



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2024

Teleconferência de Resultados do 3T24

Sexta-feira,
8 de novembro de 2024
10h | horário local

Para assistir, clique [aqui](#)

RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Sumário

1. Destaques	2
2. Mensagem do Presidente	3
3. Principais Eventos do Período	5
4. Operacional	6
4.1. Produção	6
4.2. Sondas e Serviços (RSO)	7
4.3. Comercialização	7
5. Performance Financeira	9
5.1. Receita Líquida	9
5.1.1. Hedge de Petróleo	10
5.2. Custos e Despesas operacionais	11
5.2.1. Lifting Cost	12
5.2.2. Royalties.....	12
5.3. EBITDA.....	12
5.4. Resultado Financeiro	13
5.5. Lucro Líquido.....	13
5.6. Fluxo de Caixa	13
5.7. Investimento	14
5.8. Endividamento	15
6. Sustentabilidade	17
7. Performance da Ação	17
8. Portfólio de Ativos e Reservas	18
9. Anexo I	19

1. Destaques

Salvador, 07 de novembro de 2024 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do terceiro trimestre (“3T24” ou “trimestre”) e do acumulado (“9M24” ou “acumulado”) de 2024. 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 *)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Receita Líquida	850.190	826.254	3%	747.829	14%	2.421.178	2.125.355	14%
EBITDA	439.403	447.315	-2%	377.334	16%	1.240.069	1.031.408	20%
Margem EBITDA	51,7%	54,1%	-2,5 p.p.	50,5%	1,2 p.p.	51,2%	48,5%	2,7 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	470.138	479.388	-2%	447.944	5%	1.362.047	1.233.772	10%
Margem EBITDA Ajustado	53,4%	55,9%	-2,5 p.p.	54,7%	-1,4 p.p.	53,6%	53,0%	0,6 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,52 x	0,63 x	-0,11 x	0,56 x	-0,04 x	0,52 x	0,56 x	-0,04 x
Lucro Líquido	158.841	136.181	17%	145.097	9%	405.054	522.251	-22%
Margem Líquida	18,7%	16,5%	2,2 p.p.	19,4%	-0,7 p.p.	16,7%	24,6%	-7,8 p.p.
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.372	26.272	0%	27.958	-6%	26.342	26.152	1%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 13,77	\$ 12,62	9%	\$ 12,15	13%	\$ 13,25	\$ 12,68	4%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,55	R\$ 5,22	6%	R\$ 4,88	14%	R\$ 5,24	R\$ 5,01	5%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 80,34	\$ 84,97	-5%	\$ 86,76	-7%	\$ 82,79	\$ 82,14	1%

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

- Produção média de 26,4 mil boe/dia, estável em relação ao 2T24;
- Receita Líquida de R\$ 850 milhões, 3% superior ao 2T24;
- EBITDA de R\$ 439 milhões, 2% inferior ao 2T24;
- Lucro de R\$ 159 milhões, aumento de 17% em relação ao 2T24;
- Rating Corporativo de AA.br, com perspectiva estável pela Moody's;
- 2ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 650 milhões, com contratos de *swaps* com custo médio dolarizado de aproximadamente 6,16% a.a e prazo aproximado de 3,75 anos;
- Geração de caixa livre de R\$ 268 milhões, resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e ao Intangível;
- Distribuição de proventos aprovada de R\$ 379 milhões em forma de dividendos (R\$1,29 por ação);
- Aprovação do investimento para o projeto da UPGN Miranga com Capex estimado de US\$ 60 milhões;
- Avanço no desenvolvimento de novas rotas de escoamento de petróleo com MoUs assinados com Shell, Ultracargo (Porto de Aratu e Porto de Suape) e CIPP/Dislub (Porto de Pecém).

2. Mensagem do Presidente

O terceiro trimestre de 2024 foi marcado por um cenário mais desafiador em termos macroeconômicos com o preço médio do petróleo tipo Brent em US\$ 80 por barril, queda de 5% em relação ao trimestre anterior, e dólar médio de R\$ 5,55. Concluímos o trimestre com produção média de 26,4 mil boe/dia, que se manteve estável em relação ao trimestre anterior, resultando em uma Receita Líquida de R\$ 850 milhões, EBITDA de R\$ 439 milhões e Lucro Líquido de R\$ 159 milhões, crescimento de 17% na comparação trimestral.

A robusta geração de caixa ao longo do ano nos permitiu anunciar mais uma distribuição expressiva de proventos, que acrescentou mais R\$ 379 milhões neste trimestre, representando um *yield*, no ano, de aproximadamente 14,5%, marcando nossa sólida posição financeira e capacidade de gerar valor consistente para nossos acionistas.

A PetroReconcavo segue com foco na melhoria da produção e no programa de resiliência para redução de risco operacional.

No trimestre, destacamos o início das perfurações com a PR-14, sonda de perfuração profunda sendo considerada uma das mais modernas do *onshore* no Brasil. A sonda perfurou seus dois primeiros poços no campo de Tiê, que estão agora em fase de completação, e já iniciou uma nova perfuração no campo de Biriba, com profundidade que ultrapassa 3.500 metros. As sondas de perfuração PR-04 e PR-21, que estavam alugadas para terceiros, concluíram seus contratos e já retornaram para a Companhia a fim de acelerar nosso robusto programa de perfurações com perspectivas favoráveis para o crescimento da produção.

Em termos de resiliência operacional, obtivemos avanços importantes:

- **Central de Monitoramento e Controle de Energia Elétrica:** Implementamos um sistema de monitoramento da rede elétrica nos ativos da Companhia, visando mitigar as perdas de produção causadas por eventos elétricos, garantindo operações mais robustas e confiáveis.
- **UPGN Miranga:** Foi aprovado, no Conselho de Administração, o projeto de construção da Unidade de Processamento de Gás Natural Miranga, com capacidade de 950 Mm³/dia e possibilidade de expansão até 1,5 MMm³/dia, e expectativa de início de operação até o final de 2027. Com investimento estimado em US\$ 60 milhões, que representará resiliência e autonomia no *midstream* do Ativo Bahia, além de proporcionar redução de custos e aumento de eficiência no segmento de gás natural;
- **UTG São Roque:** Teve início das suas operações no final do mês de julho, operando de forma estável ao longo de todo o trimestre, com entregas contínuas diretamente para a Bahiagás, garantindo redução nos custos de *midstream* e a estabilidade no fornecimento de gás natural;
- **Processamento de gás no Rio Grande do Norte:** A Companhia segue em análise para viabilizar alternativas mais econômicas para o escoamento do gás do Rio Grande do Norte;
- **Logística de Petróleo na Bahia:** Assinamos um Memorando de Entendimentos com a Ultracargo Logística S.A., no qual as companhias estabelecem diretrizes para uma cooperação visando a utilização do Terminal de Aratu para logística de escoamento, armazenamento e comercialização do petróleo produzido pela PetroReconcavo S.A.. O referido Memorando inclui também o terminal de Suape como alternativa para a logística do petróleo da Companhia, incluindo os ativos do Rio Grande do Norte;
- **Logística de Petróleo no Rio Grande do Norte:** Assinamos um Memorando de Entendimentos com a Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém – CIPP e com a Terminais Marítimos do Brasil S.A. – TMB, buscando a utilização da estrutura portuária da primeira e da estrutura de um terminal de líquidos da segunda, ambas situadas no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, localizado no estado do Ceará, incluindo a avaliação de uma solução provisória e imediata para armazenamento do petróleo da PetroReconcavo no Rio Grande do Norte. Ainda em linha com a estratégia de aumento de resiliência e alternativas comerciais para o petróleo produzido pela PetroReconcavo, assinamos também em novembro um Memorando de Entendimentos não vinculante com a Shell Western Supply and Trading Ltd. e com a Shell Trading Brasil Ltda., onde as partes estabelecem uma cooperação técnica quanto ao desenvolvimento logístico dos pontos de entrega de petróleo na Bahia e no Rio Grande do Norte acima mencionados, bem como na busca por rotas comerciais para a destinação do petróleo produzido pela Petroreconcavo.

Seguindo nossa estratégia de otimização da estrutura de capital, realizamos a 2ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$ 650 milhões, melhorando a eficiência, custo e prazo do nosso endividamento. Cabe destacar que obtivemos um Rating Corporativo de AA.br emitido pela Moody's Local Brasil, com perspectiva estável, refletindo a solidez financeira e o histórico de sucesso e resiliência na revitalização de campos maduros no *onshore* brasileiro.

Alinhado aos nossos valores, a Companhia passou a integrar o IDIVERSA B3, índice de desempenho das empresas listadas na B3 que se destacam no critério de diversidade. A PetroReconcavo reforça o compromisso de buscar, continuamente, ações de alinhamento às melhores práticas em prol de um ambiente de trabalho mais inclusivo, plural e sustentável, com governança e transparência sendo partes essenciais para garantir nosso papel na sociedade.

Agradeço aos nossos acionistas pela confiança e aos nossos colaboradores pela dedicação. Juntos, continuaremos a construir o futuro do *onshore* brasileiro.

A simple, stylized handwritten signature in black ink, consisting of a few loops and a horizontal line.

José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 08 de julho, a Companhia assinou um Memorando de Entendimentos com a Brava Energia (antiga 3R Petroleum Óleo e Gás) para avaliar o compartilhamento da infraestrutura de escoamento, compressão, medição e processamento de gás natural detida pela Brava Energia na Bacia Potiguar. O processo ainda está em andamento;
- Em 19 de julho, a Companhia efetuou o pré-pagamento da dívida de US\$ 60 milhões que havia sido contratada em julho de 2023 para o pagamento da segunda parcela referente à aquisição da Maha Energy Brasil Ltda. (atualmente denominada SPE Tiêta Ltda.);
- Em 25 de julho, a Companhia divulgou seu 3º Relatório de Sustentabilidade, referente ao ano de 2023, conforme a metodologia GRI (*Global Reporting Initiative*), incluindo indicadores da SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) e da IPIECA (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*);
- Em 29 de julho, após finalização do comissionamento e testes, a sonda de perfuração PR-14 começou as atividades de perfuração no campo de Tiê, concluindo a perfuração de dois poços até o dia 15 de outubro, que no momento estão em fase de completação;
- Em 02 de setembro, a Companhia passou a integrar o IDIVERSA B3, índice de desempenho das empresas listadas na B3 que se destacam no critério de diversidade;
- Em 11 de outubro, a agência de classificação de risco de crédito Moody's Local Brasil publicou relatório atribuindo à Companhia o Rating Corporativo de AA.br, com perspectiva estável. Esse mesmo rating foi replicado para a 2ª Emissão de Debêntures da Companhia;
- Em 21 de outubro foi liquidada a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 650 milhões;
- Em 24 de outubro, a Companhia efetuou o pré-pagamento da dívida sindicalizada de US\$ 126 milhões que havia sido contratada em setembro de 2022 para pagamento da dívida referente a aquisição do Polo Riacho da Forquilha;
- Em 31 de outubro, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovado o *Final Investment Decision* da UPGN Miranga, com capacidade de processamento de 950 mil m³/d, com possibilidade de expansão para 1,5 milhões m³/dia, e valor de investimento estimado em US\$ 60 milhões. O projeto tem previsão de início de execução no primeiro semestre de 2025, e tem expectativa de início de operação até o final de 2027;
- Em 31 de outubro, a Companhia assinou Memorandos de Entendimento (MoUs) com o a Ultracargo Logística S.A., operadora dos Portos de Aratu, na Bahia, e Porto de Suape, em Pernambuco, para avaliação de nova rota para armazenamento e escoamento de petróleo da Companhia;
- Em 04 de novembro, a Companhia assinou Memorandos de Entendimento (MoUs) com Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém – CIPP e com a Terminais Marítimos do Brasil S.A. – TM para cooperação para desenvolvimento de rota logística e de armazenamento no Porto do Pecém, localizado no Ceará;
- Em 05 de novembro, a Companhia assinou Memorando de Entendimentos não vinculante com a Shell Western Supply and Trading Ltd. e com a Shell Trading Brasil Ltda., para cooperação técnica quanto ao desenvolvimento logístico dos pontos de entrega de petróleo na Bahia e no Rio Grande do Norte;
- Em 07 de novembro, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de proventos no montante de R\$ 379 milhões em forma de dividendos (R\$1,29 por ação) a ser pago em 26 de novembro de 2024.

4. Operacional

4.1. Produção

A produção média registrada no trimestre foi de 26,4 mil boe/dia, mantendo-se estável em relação ao trimestre anterior, reforçando a estabilização da produção após as intercorrências ocorridas ao longo do ano, permanecendo em 26,3 mil boe/dia no acumulado.

A Companhia tem avançado com a execução de seu programa de *workovers*, mantendo a média superior a 20 projetos mensais ao longo do 3T24. No acumulado do ano foram executados 154 *workovers*. A Companhia aprovou a contratação de mais duas sondas de *workovers* para atuarem ao longo do 4T para concluir o programa de *workovers* aprovado para o ano de 2024.

Produção (boe/dia)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Óleo	8.580	9.014	-5%	10.146	-15%	8.979	9.431	-5%
Gás	4.748	4.979	-5%	5.155	-8%	4.810	4.574	5%
Ativo Potiguar	13.328	13.992	-5%	15.300	-13%	13.790	14.006	-2%
Óleo	6.583	6.181	7%	6.468	2%	6.266	5.937	6%
Gás	6.460	6.099	6%	6.189	4%	6.286	6.210	1%
Ativo Bahia	13.043	12.280	6%	12.657	3%	12.552	12.147	3%
Óleo	15.163	15.194	0%	16.614	-9%	15.246	15.368	-1%
Gás	11.209	11.078	1%	11.344	-1%	11.096	10.784	3%
Total	26.372	26.272	0%	27.958	-6%	26.342	26.152	1%

Ativo Bahia

No 3T24, a produção do Ativo Bahia foi de 13,0 mil boe/dia, aumento de 6% em relação ao trimestre anterior, tendo a produção do óleo aumentado 7% e a de gás natural 6%.

No trimestre foram executados 20 projetos de *workover* e iniciadas 2 perfurações com a PR-14 no campo de Tiê, que atualmente estão em fase de completação.

O trimestre foi importante para a evolução da produção no Campo de Tiê, que apresentou aumento de 33,8% em relação ao trimestre anterior, principalmente em função da otimização de poços de alta vazão e do *side track* executado, em junho, no poço 7TIE-11-DP-BA resultando no melhor poço produtor da companhia e no segundo melhor poço de petróleo do *onshore* brasileiro.

Ativo Potiguar

No 3T24, a produção do Ativo Potiguar foi de 13,3 mil boe/dia, queda de 5% em relação ao trimestre anterior, com queda tanto na produção de óleo quanto na de gás natural em 5%, em função do declínio natural de poços, além de impactos de paradas para manutenção no midstream. No trimestre foram executados 48 projetos de *workover* no Ativo Potiguar e está programado para o 4T24 o retorno da campanha de perfuração no Ativo.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

A Companhia dispõe de uma frota ampla e completa de sondas, sendo 12 sondas de *workover* e três sondas de perfuração. Neste trimestre, a Companhia atuou com 13 sondas de *workover*, sendo 12 próprias e uma alugada de terceiros, tendo alocado cinco sondas no Ativo Bahia e oito no Ativo Potiguar. Conforme descrito acima, no 4T24 a Companhia irá contratar adicionalmente duas sondas terceirizadas de *workover* para aceleração do seu programa de investimentos.

Já em relação às sondas de perfuração, a PR-14 estava alocada no Ativo Bahia e as outras duas estiveram alugadas em contratos de serviços para terceiros, sendo a PR-21 para a Seacrest Petróleo e a PR-04 para a Origem Energia.

A sonda de perfuração PR-14 iniciou seu primeiro programa de perfuração no mês de julho através da perfuração de dois poços no campo de Tiê, que foram concluídos no mês de outubro, e iniciou nova perfuração no campo de Biriba, do Polo Miranga, onde irá executar projeto com profundidade superior a 3.500 metros, abrindo uma nova janela de desenvolvimento em reservatórios mais profundos.

A sonda de perfuração PR-21 executou um conjunto de perfurações para a Seacrest no estado do Espírito Santo, e atualmente está processo de mobilização para o Rio Grande do Norte, onde retomará as perfurações da Companhia.

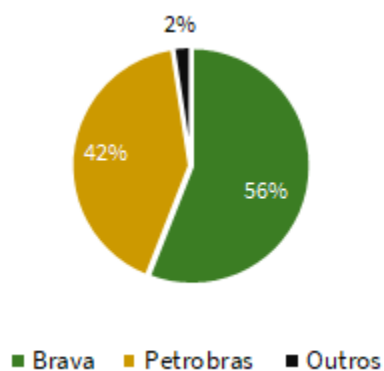
Durante o trimestre, a sonda PR-04 perfurou dois poços terrestres do Polo Alagoas, da Origem Energia. Atualmente a sonda encontra-se em mobilização para a Bahia, onde retomará as perfurações da Companhia no campo de Tiê.

4.3. Comercialização

Petróleo

As vendas do petróleo produzido nos estados da Bahia e de Sergipe foram realizadas para a Petrobras, Dax Oil, entre outros, conforme contratos vigentes. No estado do Rio Grande do Norte, o petróleo produzido foi comercializado com a Brava Energia, entre outros.

Venda de Petróleo 3T24 (%)



No trimestre, o preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 73,50 por barril, representando 91,5% do valor de referência do Brent.

Preço Médio Realização Petróleo

		3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R\$ Mil)	565.256	564.952	0%	570.788	-1%
Volume Entregue	Mbbl	1.386	1.388	0%	1.475	-6%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	73,50	78,03	-6%	79,28	-7%

Com o objetivo de desenvolver novas rotas de escoamento de petróleo, a Companhia assinou três Memorandos de Entendimento (MoUs) estratégicos com Ultracargo Logística, a Terminais Marítimos do Brasil (Dislub Equador) e a Shell Western Supply and Trading Limited. O MoU com a Ultracargo visa estudos técnicos para logística de escoamento e armazenagem de petróleo nos portos de Aratu (BA) e Suape (PE). Já o acordo com a Dislub Equador e a Companhia de Desenvolvimento do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP) busca soluções para escoar petróleo do Ativo Potiguar pelo Porto de Pecém (CE), incluindo uma estrutura temporária e a integração com a infraestrutura de tancagem e armazenamento do CIPP.

O MoU com a Shell estabelece uma cooperação técnica e comercial para desenvolver um plano logístico voltado ao mercado do petróleo produzido na Bahia e Rio Grande do Norte, identificando os melhores mercados e rotas de comercialização. Esses acordos marcam uma etapa importante no plano de resiliência operacional da PetroReconcavo, permitindo o desenvolvimento de novas rotas e condições comerciais que ampliam o acesso a novos mercados e players.

Gás Natural

Durante o 3T24, a Companhia processou gás natural de forma ininterrupta na UTG São Roque, passando então a realizar a entrega do gás natural no ponto de entrega da Bahiagás, localizado nas proximidades da Estação São Roque, no estado da Bahia.

Durante o trimestre a Companhia assinou com a Petrobras aditivo ao contrato de processamento da UTG Catu, estendendo o período contratual por mais 3,5 anos (até o final de 2027), preservando a capacidade de processamento atualmente contratada e otimizando a tarifa de processamento. Já no Rio Grande do Norte, a Companhia assinou uma extensão do contrato de processamento da UPGN Guamaré, obtendo melhores condições quanto a tarifa de processamento.

Em relação aos 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 ou transporte. A Companhia aguarda a emissão de licença ambiental para a construção de gasoduto que permitirá a interligação do campo de Tiê ao gasoduto de Miranga e, conseqüentemente, à UTG Catu.

No trimestre o preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,55 por MMBTU, representando 11,9% do valor de referência do Brent.

Preço Médio Realização Gás

		3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	291.601	285.918	2%	247.651	18%
Volume Entregue	Mm3	147.424	150.334	-2%	144.210	2%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,55	9,77	-2%	9,43	1%

Gás Seco

No trimestre a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.425 mil m³/dia com distribuidoras estaduais de Gás Natural na região Nordeste.

Também em julho, a Companhia assinou aditivo contratual com a Bahiagás, de forma a endereçar as entregas realizadas diretamente com a UTG São Roque. Especificamente para este ponto de entrega, o modelo contratual passa a não contar mais com a Parcela do Processamento em sua formulação, ao passo que passa a contar com

uma margem adicional para o gás entregue, possibilitando ganhos comerciais além dos já mencionados ganhos operacionais da UTG SRO.

No dia 11 de julho, a Companhia lançou a RECVTrade, sua plataforma de comercialização de Gás Natural. Essa iniciativa é pioneira no mercado brasileiro de Gás, oferecendo uma gestão aprimorada de contratos, programações diárias, e alocação de recursos, entre outras funcionalidades, o que permite expandir a base de clientes e reforça o compromisso com soluções tecnológicas para maior eficiência e gestão de portfólio.

Desde o lançamento da RECVTrade, a programação de gás natural processado passou a ser realizada integralmente pela plataforma, com total adesão dos clientes, incluindo as vendas spot. Entre os benefícios observados, destacam-se a maior assertividade na programação, permitindo que o cliente gerencie completamente suas demandas; a agilidade e economia de tempo, tanto para o cliente quanto para a Companhia; além de uma governança mais eficiente e rastreabilidade aprimorada das informações de programação de vendas, resultando em uma gestão mais eficaz dos dados.

Além disto, a Companhia anunciou a aprovação da decisão final de investimento para construção de uma nova Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) no Polo Miranga, em Pojuca, Bahia, com capacidade inicial de 950 mil metros cúbicos por dia e possibilidade de expansão para 1,5 milhão de m³/dia, em um investimento global estimado de US\$ 60 milhões. Previsto para iniciar em 2025 e entrar em operação até o final de 2027, o projeto permitirá à empresa processar internamente o gás natural dos seus ativos, reduzindo custos e mitigando riscos de capacidade, além de reforçar o compromisso com o desenvolvimento econômico da região.

Líquidos de Gás Natural

No 3T24, 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 de condensado bruto produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

5. Performance Financeira

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Receita Líquida	850.190	826.254	3%	747.829	14%	2.421.178	2.125.355	14%
Custos e Despesas	(352.394)	(327.236)	8%	(302.224)	17%	(1.018.229)	(913.379)	11%
Royalties	(58.393)	(51.703)	13%	(68.271)	-14%	(162.880)	(180.568)	-10%
EBITDA	439.403	447.315	-2%	377.334	16%	1.240.069	1.031.408	20%
Depreciação, Amortização e Depleção	(202.998)	(178.214)	14%	(182.422)	11%	(535.074)	(431.531)	24%
Lucro Operacional	236.405	269.101	-12%	194.912	21%	704.995	599.877	18%
Resultado Financeiro Líquido	(40.324)	(216.252)	-81%	(48.395)	-17%	(327.554)	13.298	n.m.
Impostos Correntes	(4.316)	4.621	n.m.	31.622	n.m.	(7.756)	(7.027)	10%
Impostos Diferidos	(32.924)	78.711	n.m.	(33.042)	0%	35.369	(83.897)	n.m.
Lucro Líquido	158.841	136.181	17%	145.097	9%	405.054	522.251	-22%

5.1. Receita Líquida

A Receita Líquida no trimestre foi de R\$ 850 milhões, 3% superior ao 2T24 e 14% superior ao mesmo período de 2023. No acumulado do ano a Receita Líquida foi de R\$ 2,4 bilhões, 14% superior ao mesmo período de 2023.

Receita Líquida (R\$ Mil)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	258.315	234.257	10%	228.778	13%	711.573	621.406	15%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	306.938	330.696	-7%	341.881	-10%	936.574	921.266	2%
Instrumentos financeiros derivativos	(30.735)	(32.073)	-4%	(70.610)	-56%	(121.978)	(202.364)	-40%
Receita Líquida com Petróleo	534.519	532.879	0%	500.178	7%	1.526.169	1.340.308	14%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	291.604	285.918	2%	247.651	18%	862.404	785.047	10%
Receita Líquida com Serviços	24.068	7.456	223%	-	n.m.	32.605	-	n.m.
Receita Líquida Total	850.190	826.254	3%	747.829	14%	2.421.178	2.125.355	14%

A Receita Líquida com petróleo se manteve estável em relação ao trimestre anterior, uma vez que a queda de 6% no preço médio do Brent foi compensada pela apreciação da taxa média do dólar. A Receita Líquida de gás natural e subprodutos aumentou 2% em relação ao trimestre anterior.

A Receita Líquida com prestação de serviços no seguimento de RSO foi de R\$ 24 milhões, decorrente do aluguel de duas sondas de perfuração para prestação de serviços para terceiros, conforme já mencionado.

No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com volume de 260 mil barris de petróleo, ao preço médio de US\$ 59,72/bbl. O impacto negativo de instrumentos financeiros derivativos foi 4% menor na Receita Líquida, quando comparado ao trimestre anterior, principalmente pela queda do Brent, conforme explicado abaixo no item 5.1.1.

No acumulado do ano, a variação na Receita Líquida é explicada pela diminuição do impacto dos instrumentos derivativos, além da apreciação do dólar frente àquele período.

5.1.1. Hedge de Petróleo¹

A fim de mitigar o risco de variação nos preços da commodity, 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. Atualmente, a Companhia possui contratos de hedge até o 2T25. Os hedges contratados até o momento são:

Non-Deliverable Forward (NDF)

Os contratos a termo de *commodity*, relativos ao processo de aquisição do Ativo Potiguar para gerir o risco de preço, se encerram no 4T24, conforme tabela a seguir.

NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 30/9/2024	US\$/bbl	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	59,43	71.500	(4.575)
Total	59,43 *	71.500	(4.575)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30/setembro/2024.

Zero Cost Collar (ZCC)

Os contratos do tipo *Zero Cost Collar* são caracterizados por não ter desembolso inicial. Eles têm estratégia de proteção contra flutuações de preços da *commodity*, com 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 é realizada através de instrumentos financeiros, com uma marcação a mercado positiva ou negativa. Porém, 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.

¹ Estes instrumentos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo na data em que os contratos são celebrados e são subsequentemente mensurados ao seu valor justo no resultado ou em outros resultados abrangentes de acordo com a prática contábil adotada pela Companhia. Outras informações sobre as práticas contábeis adotadas pela Companhia estão detalhadas na nota explicativa nº 15 às demonstrações financeiras.

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
	Put	Call		
Em 30/9/2024			bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	85,27	315.000	1.044
De 3 a 6 meses	65,00	90,98	371.000	3.647
De 6 a 12 meses	65,00	94,60	124.000	1.816
Total	65,00	89,31 *	810.000	6.507

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30/setembro/2024.

O volume médio total de barris hedgeados para o próximo trimestre é de aproximadamente 4,2 mil boe/dia, o que representa cerca de 15,9% da produção média 9M24 (26,3 mil boe/dia), conforme tabela acima. Em relação à produção de petróleo, a produção hedgeada corresponde a 27,6% da produção média de petróleo acumulada (15,2 mil bbl/dia).

5.2. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Pessoal	74.291	72.003	3%	62.901	18%	204.702	195.522	5%
Serviços e Materiais	151.932	117.957	29%	82.691	84%	378.518	276.425	37%
Energia Elétrica	18.441	17.160	7%	21.087	-13%	53.897	60.301	-11%
Vendas	3.048	-	n.m.	8.856	-66%	3.940	8.856	-56%
Outros Custos e Despesas	2.139	12.455	-83%	11.341	-81%	56.303	7.597	641%
Custos de Midstream	102.543	107.661	-5%	115.348	-11%	320.869	364.678	-12%
Compra/Swap de gás	17.075	13.169	30%	4.291	298%	42.869	78.648	-45%
Escoamento de gás	3.957	4.853	-18%	7.670	-48%	15.170	18.693	-19%
Processamento de gás	52.073	58.346	-11%	54.594	-5%	171.455	140.617	22%
Transporte de gás	29.438	31.293	-6%	48.793	-40%	91.375	126.720	-28%
Custos e Despesas Totais	352.394	327.236	8%	302.224	17%	1.018.229	913.379	11%

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 352 milhões, aumento de 8% em relação ao trimestre anterior. No acumulado os Custos e Despesas foram de R\$ 1,0 bilhão, aumento de 11% em relação ao mesmo período de 2023. A variação dos Custos e Despesas pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 3%, quando comparado ao trimestre anterior, em função de provisão para pagamento de acordo coletivo referente ao ano de 2024. No acumulado a variação é de 5%;

Serviços e materiais: aumento de 29% em relação ao trimestre anterior, em função, principalmente, de aumentos nos custos: (i) com transporte de óleo por conta do crescimento da produção no campo de Tiê, que ainda não tem escoamento por oleoduto, (ii) com reparo de poços, devido a aumento na quebra de poços no período; (iii) com integridade de ativos associados ao plano de resiliência operacional, e; (iv) custos associados à prestação de serviços externos das duas sondas de perfuração que operaram para terceiros ao longo do trimestre;

Energia elétrica: aumento de 7% em relação ao trimestre anterior, em função da variação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD da energia, principalmente no Polo Miranga;

Vendas: refere-se a despesas não recorrentes associadas com a venda de petróleo do Ativo Potiguar no mês de agosto;

Custos com midstream (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): os custos com compra de gás natural refletem majoritariamente operações de trading casado, além de compras de gás efetuadas com terceiros para cumprir compromissos contratuais com clientes durante as paradas de midstream de terceiros no trimestre. Os custos com processamento de gás natural ficaram 11% abaixo do trimestre anterior e com escoamento ficaram 18% abaixo, devido principalmente, à operação continua no trimestre da UTG São Roque, bem como otimizações das tarifas de processamento com a UTG Catu e a UPGN Guimarães. Por fim, os

custos com transporte reduziram 6% versus trimestre anterior, devido principalmente à redução do gás natural que é entregue da UTG São Roque diretamente para a Bahiagás;

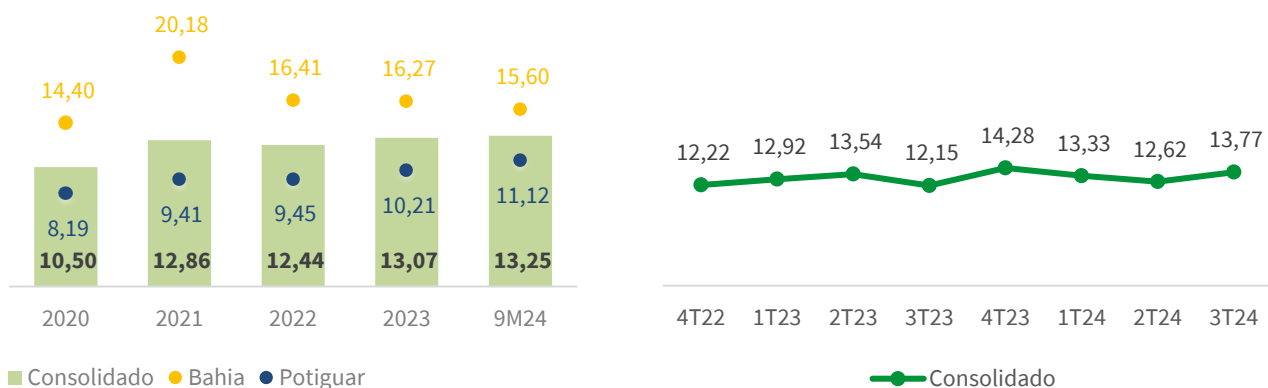
Outros custos e despesas: redução de 83%, na comparação com o 2T24, devido a contabilização de parte da Receita atrelada ao aluguel das sondas de perfuração nesta rubrica.

5.2.1. 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 barris de óleo equivalente (boe).

O custo médio de produção do 3T24 foi de US\$ 13,77/boe, aumento de 13% em relação ao 2T24, refletindo aumento dos custos, mencionado no tópico acima.

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



5.2.2. Royalties

Royalties de R\$ 58 milhões no 3T24, 13% superior ao 2T24, devido, principalmente, ao aumento da produção no campo de Tiê, que tem uma alíquota de *royalties* maior do que a alíquota média da Companhia. No acumulado do ano, os *royalties* são de R\$ 163 milhões, 10% inferior aos 9M23 por conta dos benefícios de redução de *royalties* sobre a produção incremental obtidos junto à ANP quando das aprovações dos Planos de Desenvolvimento e extensão das concessões.

5.3. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 439 milhões no trimestre, redução de 2% em relação ao 2T24, impactado pelos efeitos já mencionados acima. No acumulado o EBITDA foi de R\$ 1,2 bilhão, aumento de 20% em relação ao mesmo período de 2023.

5.4. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 40 milhões no trimestre, 81% menor que o trimestre anterior, em função do aumento na variação cambial dos passivos denominados em moeda estrangeira e na marcação a mercado do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos contratados na modalidade *collars*.

Além disto, a Companhia *dolarizou* a dívida referente a emissão das debêntures por meio de uma operação de *swap* cambial, cuja mensuração do valor justo é feita trazendo a valor presente de mercado. Essa variação é registrada no resultado do exercício.

A Companhia tem por estratégia dolarizar suas dívidas tendo em vista 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.

5.5. Lucro Líquido

O Lucro Líquido do trimestre foi de R\$ 159 milhões, aumento de 17%, em relação ao 2T24, impactado pelos efeitos já mencionados acima. No trimestre, a rubrica de impostos foi de R\$ 37 milhões negativo versus R\$ 83 milhões positivo no trimestre anterior, impactado positivamente principalmente pelo pagamento de juros sobre capital próprio no 2T24. No acumulado do ano o Lucro foi de R\$ 405 milhões, queda de 22% em relação ao ano anterior.

5.6. Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	3T24	2T24	Δ%	3T23	Δ%	9M24	9M23	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	196.080	52.849	271%	146.517	34%	377.441	613.175	-38%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	39.957	147.080	-73%	58.109	-31%	243.271	(17.099)	n.m.
Depreciação, Amortização e Depleção	202.998	178.214	14%	182.422	11%	535.074	431.531	24%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	-	-	n.m.	-	n.m.	22.033	-	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	22.801	165.261	-86%	70.610	-68%	258.635	202.364	28%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	59.362	54.417	9%	88.623	-33%	182.342	176.828	3%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	7.246	43.238	-83%	5.038	44%	62.596	14.710	326%
Variação de Ativos e Passivos	64.554	35.090	84%	(81.787)	n.m.	153.786	(12.420)	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	(30.734)	(32.400)	-5%	(70.610)	-56%	(122.304)	(202.364)	-40%
Juros Pagos	(39.196)	(8.534)	359%	(29.526)	33%	(85.088)	(53.735)	58%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(1.874)	(10.801)	-83%	(6.134)	-69%	(16.192)	(69.371)	-77%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	521.194	624.414	-17%	363.262	43%	1.611.594	1.083.619	49%
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	-	n.m.	-	(472.255)	n.m.
Aplicações Financeiras	129.235	(796.242)	n.m.	79.527	63%	(730.948)	607.501	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(253.470)	(232.611)	9%	(346.625)	-27%	(720.744)	(1.068.864)	-33%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(124.235)	(1.028.853)	-88%	(267.098)	-53%	(1.451.692)	(933.618)	55%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	-	1.097.570	n.m.	-	n.m.	1.097.570	-	n.m.
Adições, líquidas dos Custos de Captação	-	-	n.m.	279.030	n.m.	-	279.030	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(384.623)	(146.653)	162%	(387.231)	-1%	(594.188)	(577.094)	3%
Exercício de Opção de Ações	201	1.006	-80%	310	-35%	1.207	1.854	-35%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	-	n.m.	495	259	91%
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	(2.863)	(11.261)	-75%	-	n.m.	(14.124)	(4.055)	248%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(2)	(427.357)	-100%	-	n.m.	(427.359)	(132.790)	222%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(387.287)	513.305	n.m.	(107.891)	259%	63.601	(432.796)	n.m.
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	447	n.m.	-	247	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	9.672	108.866	-91%	(11.280)	n.m.	223.503	(282.548)	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ²	267.724	391.803	-32%	16.637	1509%	890.850	14.755	5938%

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R\$ 521 milhões, redução de 17% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado. Essa variação trimestral reflete o impacto positivo do capital de giro no 2T24, devido à redução nos saldos de impostos a compensar no trimestre anterior.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 124 milhões no trimestre, versus R\$ 1.029 milhões aplicados no trimestre anterior, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (i) A Companhia aplicou R\$ 253 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para desenvolvimento de novas reservas; e
- (ii) Resgates financeiros, líquidos de aplicações, no montante de R\$ 129 milhões.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 387 milhões no 3T24, principalmente devido ao pré-pagamento do financiamento de US\$ 60 milhões que havia sido contratada em julho de 2023, para o pagamento da segunda parcela referente à aquisição da Maha Energy Brasil Ltda. (atualmente denominada SPE Tiêta Ltda.). Originalmente o pagamento desta dívida estava distribuído em parcelas a vencer em 2024, 2025, e 2026.

A Companhia apresentou forte geração de Caixa Livre, representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível. No 3T24, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$268 milhões, 32% menor quando comparado com R\$392 milhões gerados no trimestre anterior.

5.7. Investimento

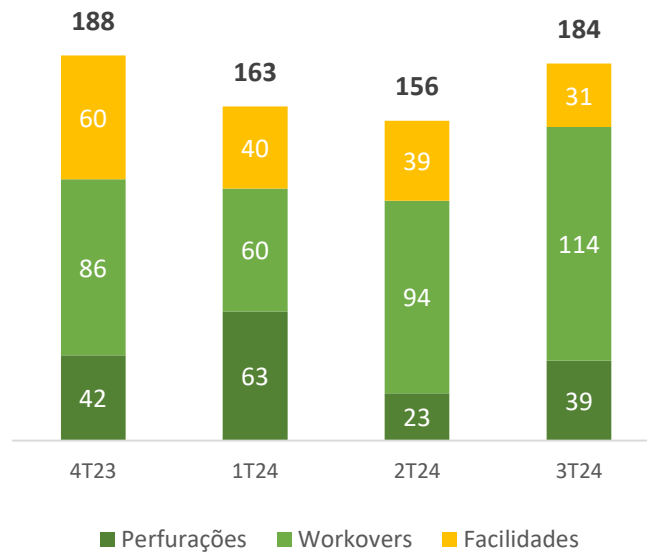
Os investimentos no trimestre totalizaram R\$ 190 milhões, 15% de aumento em relação ao 2T24 e queda de 27% em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado do ano a Companhia investiu R\$ 502 milhões para o desenvolvimento de reservas. Cabe destacar, que a Companhia já reduziu em R\$ 74 milhões o saldo de almoxarifado.

Capex (R\$ Milhões)	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24
Desenvolvimento de Reservas	166	188	163	156	184
Almoxarifado para inversões fixas	55	2	(24)	(29)	(21)
Gastos exploratórios	2	2	0	-	-
Demais ativos fixos e intangíveis	37	9	21	37	27
Capex Total	260	201	160	165	190

Os valores investidos no desenvolvimento de reservas no trimestre somaram R\$ 184 milhões, aumento de 17% em relação ao 2T24, em função do início das perfurações com a PR14 no campo de Tiê, conforme já mencionado, e o crescimento dos investimentos em *workovers* de acordo com o aumento na realização destes projetos.

² Fluxo de Caixa Livre representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível.

Capital aplicado em Projetos de Desenvolvimento de Reservas (R\$ Milhões)



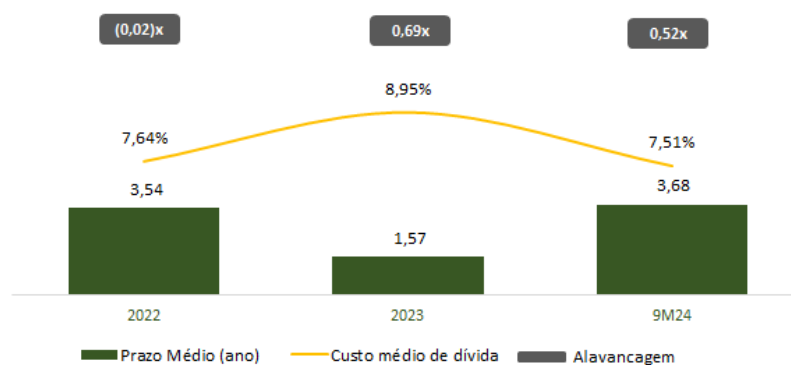
Adicionalmente, a Companhia apresentou consumo líquido dos seus estoques no montante de R\$ 21 milhões no trimestre e de R\$ 74 milhões acumulados no ano.

Os investimentos em demais ativos fixos e intangíveis somam R\$27 milhões no trimestre referentes principalmente a custos relacionados à aquisição da sonda de perfuração PR-14, novos *softwares* e melhoria de monitoramento em estações.

5.8. Endividamento

A Companhia finalizou o trimestre com Dívida Bruta de R\$ 2,3 bilhões, tendo realizado a 1ª emissão de debêntures simples que com o valor justo dos *swaps* no trimestre equivale a R\$ 1,3 bilhões. Essa emissão deu início a uma nova estratégia de estrutura de capital, com o objetivo de otimizar a alocação de recursos. Nesse trimestre, foi efetuado o pré-pagamento da dívida de US\$ 60 milhões referente à aquisição dos campos de Tiê e Tartaruga, visando a redução do custo de dívida da Companhia, que saiu de 8,95%, em dezembro de 2023, para 7,51% ao final de setembro. Além disso, o prazo médio da dívida aumentou de 1,57 ano para 3,68 anos.

Alavancagem, custo da dívida e prazo



A maior parte dos recursos da Companhia estão aplicados em fundos cambiais. Estas aplicações têm como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real, visando proteger a Companhia da variação cambial, uma

vez que a maioria de suas dívidas e compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos são denominadas em dólar.

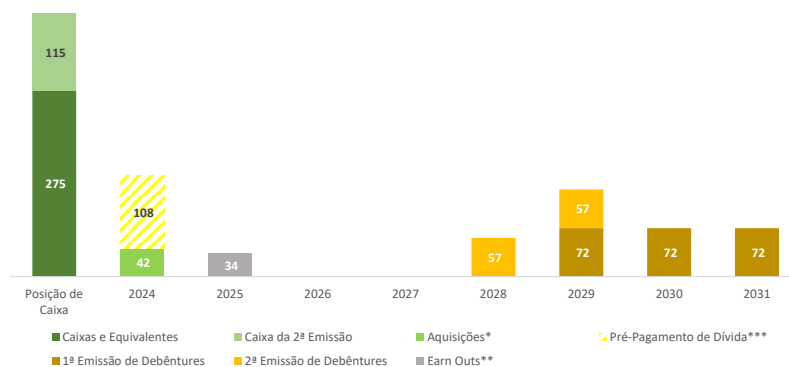
A Dívida Líquida, no período, considerando a geração operacional e os dispêndios de caixa foi de R\$ 775 milhões, queda de 12% em relação ao saldo de 2023. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses é de 0,52x.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/09/2024	31/12/2023	Δ%
Empréstimos bancários	577.656	902.980	-36%
Debêntures com efeito dos swaps	1.282.201	-	n.m.
Valores a pagar de aquisições	415.068	485.495	-15%
Dívida bruta	2.274.925	1.388.475	64%
Caixa e Equivalentes de caixa	420.687	197.184	113%
Aplicações Financeiras	1.079.673	310.172	248%
Posição de Caixa	1.500.360	507.356	196%
Dívida Líquida	774.565	881.119	-12%
EBITDA últimos 12 meses	1.486.805	1.278.144	16%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,52 x	0,69 x	-0,17 x

Em outubro, a Companhia realizou a sua 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma série para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 650 milhões. A Companhia contratou swaps (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão, ao custo médio dolarizado de 6,16% ao ano e *duration* aproximada de 3,75 anos.

Além disto, a Companhia efetuou em outubro de 2024 o pré-pagamento da dívida de US\$ 126 milhões, cujo valor remanescente em outubro de 2024 era de US\$ 108 milhões, que havia sido contratada em setembro de 2022 para pagamento da dívida referente a aquisição do Polo Riacho da Forquilha.

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



(*) Aquisições consideram a taxa de dólar Ptax de 30/09/2024 divulgada pelo Banco Central do Brasil (R\$ 5,45)

(**) Pagamentos contingentes, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent)

(***) A Dívida de US\$ 108 milhões quitada em outubro de 2024, e por esta razão foi representada antecipada neste ano. Originalmente esta dívida estava distribuída em parcelas em 2024, 2025, e 2026 e 2028.

6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo está engajada em gerar cada vez mais oportunidades para as comunidades nas regiões em que atua, fortalecendo laços e gerando impacto positivo. Neste trimestre, a Companhia divulgou o Relatório de Sustentabilidade 2023 e celebrou conquistas importantes, que refletem seu empenho em relação à diversidade, inovação, bem-estar e desenvolvimento contínuo dos colaboradores.

Diversidade: No mês de setembro, a Companhia passou a integrar o IDIVERSA B3, indicador que tem como intuito medir o desempenho médio das ações dos ativos de empresas listadas que se destacam no critério de diversidade. A PetroReconcavo mantém o compromisso de reduzir as lacunas de diversidade, alinhado às melhores práticas e em prol de um ambiente de trabalho mais inclusivo e plural.

Inovação: Com foco contínuo na inovação, eficiência operacional e desenvolvimento sustentável, a PetroReconcavo inaugurou a Central de Excelência de Energia Elétrica, um sistema de monitoramento da rede elétrica nos ativos da Companhia. O sistema visa mitigar perdas de produção causadas por eventos elétricos, contribuindo para operações mais robustas e confiáveis.

Bem-estar: Visando promover o autocuidado e a saúde de seus colaboradores, a Companhia promove a 3ª edição do Petrofit, um programa voltado para o bem-estar físico e mental de seus colaboradores. A iniciativa, que estimula a adoção de hábitos saudáveis e cuidados com a alimentação, combina atividades físicas com o acompanhamento de instrutores, profissionais de saúde e nutricionistas. Além dos benefícios à saúde dos participantes, o projeto promove a doação de brinquedos esportivos infantis para distribuição em comunidades locais na Bahia e no Rio Grande do Norte.

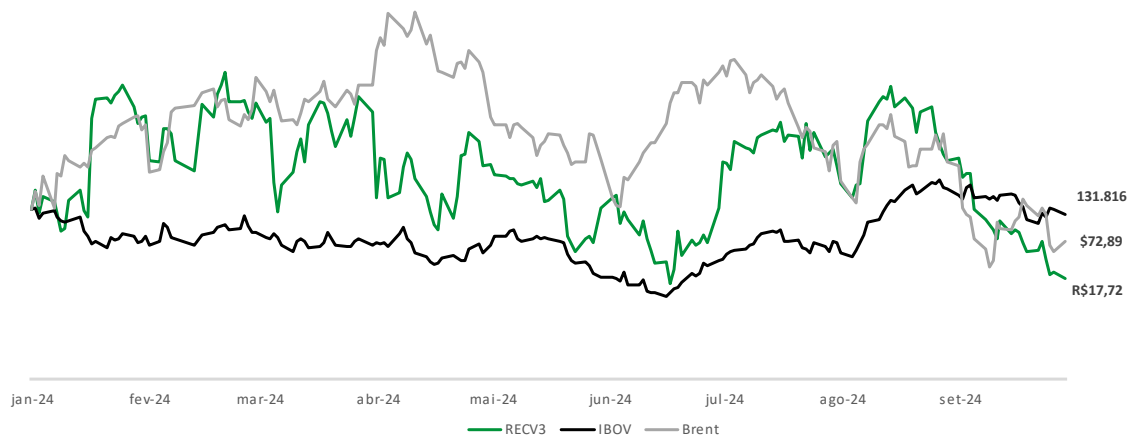
Desenvolvimento contínuo: A fim de promover a capacitação de seus colaboradores, a PetroReconcavo mantém a Academia de Líderes, com intuito de criar uma identidade para a liderança atrelada aos valores da Companhia, formar uma equipe capaz de gerenciar times de alta performance, desenvolver talentos e tomar decisões estratégicas, com base em seus valores e crescimento sustentável. Com foco em formação técnica e operacional para todos os colaboradores, também foram mantidos os treinamentos da Trilha Técnica.

7. Performance da Ação

Em 30 de setembro, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 5,2 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 17,72, desvalorização de 8,2% no trimestre, desempenho este inferior ao Ibovespa (+5,7%) e superior ao Brent (-17,2%). No acumulado do ano, as ações da Companhia desvalorizaram 8,1%, inferior ao Ibovespa (-0,7%) e ao Brent (-3,7%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 128 milhões de ações no trimestre e 485 milhões de ações no acumulado. A média diária alcançou 1,9 milhão e 2,6 milhões de ações, no trimestre e no acumulado, respectivamente. O volume financeiro no acumulado totalizou R\$ 10,3 bilhões, com volume médio diário de R\$ 54,1 milhões.

Performance da ação x Ibovespa x Brent (base 100)



8. Portfólio de Ativos e Reservas

O portfólio da Companhia é composto pelos Ativos Bahia e Potiguar, localizados em três diferentes bacias sedimentares terrestres (bacia do Recôncavo, Potiguar e Sergipe). O Ativo Potiguar é composto por 29 concessões operadas, 2 operadas por parceiro e 3 Blocos Exploratórios. Já o Ativo Bahia é composto por 26 concessões operadas, e 5 Blocos Exploratórios.

No Relatório de Reservas do ano base 2023, as reservas brutas de participação Provadas + Prováveis (2P) da Companhia certificadas pela Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI, totalizam 171,94 milhões de barris de óleo equivalente, incluindo as reservas dos campos que compõem os Ativos Potiguar e Bahia, a exceção do Campo de Tartaruga. As reservas brutas de participação Provadas (1P) correspondem a 80% das Reservas 2P e 61,64 milhões de barris são classificados como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

A Companhia deu início ao processo de certificação de reservas referente ao ano de 2024, e encontra-se atualmente na fase de identificação de novos projetos e envio de documentação para certificadora independente NSAI. Essa etapa é essencial para contabilizar, auditar e classificar as reservas, garantindo a precisão e a conformidade com os padrões internacionais.

9. Anexo I

Notas dos Principais Indicadores:

- Margem líquida: corresponde ao Lucro Líquido do exercício dividido pela Receita Líquida do período;
- 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 de 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 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. 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;
- 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 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;
- 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 Brant (US\$/bbl): O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).