

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS



Primeiro Trimestre de 2024

Teleconferência de Resultados do 1T24

Quinta-feira,
9 de maio de 2024
11h | 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	5
4.1. Produção	5
4.2. Sondas e Serviços (RSO)	6
4.3. Comercialização	7
5. Financeiro	8
5.1. Demonstrações Financeiras	8
5.2. Investimento	12
5.3. Endividamento	13
5.4. Hedge	14
6. Sustentabilidade	15
7. Performance da Ação	15
8. Portfólio de Ativos e Reservas	16
9. Anexo	18

1. Destaques

Salvador, 08 de maio de 2024 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do primeiro trimestre (“1T24” ou “trimestre”). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$ mil), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, exceto onde especificado em contrário.

Principais Indicadores (R\$ Mil *)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Receita Líquida	744.735	689.006	8%	719.212	4%
Lucro Líquido	110.033	186.687	-41%	199.513	-45%
Margem Líquida	14,8%	27,1%	-12,3 p.p.	27,7%	-13,0 p.p.
EBITDA	353.352	246.736	43%	334.836	6%
Margem EBITDA	47,4%	35,8%	11,6 p.p.	46,6%	0,9 p.p.
EBITDA Ajustado pelo Hedge	412.522	312.581	32%	406.304	2%
Margem EBITDA Ajustado	51,3%	41,4%	9,9 p.p.	51,4%	-0,1 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	0,54 x	0,69 x	-0,15 x	0,47 x	0,08 x
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.382	25.391	4%	24.415	8%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 13,33	\$ 14,28	-7%	\$ 12,92	3%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 4,95	R\$ 4,95	0%	R\$ 5,19	-5%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 83,16	\$ 84,05	-1%	\$ 81,27	2%

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

- Produção média de 26,4 mil boe/dia, 4% superior ao 4T23 e 8% superior ao 1T23;
- Receita Líquida de R\$ 745 milhões, 8% superior ao 4T23 e 4% superior ao 1T23, com destaque para a Receita relativa ao Gás após a normalização do escoamento;
- EBITDA de R\$ 353 milhões, 43% superior ao 4T23 e 6% superior ao 1T23. Excluindo o efeito não recorrente referente ao *earnout* da aquisição da SPE Tiêta, o EBITDA seria de R\$375 milhões;
- *Lifting Cost* de US\$ 13,33/boe, 7% inferior ao 4T23 e 3% superior ao 1T23, refletindo os esforços da Companhia na disciplina de gestão de custo, apesar de pressionados pelo aumento das falhas de poços e pela produção abaixo do esperado;
- Robusta geração de caixa livre de R\$ 231 milhões, representada pelo aumento do caixa resultante das atividades operacional, descontados das adições ao Imobilizado e ao Intangível.

2. Mensagem do Presidente

Fechamos o período com um EBITDA 43% maior que no trimestre anterior e os resultados financeiros refletem uma combinação de fatores: (i) aumento da receita do gás natural, decorrente da normalização do escoamento, (ii) redução nos custos e despesas de 12% versus o trimestre anterior, e: (iii) uma produção 4% maior versus o 4T23, mas ainda 6% abaixo de nosso recorde registrado no 3T23, impactada, principalmente, por eventos climáticos extremos, em especial no Rio Grande do Norte; os reflexos residuais da parada total no ano anterior, que geraram maior necessidade de reparos nos poços, bem como postergação da completação de poços da campanha de perfuração do último trimestre, devido às intervenções de manutenção.

Um importante marco do período foi a divulgação do Relatório de Reservas 2023, com volume 2P de 172 MMBOE, que representa uma taxa de reposição de reservas em 1,1x, com redução no custo de desenvolvimento por barril de 13% vs. a certificação de 2022. Estabelecemos também priorização em nosso portfólio de projetos para garantirmos investimentos assertivos, otimizando alocação de capital, que permite um desenvolvimento orgânico de reservas e uma geração de caixa robusta pelos próximos anos.

No *midstream*, continuamos empenhados em aumentar nossa autonomia e resiliência operacional e estamos comprometidos em evitar quaisquer restrições, totais ou parciais, na produção de petróleo e gás natural, sendo crucial o desenvolvimento de alternativas de escoamento. Na Bahia, aguardamos a emissão da Autorização de Operação para a UTG São Roque, que irá aumentar nossa capacidade de processamento de gás natural em até 400 mil metros cúbicos diários, e no Rio Grande do Norte estamos desenvolvendo uma alternativa de escoamento do petróleo por meio de transporte rodoviário para situações de indisponibilidade da infraestrutura de terceiros. Adicionalmente, assinamos um contrato para a entrega de volumes de gás natural liquefeito (GNL) que, após o desenvolvimento do projeto pelo parceiro, nos proporcionará maior autonomia e flexibilidade operacional.

Aliado a isso, temos a nossa área de Sondagens e Serviços (RSO), o qual, além de ser um dos nossos maiores diferenciais competitivos para redução de custos e aumento de produtividade, passará a oferecer expertise e uma oportunidade estratégica de aproximação a um seleto grupo de parceiros, contribuindo também para um aumento de eficiência do setor *onshore*.

Sei que isso só é possível com um time de pessoas engajadas e desenvolvidas para operar o *onshore* com segurança e excelência, sendo esse um dos nossos pilares e impreteríveis requisitos para o futuro da PetroReconcavo. Somado a isso, o nosso compromisso com ESG se faz presente no dia a dia, com objetivo de sermos uma empresa cada vez mais inclusiva, diversa e sustentável, com a governança e transparência sendo parte essencial para garantirmos o papel que exercemos na sociedade.

Por fim, após três meses de companhia, agradeço a confiança do Conselho, dos nossos investidores e de todo o time PetroReconcavo para construirmos juntos esse futuro. Sabemos dos desafios a curto prazo e suas complexidades, mas, juntos, estamos preparados para liderarmos os novos horizontes do *onshore* brasileiro.

A stylized, handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke.

José Firmo

3. Principais Eventos do Período

- Em 08 de março foi enviado o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD) e Declaração de Comercialidade (DC) – Bloco POT-T-702 à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
- Em 12 de março foi encerrado o 2º Programa de Recompra e aberto o 3º Programa de Recompra para aquisição de até 1,2 milhão ações de emissão da Companhia;
- Em 02 de abril, as negociações para potencial fusão de ativos com a 3R Petroleum foram suspensas;
- Em 05 de abril, a Companhia assinou um contrato com GNLink Distribuidora de Gás Natural S.A. (“GNLink”) para desenvolvimento do primeiro projeto de liquefação de gás natural no Estado do Rio Grande do Norte representando uma nova rota de escoamento e comercialização de sua produção de gás natural;
- Em 08 de abril, a Companhia assinou seu primeiro contrato para prestação de serviços de perfuração com a Seacrest Petróleo SPE Norte Capixaba Ltda. (“Seacrest”) 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.

4. Operacional

4.1. Produção

A Companhia registrou produção média de 26,4 mil boe/dia no trimestre, aumento de 4% versus o 4T23, em função da retomada da produção no ativo Potiguar, apesar do impacto de eventos climáticos extremos que impossibilitaram que este aumento fosse ainda maior. Além disso, as paralisações ocorridas no 4T23 no Ativo Potiguar trouxeram reflexos residuais para este trimestre, resultando em maiores necessidades de reparos nos poços, bem como postergação das completações de poços perfurados da campanha de perfuração do último trimestre devido as intervenções mencionadas.

Produção (boe/dia)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Óleo	9.349	8.401	11%	8.790	6%
Gás	4.705	4.346	8%	4.206	12%
Ativo Potiguar	14.054	12.747	10%	12.996	8%
Óleo	6.032	6.177	-2%	5.101	18%
Gás	6.296	6.467	-3%	6.319	0%
Ativo Bahia	12.328	12.644	-2%	11.420	8%
Óleo	15.381	14.578	6%	13.891	11%
Gás	11.001	10.813	2%	10.524	5%
Total	26.382	25.391	4%	24.415	8%

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

Ativo Bahia

No 1T24, a produção do Ativo Bahia foi de 12,3 mil boe/dia, queda de 2% versus o 4T23, sendo 2% de redução na produção do óleo e de 3% na produção de gás natural. Esta queda reflete o aumento no índice de falhas em poços e diversas interrupções no fornecimento de energia elétrica, motivado especialmente pelas fortes chuvas registradas no período. Entre as falhas, destacam-se as intervenções em poços de alta vazão no Campo de Tiê que tiveram um impacto estimado de 221 boed no período, que já foram reparados.

Foram executados 16 projetos de *workover* no trimestre, com destaque para os projetos de retorno à produção e mudança de método de elevação.

Ativo Potiguar

No 1T24, a produção do Ativo Potiguar foi de 14,1 mil boe/dia, aumento de 10% versus o 4T23, sendo 11% de aumento na produção de óleo e de 8% na produção de gás natural. Este aumento reflete a retomada da produção pós paralisação temporária no mês de dezembro de 2023, em função da impossibilidade de recebimento da produção pelo Ativo Industrial de Guamaré, conforme mencionado nos eventos daquele período.

A produção de óleo e gás do Ativo Potiguar no 1T24 ainda está abaixo do resultado do 3T23, recorde de produção da Companhia. Como já mencionado, a produção no período foi impactada pelo *wellbore productivity effect*, pós interrupção da produção em dezembro, pelo aumento no índice de falhas em poços e diversas interrupções no fornecimento de energia elétrica, motivado especialmente e pelas fortes chuvas registradas no mês de março.

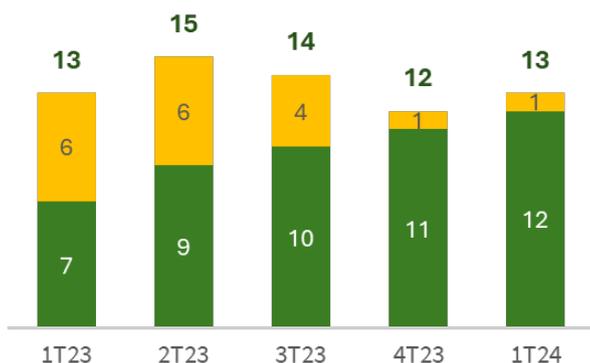
No 1T24, foram executados 14 projetos de *workover* e 11 perfurações no Ativo Potiguar. O uso da capacidade de sondas para reparo de poços no 1T24 resultou em menor disponibilidade para projetos de *workover* e completção de poços recém perfurados, postergando produção incremental referente à campanha de perfuração.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

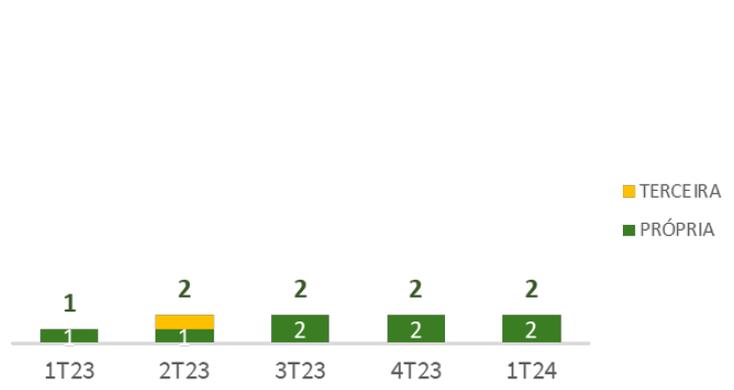
Com relação à frota de Sondas, a Companhia dispõe de 13 Sondas de *Workover*, sendo cinco delas atualmente no Ativo Bahia e oito no Ativo Potiguar, além de duas Sondas de Perfuração. Uma terceira sonda de perfuração, a PR-14, habilitada para projetos de poços com profundidade de até 5 mil metros está em processo final de comissionamento, com previsão de entrada em operação no 3T24.

Com esta frota, a Companhia considera que possui a capacidade necessária para atender seu plano de trabalho para os próximos anos.

Quantidade de Sondas de Workover



Quantidade de Sondas de Perfuração



As duas sondas de perfuração executaram 11 projetos no trimestre, todos no Ativo Potiguar.

A PR-21, sonda leve adequada para poços rasos, recém comissionada e com entrada em operação em dezembro de 2023, perfurou 5 poços ao longo do trimestre. A performance da equipe e do equipamento durante a campanha foi superior à expectativa, concluindo seu programa para o trimestre antes do previsto, e abrindo uma janela de oportunidade para alocação em novos projetos.

Após a conclusão da primeira fase da Campanha 2024 no Rio Grande do Norte, as sondas da Companhia entraram em processo de desmobilização e transporte. A Sonda PR-04 iniciou transporte para Bahia, enquanto a PR-21 iniciou transporte para o Espírito Santo.

Em 08 de abril, a Companhia assinou contratos para prestação de serviços de perfuração com a Seacrest, para a perfuração de poços terrestres localizados nos Polos Norte Capixaba e Cricaré com a Sonda de Perfuração PR-21. Os 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 6 meses a contar da data de assinatura.

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.

Gás Natural

A Unidade de Tratamento de Gás (UTG) São Roque, localizada na Bahia, iniciará suas operações após a emissão de Autorização de Operação pela ANP. Este projeto tem como objetivo aumentar a capacidade de processamento disponível para a Companhia de forma a endereçar sua estratégia de incremento de produção, bem como reduzir substancialmente os custos de escoamento e processamento do gás natural.

Durante o 1T24, a Companhia manteve contratos de comercialização da produção de gás natural rico dos campos de Tiê e Tartaruga 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.

Gás Seco

No 1T24, a Companhia possuía contratos com demanda firme de volumes da ordem de 1.430 mil m³/dia com algumas distribuidoras estaduais de gás natural canalizado na região Nordeste, além de alguns outros clientes privados. No período, passaram a vigorar as condições comerciais do novo contrato com a Potigás e o novo contrato assinado com a Copergás.

Líquidos de Gás Natural

No 1T24, no Ativo Potiguar, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (“GLP”) foi comercializada com as distribuidoras Nacional Gás Butano e Supergasbras e o C5+ foi comercializado com a 3R Petroleum. O volume de condensado bruto produzido na Bahia (C3+) foi comercializado com a Petrobras.

Preços de Realização

Preço Médio Realização Petróleo		1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Receita Líquida excluindo efeitos do hedge	(R\$ Mil)	517.942	538.404	-4%	480.009	8%
Volume Entregue	Mbbl	1.366	1.388	-2%	1.250	9%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	76,67	78,31	-2%	73,91	4%

Preço Médio Realização Gás		1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	284.882	216.447	32%	310.671	-8%
Volume Entregue	Mm3	147.970	121.323	22%	138.548	7%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	10,44	9,66	8%	11,57	-10%

5. Financeiro

5.1. Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Receita Líquida	744.735	689.006	8%	719.212	4%
Custos e Despesas	(338.599)	(384.998)	-12%	(335.030)	1%
Royalties	(52.784)	(57.272)	-8%	(49.346)	7%
EBITDA	353.352	246.736	43%	334.836	6%
Depreciação, Amortização e Depleção	(153.862)	(166.796)	-8%	(103.923)	48%
Lucro Operacional	199.490	79.940	150%	230.913	-14%
Resultado Financeiro Líquido	(70.978)	35.714	n.m.	6.301	n.m.
Impostos Correntes	(8.061)	(25.639)	-69%	(45.468)	-82%
Impostos Diferidos	(10.418)	96.672	n.m.	7.767	n.m.
Lucro Líquido	110.033	186.687	-41%	199.513	-45%

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

Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 745 milhões no 1T24, 8% superior ao 4T23.

Receita Líquida (R\$ Mil)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	219.002	232.807	-6%	196.267	12%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	298.940	305.597	-2%	283.741	5%
Instrumentos financeiros derivativos	(59.170)	(65.845)	-10%	(71.468)	-17%
Receita Líquida com Petróleo	458.772	472.559	-3%	408.541	12%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	284.882	216.447	32%	310.671	-8%
Receita Líquida com Serviços	1.081	-	n.m.	-	n.m.
Receita Líquida Total	744.735	689.006	8%	719.212	4%

No trimestre, a Receita Líquida de petróleo reduziu 3%, em relação ao trimestre anterior, com redução de 1% no preço médio do Brent. Apesar da produção de petróleo ter sido 6% superior ao mesmo período de comparação, o volume vendido foi 2% inferior, uma vez que no 4T23 houve variação negativa do estoque de petróleo, com a Companhia vendendo parte do estoque formado no 3T23. No 1T24, houve formação de estoque, com parte do volume produzido nos últimos dias do mês de março acumulados nas estações coletoras da Companhia, mas já comercializados nos primeiros dias do mês de abril.

No trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume superior a 445 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$ 56,03/bbl.

O aumento de 32% na Receita Líquida de gás natural e subprodutos na comparação trimestral é explicado, principalmente, pelo maior volume de gás comercializado, conforme já mencionado, mas também por melhores preços de gás natural, devidos aos novos contratos que entraram em vigor no período.

Custos e despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Pessoal	58.408	79.753	-27%	65.988	-11%
Serviços e Materiais	108.629	119.485	-9%	94.436	15%
Energia Elétrica	18.296	16.929	8%	19.133	-4%
Vendas	892	31.639	-97%	-	n.m.
Outros Custos e Despesas	41.709	28.486	46%	13.112	218%
Custos de Midstream	110.665	108.706	2%	142.361	-22%
Compra/Swap de gás	12.625	19.546	-35%	58.476	-78%
Escoamento de gás	6.360	5.203	22%	4.195	52%
Processamento de gás	61.036	42.535	43%	37.188	64%
Transporte de gás	30.644	41.422	-26%	42.502	-28%
Custos e Despesas Totais	338.599	384.998	-12%	335.030	1%

Os custos e despesas no trimestre foram de R\$ 339 milhões, redução de 12% em relação ao trimestre anterior.

A variação do custo pode ser explicada por:

Custos e despesas com pessoal: redução de 27%, quando comparado ao trimestre anterior, pela reversão em provisionamento para pagamento de PLR, em razão de um menor atingimento das metas no ano de 2023, e impacto no 4T23 pelos efeitos extraordinários do fechamento do acordo coletivo sindical retroativo ao mês de setembro de 2023 e de pagamentos extraordinários relacionados a bônus de retenção e incentivo de longo prazo.

Custos e despesas com serviços e materiais: redução de 9% versus o trimestre anterior, em função de um efeito não recorrente no 4T23 quando houve reconhecimento contábil dos custos do estoque de petróleo vendidos naquele trimestre. Além disso, os custos com serviços e materiais no 1T24 foram pressionados por custos com reparo de poço, incorridos devido ao aumento do número de falhas conforme já mencionado.

Custos com eletricidade: aumento de 8%, quando comparado ao 4T23, refletindo o aumento de produção.

Despesas de vendas: o montante de R\$ 892 mil refere-se a despesas com armazenamento de parte do petróleo vendido pelo Ativo Potiguar no período.

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 43% acima do trimestre anterior, refletindo aumento de volume processado. Por fim, os custos com transporte e escoamento totalizaram R\$37,0 milhões no período, 21% abaixo do trimestre anterior, refletindo uma redução média de 6,5% nas tarifas 1T24 e menor incidência de penalidades no período.

Outros custos e despesas: aumento de 46%, em relação ao 4T23, impactado pelo efeito não recorrente do reconhecimento de R\$ 22,0 milhões (US\$ 4,4 milhões) referente a um provável pagamento de uma das parcelas possíveis de *earnout*, decorrente da aquisição da SPE Tiêta (antiga Maha Energy Brasil), em função das projeções futuras dos preços do petróleo do tipo Brent. Este efeito é contábil sem impacto de caixa.

Royalties

No ano de 2023, foram aprovados os planos de desenvolvimento e prorrogação contratual da fase de produção de 19 concessões, dos quais 10 concessões obtiveram redução de alíquota royalties para produção incremental, sendo 2 no 4T23. Desta forma, vemos no 1T24 redução com custos com royalties, quando comparado ao trimestre anterior, apesar do crescimento da produção no mesmo período.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido foi negativo de R\$ 71 milhões no trimestre, após ter contribuído positivamente no 4T23. A variação no resultado financeiro líquido reflete 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*.

EBITDA e Lucro Líquido

O EBITDA alcançou R\$ 353 milhões, aumento de 43% quando comparado ao 4T23, impactados pelos efeitos já mencionados. Considerando os efeitos não recorrentes do reconhecimento contábil de possíveis *earnouts* da aquisição da SPE Tiêta, o EBITDA seria de R\$ 375 milhões.

O Lucro Líquido foi de R\$ 110 milhões no 1T24, redução de 41% quando comparado ao 4T23, impactados pelo resultado financeiro líquido negativo já mencionado e pela variação na linha de impostos. Ambas as linhas haviam contribuído positivamente no 4T23. A variação na linha de impostos refere-se à contribuição positiva no 4T23 pelos efeitos de redução na base de cálculo do imposto de renda, a partir do pagamento de juros sobre capital próprio realizado no período e da diferença entre alíquota nominal e efetiva, oriunda do benefício fiscal da Sudene.

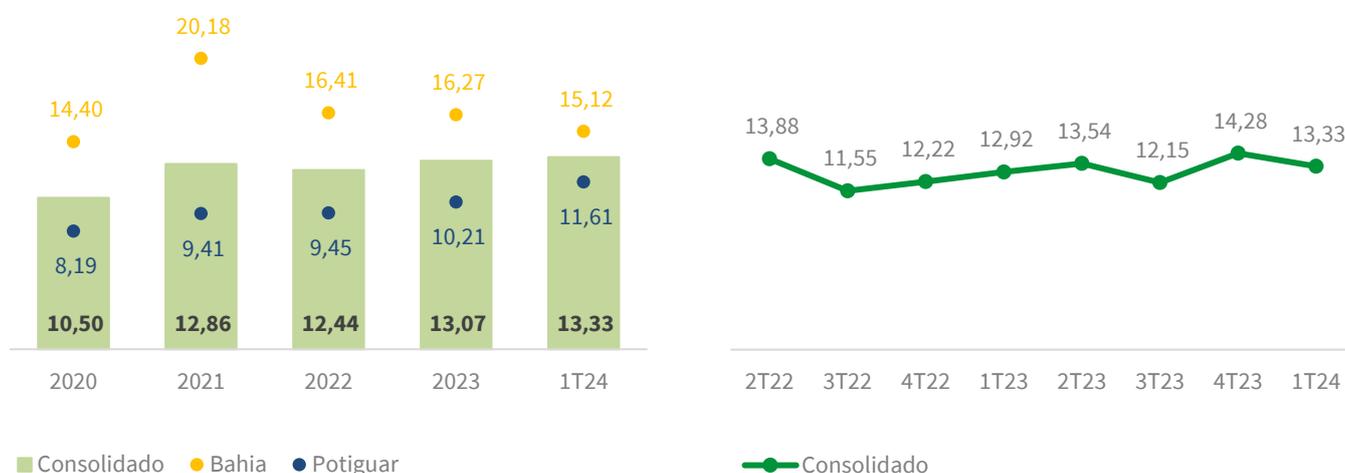
Lifting Cost

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 ano foi de US\$ 13,33/boe, redução de 7% em relação ao 4T23, refletindo aumento na produção, mas ainda pressionado por custos de reparo de poço acima do normal.

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 pela produção e menores custos associados a reparo de poço.

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



Fluxo de Caixa

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	1T24	4T23	Δ%	1T23	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	128.512	115.654	11%	237.214	-46%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	56.234	(64.719)	n.m.	(4.303)	n.m.
Depreciação, Amortização e Depleção	153.862	166.796	-8%	103.923	48%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	22.033	-	n.m.	-	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	70.573	65.890	7%	71.468	-1%
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	68.563	58.367	17%	59.514	15%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	12.112	6.659	82%	6.771	79%
Variação de Ativos e Passivos	54.142	36.096	50%	52.691	3%
Pagamento de Contratos de Hedge	(59.170)	(65.845)	-10%	(71.468)	-17%
Juros Pagos	(37.358)	(6.704)	457%	(23.951)	56%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(3.517)	(4.007)	-12%	(33.826)	-90%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	465.986	308.187	51%	398.033	17%
Aquisição da SPE Tiêta, líquida do Caixa Recebido	-	-	n.m.	(472.255)	n.m.
Aplicações Financeiras	(63.941)	370.032	n.m.	502.207	n.m.
Adições ao Imobilizado e ao Intangível	(234.663)	(297.585)	-21%	(397.155)	-41%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(298.604)	72.447	n.m.	(367.203)	-19%
Adições, líquidas dos Custos de Captação	-	-	n.m.	-	n.m.
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(62.912)	(113.268)	-44%	(182.729)	-66%
Exercício de Opção de Ações	-	491	n.m.	672	n.m.
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	495	-	n.m.	-	n.m.
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	-	n.m.	(4.055)	n.m.
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	-	(149.153)	n.m.	-	n.m.
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	(62.417)	(261.930)	-76%	(186.112)	-66%
Variações Cambiais sobre Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	n.m.	226	n.m.
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	104.965	118.704	-12%	(155.056)	n.m.

O caixa gerado pelas atividades operacionais no trimestre totalizou R\$ 466 milhões, aumento de 51% em relação ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional já mencionado.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 299 milhões no trimestre, versus R\$ 72 milhões positivo no trimestre anterior, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (i) A Companhia aplicou R\$ 235 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\$ 64 milhões.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$ 62 milhões no 1T24, referente a pagamentos de financiamentos, arrendamentos, além de parcelas contingentes de aquisição da SPE Tiêta.

A Companhia apresentou forte de geração de caixa de livre, representada pelo Caixa Gerado nas Atividades Operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível. No 1T24, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$231,3 milhões, comparado com R\$10,6 milhões gerados no trimestre anterior.

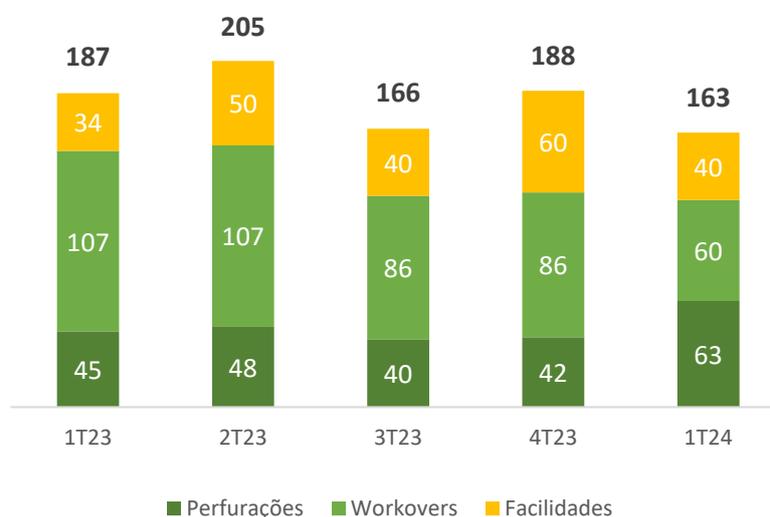
5.2. Investimento

Os investimentos em Capex no período foram de R\$ 160 milhões, uma redução de 20% com relação ao trimestre anterior.

Capex (R\$ Mil)	1T23	2T23	3T23	4T23	1T24
Desenvolvimento de Reservas	187	205	166	188	163
Almojarifado para inversões fixas	78	52	55	2	(24)
Gastos exploratórios	2	-	2	2	0
Demais ativos fixos e intangíveis	67	38	37	9	21
Capex Total	334	295	260	201	160

Os valores investidos no desenvolvimento de novas reservas, em projetos de perfurações, *workovers* e facilidades somaram R\$ 163 milhões no 1T24, conforme apresentado abaixo. Os investimentos em *workovers* e completção de novos poços, refletem a menor disponibilidade de sondas já mencionada, uma vez que foram alocadas para restaurar poços que falharam. Por outro lado, o investimento em perfurações reflete as atividades previstas para o trimestre considerando os dois equipamentos da Companhia em operação.

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



Adicionalmente, a Companhia apresentou consumo líquido dos seus estoques no montante de R\$ 24 milhões. As reduções refletem um trabalho de revisão do desenho organizacional da área de *Supply Chain* e dos seus respectivos processos, que iniciou em abril de 2023 e cujos resultados começaram a aparecer de forma mais expressiva nesse trimestre.

Os investimentos em demais ativos fixos e intangíveis somam R\$ 21 milhões no trimestre e refletem sobretudo pagamentos remanescentes da aquisição de equipamentos para a frota de sondas e serviços e a aquisição de softwares.

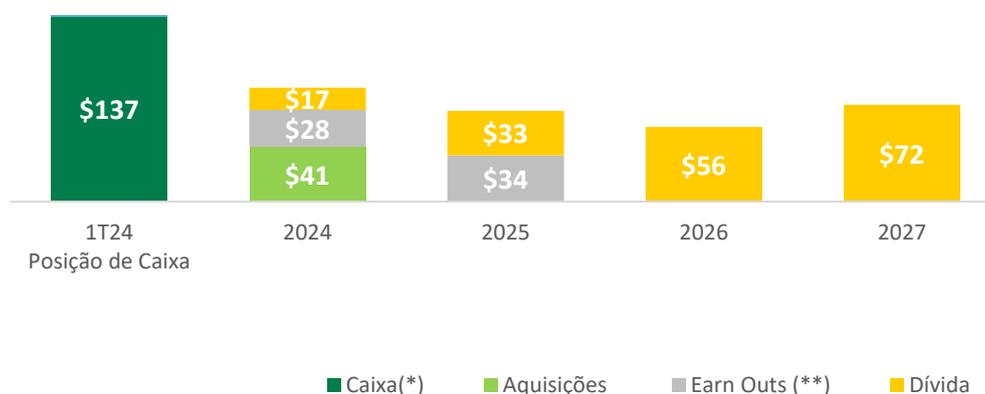
5.3. Endividamento

A Companhia finalizou o trimestre com Dívida Bruta de R\$ 1,4 bilhão, similar ao trimestre anterior. Já a Dívida Líquida foi de R\$ 702 milhões, com uma relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 0,54x, representando uma redução de 0,15x quando comparado com o período anterior.

Atualmente, a maior parte dos recursos da Companhia são 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)	31/03/2024	31/12/2023	Δ%
Empréstimos Bancários	893.426	923.890	-3%
Custos a Amortizar	(20.607)	(20.910)	-1%
Valores a Pagar por Aquisições	516.488	485.495	6%
Dívida bruta	1.389.307	1.388.475	0%
Caixa e Equivalentes de caixa	302.149	197.184	53%
Aplicações Financeiras	384.688	310.172	24%
Posição de Caixa	686.837	507.356	35%
Dívida Líquida	702.470	881.119	-20%
EBITDA últimos 12 meses	1.296.660	1.278.144	1%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	0,54 x	0,69 x	-0,15 x

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



(*) Aquisições consideram a taxa de dólar Ptax de 29/03/2024 divulgada pelo Banco Central do Brasil (R\$ 5,00)

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

5.4. Hedge

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)

A Companhia celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities* associado às transações futuras de até 36 meses, no Ativo Potiguar que se encerram em 2024. A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto em 31 de março de 2024, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

NDF	Preço médio	Quantidade	Valor justo
Em 31/3/2024	US\$/bbl	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,13	236.000	(30.638)
De 3 a 6 meses	59,72	260.000	(31.266)
De 6 a 12 meses	59,43	71.500	(8.223)
Total	59,85 *	567.500	(70.127)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/março/2024.

Zero Cost Collar (ZCC)

Os contratos do tipo *Collar* são uma estratégia de proteção contra flutuações de preços semelhante ao NDF, contudo envolve o lançamento de opções de compra (*Call*) e de venda (*Put*) do Brent, definindo um intervalo de preços e limitando as perdas e ganhos potenciais – os chamados “limites do *Collar*”. O ZCC é caracterizado pela combinação das opções de compra e venda a prêmios equivalentes, sem desembolso inicial (“*Zero Cost*”).

Contabilmente, mesmo que a curva futura esteja dentro dos limites do *Collar*, pode existir uma marcação a mercado positiva ou negativa, pois a avaliação é realizada através de instrumentos financeiros. 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 31/3/2024	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	65,00	87,40	135.000	(1.767)
De 3 a 6 meses	65,00	86,22	135.000	(2.417)
De 6 a 12 meses	65,00	85,02	405.000	(7.263)
Total	65,00	85,73 *	675.000	(11.447)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 31/março/2024.

O volume médio total de barris *hedgeados* para o ano de 2024, conforme tabelas acima, é de aproximadamente 4,5 mil boe/dia, ou cerca de 17,1% da produção média total da Companhia do 1T24 que foi de 26,4 mil boe/dia. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 29,4% da produção média de petróleo da Companhia no 1T24 que foi de 15,4 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 detalhada na nota explicativa nº 15 às demonstrações financeiras.

6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo reconhece a importância dos colaboradores para o sucesso e a sustentabilidade do negócio e, por isso, mantém um compromisso em prol de um ambiente de valorização profissional e em desenvolvimento contínuo, contribuindo para a construção de uma sociedade mais justa. Assim, segue investindo em ouvi-las e desenvolvê-las.

No trimestre, realizamos o PetroVoz, pesquisa de clima organizacional com 95% de engajamento dos colaboradores. Todos os resultados, bem como o plano de ação decorrente da sua análise, já foram apresentados no começo do mês de abril em live interna para todos os colaboradores da Companhia. Tivemos destaque de reconhecimento para os grupos de Liderança Imediata, Cultura e Sintonia e Estrutura Física e Bem-Estar, os quais foram bem avaliados pela maioria dos nossos colaboradores.

Ainda no tema de desenvolvimento, em parceria com a Hashtag Treinamentos e Coursera, lançamos a plataforma DESENVOLVEPETRO, nosso novo ambiente online de aprendizagem. A plataforma visa ampliar a formação de todos nossos colaboradores, facilitando o acesso a temas relevantes para o desenvolvimento pessoal e profissional. O cuidado com o colaborador também foi reforçado na iniciativa da Companhia em participar do movimento Janeiro Branco, demonstrando um compromisso com a saúde mental e o bem-estar dos colaboradores. Em fevereiro, a campanha de "Carnaval sem Acidente" realizou diversas ações de esforço abrangente para conscientizar e proteger tanto os colaboradores quanto a comunidade em geral.

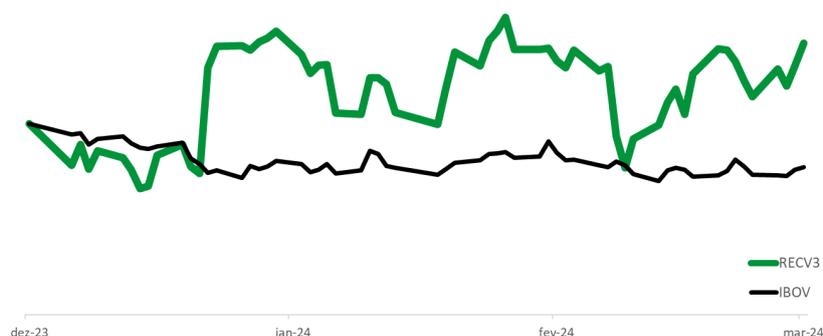
Desde o início do ano a PetroReconcavo passou a participar ativamente dos comitês de Sustentabilidade, Diversidade e Mudanças Climáticas do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás), com o intuito de contribuir com a indústria e se atualizar com os parceiros do setor. Sobre o terceiro tema, a Companhia realizou o seu 4º Inventário de Gases de Efeito Estufa em fevereiro, documento fundamental para conhecimento, acompanhamento e análise das emissões, cujos resultados serão apresentados no Relatório de Sustentabilidade de 2023.

No tema de Responsabilidade Social, o CEO da Companhia visitou o projeto Viva Sabiá em comemoração ao Dia Mundial da Água, destacando a importância das ações da PetroReconcavo nas comunidades de atuação.

Em janeiro, juntamente com o Instituto Chico Mendes – ICMBio, realizamos a plantação de mais de 5.000 mudas nativas em áreas degradadas na Floresta Nacional de Açu, no Rio Grande do Norte. A iniciativa reforça o compromisso da empresa com práticas sustentáveis, e destaca a importância da colaboração entre o setor privado e as entidades responsáveis pela gestão ambiental.

7. Performance da Ação

Em 31 de março, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 6,9 bilhões, com suas ações sendo negociadas a R\$ 23,55, alta de 8% no trimestre, desempenho superior ao Ibovespa (queda de 4,5% no trimestre) e inferior a variação do preço do petróleo do tipo Brent (aumento de 15% no trimestre). A média diária em volume de ações foi de 2,8 milhões e volume financeiro foi de R\$ 3,7 bilhões no trimestre, com R\$ 61 milhões em volume médio diário.



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 Provadas + 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 Provadas (1P) correspondem a 80% das Reservas 2P e 61,64 milhões de barris são classificados como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

Reservas de Participação da Companhia (Working Interest) em 31/dez/2023

Reservas	Petróleo (MMBBL)	Gás (BCF)	Barris Equiv. (MMBOE)
Ativo Bahia	36,76	278,93	83,25
Ativo Potiguar	38,65	92,34	54,04
Provadas (1P)	75,41	371,27	137,29
Ativo Bahia	44,87	340,40	101,60
Ativo Potiguar	51,66	112,06	70,34
Provadas + Prováveis (2P)	96,53	452,46	171,94

Durante o trimestre, a Companhia enviou o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD) e Declaração de Comercialidade (DC) - Bloco POT-T-702 à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Foi solicitado à ANP que as acumulações da área de desenvolvimento recebam o nome de “Sabiá Laranjeira”. Na área de

descoberta, foram perfurados dois poços. A estimativa total de óleo-in-place (VOIP) varia entre 2,531 MM Bls (P90), 5,742 MM Bls (P50), 11,922 MM Bls (P10) e de gás-in-place (VGIP) varia entre 6,440 MMm³ (P90), 14,608 MMm³ (P50), 30,331 MMm³ (P10). A partir das Declarações de Comercialidade, a Companhia tem até 180 dias para apresentar à ANP os Planos de Desenvolvimento. Essa Área de Desenvolvimento será denominada Campo após a aprovação do Plano de Desenvolvimento pela ANP.

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 con-forme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros;
- 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).