

Desempenho Financeiro 3T23

Imagem: Modec

*FPSO Anita Garibaldi
Primeiro óleo em agosto
de 2023*

Desempenho financeiro da Petrobras no 3T23

Rio de Janeiro, 09 de novembro de 2023

Principais destaques:

- *EBITDA recorrente robusto de US\$ 13,7 bilhões*
- *Dívida bruta sob controle em US\$ 61 bilhões, mesmo após o aumento dos arrendamentos com a entrada em operação do FPSO afretado Anita Garibaldi*
- *Consistência na geração de caixa: Fluxo de Caixa Operacional (FCO) de US\$ 11,6 bilhões, quarto maior da história*
- *Retorno à sociedade com pagamento de R\$ 65,5 bilhões em tributos e dividendos*
- *Recordes de produção: 3,98 MMboed de produção operada (7,8% acima do 2T23) e 2,25 MMboed de produção no Pré-sal (78% do total)*
- *Entrada em operação em agosto de 2023 do FPSO Anita Garibaldi FPSO, em Marlim e atingimento em outubro, menos de 5 meses após a entrada em operação, da capacidade nominal de 150 Mbpd do FPSO Almirante Barroso, em Búzios*
- *FPSO Sepetiba, segundo sistema a ser implantado no campo de Mero, com as atividades de ancoragem concluídas e entrada em operação prevista para o 4T23*
- *Fator de Utilização do Refino: 96% de FUT no 3T23, maior nível trimestral em 9 anos, com produção de diesel, gasolina e QAV representando 69% do total*
- *Recordes de produção e vendas de Diesel S10: produção de 464 Mbpd e 62% nas vendas totais de diesel (496 Mbpd)*

Disclaimer

Este relatório pode conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, consequentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 3T23 em diante são estimativas ou metas. Adicionalmente, esta apresentação contém alguns indicadores financeiros que não são reconhecidos pelo BR GAAP ou IFRS. Esses indicadores não possuem significados padronizados e podem não ser comparáveis a indicadores com descrição similar utilizados por outras companhias. Nós fornecemos estes indicadores porque os utilizamos como medidas de performance da companhia; eles não devem ser considerados de forma isolada ou como substituto para outras métricas financeiras que tenham sido divulgadas em acordo com o BR GAAP ou IFRS. Vide definições de Fluxo de Caixa Livre, EBITDA Ajustado e Endividamento Líquido no Glossário e respectivas reconciliações nas seções de Liquidez e Recursos de Capital, Reconciliação do EBITDA Ajustado e Endividamento Líquido. Informações financeiras intermediárias consolidadas elaboradas de acordo com a norma internacional de contabilidade IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB) e, revisadas pelos auditores independentes.

Principais itens e indicadores

Tabela 1 – Principais indicadores

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Receita de vendas	25.552	22.979	32.411	75.302	94.303	11,2	(21,2)	(20,1)
Lucro bruto	13.570	11.637	16.536	39.320	50.409	16,6	(17,9)	(22,0)
Despesas operacionais	(3.590)	(3.159)	(2.366)	(9.309)	(4.414)	13,6	51,7	110,9
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	5.456	5.828	8.763	18.625	28.378	(6,4)	(37,7)	(34,4)
Lucro líquido (Prejuízo) recorrente - Acionistas Petrobras*	5.577	5.954	8.857	18.923	26.512	(6,3)	(37,0)	(28,6)
Fluxo de caixa operacional	11.554	9.642	12.064	31.543	36.869	19,8	(4,2)	(14,4)
Fluxo de caixa livre	8.364	6.721	10.116	23.001	30.829	24,4	(17,3)	(25,4)
EBITDA ajustado	13.551	11.436	17.410	38.944	52.314	18,5	(22,2)	(25,6)
EBITDA ajustado recorrente*	13.691	11.916	17.653	40.162	53.147	14,9	(22,4)	(24,4)
Dívida bruta (US\$ milhões)	60.997	57.971	54.268	60.997	54.268	5,2	12,4	12,4
Dívida líquida	43.725	42.177	47.483	43.725	47.483	3,7	(7,9)	(7,9)
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x)	0,83	0,74	0,75	0,83	0,75	12,2	10,7	10,7
Dólar médio de venda	4,88	4,95	5,25	5,01	5,13	(1,4)	(7,0)	(2,3)
Brent (US\$/bbl)	86,76	78,39	100,85	82,14	105,35	10,7	(14,0)	(22,0)
Preço derivados básicos - Mercado interno (US\$/bbl)	95,04	95,91	131,99	99,97	124,23	(0,9)	(28,0)	(19,5)
TAR (Taxa de acidentes registrados por milhão de homens-hora)	-	-	-	0,80	0,70	-	-	14,3
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado)	11,5%	12,8%	14,8%	11,5%	14,8%	-1,3 p.p.	-3,3 p.p.	-3,3 p.p.

* Vide reconciliação do Lucro líquido e EBITDA Ajustado excluindo itens especiais.

Resultado consolidado

Receita líquida

Tabela 2 - Receita líquida por produtos

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Diesel	8.188	7.082	11.685	23.575	29.849	15,6	(29,9)	(21,0)
Gasolina	3.412	3.775	4.109	10.881	12.143	(9,6)	(17,0)	(10,4)
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	842	951	1.355	2.722	3.978	(11,5)	(37,9)	(31,6)
Querosene de aviação (QAV)	1.169	1.102	1.534	3.677	3.925	6,1	(23,8)	(6,3)
Nafta	449	430	629	1.357	1.964	4,4	(28,6)	(30,9)
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	287	261	381	834	1.099	10,0	(24,7)	(24,1)
Outros derivados de petróleo	1.152	1.128	1.484	3.364	4.373	2,1	(22,4)	(23,1)
Subtotal de derivados de petróleo	15.499	14.729	21.177	46.410	57.331	5,2	(26,8)	(19,0)
Gás Natural	1.352	1.429	2.007	4.307	5.691	(5,4)	(32,6)	(24,3)
Petróleo	1.282	1.365	1.975	3.997	6.418	(6,1)	(35,1)	(37,7)
Renováveis e nitrogenados	16	25	69	62	230	(36,0)	(76,8)	(73,0)
Receitas de direitos não exercidos	207	218	188	645	462	(5,0)	10,1	39,6
Energia elétrica	160	153	141	423	543	4,6	13,5	(22,1)
Serviços, agenciamento e outros	272	281	254	797	799	(3,2)	7,1	(0,3)
Total mercado interno	18.788	18.200	25.811	56.641	71.474	3,2	(27,2)	(20,8)
Exportações	6.581	4.431	5.696	17.752	20.620	48,5	15,5	(13,9)
Petróleo	4.789	2.909	3.638	13.245	14.042	64,6	31,6	(5,7)
Óleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	1.371	1.329	1.743	3.734	5.904	3,2	(21,3)	(36,8)
Outros derivados de petróleo e outros produtos	421	193	315	773	674	118,1	33,7	14,7
Vendas das unidades internacionais (*)	183	348	904	909	2.209	(47,4)	(79,8)	(58,9)
Total mercado externo	6.764	4.779	6.600	18.661	22.829	41,5	2,5	(18,3)
Total	25.552	22.979	32.411	75.302	94.303	11,2	(21,2)	(20,1)

(*) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

O aumento das receitas no 3T23 em comparação com o 2T23 é explicado, em grande medida, pela valorização de 11% do *Brent* e por maiores volumes de vendas de derivados no mercado interno e de exportações de petróleo.

No 3T23, a receita com derivados no mercado interno aumentou em decorrência, principalmente, dos maiores volumes de vendas, com destaque para o diesel. Este efeito foi parcialmente compensado por menores volumes de vendas de gasolina, que perdeu participação em relação ao etanol hidratado no abastecimento dos veículos flex.

Durante o 3T23, os principais produtos comercializados continuaram sendo o diesel e a gasolina, equivalentes a aproximadamente 75% da receita com a venda de derivados no mercado interno.

A redução das receitas de gás natural no 3T23 é explicada principalmente pelo menor preço médio de venda de gás natural, devido à redução do indexador de referência (*Brent*). A queda de receita de petróleo no mercado interno decorreu de menores volumes de vendas para a Acelen, compensados, em parte, pelos maiores preços médios realizados, acompanhando a valorização das cotações internacionais.

O aumento nas receitas de exportação é principalmente atribuído ao crescimento das receitas provenientes da exportação de petróleo. Isso se deve ao aumento nos volumes exportados durante 3T23, impulsionado pela maior produção, juntamente com a valorização do preço do petróleo *Brent* nesse período.

Custo dos produtos vendidos *

Tabela 3 - Custo dos produtos vendidos

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Compras e importações	(4.110)	(4.361)	(6.848)	(13.356)	(16.882)	(5,8)	(40,0)	(20,9)
Petróleo	(2.231)	(2.086)	(3.190)	(6.985)	(7.493)	7,0	(30,1)	(6,8)
Derivados	(1.565)	(1.568)	(2.818)	(4.944)	(5.983)	(0,2)	(44,5)	(17,4)
Gás natural	(314)	(707)	(840)	(1.427)	(3.406)	(55,6)	(62,6)	(58,1)
Produção	(7.429)	(6.482)	(7.857)	(21.066)	(24.298)	14,6	(5,4)	(13,3)
Petróleo	(6.132)	(5.415)	(6.493)	(17.796)	(20.191)	13,2	(5,6)	(11,9)
Participações governamentais	(2.735)	(2.481)	(3.388)	(7.926)	(10.695)	10,2	(19,3)	(25,9)
Demais custos	(3.397)	(2.934)	(3.105)	(9.870)	(9.496)	15,8	9,4	3,9
Derivados	(734)	(563)	(657)	(1.737)	(1.922)	30,4	11,7	(9,6)
Gás natural	(563)	(504)	(707)	(1.533)	(2.185)	11,7	(20,4)	(29,8)
Participações governamentais	(111)	(92)	(219)	(295)	(712)	20,7	(49,3)	(58,6)
Demais custos	(452)	(412)	(488)	(1.238)	(1.473)	9,7	(7,4)	(16,0)
Energia elétrica, serviços prestados, operações no exterior e outros	(443)	(499)	(1.170)	(1.560)	(2.714)	(11,2)	(62,1)	(42,5)
Total	(11.982)	(11.342)	(15.875)	(35.982)	(43.894)	5,6	(24,5)	(18,0)

No 3T23, o custo dos produtos vendidos cresceu em relação ao 2T23, refletindo, principalmente, maiores volumes exportados de petróleo, maiores gastos com participações governamentais e maior volume de vendas de derivados no mercado interno, com destaque para o diesel. Este efeito foi parcialmente compensado por menores volumes de importação de gás natural.

Despesas operacionais

Tabela 4 – Despesas operacionais

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Despesas com vendas e gerais e administrativas	(1.683)	(1.588)	(1.547)	(4.849)	(4.594)	6,0	8,8	5,6
Vendas	(1.288)	(1.200)	(1.213)	(3.709)	(3.638)	7,3	6,2	2,0
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(1.102)	(1.022)	(973)	(3.150)	(2.921)	7,8	13,3	7,8
Depreciação, depleção e amortização	(162)	(154)	(194)	(466)	(611)	5,2	(16,5)	(23,7)
Perdas de créditos esperadas	3	4	(20)	(14)	(34)	(25,0)	-	(58,8)
Gastos com pessoal	(27)	(28)	(26)	(79)	(72)	(3,6)	3,8	9,7
Gerais e administrativas	(395)	(388)	(334)	(1.140)	(956)	1,8	18,3	19,2
Gastos com pessoal	(274)	(244)	(223)	(747)	(637)	12,3	22,9	17,3
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(92)	(112)	(85)	(306)	(246)	(17,9)	8,2	24,4
Depreciação, depleção e amortização	(29)	(32)	(26)	(87)	(73)	(9,4)	11,5	19,2
Despesas exploratórias para extração de petróleo e gás	(480)	(191)	(107)	(828)	(230)	151,3	348,6	260,0
Despesa com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(186)	(172)	(187)	(512)	(613)	8,1	(0,5)	(16,5)
Tributárias	(114)	(329)	(93)	(643)	(245)	(65,3)	22,6	162,4
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(78)	(401)	(255)	(482)	(422)	(80,5)	(69,4)	14,2
Outras (despesas) receitas	(1.049)	(478)	(177)	(1.995)	1.690	119,5	492,7	-
Total	(3.590)	(3.159)	(2.366)	(9.309)	(4.414)	13,6	51,7	110,9

* Elaboração gerencial (não revisado).

O aumento das despesas com vendas no 3T23 em relação ao 2T23 reflete as maiores exportações de petróleo e derivados.

As maiores despesas exploratórias no 3T23 decorreram de perdas com baixa relacionada aos blocos exploratórios C-M-210, C-M-277, C-M-344, C-M-346, C-M-411 e C-M-413, localizados no pré-sal na Bacia de Campos, em função dos projetos de desenvolvimento da produção serem inviáveis economicamente. Este efeito foi parcialmente compensado por menores despesas com geologia e geofísica, retratando, principalmente, os menores gastos na Margem Equatorial, com destaque para a Bacia da Foz do Amazonas.

Nas outras despesas operacionais líquidas, o aumento verificado no 3T23 é explicado, principalmente, por menores ganhos de capital com venda de ativos, devido ao fechamento das vendas dos Polos Potiguar e Norte Capixaba ocorrido no 2T23. Este efeito foi parcialmente compensado por menores despesas com contingências judiciais no período.

Em contrapartida, houve queda das despesas tributárias, explicada pelo fim do imposto sobre exportação de petróleo, que teve vigência de março a junho de 2023, e menores perdas por desvalorização com *impairment*.

EBITDA Ajustado

No 3T23, o EBITDA Ajustado alcançou US\$ 13,6 bilhões, uma alta de 19% em relação ao 2T23. Esse resultado decorre principalmente da valorização de 11% do *Brent*, maiores exportações de petróleo e vendas de derivados no mercado interno e menores importações de GNL.

Resultado financeiro

Tabela 5 – Resultado financeiro

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Receitas Financeiras	600	516	515	1.581	1.396	16,3	16,5	13,3
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	454	424	340	1.211	872	7,1	33,5	38,9
Outros	146	92	175	370	524	58,7	(16,6)	(29,4)
Despesas Financeiras	(1.163)	(868)	(790)	(2.875)	(2.506)	34,0	47,2	14,7
Despesas com financiamentos	(662)	(512)	(563)	(1.715)	(1.786)	29,3	17,6	(4,0)
Despesas com arrendamentos	(495)	(400)	(337)	(1.253)	(961)	23,8	46,9	30,4
Ágio na recompra de títulos de dívida	(2)	-	(10)	(2)	(120)	-	(80,0)	(98,3)
Encargos financeiros capitalizados	338	318	260	927	795	6,3	30,0	16,6
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(216)	(219)	(127)	(647)	(394)	(1,4)	70,1	64,2
Outros	(126)	(55)	(13)	(185)	(40)	129,1	869,2	362,5
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(1.422)	331	(1.249)	(1.334)	(3.016)	-	13,9	(55,8)
Variações cambiais	(932)	1.523	(782)	1.388	(1)	-	19,2	-
Reclassificação do <i>hedge accounting</i>	(758)	(1.078)	(1.109)	(2.990)	(3.597)	(29,7)	(31,7)	(16,9)
Atualização monetária de dividendos antecipados e dividendos a pagar	1	(397)	398	(428)	118	-	(99,7)	-
Atualização monetária de impostos a recuperar	18	31	29	113	74	(41,9)	(37,9)	52,7
Outros	249	252	215	583	390	(1,2)	15,8	49,5
Total	(1.985)	(21)	(1.524)	(2.628)	(4.126)	9352,4	30,2	(36,3)

No 3T23, o resultado financeiro foi impactado principalmente pela perda com variação cambial do real frente ao dólar, que desvalorizou 3,9% no 3T23 (de R\$ 4,82/US\$ em 30/06/23 para R\$ 5,01/US\$ em 30/09/23), comparado à valorização

de 5,1% no 2T23. Além desse efeito, contribuíram para um resultado financeiro mais negativo em relação ao 2T23 as maiores despesas com juros de financiamentos e de arrendamentos. Estes efeitos foram, em parte, compensados por menor realização de *hedge accounting* e pelo efeito da atualização monetária pela taxa Selic no 2T23 sobre os dividendos complementares do exercício de 2022.

Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas Petrobras

No 3T23, o lucro líquido foi de US\$ 5,5 bilhões, comparado a US\$ 5,8 bilhões no 2T23.

Apesar do maior lucro bruto, influenciado principalmente pela valorização do *Brent* e por maiores volumes de exportações de petróleo, de vendas de derivados e menores importações de GNL, o menor lucro líquido observado no 3T23 ante o 2T23 é explicado, principalmente, pelo resultado financeiro, que foi impactado pela desvalorização do real frente ao dólar, e maiores despesas operacionais, com destaque para maiores custos exploratórios e menor ganho com venda de ativos. Estes efeitos foram parcialmente compensados por menores despesas com imposto de renda em função do menor resultado antes dos impostos.

Lucro líquido recorrente atribuível aos acionistas Petrobras e EBITDA Ajustado recorrente

O lucro líquido teve um impacto negativo de US\$ 0,1 bilhão, influenciado principalmente por contingências judiciais e *impairment* de ativos. Desconsiderando os itens não-recorrentes, o lucro líquido no 3T23 seria US\$ 5,6 bilhões.

O EBITDA Ajustado teve um impacto negativo de US\$ 0,1 bilhão, sendo influenciado principalmente pelas contingências judiciais. Desconsiderando-se esse efeito, teria atingido US\$ 13,7 bilhões no 3T23.

Itens especiais

Tabela 6 - Itens especiais

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Lucro líquido	5.484	5.859	8.790	18.713	28.479	(6,4)	(37,6)	(34,3)
Itens não recorrentes	(187)	(190)	(146)	(454)	2.828	(1,6)	28,1	-
Itens não recorrentes que não afetam o EBITDA Ajustado	(47)	290	97	764	3.661	-	-	(79,1)
Impairment de ativos e de investimentos	(71)	(401)	(253)	(474)	(431)	(82,3)	(71,9)	10,0
Resultado com alienação e baixa de ativos	(37)	691	291	1.150	1.138	-	-	1,1
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	19	-	(10)	46	2.862	-	-	(98,4)
Ágio/deságio na recompra de títulos de dívidas	42	-	69	42	92	-	(39,1)	(54,3)
Outros itens não recorrentes	(140)	(480)	(243)	(1.218)	(833)	(70,8)	(42,4)	46,2
PDV	1	2	-	6	(7)	(50,0)	-	-
Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	6	4	22	99	34	50,0	(72,7)	191,2
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(2)	(11)	(1)	(13)	(29)	(81,8)	100,0	(55,2)
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(140)	(276)	(264)	(670)	(822)	(49,3)	(47,0)	(18,5)
Equalização de gastos - AIP	(15)	(6)	-	(38)	(9)	150,0	-	322,2
Indenização por distrato do contrato de afretamento de embarcação	-	-	-	(317)	-	-	-	-
Imposto sobre exportação de petróleo bruto	10	(193)	-	(285)	-	-	-	-
Efeito líquido dos itens não recorrentes no IR/CSLL	67	64	53	157	(961)	4,7	26,4	-
Lucro líquido recorrente	5.604	5.985	8.883	19.010	26.612	(6,4)	(36,9)	(28,6)
Acionistas Petrobras	5.577	5.954	8.857	18.923	26.512	(6,3)	(37,0)	(28,6)
Acionistas não controladores	27	31	26	87	100	(12,9)	3,8	(13,0)
EBITDA Ajustado	13.551	11.436	17.410	38.944	52.314	18,5	(22,2)	(25,6)
Itens não recorrentes	(140)	(480)	(243)	(1.218)	(833)	(70,8)	(42,4)	46,2
EBITDA Ajustado recorrente	13.691	11.916	17.653	40.162	53.147	14,9	(22,4)	(24,4)

Na opinião da Administração, os itens especiais apresentados acima, embora relacionados aos negócios da companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.

Investimentos

Tabela 7 - Investimentos

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Exploração & Produção	2.892	2.599	1.685	7.531	4.734	11,3	71,6	59,1
Refino, Transporte e Comercialização	322	365	295	1.029	821	(11,7)	9,3	25,4
Gás e Energia	67	43	65	143	251	56,7	3,3	(43,0)
Outros	111	93	86	271	274	18,9	29,2	(1,1)
Subtotal	3.392	3.100	2.131	8.974	6.080	9,4	59,2	47,6
Bônus de assinatura	-	141	-	141	892	-	-	-
Total	3.392	3.241	2.131	9.115	6.972	4,7	59,2	30,7

No 3T23, os investimentos totalizaram US\$ 3,4 bilhões, 4,7% acima do 2T23. Nos primeiros nove meses do ano, os investimentos totalizaram US\$ 9,1 bilhões, um crescimento de 31% em relação aos 9M22. Mesmo com o cenário desafiador enfrentado pelo mercado fornecedor no contexto inflacionário pós-pandemia, que influenciou a capacidade de suprimento da demanda crescente de recursos críticos para a indústria de óleo e gás, projetamos encerrar o ano com patamar de US\$ 13 bilhões de investimentos, sem comprometer a meta de produção planejada para 2023.

No segmento de Exploração e Produção, os investimentos totalizaram US\$ 2,9 bilhões, 11% acima do 2T23, devido ao aumento dos investimentos em grandes projetos do pré-sal, em especial nas novas unidades de produção em Búzios, avanço em campanhas de poços e atividades submarinas. Os investimentos no 3T23 concentraram-se principalmente: (i) no desenvolvimento da produção do pré-sal da Bacia de Santos (US\$ 1,5 bilhão); (ii) desenvolvimento da produção em águas profundas pós-sal (US\$ 0,4 bilhão); (iii) em investimentos exploratórios (US\$ 0,2 bilhão).

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, os investimentos totalizaram US\$ 0,3 bilhão, 12% abaixo do 2T23, devido, principalmente, a menores gastos com paradas programadas de Refino e em manutenção e adequação de navios no exterior (Transpetro).

No segmento de Gás e Energia, os investimentos totalizaram US\$ 0,07 bilhão, 57% acima do 2T23, devido a maiores investimentos em manutenções corretivas de grande porte e na unidade de processamento de Gás Natural do Rota-3.

Adicionalmente, cabe destacar a entrada em operação do FPSO afretado Anita Garibaldi de Marlim 1, cujo valor de contrato de arrendamento totaliza US\$ 2,4 bilhões. Assim como as unidades próprias, os FPSOs afretados são reconhecidos no ativo da Companhia e constituem esforço de investimento para ampliação da capacidade produtiva com novas unidades, mas não são considerados na rubrica de Capex.

A tabela a seguir apresenta as principais informações dos novos sistemas de produção de óleo e gás, já contratados.

Tabela 8 – Principais projetos

Projeto	Início de Operação	Capacidade da Plataforma (barris de óleo/dia)	Investimento Petrobras Realizado US\$ bilhões	Investimento Petrobras Total ¹ US\$ bilhões	Parcela da Petrobras	Status
Mero 2 FPSO Sepetiba (Unidade Afretada)	2023	180.000	0,42	0,8	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP na locação. 13 poços perfurados e 13 completados.
Mero 3 FPSO Marechal Duque de Caxias (Unidade Afretada)	2024	180.000	0,22	0,8	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 9 poços perfurados e 4 completados.
Integrado Parque das Baleias (IPB) FPSO Maria Quitéria (Unidade Afretada)	2025	100.000	0,47	1,7	100%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 3 poços perfurados e 1 completado. ²
Búzios 7 FPSO Almirante Tamandaré (Unidade Afretada)	2025	225.000	0,36	2,0	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 6 poços perfurados e 2 completados.
Búzios 6 P-78 (Unidade Própria)	2025	180.000	1,07	4,2	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 3 poços perfurados e 1 completado.
Búzios 8 P-79 (Unidade Própria)	2025	180.000	0,89	4,3	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 7 poços perfurados e 2 completados.
Mero 4 FPSO Alexandre de Gusmão (Unidade Afretada)	2025	180.000	0,05	0,8	38,6%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 6 poços perfurados e 2 completados.
Búzios 9 P-80 (Unidade Própria)	2026	225.000	0,48	4,9	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 2 poços perfurados e 2 completados.
Búzios 10 P-82 (Unidade Própria)	2027	225.000	0,31	5,5	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 1 poço perfurado.
Búzios 11 P-83 (Unidade Própria)	2027	225.000	0,20	4,8	88,99%	Projeto em fase de execução com UEP em construção. 2 poços perfurados.
BM-C-33 - Projeto não operado	2028	126.000	0,22	2,3 ³	30%	Projeto em fase de execução

¹ Investimento total dos projetos considerando as premissas do PE 2023-27 no *work interest* (WI) Petrobras. Não inclui os valores das unidades afretadas

² Unidade de Produção para Projeto de Revitalização. Informação relativa somente a poços novos. Também é escopo do projeto o remanejamento de alguns poços de unidades em descomissionamento.

³ Inclui o investimento no FPSO, contratado na modalidade *lump sum turnkey* que engloba engenharia, aquisição, construção e instalação para a unidade. A contratada também fornecerá serviços de operação e manutenção do FPSO durante o primeiro ano a partir do seu início de produção.

Liquidez e recursos de capital

Tabela 9 – Liquidez e recursos de capital

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22
Disponibilidades ajustadas no início do período	15.794	15.761	19.142	12.283	11.117
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no início do período*	(5.443)	(5.471)	(2.855)	(4.287)	(650)
Caixa e equivalentes de caixa de ativos classificados como mantidos para venda no início de período	-	-	7	-	13
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	10.351	10.290	16.294	7.996	10.480
Recursos gerados pelas atividades operacionais	11.554	9.642	12.064	31.543	36.869
Recursos gerados (utilizados) pelas atividades de investimento	(2.828)	(795)	(720)	(4.727)	1.913
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(3.185)	(2.912)	(1.947)	(8.520)	(6.020)
Aquisição de participações societárias	(5)	(9)	(1)	(22)	(20)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos	103	1.606	537	3.564	3.915
Compensação financeira por acordos de co-participação	-	-	121	391	5.334
Dividendos recebidos	6	58	77	75	319
(Investimentos) resgates em títulos e valores mobiliários	253	462	493	(215)	(1.615)
(=) Fluxo de Caixa das atividades operacionais e de investimento	8.726	8.847	11.344	26.816	38.782
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(7.048)	(8.808)	(23.157)	(22.829)	(44.406)
Financiamentos líquidos	(330)	(1.155)	(641)	(2.754)	(6.704)
Captações	1.238	11	2.200	1.300	2.530
Amortizações	(1.568)	(1.166)	(2.841)	(4.054)	(9.234)
Amortizações de arrendamentos	(1.632)	(1.473)	(1.324)	(4.494)	(4.006)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	(4.837)	(6.205)	(21.242)	(15.234)	(33.671)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	-	-	(10)	(48)	(68)
Recuperação de ações**	(197)	-	-	(197)	-
Participação de acionistas não controladores	(52)	25	60	(102)	43
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	81	22	(107)	127	(482)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	12.110	10.351	4.374	12.110	4.374
Títulos públicos federais e <i>time deposits</i> acima de 3 meses no fim do período*	5.162	5.443	2.411	5.162	2.411
Caixa e equivalentes de caixa de ativos classificados como mantidos para venda no fim do período	-	-	-	-	-
Disponibilidades ajustadas no fim do período	17.272	15.794	6.785	17.272	6.785
Reconciliação do Fluxo de caixa livre					
Recursos gerados pelas atividades operacionais	11.554	9.642	12.064	31.543	36.869
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(3.185)	(2.912)	(1.947)	(8.520)	(6.020)
Aquisição de participações societárias	(5)	(9)	(1)	(22)	(20)
Fluxo de caixa livre***	8.364	6.721	10.116	23.001	30.829

Em 30 de setembro de 2023, caixa e equivalentes de caixa totalizaram US\$ 12,1 bilhões e as disponibilidades ajustadas somaram US\$ 17,3 bilhões.

No 3T23, os recursos gerados pelas atividades operacionais alcançaram US\$ 11,6 bilhões e o fluxo de caixa livre positivo totalizou US\$ 8,4 bilhões. Este nível de geração de caixa foi utilizado para: (a) pagar remuneração aos acionistas (US\$ 4,8 bilhões), (b) realizar investimentos (US\$ 3,2 bilhões), (c) amortizar passivos de arrendamento (US\$ 1,6 bilhão), e (d) amortizar o principal e juros devidos no período (US\$ 1,6 bilhão).

* Inclui títulos e valores mobiliários de curto prazo e caixa de empresas classificadas para mantido para venda.

** Inclui os custos de transação no valor de R\$ 292 mil.

*** O Fluxo de Caixa Livre (FCL) está de acordo com a nova Política de Remuneração aos Acionistas ("Política") aprovada em 28/07/2023 e corresponde ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias. Para fins comparativos, os valores anteriores ao 2T23 foram ajustados de acordo com a nova Política.

No 3T23, a companhia captou US\$ 1,2 bilhão através da oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*), com vencimento em 2033.

Indicadores de endividamento

Em 30/09/2023, a dívida bruta alcançou US\$ 61,0 bilhões, um aumento de 5,2% em comparação com 30/06/2023, principalmente em função do aumento dos arrendamentos no período com a entrada em operação do FPSO afretado Anita Garibaldi no 3T23, que acrescentou US\$ 2,4 bilhões no passivo de arrendamentos da companhia em relação a 30/06/2023. Por outro lado, a dívida financeira ficou estável, em comparação com 30/06/2023, atingindo US\$ 29,5 bilhões em 30/09/2023.

O prazo médio da dívida passou de 12,1 para 11,4 anos e o seu custo médio variou de 6,6% a.a. para 6,5% a.a. no mesmo período.

A relação dívida bruta/EBITDA ajustado alcançou 1,15x em 30/09/2023 em comparação com 1,02x em 30/06/2023.

Em 30/09/2023, a dívida líquida atingiu US\$ 43,7 bilhões, um aumento de 3,7% em comparação com 30/06/2023, principalmente em função do aumento dos arrendamentos no período.

Tabela 10 – Indicadores de endividamento

US\$ milhões	30.09.2023	30.06.2023	Δ %	30.09.2022
Dívida Financeira	29.462	29.228	0,8	30.855
Mercado de capitais	17.769	17.363	2,3	16.800
Mercado bancário	8.863	8.775	1,0	10.713
Bancos de fomento	690	735	(6,1)	721
Agências de crédito à exportação	1.978	2.190	(9,7)	2.452
Outros	162	165	(1,8)	169
Arrendamentos	31.535	28.743	9,7	23.413
Dívida bruta	60.997	57.971	5,2	54.268
Disponibilidades ajustadas	17.272	15.794	9,4	6.785
Dívida líquida	43.725	42.177	3,7	47.483
Dívida líquida/(Dívida líquida+market cap) - Alavancagem	32%	33%	(3,0)	38%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,5	6,6	(1,5)	6,4
Prazo médio da dívida (anos)	11,43	12,12	(5,7)	12,04
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA Ajustado	0,83	0,74	12,2	0,75
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA Ajustado	1,15	1,02	12,9	0,85

Resultados por segmento

Exploração e Produção

Tabela 11 - Resultado da Exploração e Produção

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Receita de vendas	17.922	14.722	19.293	48.374	60.917	21,7	(7,1)	(20,6)
Lucro bruto	10.771	8.610	11.866	28.732	37.638	25,1	(9,2)	(23,7)
Despesas operacionais	(1.161)	(554)	(474)	(1.837)	2.006	109,6	144,9	-
Lucro (Prejuízo) operacional	9.610	8.056	11.392	26.895	39.644	19,3	(15,6)	(32,2)
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	6.275	5.335	7.566	17.719	26.322	17,6	(17,1)	(32,7)
EBITDA ajustado do segmento	12.360	9.876	13.891	33.132	43.847	25,2	(11,0)	(24,4)
Margem do EBITDA do segmento (%)*	69	67	72	68	72	2	(3)	(3)
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (%)*	14,5	15,5	19,4	14,5	19,4	(1,0)	(4,9)	(4,9)
Brent médio (US\$/bbl)	86,76	78,39	100,85	82,14	105,35	10,7	(14,0)	(22,0)
Participações governamentais Brasil	3.377	2.695	3.604	8.856	11.704	25,3	(6,3)	(24,3)
Royalties	1.981	1.553	2.036	5.144	6.424	27,6	(2,7)	(19,9)
Participação Especial	1.385	1.130	1.556	3.677	5.244	22,6	(11,0)	(29,9)
Retenção de área	11	12	12	35	37	(8,3)	(10,9)	(4,2)
Lifting cost Brasil (US\$/boe)	5,39	5,96	5,85	5,61	5,68	(9,6)	(8,0)	(1,3)
Pré-Sal	3,49	3,72	3,44	3,64	3,33	(6,4)	1,5	9,1
Pós-Sal Profundo e Ultra Profundo	12,18	14,56	12,52	12,66	11,68	(16,3)	(2,6)	8,4
Terra e Águas Rasas	16,22	15,71	15,44	15,51	16,39	3,2	5,0	(5,4)
Lifting cost + Afretamento	7,64	7,92	7,53	7,61	7,39	(3,6)	1,5	3,0
Pré-Sal	5,61	5,71	5,36	5,64	5,22	(1,7)	4,7	8,0
Pós-Sal Profundo e Ultra Profundo	15,35	16,85	13,66	15,00	13,10	(8,9)	12,3	14,4
Terra e Águas Rasas	16,22	15,71	15,44	15,51	16,39	3,2	5,0	(5,4)
Lifting Cost + Participações governamentais	20,40	19,29	23,48	19,65	24,59	5,8	(13,1)	(20,1)
Lifting Cost + Participações governamentais + Afretamento	22,65	21,25	25,16	21,66	26,30	6,6	(10,0)	(17,7)

(*) Variações de margem EBITDA e ROCE em pontos percentuais.

No 3T23, houve melhora do lucro bruto do E&P quando comparado ao 2T23. Esse aumento foi principalmente decorrente da maior cotação do *Brent* e da maior produção no período.

O lucro operacional no 3T23 também foi superior ao 2T23, como reflexo do maior lucro bruto e da menor despesa tributária relativa ao imposto de exportação sobre operações de petróleo. Esse aumento no lucro operacional foi atenuado, principalmente, pelas vendas dos Polos Potiguar e Norte Capixaba no trimestre anterior, além de maiores gastos exploratórios registrados no 3T23.

O custo de extração unitário (*lifting cost*) no 3T23 foi de US\$ 5,39/boe, uma redução de 10% em relação ao 2T23 decorrente, principalmente, do aumento de produção de novos sistemas de produção.

No pré-sal, houve queda de 6% em relação ao 2T23 devido, principalmente, ao *ramp up* da produção ocorrido na P-71 e FPSO Almirante Barroso, respectivamente nos campos de Itapu e Búzios, na Bacia de Santos.

No pós-sal, a redução de 16% no custo de extração unitário foi decorrente do *ramp up* do FPSO Anna Nery, no campo de Marlim, na Bacia de Campos.

Nos ativos de terra e águas rasas, houve aumento de 3% no *lifting cost*, devido à retomada de operação a partir de maio de alguns campos terrestres na Bahia, compensada parcialmente, pelo desinvestimento dos campos no Rio Grande do Norte e Ceará.

Cabe destacar que, no 3T23, houve aumento dos gastos unitários com participações governamentais em dólares, explicados pelo incremento do *Brent* em relação ao 2T23, que implicaram aumento do *lifting cost* com participações governamentais da ordem de 6% no período.

Com o bom desempenho no trimestre, informamos nossa expectativa de superar os *guidances* originais de produção média para 2023, de 2,6 MMboed para Produção Total, 2,3 MMboed para produção comercial e 2,1 MMbpd para a produção de óleo e LGN, com variação de 4% para mais ou para menos, para o patamar de 2,8 MM boed para Produção Total, 2,4 MM boed para produção comercial e 2,2 MM bpd para a produção de óleo e LGN, com variação de 2% para mais ou para menos.

Refino, Transporte e Comercialização

Tabela 12 – Resultados do RTC

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%) (*)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Receita de vendas	23.691	21.057	29.348	69.590	85.989	12,5	(19,3)	(19,1)
Lucro bruto	2.291	1.729	2.741	6.994	11.048	32,5	(16,4)	(36,7)
Despesas operacionais	(791)	(1.151)	(611)	(3.120)	(2.263)	(31,3)	29,5	37,9
Lucro (Prejuízo) operacional	1.500	578	2.130	3.874	8.785	159,5	(29,6)	(55,9)
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	814	312	1.383	2.325	5.952	160,9	(41,1)	(60,9)
EBITDA ajustado do segmento	2.111	1.597	2.904	6.089	10.675	32,2	(27,3)	(43,0)
Margem do EBITDA do segmento (%)	9	8	10	9	12	1	(1)	(4)
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (%)	6,7	7,6	11,9	6,7	11,9	(0,9)	(5,2)	(5,2)
Custo do refino (US\$/barril) - Brasil	2,38	2,24	2,17	2,25	1,93	6,2	9,7	16,6
Preço derivados básicos - Mercado Interno (US\$/bbl)	95,04	95,91	131,99	99,97	124,23	(0,9)	(28,0)	(19,5)

(*) Variações de margem EBITDA e ROCE em pontos percentuais.

No 3T23, o lucro bruto do RTC aumentou em relação ao 2T23, principalmente devido ao efeito do giro dos estoques com a variação positiva do *Brent* neste trimestre (US\$ 87/bbl contra US\$ 78/bbl no 2T23), em contraposição à variação negativa no trimestre anterior. O efeito estimado no 3T23 foi + US\$ 1,36 bilhão contra - US\$ 0,46 bilhão no 2T23. Excluindo este efeito, o lucro bruto teria sido US\$ 0,94 bilhão no 3T23 contra US\$ 2,2 bilhões no 2T23.

Adicionalmente, houve maior volume de vendas de derivados no mercado interno, principalmente diesel pela sazonalidade do consumo com o plantio da safra de grãos de verão e maior atividade industrial, e maior volume de vendas de QAV pela sazonalidade. Houve ainda maior volume na exportação de petróleo pela maior produção.

No 3T23, o lucro operacional foi superior ao 2T23, refletindo o maior lucro bruto e menores despesas operacionais, em função da despesa com *impairment* do 2º trem da RNEST ocorrido no 2T23.

No 3T23 o custo unitário de refino em dólares ficou acima do 2T23. No período, observamos aumento do custo absoluto, principalmente, pelo maior consumo de produtos químicos e desembolso com conservação e manutenção. A carga processada foi 2,8% mais elevada que no 2T23, compensando parcialmente o aumento unitário. O efeito cambial aumentou ligeiramente o custo unitário com o Real mais valorizado no 3T23.

Gás e Energia

Tabela 13 – Resultados do Gás e Energia

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%) (*)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Receita de vendas	2.629	2.767	4.148	8.250	11.247	(5,0)	(36,6)	(26,6)
Lucro bruto	1.463	1.141	1.502	3.991	3.350	28,2	(2,6)	19,1
Despesas operacionais	(906)	(765)	(568)	(2.450)	(2.258)	18,4	59,5	8,5
Lucro (Prejuízo) operacional	557	376	934	1.541	1.092	48,1	(40,4)	41,1
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	344	247	609	978	719	39,3	(43,5)	36,0
EBITDA ajustado do segmento	741	499	898	1.979	1.269	48,5	(17,5)	55,9
Margem do EBITDA do segmento (%)	28	18	22	24	11	10	7	13
ROCE (Retorno sobre o Capital Empregado) (%)	9,5	10,0	(0,5)	9,5	(0,5)	(0,5)	10,0	10,0
Preço de venda gás natural - Brasil(US\$/bbl)	66,20	70,96	75,74	70,16	67,02	(6,7)	(12,6)	4,7
Preço de venda gás natural - Brasil(US\$/MMBtu)	11,16	11,96	12,77	11,83	11,30	(6,7)	(12,6)	4,7
Receita fixa de leilões (**)	89,14	86,77	101,54	257,59	301,75	2,7	(12,2)	(14,6)
Preço médio de venda de energia elétrica (US\$/MWh)	18,89	12,43	15,89	14,31	49,02	51,9	18,9	(70,8)

(*) Variações de margem EBITDA e ROCE em pontos percentuais.

(**) A Receita fixa de leilões considera as parcelas da remuneração da disponibilidade térmica e da energia elétrica inflexível comprometida em leilão.

No 3T23, o lucro bruto aumentou em relação ao 2T23, principalmente devido ao menor custo de aquisição do gás natural, que decorreu da redução dos preços de GNL, da maior oferta de gás nacional e da menor necessidade de regaseificação de GNL. Tal efeito compensou a redução de receitas no período, impactada tanto pelo menor preço médio de venda de gás natural, devido à redução do indexador de referência (*Brent*) e apreciação do real frente ao dólar, quanto pela menor demanda de gás natural.

No 3T23, o lucro operacional também foi melhor que no 2T23, principalmente em função do maior lucro bruto que mais que compensou o aumento de despesas operacionais por efeitos não recorrentes de multas e honorários judiciais.

Reconciliação do EBITDA Ajustado

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização. A Petrobras divulga o EBITDA, conforme faculta a Resolução CVM N° 156, de junho de 2022.

Visando refletir a visão dos Administradores quanto à formação do resultado das atividades correntes da companhia, o EBITDA também é apresentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado da participação em investimentos, *impairment*, realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária, resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas e o resultado com alienação e baixa de ativos.

O EBITDA Ajustado, quando refletindo o somatório dos últimos 12 meses, também representa uma alternativa da geração operacional de caixa da companhia. Esta medida é utilizada para cálculo da métrica Dívida bruta e Dívida líquida sobre EBITDA Ajustado, auxiliando na avaliação da alavancagem e liquidez da companhia.

O EBITDA e o EBITDA Ajustado não estão previstos nas normas internacionais de relatório-financeiro – IFRS, e não devem servir como base de comparação com os divulgados por outras empresas, assim como não devem ser considerados como substitutos a qualquer outra medida calculada de acordo com o IFRS.

Estas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

Tabela 14 – Reconciliação do EBITDA Ajustado

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22	Variação (%) (*)		
						3T23 X 2T23	3T23 X 3T22	9M23 X 9M22
Lucro (prejuízo) líquido do período	5.484	5.859	8.790	18.713	28.479	(6,4)	(37,6)	(34,3)
Resultado Financeiro Líquido	1.985	21	1.524	2.628	4.126	9352,4	30,2	(36,3)
Imposto de renda e contribuição social	2.263	2.576	3.888	8.435	13.763	(12,2)	(41,8)	(38,7)
Depreciação, depleção e amortização	3.475	3.249	3.267	9.648	9.897	7,0	6,4	(2,5)
EBITDA	13.207	11.705	17.469	39.424	56.265	12,8	(24,4)	(29,9)
Resultado de participações em investimentos	248	22	(32)	235	(373)	1027,3	-	-
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	78	401	255	482	422	(80,5)	(69,4)	14,2
Resultado com alienações e baixas de ativos	37	(692)	(292)	(1.150)	(1.138)	-	-	1,1
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(19)	-	10	(47)	(2.862)	-	-	(98,4)
EBITDA Ajustado total	13.551	11.436	17.410	38.944	52.314	18,5	(22,2)	(25,6)
Margem do EBITDA Ajustado (%)	53	50	54	52	55	3,0	(1,0)	(3,0)

(*) Variações de Margem EBITDA em pontos percentuais.

Demonstrações contábeis

Tabela 15 - Demonstração do resultado – Consolidado

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22
Receita de vendas	25.552	22.979	32.411	75.302	94.303
Custo dos produtos e serviços vendidos	(11.982)	(11.342)	(15.875)	(35.982)	(43.894)
Lucro bruto	13.570	11.637	16.536	39.320	50.409
Vendas	(1.288)	(1.200)	(1.213)	(3.709)	(3.638)
Gerais e administrativas	(395)	(388)	(334)	(1.140)	(956)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(480)	(191)	(107)	(828)	(230)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(186)	(172)	(187)	(512)	(613)
Tributárias	(114)	(329)	(93)	(643)	(245)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(78)	(401)	(255)	(482)	(422)
Outras receitas (despesas), operacionais líquidas	(1.049)	(478)	(177)	(1.995)	1.690
	(3.590)	(3.159)	(2.366)	(9.309)	(4.414)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	9.980	8.478	14.170	30.011	45.995
Receitas financeiras	600	516	515	1.581	1.396
Despesas financeiras	(1.163)	(868)	(790)	(2.875)	(2.506)
Var. monetárias e cambiais, líquidas	(1.422)	331	(1.249)	(1.334)	(3.016)
Resultado financeiro líquido	(1.985)	(21)	(1.524)	(2.628)	(4.126)
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	(248)	(22)	32	(235)	373
Lucro (Prejuízo) antes dos tributos sobre o lucro	7.747	8.435	12.678	27.148	42.242
Imposto de renda e contribuição social	(2.263)	(2.576)	(3.888)	(8.435)	(13.763)
Lucro (prejuízo) líquido do período	5.484	5.859	8.790	18.713	28.479
Atribuível aos:					
Acionistas Petrobras	5.456	5.828	8.763	18.625	28.378
Acionistas não controladores	28	31	27	88	101

Tabela 16 - Balanço patrimonial – Consolidado

ATIVO - US\$ milhões	30.09.2023	31.12.2022
Circulante	29.417	31.250
Caixa e equivalentes de caixa	12.110	7.996
Títulos e valores mobiliários	1.299	2.773
Contas a receber, líquidas	5.093	5.010
Estoques	7.890	8.779
Impostos e contribuições	1.191	1.307
Ativos classificados como mantidos para venda	59	3.608
Outros ativos circulantes	1.775	1.777
Não Circulante	175.371	155.941
Realizável a L. Prazo	26.210	21.220
Contas a receber, líquidas	1.557	2.440
Títulos e valores mobiliários	3.914	1.564
Depósitos judiciais	13.422	11.053
Imposto de renda e contribuição social diferidos	982	832
Impostos e contribuições	4.247	3.778
Outros ativos realizáveis a longo prazo	2.088	1.553
Investimentos	1.374	1.566
Imobilizado	144.871	130.169
Intangível	2.916	2.986
Total do Ativo	204.788	187.191

PASSIVO - US\$ milhões	30.09.2023	31.12.2022
Circulante	30.867	31.380
Fornecedores	4.670	5.464
Financiamentos	4.380	3.576
Arrendamentos	6.631	5.557
Impostos e contribuições	5.454	5.931
Dividendos propostos	4.332	4.171
Benefícios a empregados	2.524	2.215
Passivos associados a ativos mantidos para venda	109	1.465
Outras contas e despesas a pagar	2.767	3.001
Não Circulante	96.540	85.975
Financiamentos	25.082	26.378
Arrendamentos	24.904	18.288
Imposto de renda e contribuição social correntes	296	302
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.171	6.750
Benefícios a empregados	11.646	10.675
Provisão para processos judiciais e administrativos	3.365	3.010
Provisão para desmantelamento de áreas	19.204	18.600
Outras contas e despesas a pagar	1.872	1.972
Patrimônio Líquido	77.381	69.836
Capital subscrito e integralizado	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria	948	1.144
Reservas de lucros	70.113	66.434
Outros resultados abrangentes	(101.078)	(105.187)
Participação dos acionistas não controladores	297	344
Total do passivo	204.788	187.191

Tabela 17 - Demonstração do fluxo de caixa - Consolidado

US\$ milhões	3T23	2T23	3T22	9M23	9M22
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro líquido (prejuízo) do período	5.484	5.859	8.790	18.713	28.479
Ajustes para:					
Resultado atuarial de planos de pensão e saúde	394	389	306	1.153	939
Resultado de participações em investidas por equivalência patrimonial	248	22	(32)	235	(373)
Depreciação, depleção e amortização	3.475	3.249	3.267	9.648	9.897
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	78	401	255	482	422
Ajuste a valor realizável líquido	(10)	14	4	(4)	7
Perdas de crédito esperadas	15	10	3	49	42
Baixa de poços	372	6	34	410	128
Resultado com alienações e baixas de ativos	37	(691)	(292)	(1.150)	(1.138)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados	1.967	191	1.853	2.814	4.735
Imposto de renda e contribuição social	2.263	2.576	3.888	8.435	13.763
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	219	231	129	662	424
Recuperação de PIS e Cofins - Exclusão de ICMS na base de cálculo	-	-	3	-	(1)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(19)	-	10	(47)	(2.862)
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	(103)	(91)	(157)	(361)	(558)
Perdas (Ganhos) com processos judiciais, administrativos e arbitrais	141	277	264	672	821
Redução (aumento) de ativos					
Contas a receber	(588)	763	672	587	729
Estoques	52	91	(561)	1.132	(2.595)
Depósitos judiciais	(318)	(379)	(453)	(1.100)	(1.312)
Outros ativos	(106)	164	(104)	169	(756)
Aumento (redução) de passivos					
Fornecedores	(726)	187	(200)	(1.017)	(341)
Impostos e contribuições	543	(747)	(1.414)	(421)	(2.395)
Planos de pensão e de saúde	(232)	(273)	(180)	(683)	(1.869)
Provisão para processos judiciais e administrativos	(147)	(134)	(77)	(366)	(254)
Outros benefícios a empregados	379	(251)	303	163	(63)
Provisão para desmantelamento de áreas	(259)	(173)	(164)	(597)	(442)
Outros passivos	(243)	(27)	(384)	(371)	243
Imposto de renda e contribuição social pagos	(1.362)	(2.022)	(3.699)	(7.664)	(8.801)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	11.554	9.642	12.064	31.543	36.869
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(3.185)	(2.912)	(1.947)	(8.520)	(6.020)
Aquisição de participações societárias	(5)	(9)	(1)	(22)	(20)
Recebimentos pela venda de ativos - Desinvestimentos	103	1.606	537	3.564	3.915
Compensação financeira por Acordos de Coparticipação	-	-	121	391	5.334
(Investimentos) resgates em títulos e valores mobiliários	253	462	493	(215)	(1.615)
Dividendos recebidos	6	58	77	75	319
Recursos líquidos gerados (utilizados) nas atividades de investimentos	(2.828)	(795)	(720)	(4.727)	1.913
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Participação de acionistas não controladores	(52)	25	60	(102)	43
Recompra de ações (*)	(197)	-	-	(197)	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	1.238	11	2.200	1.300	2.530
Amortizações de principal - financiamentos	(1.000)	(732)	(2.319)	(2.482)	(7.796)
Amortizações de juros - financiamentos	(568)	(434)	(522)	(1.572)	(1.438)
Amortizações de arrendamentos	(1.632)	(1.473)	(1.324)	(4.494)	(4.006)
Dividendos pagos a acionistas da Petrobras	(4.837)	(6.205)	(21.242)	(15.234)	(33.671)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	-	-	(10)	(48)	(68)
Recursos líquidos gerados (utilizados) pelas atividades de financiamentos	(7.048)	(8.808)	(23.157)	(22.829)	(44.406)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	81	22	(107)	127	(482)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período	1.759	61	(11.920)	4.114	(6.106)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	10.351	10.290	16.294	7.996	10.480
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	12.110	10.351	4.374	12.110	4.374

(*) Inclui os custos de transação no valor de US\$ 59 mil.

Informações contábeis por segmento de negócio

Tabela 18 - Demonstração consolidada do resultado por segmento de negócio – 9M23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	48.374	69.590	8.250	253	(51.165)	75.302
Intersegmentos	47.732	1.065	2.361	7	(51.165)	-
Terceiros	642	68.525	5.889	246	-	75.302
Custo dos produtos e serviços vendidos	(19.642)	(62.596)	(4.259)	(255)	50.770	(35.982)
Lucro bruto	28.732	6.994	3.991	(2)	(395)	39.320
Despesas	(1.837)	(3.120)	(2.450)	(1.903)	1	(9.309)
Vendas	(11)	(1.579)	(2.099)	(21)	1	(3.709)
Gerais e administrativas	(40)	(242)	(52)	(806)	-	(1.140)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(828)	-	-	-	-	(828)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(401)	(16)	(2)	(93)	-	(512)
Tributárias	(370)	(12)	(29)	(232)	-	(643)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(96)	(416)	-	30	-	(482)
Outras receitas (despesas), líquidas	(91)	(855)	(268)	(781)	-	(1.995)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	26.895	3.874	1.541	(1.905)	(394)	30.011
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(2.628)	-	(2.628)
Resultado de participações em investimentos	(33)	(231)	17	12	-	(235)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	26.862	3.643	1.558	(4.521)	(394)	27.148
Imposto de renda e contribuição social	(9.146)	(1.318)	(523)	2.418	134	(8.435)
Lucro líquido (prejuízo)	17.716	2.325	1.035	(2.103)	(260)	18.713
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	17.719	2.325	978	(2.137)	(260)	18.625
Acionistas não controladores	(3)	-	57	34	-	88

Tabela 19 - Demonstração consolidada do resultado por segmento de negócio – 9M22

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	60.917	85.989	11.247	402	(64.252)	94.303
Intersegmentos	59.918	1.460	2.872	2	(64.252)	-
Terceiros	999	84.529	8.375	400	-	94.303
Custo dos produtos e serviços vendidos	(23.279)	(74.941)	(7.897)	(409)	62.632	(43.894)
Lucro bruto	37.638	11.048	3.350	(7)	(1.620)	50.409
Despesas	2.006	(2.263)	(2.258)	(1.889)	(10)	(4.414)
Vendas	(12)	(1.310)	(2.260)	(46)	(10)	(3.638)
Gerais e administrativas	(30)	(204)	(49)	(673)	-	(956)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(230)	-	-	-	-	(230)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(524)	(7)	(4)	(78)	-	(613)
Tributárias	(47)	(15)	(35)	(148)	-	(245)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(127)	(295)	1	(1)	-	(422)
Outras receitas (despesas), líquidas	2.976	(432)	89	(943)	-	1.690
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	39.644	8.785	1.092	(1.896)	(1.630)	45.995
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(4.126)	-	(4.126)
Resultado de participações em investimentos	154	153	71	(5)	-	373
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	39.798	8.938	1.163	(6.027)	(1.630)	42.242
Imposto de renda e contribuição social	(13.479)	(2.986)	(373)	2.519	556	(13.763)
Lucro líquido (prejuízo)	26.319	5.952	790	(3.508)	(1.074)	28.479
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	26.322	5.952	719	(3.541)	(1.074)	28.378
Acionistas não controladores	(3)	-	71	33	-	101

Tabela 20 - Demonstração consolidada do resultado por segmento de negócio – 3T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	17.922	23.691	2.629	90	(18.780)	25.552
Intersegmentos	17.792	225	760	3	(18.780)	-
Terceiros	130	23.466	1.869	87	-	25.552
Custo dos produtos e serviços vendidos	(7.151)	(21.400)	(1.166)	(91)	17.826	(11.982)
Lucro bruto	10.771	2.291	1.463	(1)	(954)	13.570
Despesas	(1.161)	(791)	(906)	(741)	9	(3.590)
Vendas	-	(535)	(764)	2	9	(1.288)
Gerais e administrativas	(6)	(80)	(20)	(289)	-	(395)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(480)	-	-	-	-	(480)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(150)	(2)	(1)	(33)	-	(186)
Tributárias	(16)	(11)	(10)	(77)	-	(114)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(78)	-	-	-	-	(78)
Outras receitas (despesas), líquidas	(431)	(163)	(111)	(344)	-	(1.049)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	9.610	1.500	557	(742)	(945)	9.980
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(1.985)	-	(1.985)
Resultado de participações em investimentos	(68)	(176)	(4)	-	-	(248)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	9.542	1.324	553	(2.727)	(945)	7.747
Imposto de renda e contribuição social	(3.268)	(510)	(190)	1.384	321	(2.263)
Lucro líquido (prejuízo)	6.274	814	363	(1.343)	(624)	5.484
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	6.275	814	344	(1.353)	(624)	5.456
Acionistas não controladores	(1)	-	19	10	-	28

Tabela 21 - Demonstração consolidada do resultado por segmento de negócio – 2T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	14.722	21.057	2.767	87	(15.654)	22.979
Intersegmentos	14.490	366	796	2	(15.654)	-
Terceiros	232	20.691	1.971	85	-	22.979
Custo dos produtos e serviços vendidos	(6.112)	(19.328)	(1.626)	(87)	15.811	(11.342)
Lucro bruto	8.610	1.729	1.141	-	157	11.637
Despesas	(554)	(1.151)	(765)	(686)	(3)	(3.159)
Vendas	(5)	(511)	(683)	2	(3)	(1.200)
Gerais e administrativas	(18)	(84)	(17)	(269)	-	(388)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(191)	-	-	-	-	(191)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(127)	(12)	-	(33)	-	(172)
Tributárias	(336)	105	(10)	(88)	-	(329)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	(31)	(400)	-	30	-	(401)
Outras receitas (despesas), líquidas	154	(249)	(55)	(328)	-	(478)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	8.056	578	376	(686)	154	8.478
Resultado financeiro líquido	-	-	-	(21)	-	(21)
Resultado de participações em investimentos	18	(69)	17	12	-	(22)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	8.074	509	393	(695)	154	8.435
Imposto de renda e contribuição social	(2.740)	(197)	(127)	540	(52)	(2.576)
Lucro líquido (prejuízo)	5.334	312	266	(155)	102	5.859
Atribuível aos:						
Acionistas da Petrobras	5.335	312	247	(168)	102	5.828
Acionistas não controladores	(1)	-	19	13	-	31

Tabela 22 - Demonstração do grupo de outras receitas (despesas) – 9M23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.587)	(15)	(37)	(22)	-	(1.661)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	(877)	-	(877)
Ganhos (Perdas) com Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(259)	(328)	(1)	(84)	-	(672)
Programa de Remuneração Variável	(181)	(138)	(25)	(127)	-	(471)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(134)	-	-	(134)
Participação nos Lucros ou Resultados	(48)	(26)	(6)	(28)	-	(108)
Resultado com Derivativos Commodities	-	(21)	-	1	-	(20)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(16)	-	-	-	-	(16)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	47	-	-	-	-	47
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	-	-	-	99	-	99
Multas aplicadas a fornecedores	139	20	3	16	-	178
Subvenções e Assistências Governamentais	14	-	-	243	-	257
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	273	91	-	(3)	-	361
Resultado com Operações em Parcerias de E&P	430	-	-	-	-	430
Resultado com alienações e baixas de ativos	1.203	(11)	(52)	10	-	1.150
Outras (*)	(106)	(427)	(16)	(9)	-	(558)
	(91)	(855)	(268)	(781)	-	(1.995)

(*) Inclui em 2023, despesa com indenização por distrato de contrato de afretamento de embarcação no montante de US\$ 317.

Tabela 23 - Demonstração do grupo de outras receitas (despesas) – 9M22

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.275)	(18)	(22)	(29)	-	(1.344)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos) (*)	-	-	-	(795)	-	(795)
Ganhos (Perdas) com Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(384)	(192)	(60)	(185)	-	(821)
Programa de Remuneração Variável	(163)	(85)	(20)	(132)	-	(400)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(108)	-	-	(108)
Participação nos Lucros ou Resultados	(42)	(26)	(6)	(29)	-	(103)
Resultado com Derivativos Commodities	-	(135)	-	-	-	(135)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(28)	-	-	-	-	(28)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas (**)	2.862	-	-	-	-	2.862
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato (***)	17	-	-	17	-	34
Multas aplicadas a fornecedores	125	15	31	4	-	175
Subvenções e Assistências Governamentais	4	-	-	310	-	314
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	511	48	16	(17)	-	558
Resultado com Operações em Parcerias de E&P	448	-	-	-	-	448
Resultado com alienações e baixas de ativos	881	98	156	3	-	1.138
Outras	20	(137)	102	(90)	-	(105)
	2.976	(432)	89	(943)	-	1.690

(*) Em 2022, inclui o valor de US\$ 67 referente ao pagamento de contribuição previsto no TCF Pré-70 para custeio administrativo dos planos PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

(**) Em 2022, refere-se principalmente aos ganhos de capital com os resultados dos Acordos de Coparticipação (Acordos) relacionados aos Excedentes da Cessão Onerosa (ECO) de Sêpia e de Atapu.

(***) Até o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, foi reconhecido, por meio de acordos de colaboração e leniência celebrados com pessoas físicas e jurídicas, o ressarcimento de US\$ 1.618.

Tabela 24 - Demonstração do grupo de outras receitas (despesas) – 3T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(535)	(5)	(15)	(7)	-	(562)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	(300)	-	(300)
Programa de Remuneração Variável	(73)	(75)	(11)	(41)	-	(200)
Ganhos (Perdas) com Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(94)	(7)	(4)	(36)	-	(141)
Resultado com Derivativos Commodities	-	(89)	-	-	-	(89)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(49)	-	-	(49)
Participação nos Lucros ou Resultados	(18)	(13)	(2)	(8)	-	(41)
Resultado com alienações e baixas de ativos	(4)	18	(52)	1	-	(37)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(3)	-	-	-	-	(3)
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	-	-	-	6	-	6
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	19	-	-	-	-	19
Multas aplicadas a fornecedores	53	8	1	7	-	69
Subvenções e assistências governamentais	1	-	-	80	-	81
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	88	16	-	(1)	-	103
Resultado com Operações em Parcerias de E&P	150	-	-	-	-	150
Outras	(15)	(16)	21	(45)	-	(55)
	(431)	(163)	(111)	(344)	-	(1.049)

Tabela 25 - Demonstração do grupo de outras receitas (despesas) – 2T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(575)	(5)	(12)	(8)	-	(600)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	(296)	-	(296)
Programa de Remuneração Variável	(53)	(32)	(7)	(39)	-	(131)
Ganhos (Perdas) com Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(107)	(109)	(4)	(57)	-	(277)
Resultado com Derivativos Commodities	-	(17)	7	-	-	(10)
Despesas operacionais com termelétricas	-	-	(44)	-	-	(44)
Participação nos Lucros ou Resultados	(16)	(4)	(2)	(10)	-	(32)
Resultado com alienações e baixas de ativos	700	(18)	7	2	-	691
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(12)	-	-	-	-	(12)
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	-	-	-	4	-	4
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	-	-	-	-	-	-
Multas aplicadas a fornecedores	49	8	2	7	-	66
Subvenções e assistências governamentais	12	-	-	60	-	72
Encerramento antecipado e alterações em pagamentos de contratos de arrendamento	101	(6)	(1)	(3)	-	91
Resultado com Operações em Parcerias de E&P	119	-	-	-	-	119
Outras	(64)	(66)	(1)	12	-	(119)
	154	(249)	(55)	(328)	-	(478)

Tabela 26 - Ativo consolidado por segmento de negócio – 30.09.2023

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ativo	130.112	33.965	6.605	39.500	(5.394)	204.788
Circulante	2.175	11.327	435	20.874	(5.394)	29.417
Não circulante	127.937	22.638	6.170	18.626	-	175.371
Realizável a longo prazo	7.991	1.997	100	16.122	-	26.210
Investimentos	327	833	155	59	-	1.374
Imobilizado	117.266	19.682	5.834	2.089	-	144.871
Em operação	102.431	16.876	3.519	1.623	-	124.449
Em construção	14.835	2.806	2.315	466	-	20.422
Intangível	2.353	126	81	356	-	2.916

Tabela 27 - Ativo consolidado por segmento de negócio – 31.12.2022

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ativo	116.334	34.431	7.584	34.106	(5.264)	187.191
Circulante	5.224	12.035	391	18.864	(5.264)	31.250
Não circulante	111.110	22.396	7.193	15.242	-	155.941
Realizável a longo prazo	6.351	1.811	94	12.964	-	21.220
Investimentos	379	977	173	37	-	1.566
Imobilizado	101.875	19.496	6.851	1.947	-	130.169
Em operação	92.087	16.851	4.808	1.585	-	115.331
Em construção	9.788	2.645	2.043	362	-	14.838
Intangível	2.505	112	75	294	-	2.986

Tabela 28 - Reconciliação do EBITDA Ajustado por segmento de negócio – 9M23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	17.716	2.325	1.035	(2.103)	(260)	18.713
Resultado financeiro líquido	-	-	-	2.628	-	2.628
Imposto de renda/Contribuição social	9.146	1.318	523	(2.418)	(134)	8.435
Depreciação, depleção e amortização	7.391	1.788	386	83	-	9.648
EBITDA	34.253	5.431	1.944	(1.810)	(394)	39.424
Resultado de participações em investimentos	33	231	(17)	(12)	-	235
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	96	416	-	(30)	-	482
Resultado com alienações e baixas de ativos	(1.203)	11	52	(10)	-	(1.150)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(47)	-	-	-	-	(47)
EBITDA Ajustado	33.132	6.089	1.979	(1.862)	(394)	38.944

Tabela 29 - Reconciliação do EBITDA Ajustado por segmento de negócio – 9M22

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	26.319	5.952	790	(3.508)	(1.074)	28.479
Resultado financeiro líquido	-	-	-	4.126	-	4.126
Imposto de renda/Contribuição social	13.479	2.986	373	(2.519)	(556)	13.763
Depreciação, depleção e amortização	7.819	1.692	334	52	-	9.897
EBITDA	47.617	10.630	1.497	(1.849)	(1.630)	56.265
Resultado de participações em investimentos	(154)	(153)	(71)	5	-	(373)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	127	295	(1)	1	-	422
Resultado com alienações e baixas de ativos	(881)	(97)	(156)	(4)	-	(1.138)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(2.862)	-	-	-	-	(2.862)
EBITDA Ajustado	43.847	10.675	1.269	(1.847)	(1.630)	52.314

Tabela 30 - Reconciliação do EBITDA Ajustado por segmento de negócio – 3T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	6.274	814	363	(1.343)	(624)	5.484
Resultado financeiro líquido	-	-	-	1.985	-	1.985
Imposto de renda/Contribuição social	3.268	510	190	(1.384)	(321)	2.263
Depreciação, depleção e amortização	2.687	629	132	27	-	3.475
EBITDA	12.229	1.953	685	(715)	(945)	13.207
Resultado de participações em investimentos	68	176	4	-	-	248
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	78	-	-	-	-	78
Resultado com alienações e baixas de ativos	4	(18)	52	(1)	-	37
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	(19)	-	-	-	-	(19)
EBITDA Ajustado	12.360	2.111	741	(716)	(945)	13.551

Tabela 31 - Reconciliação do EBITDA Ajustado por segmento de negócio – 2T23

US\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	5.334	312	266	(155)	102	5.859
Resultado financeiro líquido	-	-	-	21	-	21
Imposto de renda/Contribuição social	2.740	197	127	(540)	52	2.576
Depreciação, depleção e amortização	2.489	601	130	29	-	3.249
EBITDA	10.563	1.110	523	(645)	154	11.705
Resultado de participações em investimentos	(18)	69	(17)	(12)	-	22
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i>	31	400	-	(30)	-	401
Resultado com alienações e baixas de ativos	(700)	18	(7)	(3)	-	(692)
Resultado com acordo de coparticipação em áreas licitadas	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	9.876	1.597	499	(690)	154	11.436

Glossário

ACL – Ambiente de Contratação Livre no sistema elétrico.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada no sistema elétrico.

Alavancagem – Índice que mede a relação entre o Endividamento Líquido e a soma do Endividamento Líquido e do valor de mercado (*Market cap*). Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias.

CAPEX – *Capital Expenditure* – investimentos que contemplam aquisição de ativos imobilizados, incluindo gastos com arrendamentos, intangíveis, investimentos das controladas, aportes nas coligadas, gastos com geologia e geofísica e gastos pré-operacionais.

CTA – *Cumulative translation adjustment*. O montante acumulado de variações cambiais reconhecido no patrimônio líquido deve ser transferido para demonstração do resultado no momento da alienação do investimento.

Disponibilidades ajustadas – Somatório de Caixa e Equivalentes de Caixa e investimentos em títulos e valores mobiliários nos mercados doméstico e internacional que possuem alta liquidez, isto é, são conversíveis em dinheiro em até 3 meses, ainda que o prazo de vencimento seja superior a 12 meses, mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, não deve ser base de comparação com a de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

EBITDA Ajustado – Somatório do EBITDA, participações em investimentos, *impairment*, realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária, resultados com acordo de coparticipação em áreas licitadas e o resultado com alienação e baixa de ativos. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a rentabilidade. O EBITDA Ajustado deve ser considerado em conjunto com outras métricas para um melhor entendimento da performance da Companhia.

Efeito do custo médio no custo dos produtos vendidos – Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio sobre as importações e as participações governamentais e outros efeitos na formação do custo, não influenciam integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente.

Endividamento líquido – Endividamento bruto subtraído das disponibilidades ajustadas. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

Entidades Estruturadas Consolidadas – Entidades que foram designadas de modo que direitos de voto ou similares não sejam o fator determinante para a decisão de quem controla a entidade. A Petrobras não tem participação acionária em certas entidades estruturadas que são consolidadas nas demonstrações contábeis da Companhia, porém o controle é determinado pelo poder que tem sobre suas atividades operacionais relevantes. Como não há participação acionária, o resultado oriundo de certas entidades estruturadas consolidadas é atribuível aos acionistas não controladores na demonstração de resultado, sendo desconsiderado do resultado atribuível aos acionistas da Petrobras.

Fluxo de caixa livre – Corresponde ao fluxo de caixa operacional deduzido das aquisições de ativos imobilizados, intangíveis e participações societárias. A medida fluxo de caixa livre não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de

caixa apurados em IFRS. Além disso, não deve ser base de comparação com o de outras empresas.

FCO – recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais: correspondem ao fluxo de caixa operacional (FCO) apresentados na demonstração dos fluxos de caixa do consolidado.

Investimentos total – Investimentos baseados nas premissas de custo e metodologia financeira adotada no Plano de Negócios e Gestão, que incluem a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis, investimentos societários e outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxo de caixa usado em atividades de investimento, principalmente despesas com geologia e geofísica, gastos pré-operacionais, aquisição de imobilizado a prazo e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.

JCP – Juros sobre Capital Próprio.

Lifting Cost – Indicador que representa o custo de extração unitário de um barril equivalente, levando em consideração a relação entre os custos e a produção. Inclui os gastos com a execução e manutenção dos processos de produção. Não são considerados nesse indicador os custos relacionados ao afretamento de plataformas de terceiros, às participações governamentais e à depreciação, depleção e amortização.

Lifting Cost + Afretamento – Indicador que engloba os custos relacionados ao afretamento de plataformas de terceiros no cálculo do *Lifting Cost*. Não são considerados os custos relacionados às participações governamentais e à depreciação, depleção e amortização.

Lifting Cost + Participação Governamental – Indicador que engloba os custos relacionados à participação governamental no cálculo do *Lifting Cost*. Não são considerados os custos relacionados ao afretamento de plataformas de terceiros e à depreciação, depleção e amortização.

Lifting Cost + Afretamento + Participação Governamental – Indicador que engloba os custos relacionados à afretamento de plataformas de terceiros e da Participação Governamental no cálculo do *Lifting Cost*. Não são considerados os custos relacionados à depreciação, depleção e amortização.

LTM EBITDA Ajustado – Somatório dos últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) do EBITDA Ajustado. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem. O EBITDA Ajustado deve ser considerado em conjunto com outras métricas para um melhor entendimento da liquidez da Companhia.

Lucro Líquido (Prejuízo) por Ação – Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

Margem do EBITDA Ajustado – EBITDA Ajustado dividido pela receita de vendas.

Passivo total líquido – Passivo total subtraído das disponibilidades ajustadas.

PCE – Perdas de créditos esperadas.

PLD (Preços de liquidação das diferenças) – Preços de energia elétrica no mercado spot calculados semanalmente e ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do mercado em questão.

Preço de Venda do Petróleo no Brasil – Média dos preços internos de transferência do segmento de E&P para o segmento de Refino.

Refino – contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, a exploração e processamento de xisto.

Resultado por Segmentos de Negócio – As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho. Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em

conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

ROCE – Lucro operacional após impostos / Capital empregado médio, medidos em US\$ na visão LTM (últimos 12 meses)

Lucro operacional após impostos: EBITDA Ajustado, descontando DD&A dos ativos registrados a câmbio histórico e alíquota de 34% de IR/CSLL.

Capital empregado médio: média trimestral considerando as contas de estoques, intangível e imobilizado registrados a câmbio histórico.