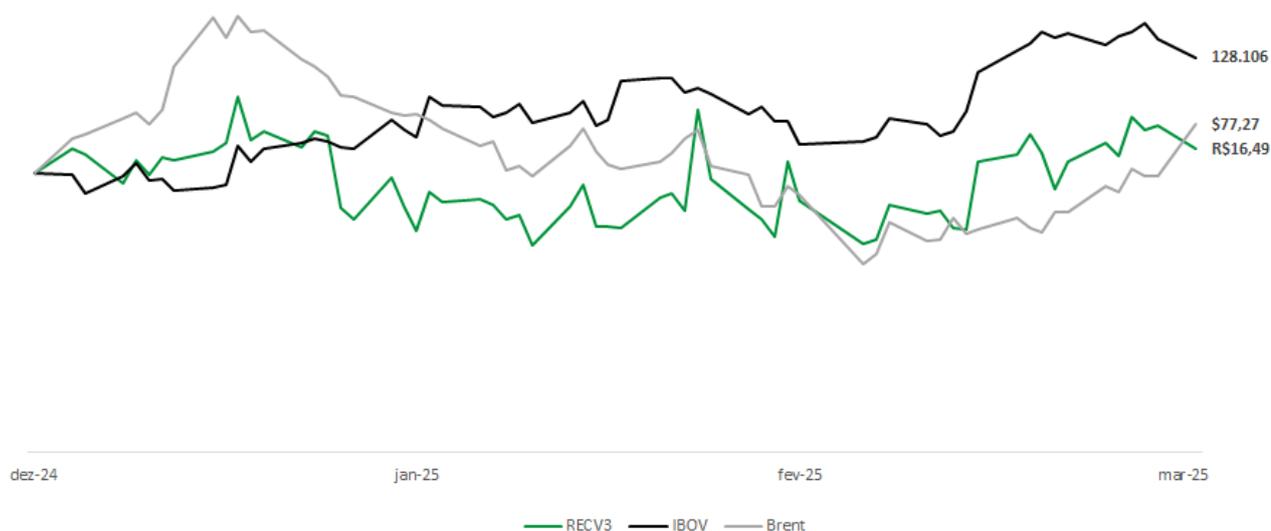
O conjunto dessas ações reforça o compromisso da Companhia com um ambiente de trabalho seguro, inclusivo e orientado ao desenvolvimento de pessoas — pilares que contribuíram para a conquista da Certificação Great Place to Work (GPTW) neste trimestre.

7. Performance da Ação

Em 31 de março, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 4,8 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 16,49, valorização de 1,73% no trimestre, desempenho abaixo do Ibovespa (+8,29%) e do Brent (+3,52%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 135 milhões de ações no trimestre. A média diária foi de 2,2 milhões de ações no trimestre. O volume financeiro anual atingiu R\$ 2,2 bilhões, com volume médio diário de R\$ 35,7 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)



8. Anexo I

Notas dos Principais Indicadores:

- EBITDA: Calculado 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;

- Margem EBITDA: corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela Receita Líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros;

- EBITDA ajustado pelo Hedge: calculado a partir 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;

- 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;

- Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses: Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida Líquida representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de debêntures e efeito de swaps da dívida, 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. 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;

- Margem líquida: corresponde ao Lucro Líquido do exercício dividido pela Receita Líquida do período;

- Lucro Líquido Ajustado: corresponde ao Lucro Líquido excluídos os efeitos da variação cambial da marcação a mercado dos contratos de swap de dívida;

- Margem Líquida Ajustada corresponde ao Lucro Líquido Ajustado dividido pela Receita Líquida do período;

- Fluxo de Caixa Livre: corresponde ao Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e ao Intangível;

- Produção (boe/dia): corresponde à média diária bruta de participação da Companhia (working interest). Os volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe);

- Lifting Cost (US\$/boe): 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 vendas, aquisição, processamento escoamento e transporte do gás, os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe no período, divididos pela taxa de câmbio média do período;

- Taxa de câmbio média (R\$ / US\$): corresponde à média das taxas de câmbio do exercício em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil;

- Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl): O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).