

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS



Segundo Trimestre de 2024

Teleconferência de Resultados do 2T24

Sexta-feira,
9 de agosto 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	4
4. Operacional	6
4.1. Produção	6
4.2. Sondas e Serviços (RSO)	7
4.3. Comercialização	7
5. Financeiro	10
5.1. Demonstrações Financeiras	10
5.2. Investimento	14
5.3. Endividamento	15
5.4. Hedge	16
6. Sustentabilidade	17
7. Performance da Ação	17
8. Portfólio de Ativos e Reservas	18
9. Anexo	19

1. Destaques

Salvador, 08 de agosto de 2024 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do segundo trimestre (“2T24” ou “trimestre”) e do acumulado (“1S24” 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*)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Receita Líquida	826.254	744.735	11%	658.314	26%	1.570.989	1.377.526	14%
Lucro Líquido	136.181	110.033	24%	177.641	-23%	246.214	377.154	-35%
Margem Líquida	16,5%	14,8%	1,7 p.p.	27,0%	-10,5 p.p.	15,7%	27,4%	-11,7 p.p.
EBITDA	447.315	353.352	27%	319.238	40%	800.667	654.074	22%
Margem EBITDA	54,1%	47,4%	6,7 p.p.	48,5%	5,6 p.p.	51,0%	47,5%	3,5 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	479.388	412.522	16%	379.524	26%	891.910	785.828	13%
Margem EBITDA Ajustado	55,9%	51,3%	4,5 p.p.	52,8%	3,0 p.p.	53,7%	52,1%	1,6 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,63 x	0,54 x	0,09 x	0,53 x	0,10 x	0,63 x	0,53 x	0,10 x
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.272	26.382	0%	26.045	1%	26.327	25.235	4%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 12,62	\$ 13,33	-5%	\$ 13,54	-7%	\$ 12,97	\$ 13,22	-2%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,22	R\$ 4,95	5%	R\$ 4,95	5%	R\$ 5,08	R\$ 5,07	0%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 84,97	\$ 83,16	2%	\$ 78,39	8%	\$ 84,06	\$ 79,83	5%

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

- Produção média de 26,3 mil boe/dia, estável em relação ao 1T24;
- EBITDA de R\$ 447 milhões, 27% superior ao 1T24;
- Lucro de R\$ 136 milhões, aumento de 24% em relação ao 1T24;
- Distribuição de Proventos de R\$ 410 milhões em forma de juros sobre o capital próprio (R\$ 1,40 por ação) e dividendos de R\$ 17 milhões (R\$ 0,06 por ação);
- 1ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 1,13 bilhão, com contratos de *swaps* com custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% ao ano e *duration* aproximada de 5,1 anos;
- Geração de caixa livre de R\$ 392 milhões, resultante das atividades operacionais, descontados das adições ao Imobilizado e ao Intangível;
- Entrada em operação da Unidade de Tratamento de Gás São Roque, com capacidade de processamento de 400 mil m³/dia, iniciando o processo de tratamento e entrega da produção das concessões Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho São Pedro para a Bahiagás;
- Comissionamento e início das atividades de perfuração da nova sonda PR-14, habilitada para poços com profundidade de até 5 mil metros, ampliando o alcance de nossos projetos. Os primeiros poços a serem perfurados estão localizados no campo de Tiê.

2. Mensagem do Presidente

O segundo trimestre de 2024 foi marcado por um cenário macroeconômico com preço médio do petróleo tipo Brent de US\$ 85 por barril, aumento de 2% em relação ao período anterior, e o dólar médio foi de R\$ 5,22, valorização de 5% na comparação trimestral. Finalizamos o trimestre com Receita Líquida de R\$ 826 milhões, 11% acima do primeiro trimestre e EBITDA de R\$ 447 milhões, representando um avanço de 27% na mesma base de comparação, que resultaram em um Lucro Líquido de R\$ 136 milhões.

Com um balanço saudável, alinhado à eficiência da estrutura de capital, realizamos nossa 1ª emissão de debêntures, no de R\$ 1,13 bilhão, a fim de viabilizar o desenvolvimento de projetos gerando melhoria da eficiência, custo e prazo do nosso endividamento. Nossa forte geração de caixa nos permitiu realizar uma distribuição de proventos robusta, com *yield* de aproximadamente 7%, indicando nossa sólida posição financeira e capacidade de gerar valor consistente para nossos acionistas.

Concluimos o trimestre com produção média de 26,3 mil boe/dia, estável em relação ao primeiro trimestre. Reestabelecemos, a partir do mês de maio, nossa capacidade de execução da campanha de *workovers* nos dois ativos e concluimos o projeto de *side track* no poço 7-TIE-5HA-BA (renomeado 7-TIE-11-DP-BA), que começou a produzir em junho, com produção inicial indicando potencial para ser um dos melhores poços de petróleo do *onshore* brasileiro.

Obtivemos avanços importantes nos projetos de resiliência operacional.

- No Rio Grande do Norte concluimos antecipadamente a construção e comissionamento do projeto de *truck-loading* em Upanema. Finalmente atingimos a capacidade técnica de escoar 100% da produção do Rio Grande do Norte por modal rodoviário.
- Na Bahia, recebemos a Autorização de Operação para a UTG São Roque no final do mês de junho com início de entrega para a Bahiagás já no mês de julho.
- Além disto, em junho assinamos um MoU com a 3R Petroleum para viabilizar o compartilhamento da infraestrutura de escoamento, compressão, medição e processamento de gás natural nas instalações do Ativo Industrial de Guamaré.

No segmento de Sondas e Serviços (RSO), o marco mais relevante é o fim do comissionamento e início da perfuração da PR-14, que inicia uma nova fase do programa de desenvolvimento de reservas da PetroReconcavo. A PR-14 não somente representa uma ferramenta única no *onshore* brasileiro com capacidade técnica de perfurar poços de até 5 mil metros de profundidade, como também abre uma janela de desenvolvimento de novas fronteiras de reservatórios a partir de uma ambição de atingir o *benchmark* global de eficiência técnico-operacional em perfuração *onshore*. A sonda já iniciou suas perfurações no mês de julho, na concessão de Tiê, onde deverá perfurar seus dois primeiros poços.

Seguindo nosso cronograma de perfurações para o ano, conseguimos otimizar o uso da nossa frota através de contratos de prestação de serviços de perfuração para dois parceiros, e como consequência temos 3 sondas perfurando em julho.

Cabe destacar que, recentemente divulgamos nosso Relatório de Sustentabilidade referente ao ano de 2023, reafirmando nosso compromisso com práticas ambientais, sociais e de governança. Nosso objetivo é ser uma empresa cada vez mais inclusiva, diversa 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.



José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 02 de abril, a Companhia foi notificada pela 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. sobre a suspensão de negociações para potencial fusão de ativos;
- Em 05 de abril, a Companhia assinou um contrato com GNLink Distribuidora de Gás Natural S.A. para comercialização de gás natural via modal GNL, representando uma rota alternativa de escoamento e comercialização de sua produção de gás natural;
- Em 08 de abril, a Companhia assinou contrato para prestação de serviços de perfuração com a Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda., representando uma oportunidade de otimização da ocupação da frota de sondas e serviços, e um movimento estratégico para criar um ecossistema de cooperação e parcerias com outros operadores do *onshore* brasileiro;
- Em 09 de abril, a Companhia divulgou a Certificação de Reservas ano base 2023, com volume de reservas 2P de 172 milhões de barris de óleo equivalente e valor presente líquido (PV10) de US\$ 2,7 bilhões;
- Em 24 de abril, a Companhia aprovou em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE) a distribuição de dividendos no valor de R\$ 17 milhões relativa ao Exercício Social de 2023, correspondente a aproximadamente R\$ 0,06 por ação;
- Em 26 de abril, a Companhia assinou um memorando de entendimentos com a Enerflex, com o intuito de realizar estudos de viabilidade técnico-econômica para a construção de uma unidade de processamento de gás natural no estado do Rio Grande do Norte;
- Em 29 de maio, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio (JCP) no valor bruto de R\$ 410 milhões, correspondente a aproximadamente R\$ 1,40 por ação;
- Em 04 de junho, a Companhia assinou um contrato de *Farm-out* com a Mandacaru Energia Ltda, para a venda de 50% da sua participação em sete concessões, atualmente detidas em sua totalidade pela Companhia. As concessões estão localizadas na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte;
- Em 04 de junho, foi liquidada a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 1,13 bilhão;
- Em 27 de junho, a ANP concedeu a Autorização de Operação da Unidade de Tratamento de Gás Natural São Roque. O comissionamento ocorreu ao longo do mês de julho, tendo sido iniciadas as entregas de gás tratado diretamente à Bahiagás;
- Em 27 de junho, a Companhia assinou os Contratos Concessão dos Blocos exploratórios POT-T-492 e POT-T-793, localizados na Bacia Potiguar, adquiridos pela Companhia no 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
- Em 08 de julho, a Companhia assinou um Memorando de Entendimentos com a 3R Petroleum Óleo e Gás para avaliar o compartilhamento da infraestrutura de escoamento, compressão, medição e processamento de gás natural detida pela 3R na Bacia Potiguar;
- 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.

4. Operacional

4.1. Produção

A Companhia registrou produção média de 26,3 mil boe/dia no trimestre, mantendo-se estável em relação a produção média do trimestre anterior, impactada pelos efeitos de eventos climáticos extremos no mês de abril. No entanto, a Companhia acelerou o programa de investimentos nos meses de maio e junho, intensificando sua campanha de *workovers*. No semestre a produção média foi de 26,3 mil boe/dia, 4% superior ao mesmo período do ano anterior.

Produção (boe/dia)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Óleo	9.014	9.349	-4%	9.343	-4%	9.181	9.068	1%
Gás	4.979	4.705	6%	4.352	14%	4.842	4.279	13%
Ativo Potiguar	13.992	14.054	0%	13.695	2%	14.023	13.347	5%
Óleo	6.181	6.032	2%	6.226	-1%	6.106	5.667	8%
Gás	6.099	6.296	-3%	6.124	0%	6.198	6.221	0%
Ativo Bahia	12.280	12.328	0%	12.350	-1%	12.304	11.887	4%
Óleo	15.194	15.381	-1%	15.569	-2%	15.287	14.735	4%
Gás	11.078	11.001	1%	10.476	6%	11.039	10.500	5%
Total	26.272	26.382	0%	26.045	1%	26.327	25.235	4%

Ativo Bahia

No 2T24, a produção do Ativo Bahia foi de 12,3 mil boe/dia, estável em relação ao trimestre anterior, apresentando aumento de 2% na produção do óleo e redução de 3% na produção de gás natural.

O mês de abril registrou fortes chuvas que afetaram o fornecimento de energia elétrica, aumentando o índice de falhas em poços, e, por consequência, reparos em poços. Já nos meses seguintes, seguiu-se o programa de *workovers*, com 20 projetos executados no Ativo Bahia ao longo do trimestre, destacando-se os projetos de retorno à produção e mudança de método de elevação. Além disto, foram executados projetos de facilidades com melhoria do sistema de compressão de gás natural de Miranga, que já apresentaram melhora na produção no mês de junho.

No trimestre, concluiu-se a perfuração e completação do projeto de *side track* no poço 7-TIE-5HA-BA (renomeado 7-TIE-11-DP-BA), localizado no campo de Tiê. A produção deste poço foi iniciada no mês de junho, atingindo patamares superiores aos melhores poços do Ativo Bahia.

Ativo Potiguar

No 2T24, a produção do Ativo Potiguar foi de 14,0 mil boe/dia, estável em relação à produção do 1T24, apresentando 4% de queda na produção de óleo e aumento de 6% na produção de gás natural.

No trimestre, a produção foi impactada pelos seguintes fatores: (i) interrupções no fornecimento de energia elétrica, motivadas pelas fortes chuvas registradas no mês abril; (ii) quebra de poços de alta vazão em Riacho da Forquilha e Lorena; e (iii) declínio em poços recém perfurados nos campos de Boa Esperança, que seguem em fase de estabilização após flush inicial de produção. Para mitigar estes efeitos, a Companhia intensificou os trabalhos, com 36 projetos de *workover* executados no Ativo Potiguar neste trimestre, além de duas perfurações concluídas nos campos de Sabiá da Mata e Sabá Bico de Osso.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

A Companhia dispõe de uma frota ampla e completa de sondas a fim de suportar o desenvolvimento de suas reservas, além de proteger das oscilações de preço e escassez do mercado de serviços. A frota é formada por 13 sondas de *workover*, sendo 12 próprias e uma terceirizada, e três sondas próprias de perfuração.

Atualmente, cinco sondas de *workover* estão alocadas no Ativo Bahia e oito no Ativo Potiguar. Já sondas de perfuração, uma está comissionada no Ativo Bahia e as outras duas estão alocadas em contratos de serviços com parceiros. Estes contratos são uma oportunidade de otimização da ocupação da frota de sondas e serviços, em um movimento estratégico, para criar um ecossistema de cooperação e parcerias com outros operadores do *onshore* brasileiro. Os contratos têm prazo de 4 a 6 meses, a contar da data de assinatura.

A PR-21 iniciou o trimestre em mobilização para o estado do Espírito Santo, para perfurar poços terrestres localizados nos Polos Norte Capixaba e Cricaré, da Seacrest Petróleo.

Já a PR-04 iniciou o trimestre em mobilização para o Ativo Bahia, e executou o *side track* no poço de Tiê. No mês de junho, começou o processo de transporte para o estado de Alagoas, onde irá perfurar até dois poços terrestres do Polo Alagoas, da Origem Energia.

A sonda de perfuração PR-14 finalizou seu comissionamento e iniciou a perfuração no campo de Tiê. Por tratar-se de ferramenta única no *Onshore* Brasileir, esta sonda marca uma nova fase do programa de desenvolvimento de reservas da PetroReconcavo, ampliando nossa capacidade técnica de perfurar poços para até 5 mil metros de profundidade, abrindo uma janela de desenvolvimento de novas fronteiras de reservatórios a partir de uma ambição de atingir o *benchmark* global de eficiência técnico-operacional em perfuração *onshore*.

4.3. Comercialização

Petróleo

As vendas do petróleo produzido nos estados da Bahia e de Sergipe foram realizadas para a Petrobras e a Dax Oil, conforme contratos vigentes. No estado do Rio Grande do Norte, com o Ativo Potiguar, o petróleo produzido foi comercializado com a 3R Petroleum.

Ao longo do mês de junho, a Companhia celebrou novos contratos de comercialização com a Petrobras, permitindo o recebimento do petróleo incremental produzido no campo de Tiê, após a entrada em produção do poço 7-TIE-11DP-BA, bem como aumentando a capacidade de entrega de produção de petróleo a partir deste campo.

No Rio Grande do Norte, a Companhia concluiu o projeto de *truck-loading* nas instalações da Estação Upanema, cuja entrega de petróleo é realizada via oleoduto para a 3R Petroleum, gerando a opção de entrega de produção via modal rodoviário em caso de indisponibilidade de quaisquer das infraestruturas após o ponto de entrega.

Gás Natural

Durante o 2T24, a Companhia entregou sua produção de gás natural utilizando as infraestruturas de escoamento e processamento contratadas na Bahia e no Rio Grande do Norte, tendo observado uma estabilidade operacional que não levou a necessidades de paradas não programadas, bem como, permitiu a manutenção das penalidades de utilização do sistema em baixos níveis quando comparados ao trimestre anterior.

Especificamente para os campos de Tartaruga (Sergipe) e Tiê (Bahia), a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico com as empresas CDGN e Brasil GTW. Esses 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. No mês de junho, com o aumento de produção no campo de Tiê, parte do gás natural produzido foi reinjetado no reservatório.

Como atos subsequentes, a Companhia assinou com a Petrobras aditivo ao contrato de processamento da UTG Catu, estendendo o período contratual por mais 3,5 anos, possibilitando a continuidade do programa de desenvolvimento de gás natural. Esse contrato preserva a capacidade de processamento atualmente contratada, bem como apresenta otimizações do ponto de vista de tarifa de processamento. A Companhia também assinou aditivo para o contrato de escoamento do gás natural, retirando dos volumes contratos a parcela que passou a ser destinada em julho para a UTG São Roque.

No dia 27 de junho, a Unidade de Tratamento de Gás (UTG) São Roque, localizada na Bahia, recebeu a Autorização de Operação (AO) conforme prevê a Resolução ANP 852/2021. Ao longo do mês de julho a Companhia iniciou uma campanha de comissionamento e partida, a qual foi satisfatoriamente concluída em meados de julho, passando então a realizar a entrega do gás natural no ponto de entrega da Bahiagás, localizado nas proximidades da Estação São Roque.

Gás Seco

No 2T24, a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.337 mil m³/dia com distribuidoras estaduais de Gás Natural na região Nordeste, além de atender a outros clientes privados.

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. Trata-se do primeiro sistema desse tipo no mercado brasileiro de Gás, trazendo uma gestão otimizada de contratos, programações diárias, gestões de alocação, dentre outros, permitindo uma ampliação da base de clientes e demonstrando expertise e compromisso com a busca por soluções tecnológicas para maior eficiência e gestão do portfólio. No primeiro mês de operação, a Bahiagás iniciou a utilização do sistema, possibilitando a identificação e implementação de melhorias e otimizações.

Líquidos de Gás Natural

No 2T24, 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 3R Petroleum, 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.

Preços de Realização

Preço Médio Realização Petróleo		2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%
Receita Líquida excluindo efeito do hedge	(R\$ Mil)	564.952	517.942	9%	491.874	15%
Volume Entregue	Mbbl	1.388	1.366	2%	1.413	-2%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	78,03	76,67	2%	70,31	11%

Preço Médio Realização Gás		2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	285.918	284.882	0%	226.726	26%
Volume Entregue	Mm3	150.334	147.970	2%	118.292	27%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,77	10,44	-6%	10,38	-6%

5. Financeiro

5.1. Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Receita Líquida	826.254	744.735	11%	658.314	26%	1.570.989	1.377.526	14%
Custos e Despesas	(327.236)	(338.599)	-3%	(276.125)	19%	(665.835)	(611.155)	9%
Royalties	(51.703)	(52.784)	-2%	(62.951)	-18%	(104.487)	(112.297)	-7%
EBITDA	447.315	353.352	27%	319.238	40%	800.667	654.074	22%
Depreciação, Amortização e Depleção	(178.214)	(153.862)	16%	(145.186)	23%	(332.076)	(249.109)	33%
Lucro Operacional	269.101	199.490	35%	174.052	55%	468.591	404.965	16%
Resultado Financeiro Líquido	(216.252)	(70.978)	205%	55.392	n.m.	(287.230)	61.693	n.m.
Impostos Correntes	4.621	(8.061)	n.m.	(8.518)	n.m.	(3.440)	(98.957)	-97%
Impostos Diferidos	78.711	(10.418)	n.m.	(43.285)	n.m.	68.293	9.453	622%
Lucro Líquido	136.181	110.033	24%	177.641	-23%	246.214	377.154	-35%

EBITDA: Calculado em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527

Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 826 milhões no 2T24, 11% superior ao 1T24, e acumulada de R\$ 1.571 milhões, 14% superior ao 1S23.

Receita Líquida (R\$ Mil)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	234.257	219.002	7%	294.763	-21%	453.259	491.030	-8%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	330.696	298.940	11%	197.111	68%	629.635	480.853	31%
Instrumentos financeiros derivativos	(32.073)	(59.170)	-46%	(60.286)	-47%	(91.243)	(131.754)	-31%
Receita Líquida com Petróleo	532.879	458.772	16%	431.588	23%	991.651	840.129	18%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	285.918	284.882	0%	226.726	26%	570.800	537.397	6%
Receita Líquida com Serviços	7.456	1.081	590%	-	n.m.	8.537	-	n.m.
Receita Líquida Total	826.254	744.735	11%	658.314	26%	1.570.989	1.377.526	14%

No trimestre, a Receita Líquida de petróleo aumentou 16% em relação ao trimestre anterior. Esse crescimento foi impulsionado por um aumento de 2% no preço médio do Brent e um aumento de 5% na taxa média do dólar. Além disto, apesar de uma produção de petróleo 1% inferior na comparação trimestral, o volume vendido foi 2% superior devido à formação de estoque no final do 1T24, quando parte do volume produzido nos últimos dias de março foi acumulado nas estações coletoras da Companhia, mas comercializado nos primeiros dias de abril.

Adicionalmente, foram liquidados contratos de hedge com volume de 236 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$ 60,13/bbl. Houve uma redução dos volumes de instrumentos financeiros derivativos em comparação aos 445 mil barris de petróleo liquidados no trimestre anterior, resultando em um impacto negativo 46% menor na Receita Líquida.

A Receita Líquida de gás natural e subprodutos na comparação trimestral se manteve em linha com o trimestre anterior, além disso, houve um incremento na Receita Líquida, gerado pela otimização da nossa frota de sondas de perfuração com as prestações de serviços externos mencionadas acima.

Custos e despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Pessoal	72.003	58.408	23%	66.633	8%	130.411	132.621	-2%
Serviços e Materiais	117.957	108.629	9%	99.298	19%	226.586	193.734	17%
Energia Elétrica	17.160	18.296	-6%	20.081	-15%	35.456	39.214	-10%
Vendas	-	892	n.m.	-	n.m.	892	-	n.m.
Outros Custos e Despesas	12.455	41.709	-70%	(16.856)	n.m.	54.164	(3.744)	n.m.
Custos de Midstream	107.661	110.665	-3%	106.969	1%	218.326	249.330	-12%
Compra/Swap de gás	13.169	12.625	4%	15.881	-17%	25.794	74.357	-65%
Escoamento de gás	4.853	6.360	-24%	6.828	-29%	11.213	11.023	2%
Processamento de gás	58.346	61.036	-4%	48.835	19%	119.382	86.023	39%
Transporte de gás	31.293	30.644	2%	35.425	-12%	61.937	77.927	-21%
Custos e Despesas Totais	327.236	338.599	-3%	276.125	19%	665.835	611.155	9%

Os custos e despesas no trimestre foram de R\$ 327 milhões, redução de 3% em relação ao trimestre anterior e de R\$ 666 milhões no semestre, aumento de 9% em relação ao mesmo período de 2023.

A variação do custo e despesas pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 23%, quando comparado ao trimestre anterior, em função de uma reversão de provisão para pagamento de PLR naquele período em função do menor atingimento de metas para o ano de 2023;

Serviços e materiais: aumento de 9% em relação ao trimestre anterior, em função do maior gasto com consultorias e custos associados a prestação de serviços externos, que foram parcialmente compensados pela redução de custos com reparo de poços e *well service*;

Energia elétrica: redução de 6%, em relação ao trimestre anterior, apesar da manutenção da produção, refletindo tarifas menores no período, sobretudo no Ativo Bahia;

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): os custos com compra de gás natural refletem as compras de gás efetuadas com terceiros para cumprir compromissos contratuais com clientes. Já os custos com processamento de gás natural ficaram 4% abaixo do trimestre anterior devido à redução nas penalidades. Por fim, os custos com transporte e escoamento totalizaram R\$36 milhões no período, 2% abaixo do trimestre anterior; e

Outros custos e despesas: redução de 70%, na comparação com o 1T24, principalmente pelo reconhecimento naquele período do efeito contábil não recorrente de R\$ 22 milhões (US\$ 4,4 milhões) referente a um provável pagamento de uma das parcelas possíveis de *earnout*, decorrente da aquisição da SPE Tiêta, em função das projeções futuras dos preços do petróleo do tipo Brent. Além disto, no trimestre houve reduções em valores de licenças ambientais.

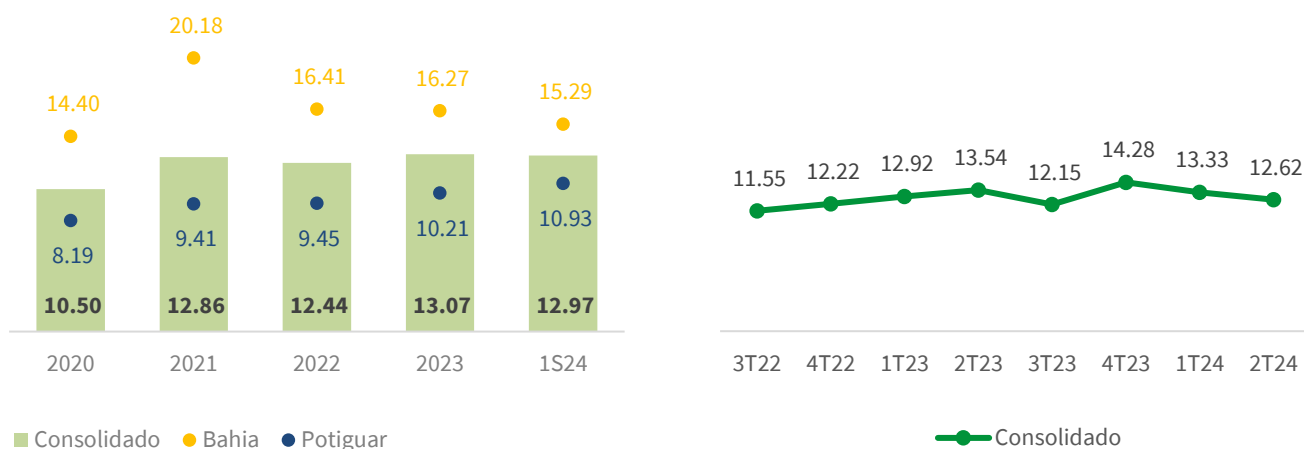
Lifting Cost

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, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (boe).

O custo médio de produção do foi de US\$ 12,62/boe, redução de 5% em relação ao 1T24, refletindo aumento da taxa de câmbio e redução dos custos.

Com a retomada do escoamento e normalização da produção, os custos por barril tendem a retornar a uma trajetória descendente pelo ganho de escala com efeito de diluição dos custos fixos pelo crescimento da produção e menores custos associados a reparo de poço.

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



Royalties

Royalties de R\$ 52 milhões no 2T24, 2% inferior ao 1T24, devido, principalmente, a redução na alíquota média 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. No semestre, *royalties* acumulados de R\$ 105 milhões, 7% inferior ao 1S23.

EBITDA

O EBITDA alcançou R\$ 447 milhões, aumento de 27% comparado ao 1T24, impactado pelos efeitos já mencionados acima. No acumulado do ano o EBITDA foi de R\$ 801 milhões, aumento de 22% em relação ao mesmo período de 2023.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 216 milhões no trimestre, 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.

Lucro Líquido

O Lucro Líquido do trimestre foi de R\$ 136 milhões, aumento de 24%, em relação ao 1T24, impactado pelos efeitos já mencionados além da variação positiva na rubrica de impostos. No trimestre, a rubrica de impostos foi impactada positivamente em função do pagamento de juros sobre capital próprio impactando a base para cálculo do imposto de renda e por conta da despesa financeira de variação cambial que gerou um efeito no imposto diferido.

Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	2T24	1T24	Δ%	2T23	Δ%	1S24	1S23	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	52.849	128.512	-59%	229.444	-77%	181.361	466.658	-61%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	147.080	56.234	162%	(70.905)	n.m.	203.314	(75.208)	n.m.
Depreciação, Amortização e Depleção	178.214	153.862	16%	145.186	23%	332.076	249.109	33%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	-	22.033	n.m.	-	n.m.	22.033	-	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	165.261	70.573	134%	60.286	174%	235.834	131.754	79%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	54.417	68.563	-21%	28.691	90%	122.980	88.205	39%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	43.238	12.112	257%	2.901	n.m.	55.350	9.672	472%
Variação de Ativos e Passivos	35.090	54.142	-35%	16.676	110%	89.232	69.367	29%
Pagamento de Contratos de Hedge	(32.400)	(59.170)	-45%	(60.286)	-46%	(91.570)	(131.754)	-30%
Juros Pagos	(8.534)	(37.358)	-77%	(258)	n.m.	(45.892)	(24.209)	90%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(10.801)	(3.517)	207%	(29.411)	-63%	(14.318)	(63.237)	-77%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	624.414	465.986	34%	322.324	94%	1.090.400	720.357	51%
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	-	n.m.	-	(472.255)	-100%
Aplicações Financeiras	(796.242)	(63.941)	n.m.	25.767	n.m.	(860.183)	527.974	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(232.611)	(234.663)	-1%	(325.084)	-28%	(467.274)	(722.239)	-35%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(1.028.853)	(298.604)	245%	(299.317)	244%	(1.327.457)	(666.520)	99%
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.	-	n.m.	-	-	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(146.653)	(62.912)	133%	(7.134)	n.m.	(209.565)	(189.863)	10%
Exercício de Opção de Ações	1.006	-	n.m.	872	15%	1.006	1.544	-35%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	495	n.m.	259	n.m.	495	259	91%
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	(11.261)	-	n.m.	-	n.m.	(11.261)	(4.055)	178%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	(427.357)	-	n.m.	(132.790)	222%	(427.357)	(132.790)	222%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	513.305	(62.417)	n.m.	(138.793)	n.m.	450.888	(324.905)	n.m.
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	(426)	n.m.	-	(200)	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	108.866	104.965	4%	(116.212)	n.m.	213.831	(271.268)	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ¹	391.803	231.323	69%	(2.760)	n.m.	623.126	(1.882)	n.m.

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R\$ 624 milhões, aumento de 34% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado. Além disso, observou-se no período uma variação positiva do capital de giro devido, principalmente, a uma redução nos saldos de impostos a compensar.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 1.029 milhões no trimestre, versus R\$ 299 milhões aplicados no trimestre anterior, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (i) A Companhia aplicou R\$ 233 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para desenvolvimento de novas reservas; e
- (ii) Aplicações financeiras, líquidas dos resgates, no montante de R\$ 796 milhões.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 513 milhões no 2T24, principalmente devido à emissão de debêntures, deduzido de dividendos e juros sobre capital próprio distribuídos no trimestre, além de pagamentos de aquisições.

A Companhia apresentou forte geração de Caixa Livre, representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível. No 2T24, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$392 milhões, 69% maior quando comparado com R\$231 milhões gerados no trimestre anterior.

¹ Fluxo de Caixa Livre representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível.

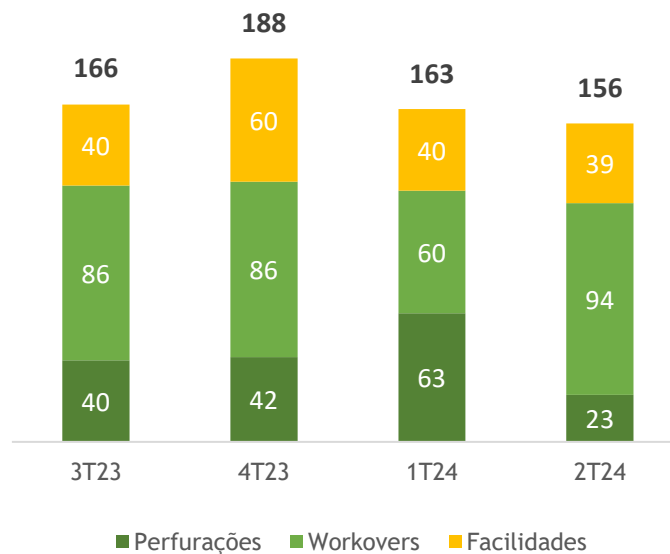
5.2. Investimento

Os investimentos em Capex no período foram de R\$ 165 milhões, em linha com relação ao trimestre anterior.

Capex (R\$ Mil)	2T23	3T23	4T23	1T24	2T24
Desenvolvimento de Reservas	205	166	188	163	156
Almojarifado para inversões fixas	52	55	2	(24)	(29)
Gastos exploratórios	-	2	2	0	-
Demais ativos fixos e intangíveis	38	37	9	21	37
Capex Total	295	260	201	160	165

Os valores investidos no desenvolvimento de novas reservas, em projetos de perfurações, *workovers* e facilidades somaram R\$ 156 milhões no 2T24, conforme apresentado abaixo. Os investimentos em *workovers* cresceram de acordo com o aumento na realização destes projetos. Por outro lado, o investimento em perfurações diminuiu devido à decisão de redução na quantidade de projetos executados no período.

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



Adicionalmente, a Companhia apresentou consumo líquido dos seus estoques no montante de R\$ 29 milhões. As reduções refletem um trabalho de revisão do desenho organizacional da área de *Supply Chain* e dos seus respectivos processos, que começou a dar resultados mais expressivos no 1T24 e demonstram continuidade nesse trimestre.

Os investimentos em demais ativos fixos e intangíveis somam R\$ 37 milhões no trimestre referentes às aquisições da sonda de perfuração PR-14 e novos *softwares*.

5.3. Endividamento

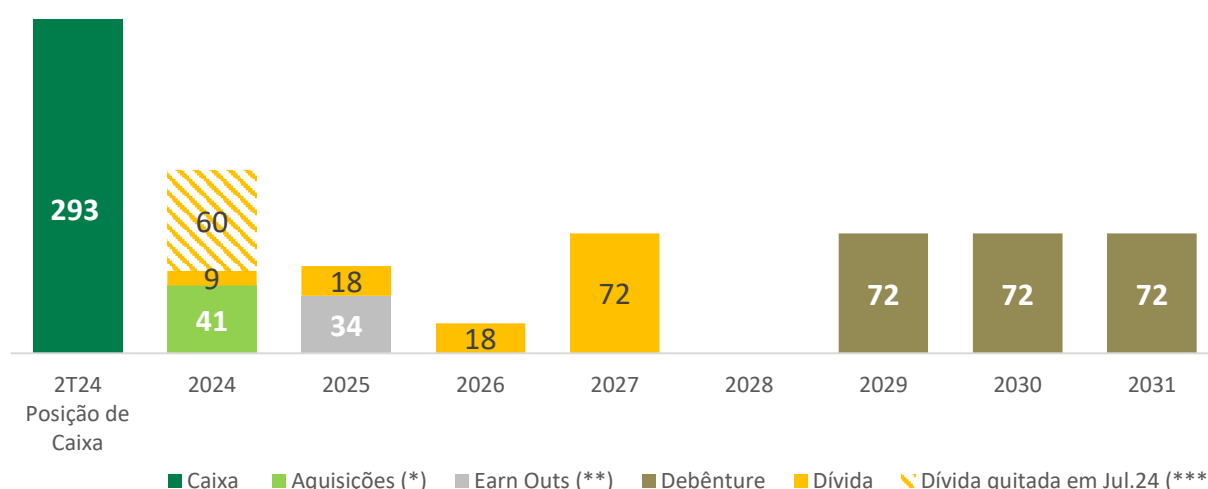
A Companhia finalizou o trimestre com Dívida Bruta de R\$ 2,5 bilhão, R\$ 1,1 bilhão superior ao trimestre anterior, devido à emissão de debêntures. Já a Dívida Líquida foi de R\$ 892 milhões, com uma relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 0,63x, representando uma redução de 0,06x quando comparado com o período anterior.

A 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em 2 séries para distribuição pública, com valor total de emissão de R\$ 1,13 bilhão, sob o rito de registro automático de distribuição perante a CVM, foi destinada, exclusivamente, a investidores profissionais. A Companhia contratou *swaps* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão. Dessa forma, a Emissão em conjunto com os instrumentos derivativos resultará em um custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% ao ano e *duration* aproximada de 5,1 anos.

Atualmente, 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 de suas controladas são denominadas em dólar. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/06/2024	31/12/2023	Δ%
Empréstimos bancários	989.070	902.980	10%
Debêntures	1.107.320	-	n.m.
Valores a pagar de aquisições	422.647	485.495	-13%
Dívida bruta	2.519.037	1.388.475	81%
Caixa e Equivalentes de caixa	411.015	197.184	108%
Aplicações Financeiras	1.215.647	310.172	292%
Posição de Caixa	1.626.662	507.356	221%
Dívida Líquida	892.375	881.119	1%
EBITDA últimos 12 meses	1.424.737	1.278.144	11%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,63 x	0,69 x	-0,06 x

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



(*) Aquisições consideram a taxa de dólar Ptax de 28/06/2024 divulgada pelo Banco Central do Brasil (R\$ 5,56)

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

(***) A Dívida de US\$ 60 milhões foi quitada em julho de 2024, e por esta razão foi representada antecipada neste ano. Originalmente esta dívida estava distribuída em parcelas em 2024, 2025, e 2026.

5.4. Hedge de Petróleo

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, os contratos de hedge são:

Non-Deliverable Forward (NDF)

No processo de aquisição do Ativo Potiguar, a Companhia celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço. Estes contratos de NDF se encerram em 2024, conforme tabela a seguir.

NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 30/6/2024	US\$/bbl	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	59,72	260.000	(36.017)
De 3 a 6 meses	59,43	71.500	(9.429)
Total	59,66 *	331.500	(45.445)

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

Zero Cost Collar (ZCC)

Os contratos do tipo *Collar* são também uma estratégia de proteção contra flutuações de preços, com opções de compra (*Call*) e de venda (*Put*) do Brent, que definem um intervalo de preços e limitam as perdas e ganhos potenciais. O *Zero Cost Collar* é caracterizado por não ter desembolso inicial.

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.

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 30/6/2024	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	86,72	135.000	(1.046)
De 3 a 6 meses	65,00	85,27	315.000	(5.604)
De 6 a 12 meses	65,00	91,89	495.000	(2.131)
Total	65,00	88,94 *	945.000	(8.780)

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

O volume médio total de barris hedgeados para o segundo semestre de 2024, conforme tabelas acima, é de aproximadamente 4,2 mil boe/dia, ou cerca de 16,1% da produção média total da Companhia do 1S24 que foi de 26,3 mil boe/dia. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção hedgeada corresponde a 27,8% da produção média de petróleo da Companhia no 1S24 que foi de 15,3 mil bbl/dia.

Nota: 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.

6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo reafirma seu compromisso com a sustentabilidade, o impacto positivo das comunidades onde atua, a proteção ambiental e a governança responsável como elementos fundamentais para o sucesso do negócio.

O Relatório de Sustentabilidade 2023, divulgado em julho, foi elaborado conforme a metodologia GRI (*Global Reporting Initiative*). Esta terceira edição incluiu indicadores da SASB (*Sustainability Accounting Standards Board*) e da IPIECA (*International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*). O relatório destaca que 93% dos colaboradores são nordestinos e que 68% dos gastos em aquisições de bens e serviços foram destinados a fornecedores da Bahia e do Rio Grande do Norte, impulsionando as economias locais. Foram investidos R\$ 2,76 milhões em projetos sociais em 2023, impactando 10.637 pessoas, 2,5 vezes mais que em 2022.

Neste trimestre, celebramos os 10 anos do programa Ciranda Viva, uma iniciativa da PetroReconcavo em parceria com a AVSI Brasil, focada no desenvolvimento social na Bacia do Recôncavo. Este programa abrange quatro áreas: Ciranda Educativa, Ciranda de Leitura, Ciranda Esportiva, que visam impulsionar o desenvolvimento integral de crianças e adolescentes, e o Ciranda do Protagonismo, que visa promover a formação e a geração de renda para jovens e adultos das comunidades rurais de Catu, na Bahia.

Diversas campanhas de conscientização foram promovidas ao longo do trimestre. O Abril Verde, destacou a segurança e saúde no trabalho, o Maio Amarelo com o tema "Paz no trânsito começa por você", focou nos riscos no trânsito, além da Semana do Meio Ambiente realizada em junho, que teve como foco a proteção do meio ambiente e a preservação da biodiversidade.

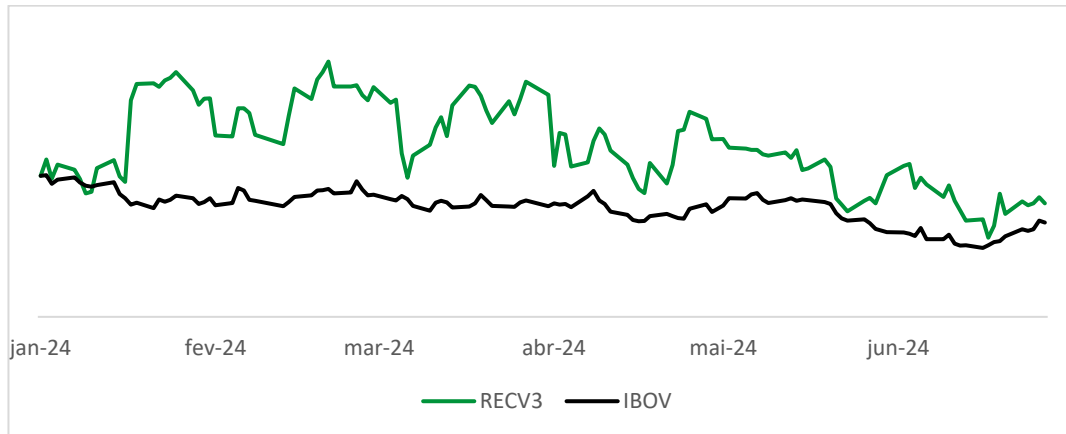
Em junho, promovemos a 1ª Semana do Fornecedor 2024, com o objetivo de promover melhoria da qualidade, conformidade e eficiência em nossa cadeia de suprimentos, além de fortalecer o relacionamento institucional da PetroReconcavo com seus fornecedores. O evento atingiu mais de 30 empresas e 240 representantes ao longo de 12 horas de conteúdo interativo.

Visando o desenvolvimento contínuo dos nossos profissionais, avançamos nos treinamentos da Trilha Técnica, com aulas focadas em formação técnica e operacional para todos os colaboradores, e a Academia de Líderes que contou com a participação de todos os coordenadores e gerentes.

7. Performance da Ação

Em 30 de junho, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 5,4 bilhões, com suas ações negociadas a R\$ 18,54, apresentando uma queda de 4% no semestre. Esse desempenho foi superior ao do Ibovespa, que registrou uma queda de 6,6% no período, mas inferior à variação do preço do petróleo tipo Brent, que aumentou 12% no semestre.

No trimestre, a Companhia distribuiu R\$ 17 milhões em dividendos (R\$ 0,06 por ação) relativos ao Exercício Social de 2023 e R\$ 410 milhões em juros sobre o capital próprio (R\$ 1,40 por ação). A média diária de volume de ações negociadas foi de 2,8 milhões, com um volume financeiro de R\$ 7,7 bilhões no semestre, resultando em um volume médio diário de R\$ 62 milhões.



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).



Em 8 de abril de 2024, a Companhia divulgou a Certificação de Reservas, com data base de 31 de dezembro de 2023, elaborado pela certificadora independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI.

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

9. Anexo

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 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 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).