BRAVA

3T26

Divulgação de Resultados

09 de novembro de 2026

B3: BRAV3



Resultados I 3T26

Rio de Janeiro, 09 de novembro de 2026 – A Brava Energia ("Brava" ou "Companhia") (B3: BRAV3) divulga seus resultados referentes ao terceiro trimestre de 2026 ("3T26"):

Principais Indicadores

(R$ milhões)	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T	9M26	9M25	Δ A/A
Receita Líquida	3.388	3.059	11%	3.598	(6%)	10.121	9.075	12%
EBITDA Ajustado	1.584	1.300	22%	1.774	(11%)	4.987	3.700	35%
Margem EBITDA Ajustada	46,8%	42,5%	4 p.p.	49,3%	(3 p.p.)	49,3%	40,8%	9 p.p.
Produção Média Total[1] (kboe/dia)	82,4	91,8	(10%)	81,7	1%	80,0	82,8	(3%)
Produção média diária de óleo (kbbl/dia)	63,4	73,4	(14%)	63,4	-	62,7	67,9	(8%)
Produção média diária de gás (kboe/dia)	19,0	18,4	3%	18,3	4%	17,4	15,0	16%
Preço médio da venda de óleo[2] (US$/bbl)	93,0	61,9	50%	91,4	2%	86,5	63,7	36%
Preço médio da venda de gás[2] (US$/MMbtu)	7,5	6,4	17%	7,2	4%	7,1	6,1	16%
Lifting Cost[3] (US$/boe)	13,4	13,3	1%	16,3	(18%)	14,6	15,0	(3%)

[1] corresponde à participação detida pela Companhia em cada ativo do portfólio. [2] Inclui transações *intercompany*. [3] Não considera o custo de afretamento US$ 2,7/boe (3T26).

DESTAQUES DO 3T26 E EVENTOS SUBSEQUENTES:
Consistência operacional, liquidez robusta e nova fase de crescimento

Destaques estratégicos

- **Integração ao Grupo Ecopetrol:** início do processo de integração, com foco na adoção de melhores práticas, disciplina de capital e captura de sinergias operacionais e comerciais.
- **Fortalecimento do perfil de crédito:** a Fitch elevou os ratings da Brava para BB global e AA+(bra) nacional, enquanto a S&P Global elevou o rating nacional para brAA, após a entrada do controlador.
- **Centro de Operações Integradas (COI): inauguração na Bahia conclui a implantação dos centros da Bahia e do Potiguar, ampliando a integração, o controle e a eficiência operacional do onshore.**
- **ESG:** inventário de emissões reconhecido com o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol e avanço no Plano de Gestão de Mudanças Climáticas, Carbono e Recursos Hídricos.

Destaques operacionais

- **Produção média de 82,4 mil boe/d no 3T26, +1% T/T e maior nível trimestral de 2026,** com crescimento de 5% T/T no *onshore*.
- **Potiguar: produção média de 20,9 mil boe/d, +8% T/T**, com retomada gradual da produção e avanço da injeção de vapor.
- **Atlanta**: produção de 31,9 mil boe/d (100% do ativo) e ampliação de 42% T/T nas vendas de óleo. Próxima etapa de crescimento com a entrada dos poços ATL-9H e ATL-10H, prevista para o 1S27.
- ***Mid&Downstream***: carga processada de 28,3 mil bbl/d, +3% T/T, com fator de utilização de 75,1%.

- **Campanha de perfuração**: conclusão dos poços PPT-52 e PPT-53, início da produção do PPT-52 e mobilização da sonda Lone Star para Atlanta.

Destaques financeiros

- Receita Líquida de R$ 3,4 bilhões (US$ 660 milhões) no 3T26, crescimento de 17% A/A em dólares.
- EBITDA Ajustado, excluindo IFRS 16, de R$ 1,6 bilhão (US$ 308 milhões), +22% A/A, com margem EBITDA Ajustada de 46,8%, +4 p.p. A/A.
- **Redução do *lifting cost***: US$ 13,4/boe, -18% T/T, com o offshore atingindo US$ 10,8/boe, -23% T/T.
- **Posição de caixa de R$ 4,8 bilhões (US$ 925 milhões) ao final do 3T26:** liquidez robusta mesmo diante dos investimentos da campanha de perfuração e do impacto relacionado ao *hedge* de óleo.
- **Geração operacional de caixa de R$ 1,1 bilhão (US$ 219 milhões),** antes do desembolso relacionado ao *hedge* de óleo.
- ***Liability management:*** custo médio da dívida de 8,07% a.a., ante 8,70% a.a. no início de 2025.

Conferência em português	Conferência em inglês
10 de novembro de 2026 (terça-feira)	
11:00 (BRT)	**09:00 a.m. (US EST)**
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 11 4680 6788	+1 309 205 3325
+55 11 4632 2236	+1 312 626 6799
0800 878 3108	833 548 0276
0800 282 5751	833 548 0282
Webinar ID: 839 9303 8381	
Password: 372638	

BRAVA

Acesso à Conferência de Resultados 3T26

Clique aqui

Mensagem da Administração I 3T26

O terceiro trimestre de 2026 marcou mais um período de evolução consistente da Brava e o início de uma nova fase para a Companhia. Alcançamos o melhor desempenho operacional de 2026, com produção média de 82,4 mil boe/d, apoiada pela elevada eficiência dos ativos offshore e pela recuperação gradual do *onshore*.

Essa evolução operacional se refletiu em resultados financeiros sólidos. O EBITDA Ajustado atingiu R$ 1,6 bilhão, com margem de 46,8%, enquanto o *lifting cost* recuou para US$ 13,4/boe. Mesmo em um período de investimentos relevantes na campanha de perfuração *offshore* e de desembolsos relacionados aos contratos de *hedge*, encerramos o trimestre com R$ 4,8 bilhões em caixa e alavancagem estável em 2,0x, preservando uma posição financeira sólida e nossa disciplina na alocação de capital.

Seguimos avançando na campanha integrada de perfuração, um dos principais vetores de crescimento e criação de valor da Companhia. Em Papa-Terra, concluímos os poços PPT-52 e PPT-53, reduzindo progressivamente os riscos de execução da campanha. A próxima etapa será em Atlanta, com os poços ATL-9H e ATL-10H, cuja entrada em produção está prevista para o primeiro semestre de 2027. Os novos volumes deverão contribuir para maior utilização da capacidade instalada, diluição de custos e expansão da geração de caixa dos ativos.

Nesse contexto, a conclusão da transação que tornou a Ecopetrol controladora da Brava representa mais do que um marco societário. A combinação da plataforma operacional da Brava com a escala, experiência e capacidades técnicas da Ecopetrol amplia nossas oportunidades de capturar sinergias operacionais e comerciais, fortalecer o perfil de crédito e continuar evoluindo nossa disciplina de capital.

Chegamos, assim, à etapa final de 2026 mais eficientes, financeiramente sólidos e preparados para uma nova fase de crescimento. A recuperação do *onshore*, o *ramp-up* de Papa-Terra, os novos poços de Atlanta e a integração com a Ecopetrol representam importantes vetores para 2027. Nosso foco permanece claro: transformar execução operacional, disciplina de capital e as oportunidades decorrentes da integração com a Ecopetrol em crescimento sustentável da produção, maior geração de caixa e criação de valor de longo prazo para nossos acionistas.

ESG – Ambiental, Social e Governança Corporativa

No 3T26, a Brava avançou no fortalecimento de sua agenda ESG, com foco em segurança operacional, gestão de riscos, mudanças climáticas e integridade, integrando esses temas à gestão e à tomada de decisão da Companhia.

Na agenda ambiental, a Companhia avançou no Plano de Gestão de Mudanças Climáticas, Carbono e Recursos Hídricos, contemplando riscos climáticos, descarbonização, gestão hídrica e medidas de mitigação e adaptação. O inventário de emissões referente ao ano-base 2025, elaborado de acordo com as diretrizes do Programa Brasileiro GHG Protocol e submetido à verificação independente, recebeu o Selo Ouro, reforçando a qualidade e a transparência das informações reportadas.

Em governança e integridade, a Brava manteve iniciativas de fortalecimento da cultura ética, com ações de conscientização e capacitação de sua força de trabalho. Paralelamente, a Companhia segue aprimorando seus controles e sua capacidade de gestão de riscos operacionais, apoiada pela implantação dos Centros de Operações Integradas (COIs) e pelo uso de tecnologias de monitoramento remoto.

Seguimos evoluindo nossa agenda ESG com uma abordagem pragmática, priorizando iniciativas que contribuam para operações mais seguras e eficientes, uma gestão mais robusta de riscos e a criação sustentável de valor no longo prazo.

Desempenho Comercial & Operacional

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores comerciais e operacionais do 3T26, considerando a participação[1] da Companhia em cada ativo do portfólio.

		1T26	2T26	3T26	T/T
Preço venda óleo(1)	US$/bbl	74,6	91,4	93,0	+2%
Preço venda gás(1)	US$/MMBTU	6,5	7,2	7,5	+4%
Dólar médio(2)	-	5,26	5,05	5,14	+2%
Dólar *EoP* (2)	-	5,22	5,18	5,18	-
Upstream					
Produção Total	kboe/d	76,0	81,7	82,4	+1%
onshore	kboe/d	27,4	28,3	29,7	+5%
offshore	kboe/d	48,6	53,4	52,7	-1%
Óleo	kbbl/d	61,2	63,4	63,4	-0,1%
Gás	kboe/d	14,8	18,3	19,0	+4%
Gás	mil m^3/d	2.353	2.906	3.025	+4%
Volume venda Óleo(1)	MMbbl	5,6	5,8	5,9	+1%
Volume venda Gás(1)	MMm^3	158	206	206	-
Volume venda Total(1)	MMboe	6,6	7,1	7,2	+1%
Mid&Downstream					
Volume de venda	MMboe	2,9	2,6	2,6	-

(1) Inclui as operações intercompany; (2) Fonte: Banco Central do Brasil.

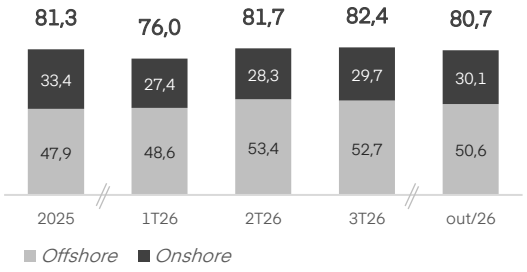
[1] Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.

Upstream

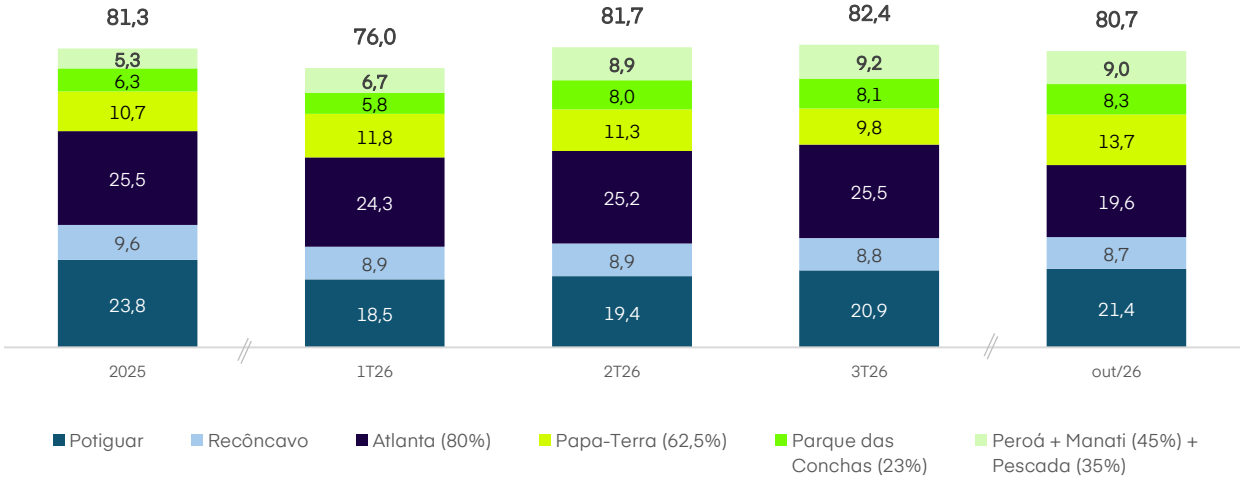
No 3T26, a Companhia manteve desempenho consistente em relação ao 2T26, com produção média diária de 82,4 mil boe/d, alta de aproximadamente 1% T/T.

O desempenho do trimestre resultou de: (i) a retomada gradual da produção em Potiguar, impulsionada pelo aumento dos volumes de reinjeção de vapor; (ii) o sólido desempenho operacional dos demais ativos da Companhia; e (iii) os impactos da parada programada em Papa-Terra.

Onshore* vs *Offshore
kboe/d



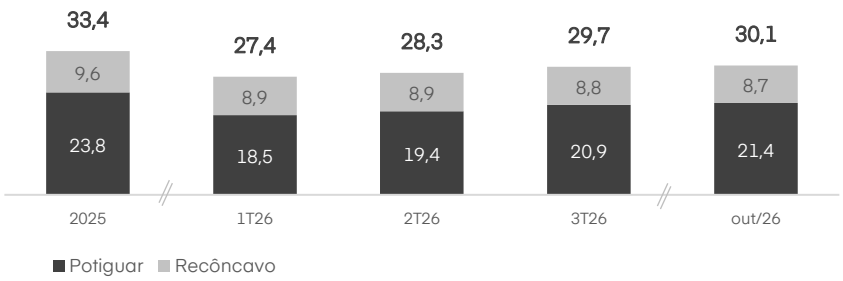
Produção Total por Cluster
Participação Companhia I kboe/d



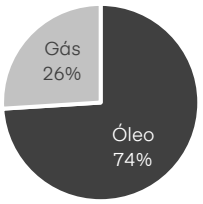
Onshore

O resultado do trimestre foi impulsionado pela retomada gradual da produção em Potiguar, apoiada pelo aumento progressivo dos volumes de injeção de vapor. Nesse contexto, o *onshore* alcançou produção média diária de **29,7 mil boe/d**, +5,0% T/T. Tendência de retomada confirmada pelos dados de produção de outubro.

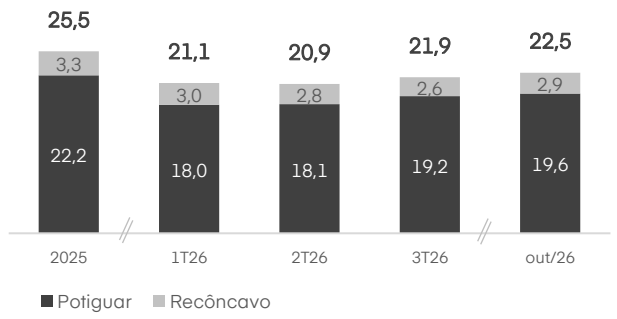
Produção *Onshore*
Portfólio Companhia I kboe/d



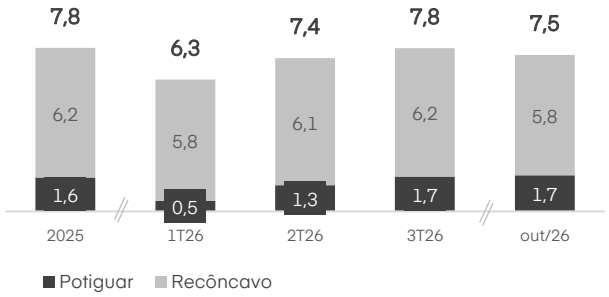
Perfil da Produção Onshore
(3T26- boe/d)



Produção de Óleo
Portfólio *Onshore* Companhia I kboe/d



Produção de Gás
Portfólio *Onshore* Companhia I kboe/d

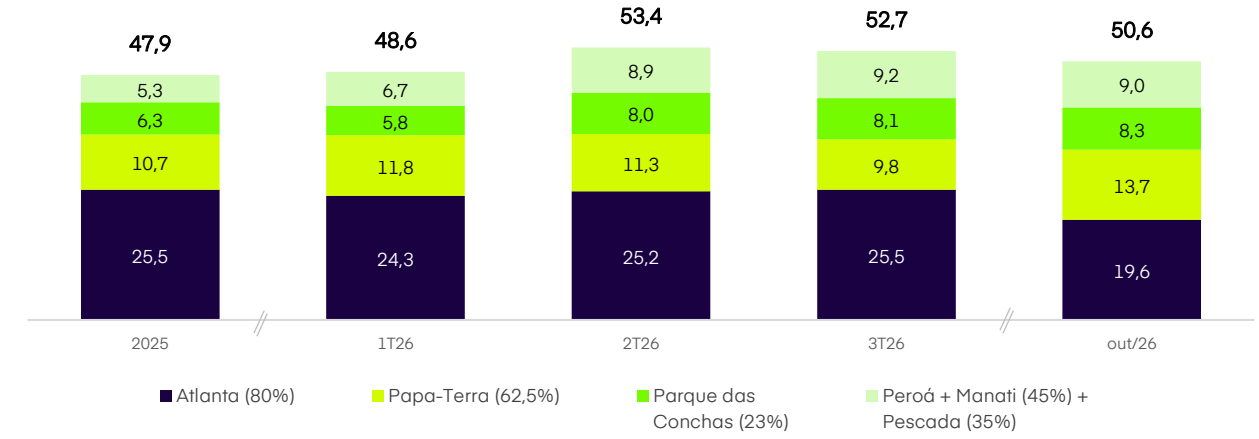


No segmento *onshore*, as atividades do trimestre foram executadas com o suporte de oito sondas. Entre as principais intervenções realizadas em poços no 3T26, destacam-se 94 pullings, 60 workovers, 19 reativações e 2 abandonos.

Offshore

No 3T26, o sólido desempenho dos demais ativos *offshore* demonstrou a resiliência do portfólio, mitigando parcialmente os impactos da parada programada em Papa-Terra.

Produção *Offshore*
Participação Companhia I kboe/d

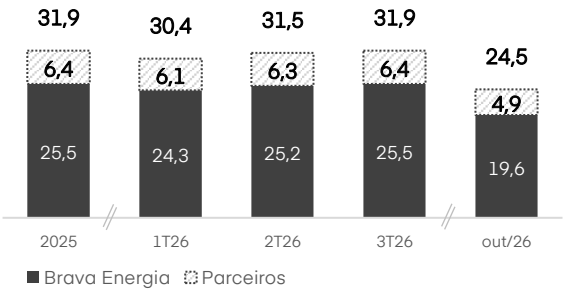


- **Atlanta** (WI 80%)

No 3T26, Atlanta manteve sólido desempenho operacional, com produção média de 31,9 mil boe/d, considerando 100% de participação no ativo. O ativo segue como uma das principais frentes de desenvolvimento da Companhia, com a entrada dos poços ATL-9H e ATL-10H prevista para o 1S27.

Em outubro, uma falha em uma das bombas do ativo interrompeu temporariamente a produção de dois poços, reduzindo os volumes produzidos no mês. A troca do equipamento está prevista para a primeira quinzena de novembro.

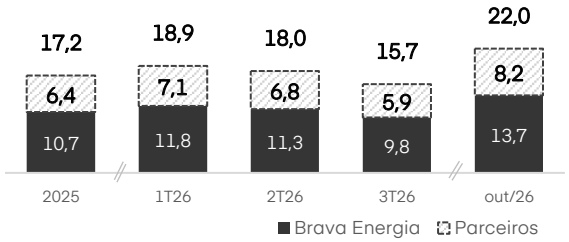
Produção de Atlanta
Participação Companhia I kboe/d



▪ Papa-Terra (WI 62,5%)

No 3T26, o ativo registrou produção média de 15,7 mil boe/d (100% do ativo), refletindo os impactos temporários da manutenção programada realizada em agosto de 2026. As operações foram normalizadas, com o ativo encerrando o trimestre operando em níveis regulares de produção.

Produção de Papa-Terra
Participação Companhia I kboe/d

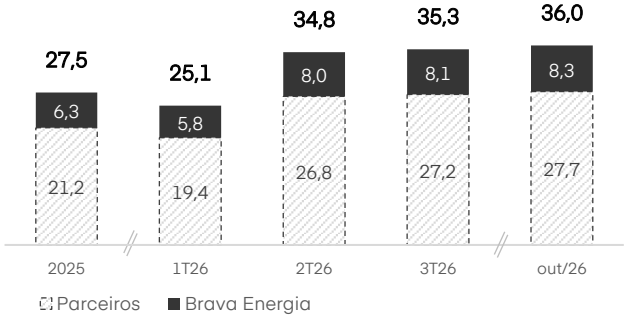


A campanha integrada de perfuração avançou em Papa-Terra com a entrada em produção do PPT-52, em 29 de setembro. O novo poço contribuiu para que o ativo registrasse, em outubro, sua maior produção desde setembro de 2020. Na sequência, a campanha avançou com a conclusão da perfuração, completação e interligação do PPT-53, que está pronto para iniciar a produção, condicionada às aprovações regulatórias aplicáveis.

▪ Parque das Conchas (WI 23%)

A produção média de 35,3 mil boe/d (considerando 100% do ativo) no trimestre evidencia a estabilidade e robustez operacional do ativo após a parada programada ocorrida no início de 2026.

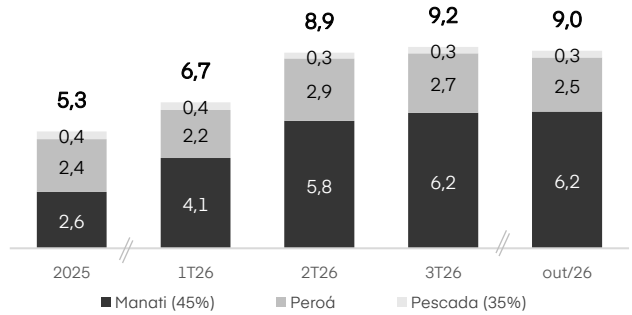
Total Produção I Parque das Conchas (23%)
kboe/d



▪ Peroá, Manati (WI 45%) & Pescada (WI 35%)

No 3T26, a produção combinada dos ativos alcançou 9,2 mil boe/d, explicada principalmente pelo crescimento da produção em Manati, devido à reabertura de poços em meados de abril.

Produção Péroa + Manati + Pescada
Participação Companhia I kboe/d



Comercialização

No 3T26, a Companhia comercializou 5.886 mil barris de óleo, ao preço médio realizado de US$ 93,0/bbl, já líquido dos descontos e ajustes previstos nos contratos. As vendas de gás totalizaram 7.759 mil MMBTU, a um preço médio de US$ 7,5/MMBTU, sendo 6.955 mil MMBTU destinados a terceiros, a US$ 8,2/MMBTU. Com isso, o volume total comercializado de óleo e gás natural alcançou 7.185 mil boe no período.

O desempenho comercial do trimestre esteve associado ao (i) aumento de 42% T/T no volume de óleo vendido em Atlanta; e (ii) preços realizados de óleo em patamar elevado, em um ambiente comercial mais favorável. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela (iii) redução de 30% T/T nas vendas de óleo de Papa-Terra, decorrente da parada programada do ativo; e pela (iv) redução de 51% T/T em Parque das Conchas, com um *offloading* realizado no trimestre, ante dois no 2T26.

Em Atlanta, as vendas de óleo cresceram 42% T/T, em um ambiente de valorização do bunker de baixo enxofre em Singapura, cujo preço médio passou de US$ 775,5 por tonelada no 2T26 para US$ 814,5 por tonelada no 3T26. Os fretes internacionais também aumentaram, diante da menor disponibilidade de navios e da maior demanda por transporte. A fixação antecipada dos preços de frete, antes da alta mais acentuada, mitigou o impacto desse movimento sobre a Companhia.

No segmento *onshore*, o óleo do Recôncavo é precificado com base em uma cesta de óleos internacionais vinculada ao *Dated Brent*, cuja volatilidade aumentou em meio às tensões no Oriente Médio. Nesse cenário, a Companhia renegociou o contrato de comercialização desse óleo, obtendo condições comerciais mais favoráveis.

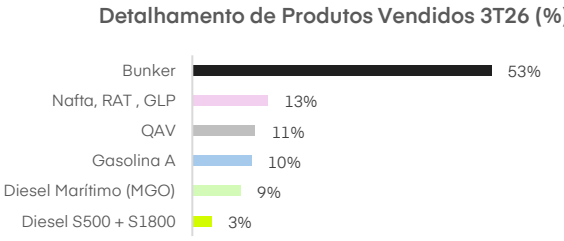
Mid&Downstream

No 3T26, a Companhia comercializou 2,6 milhões de barris de derivados, equivalentes a 28,6 kboe/d, volume estável em relação ao 2T26. A carga média processada na refinaria atingiu 28,3 mil bbl/d, aumento de 3,2% T/T, enquanto o fator de utilização alcançou 75,1%, alta de 2,4 p.p. em relação ao trimestre anterior.

O maior processamento acompanhou o aumento da produção dos campos e, consequentemente, da disponibilidade de óleo para o Ativo Industrial de Guamaré. O maior aproveitamento da capacidade instalada reforçou a integração entre a produção *onshore*, o refino e a infraestrutura logística da Companhia. Nesse contexto, os maiores volumes processados e a monetização dos derivados em patamares elevados contribuíram para a forte margem do segmento no trimestre.

Ao longo de 2026, os *crack spreads* aumentaram em um cenário de oferta mais restrita de derivados, favorecendo a monetização dos produtos refinados. Em determinados produtos, a menor oferta russa também contribuiu para a ampliação desses diferenciais.

O *mix* de vendas permaneceu concentrado em *bunker*, que representou 53% do volume comercializado. Entre as principais variações T/T, destacaram-se os aumentos de RAT (+139%), Diesel S1800 (+134%), Diesel S500 (+50%), GLP (+13%) e QAV (+10%). Em sentido contrário, houve redução nos volumes de Nafta (-33%), MGO (-17%), Gasolina A (-15%) e Bunker (-3%).



O mix de vendas no trimestre foi influenciado por fatores operacionais e comerciais. O aumento das vendas de RAT esteve associado a ajustes pontuais no mix de produção e na programação logística, enquanto a redução de MGO decorreu do calendário de formação dos lotes de venda. As demais variações acompanharam principalmente a dinâmica de demanda de cada produto.

Ao longo do trimestre, a Companhia atendeu diferentes mercados e canais de comercialização, com vendas de diesel, gasolina, QAV e GLP no mercado local e de bunker de baixo enxofre (VLSFO), diesel marítimo (MGO), nafta e RAT nos mercados nacional e internacional, utilizando a infraestrutura própria do Terminal Aquaviário de Guamaré. Essa estrutura confere flexibilidade para direcionar o mix de produtos de acordo com as condições de demanda de cada mercado.

Campanha integrada de perfuração

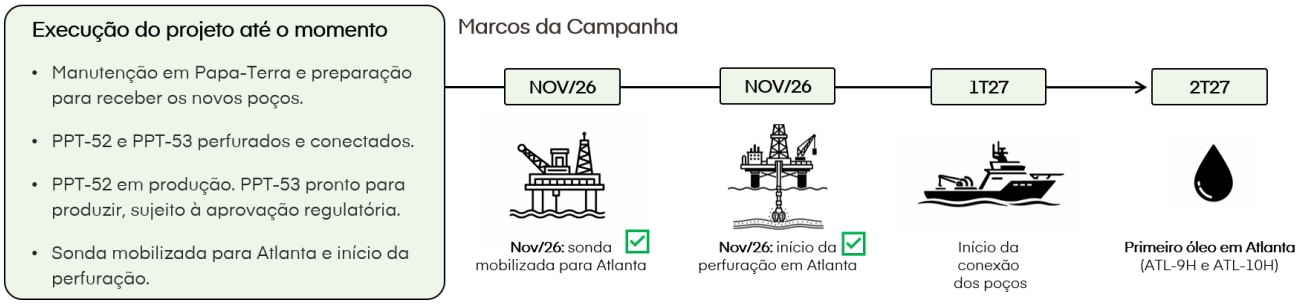
A campanha de perfuração de Atlanta e Papa-Terra é um dos principais projetos operacionais da Companhia em 2026 e 2027, abrangendo quatro novos poços nos dois campos. O projeto concentra investimentos relevantes no período, incluindo as atividades em Papa-Terra e a etapa em andamento em Atlanta.

Em Papa-Terra, a campanha avançou com a entrada em produção do PPT-52, em 29 de setembro. O novo poço contribuiu para que o ativo registrasse, em outubro, sua maior produção desde setembro de 2020. Na sequência, foram concluídas a perfuração, completação e interligação do PPT-53 ao FPSO 3R-3. O poço está pronto para iniciar a produção, condicionada às aprovações regulatórias aplicáveis.

O avanço dos novos poços ampliará a capacidade de produção de Papa-Terra e permitirá melhor aproveitamento da infraestrutura instalada. Os volumes adicionais contribuirão para diluir a base de custos fixos, reduzir o custo unitário de produção e aumentar a eficiência operacional do ativo.

Com a conclusão das atividades de perfuração em Papa-Terra, a campanha avançou para Atlanta. A sonda Lone Star já se encontra no campo e iniciou a perfuração do primeiro dos dois novos poços previstos, ATL-9H e ATL-10H. A interligação dos novos poços e o início da produção permanecem previstos para o primeiro semestre de 2027.

O cronograma atualizado da campanha está apresentado a seguir:



Centro de Operações Integradas (COI) + Projeto de Drones

Ao longo de 2026, a Companhia concluiu a implantação dos Centros de Operações Integradas (COIs) dos ativos *onshore*, consolidando em duas estruturas o monitoramento de suas operações no Rio Grande do Norte e na Bahia. O projeto, que recebeu investimentos de aproximadamente R$ 15 milhões, combina monitoramento centralizado em tempo real e inspeções remotas por drones, ampliando a capacidade de supervisão e resposta operacional.

O COI do Polo Potiguar, inaugurado em julho, centraliza o monitoramento de aproximadamente 7.100 poços, anteriormente distribuído entre 22 salas de controle, enquanto, na Bahia, o COI de Candeias, inaugurado em 8 de outubro e dedicado aos polos Recôncavo e Rio Ventura, centraliza o acompanhamento de mais de 130 poços e 12 estações.

A centralização aumenta a capacidade de identificação de ocorrências, reduz o tempo de resposta e permite maior coordenação das intervenções e da alocação de recursos. O novo modelo também amplia a padronização dos processos e fortalece os controles operacionais em uma operação *onshore* caracterizada por uma extensa rede de instalações geograficamente dispersas.

A infraestrutura dos COIs é complementada pelo programa de drones, implementado anteriormente pela Companhia e integrado ao novo modelo de monitoramento dos ativos *onshore*. O programa conta atualmente com 17 drones no Polo Potiguar e quatro na Bahia, utilizados no monitoramento e na inspeção remota das instalações. A integração dos dois projetos amplia a cobertura e a capacidade de resposta operacional, ao mesmo tempo em que reduz a necessidade de exposição das equipes a riscos em campo.



Desempenho Financeiro

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores financeiros do 3T26, considerando a participação[2] da Companhia em cada ativo do portfólio.

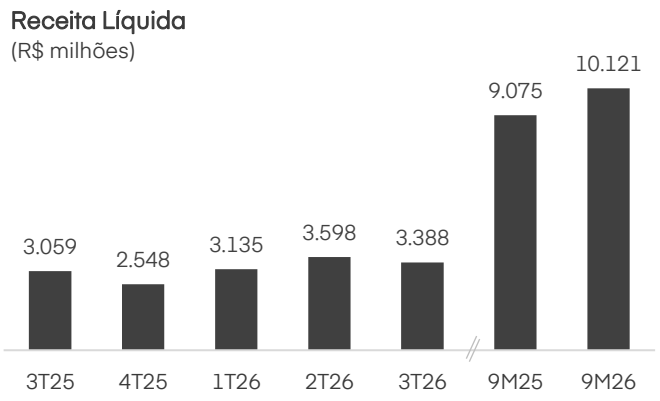
DRE Em milhões de reais	*onshore*	*offshore*	*mid&down*	corp.	elim.[3]	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T	9M26	9M25	Δ A/A
Receita Líquida	1.013	1.666	1.451	-	(741)	3.388	3.059	11%	3.598	(6%)	10.121	9.075	12%
CPV	(592)	(765)	(1.230)	-	562	(2.026)	(2.162)	(6%)	(2.398)	(15%)	(6.427)	(6.182)	4%
Royalties	(64)	(97)	-	-	-	(160)	(185)	(13%)	(270)	(40%)	(595)	(556)	7%
Lucro Bruto	**420**	**901**	**220**	**-**	**(180)**	**1.362**	**897**	52%	**1.199**	14%	**3.694**	**2.894**	28%
Despesas G&A	(111)	(29)	(35)	(121)	-	(295)	(137)	2x	(128)	2x	(481)	(441)	9%
Gastos Exploratórios	(2)	(10)	-	-	-	(12)	(16)	(28%)	(4)	3x	(19)	(55)	(66%)
Outras receitas e despesas	(28)	(25)	(13)	3	-	(64)	123	-	74	-	(109)	38	-
Lucro Operacional	**280**	**837**	**172**	**(118)**	**(180)**	**992**	**867**	14%	**1.142**	(13%)	**3.085**	**2.437**	27%
Resultado Financeiro	(137)	(273)	-	(1.027)	32	(1.406)	(1.327)	6%	131	-	(2.852)	(111)	-
Resultado antes de impostos	**143**	**564**	**172**	**(1.145)**	**(148)**	**(414)**	**(460)**	(10%)	**1.273**	-	**233**	**2.325**	(90%)
IR e CSLL	(23)	281	-	-	-	258	581	(56%)	(402)	-	133	(326)	-
Lucro Líquido	**120**	**845**	**172**	**(1.145)**	**(148)**	**(156)**	**121**	-	**871**	-	**366**	**1.999**	(82%)
IR e CSLL	(23)	281	-	-	-	258	581	(56%)	(402)	-	133	(326)	-
Resultado Financeiro	(137)	(273)	0,3	(1.027)	32	(1.406)	(1.327)	6%	131	-	(2.852)	(111)	-
D&A I CPV	(164)	(443)	(5)	-	(5)	(617)	(678)	(9%)	(775)	(20%)	(2.121)	(1.660)	28%
D&A I G&A	(15)	(0,8)	(8)	(4)	-	(27)	(17)	59%	(19)	38%	(65)	(47)	40%
EBITDA	**459**	**1.280**	**184**	**(114)**	**(175)**	**1.635**	**1.562**	5%	**1.936**	(16%)	**5.271**	**4.143**	27%
Ajustes não recorrentes	26	(90)	1	13	-	(51)	(262)	(81%)	(162)	(68%)	(284)	(443)	(36%)
EBITDA Ajustado (ex-IFRS16)	**485**	**1.191**	**185**	**(101)**	**(175)**	**1.584**	**1.300**	22%	**1.774**	(11%)	**4.987**	**3.700**	35%
Margem EBITDA Ajust.	**47,8%**	**71,5%**	**12,7%**	**-**	**-**	**46,8%**	**42,5%**	+4p.p.	**49,3%**	(3p.p.)	**49,3%**	**40,8%**	+9p.p.

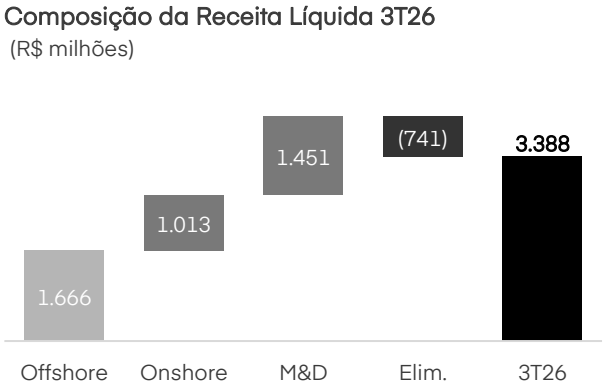
A Receita Líquida consolidada alcançou R$ 3.388 milhões (US$ 660 milhões) no 3T26, +11% A/A e -6% T/T. Na comparação trimestral, o *Brent* médio reduziu em 6%, parcialmente compensado pela valorização de 2% do dólar médio frente ao real no período.

- **O *onshore* e *mid&downstream* somaram R$ 1.722 milhões (US$ 335 milhões) no 3T26,** -3% T/T, já considerando as eliminações *intercompany*, refletindo o menor preço de realização e volume de *bunker* (ICE *Brent* -6% T/T), parcialmente compensados por melhores preços de venda do diesel.

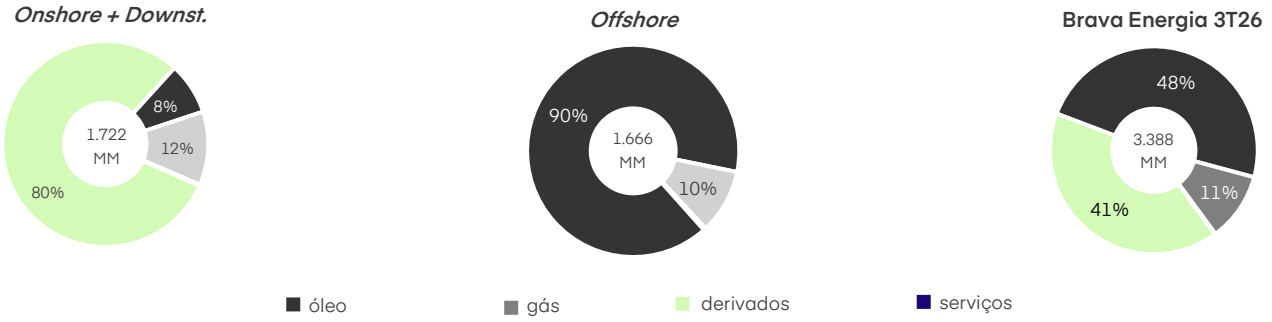
- **O *offshore* registrou receita de R$ 1.666 milhões (US$ 324 milhões) no 3T26,** -8% T/T, já considerando R$ 104 milhões[4] de imposto de exportação incidente sobre as vendas ao mercado externo. O desempenho no 3T26 decorreu do menor volume em Papa-Terra, em razão da parada programada no período, e da normalização dos *offloadings* em Parque das Conchas, após duas cargas concentradas no 2T26, parcialmente compensados pela melhora dos preços realizados, beneficiados pela dinâmica de comercialização e por uma janela mais favorável de preços do Brent ao final do trimestre.

[2] Considera participação de 62,5% em Papa-Terra, 80% em Atlanta, 45% em Manati, 35% em Pescada, e 23% de Parque das Conchas.
[3] O resultado apurado em Eliminações corresponde às operações *intercompany* entre subsidiárias e segmentos, registradas a preços internos de transferência definidos com base em parâmetros de mercado para fins de conciliação com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Sendo esse montante de eliminação registrado na receita líquida pode diferir do montante de eliminação aferido no custo dos produtos vendidos (CPV), justificado, entre outros fatores, pelo efeito do estoque, considerando que parte dos insumos, comprados ou transferidos, pode ser utilizado em período de competência diferente.
[4] O imposto de exportação mencionado corresponde a um efeito de natureza contábil.



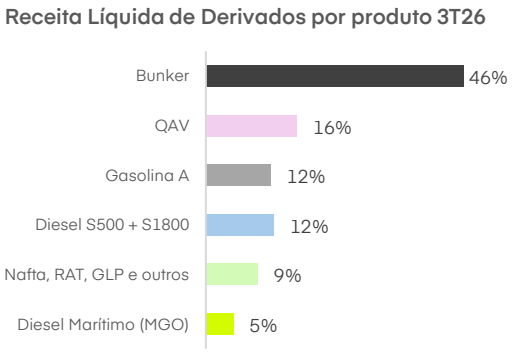


No 3T26, a receita líquida de R$ 3.388 milhões foi composta por: **(i)** R$ 1.641 milhões (48%) referentes à venda de óleo; **(ii)** R$ 1.381 milhões (41%) relacionados à venda de derivados; **(iii)** R$ 363 milhões (11%) com a venda de gás; e **(iv)** R$ 3 milhões por meio da prestação de serviços.



Importante destacar que a Companhia também adquire petróleo de outros produtores na região, transportado ao Ativo Industrial de Guamaré (AIG – infraestrutura de *Downstream* da Bacia Potiguar) por oleodutos que pertencem à Brava e/ou carretas. A produção de terceiros é utilizada na dieta da refinaria ou comercializada por meio do Terminal, que exerce papel estratégico na estrutura integrada da região.

A receita líquida de derivados do *mid&downstream* totalizou R$ 1.375 milhões (US$ 268 milhões) no 3T26, representando 41% da receita líquida consolidada da Companhia, contemplando tanto a produção própria da Brava quanto os volumes adquiridos de terceiros. Na comparação trimestral, a redução de 5% resultou, principalmente, da menor cotação média do *Brent* e da redução dos volumes comercializados de *bunker* e gasolina, parcialmente compensadas por melhores preços realizados de diesel.



O custo dos produtos vendidos (CPV) totalizou R$ 2.026 milhões (US$ 394 milhões) no 3T26, -15% T/T. A variação resultou, principalmente, de menores custos operacionais e da redução dos royalties, associados ao menor volume faturado no segmento *upstream* em relação ao trimestre anterior.

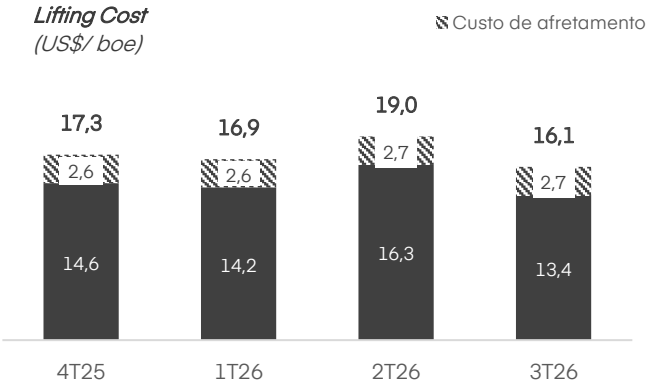
O *lifting cost* médio[5] ponderado da Companhia atingiu US$ 13,4/boe no 3T26, -18% T/T. Ao incluir os custos de afretamento, o indicador alcançou US$ 16,1/boe. A variação trimestral foi influenciada principalmente pelo incremento de produção no *upstream*, impulsionado pelo *onshore*, +5% T/T.

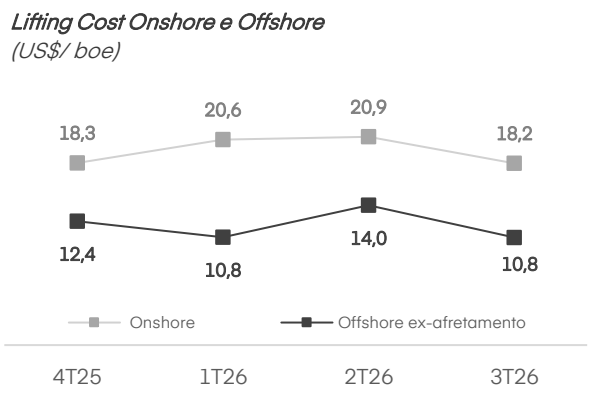
[5] O *lifting cost* contempla os custos relacionados à extração dos hidrocarbonetos do reservatório, registrados no CPV, incluindo logística, licenciamento e gastos ambientais, e excluindo depreciação e amortização, royalties, ocupação e retenção de área, processamento e transporte de gás e outros custos eventualmente incorridos, sem relação direta com a extração dos hidrocarbonetos.

- O ***onshore*** registrou *lifting cost* de **US$ 18,2/boe no 3T26** (-13% T/T). A redução foi suportada pelo retorno gradual das instalações de Potiguar, anteriormente paralisadas para atendimento às exigências regulatórias da ANP, parcialmente compensada pelo aumento dos custos de energia elétrica na Bahia, decorrente do reajuste tarifário.

- O ***offshore*** registrou *lifting cost* gerencial de **US$ 10,8/boe no 3T26** (-23% T/T), ou US$ 15,0/boe incluindo os custos de afretamento. A redução trimestral refletiu, principalmente, o maior nível de produção de Atlanta e as reversões de provisões de custos nos ativos não operados (Parque das Conchas, Manati e Pescada), parcialmente compensados pelo menor volume produzido em Papa-Terra, em razão da parada programada ocorrida no período.

No trimestre, em razão de efeitos contábeis pontuais, o *lifting cost* de Parque das Conchas[6] foi normalizado com base nos últimos doze meses (LTM), de forma a preservar a comparabilidade dos indicadores do *offshore* e da Companhia.





A tabela abaixo apresenta o *lifting cost* dos últimos 12 meses dos ativos da Companhia, oferecendo uma visão normalizada e menos suscetível à volatilidade de custos pontuais.

Lifting cost	**LTM** últimos 12 meses	**3T26** trimestral
onshore	**19,4**	**18,2**
Potiguar	20,0	17,7
Recôncavo	17,8	19,8
offshore	**12,0**	**10,8**
Atlanta[7] (excl. afretamento)	6,7	4,2
Papa-Terra	23,2	27,2
Parque das Conchas[8] (excl. afretamento)	12,7	12,0
Manati	14,1	11,5
Peroá	10,2	7,0

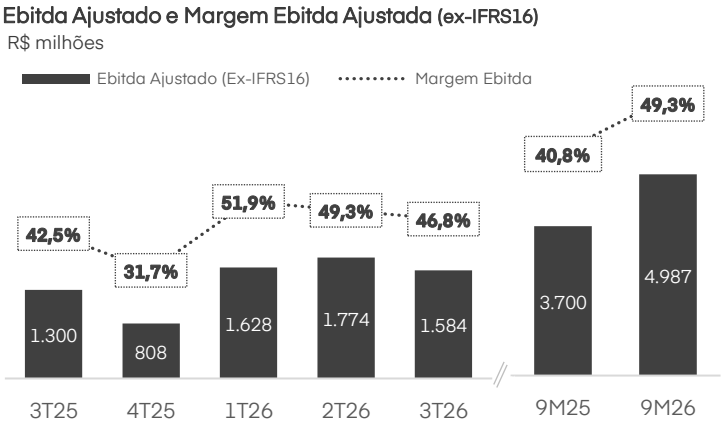
6 Foi utilizado o *lifting cost* LTM em substituição ao indicador trimestral, que, em razão de efeitos contábeis pontuais, apresentaria ausência de custos líquidos operacionais. O ajuste é exclusivamente gerencial e não altera os resultados contábeis reportados.
7 Não considera o custo de afretamento no Campo de Atlanta. No 3T26, o *lifting cost* com afretamento foi de US$ 11,6/boe.
8 Não considera o custo de afretamento no Campo de Parque das Conchas. No trimestre, para fins de normalização, foi utilizado o *lifting cost* com afretamento LTM de 15,3/boe.

As despesas gerais e administrativas (G&A) totalizaram R$ 295 milhões (US$ 57 milhões) no 3T26, compostas por gastos com pessoal, provisões para contingências, serviços de terceiros, tecnologia da informação, depreciação e amortização. O resultado do 3T26 incluiu efeitos não recorrentes que, quando desconsiderados, situam o G&A normalizado da Companhia entre US$ 3 e US$ 4/boe.

Os **gastos exploratórios** totalizaram R$ 12 milhões no 3T26, representando 4% do G&A consolidado. O valor é composto, principalmente, por despesas com participações governamentais[9], que responderam por 60% do total, além de gastos de gerenciamento de projetos, majoritariamente associados aos blocos do Paraná[10], de Potiguar[11] e de Sergipe-Alagoas[12].

Outras receitas e despesas operacionais totalizaram despesa líquida de R$ 64 milhões no 3T26, explicada principalmente pelo reconhecimento de R$ 24 milhões referentes ao abandono (*Asset Retirement Obligation*, ARO) na Bacia Potiguar, além de R$ 27 milhões em outras despesas sobre vendas e R$ 13 milhões relacionados à obrigação contratual com antigo acionista do Grupo Ouro Preto[13], parcialmente compensados por outras receitas operacionais. Na aquisição de determinados ativos do portfólio da Companhia, foram firmados contratos de compartilhamento de custos de abandono com os respectivos vendedores, assegurando o direito ao ressarcimento de parte dos custos associados às obrigações futuras de descomissionamento.

O EBITDA Ajustado (ex-IFRS 16) totalizou R$ 1.584 milhões (US$ 308 milhões) no 3T26, mantendo níveis consistentes de geração operacional. O desempenho reflete a contribuição de R$ 1.191 milhões do segmento *offshore* e de R$ 495 milhões dos segmentos *onshore* e *mid&downstream*, já líquidos das eliminações *intercompany*, parcialmente compensado pela parcela remanescente de R$ 101 milhões do segmento corporativo.

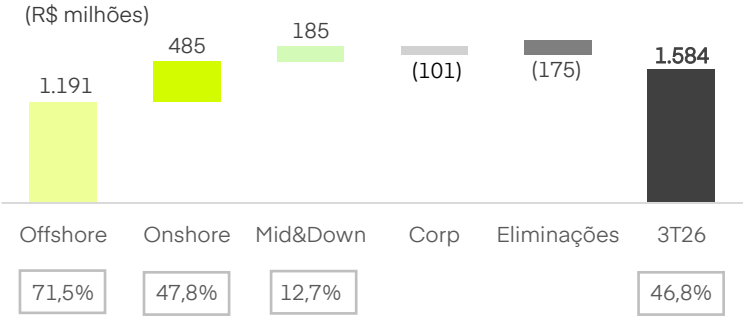


Os ajustes no EBITDA do 3T26 totalizaram impacto líquido negativo de R$ 51 milhões (US$ 10 milhões), compostos por: **(i)** R$ 89,7 milhões referentes aos efeitos de IFRS-16, majoritariamente associados ao FPSO Atlanta, parcialmente compensado por **(ii)** R$ 24 milhões[14] da reversão da provisão de abandono (ARO), **(iii)** R$ 12,6 milhões referente à obrigação contratual com antigo acionista do Grupo Ouro Preto, e **(iv)** R$ 2,2 milhões referente ao reconhecimento de perdas estimadas com créditos de natureza tributária e contas a receber de clientes e outros créditos.

[9] Participações governamentais são obrigações financeiras previstas na legislação e nos contratos de concessão de petróleo e gás. Na fase exploratória, incluem o pagamento pela ocupação ou retenção de área, independentemente de produção, e o bônus de assinatura, quando aplicável.
[10] A Companhia possui 30% de participação em 4 blocos exploratórios em parceria com a Eneva S.A. adquiridos no 2º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, com contratos assinados em junho 2021.
[11] Nove blocos terrestres localizados na Bacia Potiguar.
[12] Nove blocos *offshore* localizados na Bacia Sergipe-Alagoas.
[13] Antiga estrutura societária da Companhia, anterior à reorganização que resultou na Brava Energia S.A. (antiga 3R Petroleum Óleo e Gás S.A). Mencionado na nota explicativa 24 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.
[14] Conforme Nota explicativa 31 nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

A margem EBITDA Ajustada (ex-IFRS 16) atingiu 46,8% no 3T26, +4 p.p. A/A. O *offshore* alcançou margem recorde de 71,5% beneficiado pela maior eficiência operacional e pela melhor monetização dos volumes comercializados ao final do trimestre. O *onshore* registrou margem de 47,8%, enquanto o *mid&downstream* atingiu 12,7%, sustentado pelos *crack spreads* e pelo maior aproveitamento da capacidade de refino.

Composição e Margem do EBITDA Ajustado 3T26



O Resultado Financeiro Líquido do 3T26 foi negativo em R$ 1.406 milhões (US$ 274 milhões), comparado ao resultado positivo de R$ 131 milhões no 2T26. A variação decorreu principalmente da marcação a mercado (MTM) dos contratos de *hedge* de óleo, que gerou despesa financeira de R$ 1.197 milhões, refletindo a maior volatilidade dos preços do petróleo[15] e de sua curva futura no fechamento do trimestre. Essa despesa é de natureza contábil e não possui impacto caixa. Adicionalmente, os contratos de hedge não preveem depósitos de garantia em decorrência da marcação a mercado. **Em termos de caixa, o desembolso efetivo relacionado ao *hedge* de óleo foi de R$ 403 milhões (US$ 78 milhões), correspondente às liquidações ocorridas no período.**

Além do *MTM* do *hedge* de óleo, o resultado financeiro foi impactado por R$ 517 milhões em despesas com juros e correção monetária e pelo resultado negativo de R$ 20 milhões da *MTM* do *Total Return Swap* (TRS) vinculado às ações[16]. O resultado também contemplou o efeito positivo de R$ 372 milhões com o *hedge* das dívidas[17], R$ 51 milhões referentes ao *waiver fee*[18] das debêntures e pela variação cambial positiva de R$ 15 milhões.

Considerando exclusivamente os efeitos com impacto caixa, o **resultado financeiro líquido** foi negativo em R$ 300 milhões (US$ 58 milhões)[19], explicado principalmente por R$ 491 milhões em juros sobre empréstimos e debêntures, parcialmente compensados por R$ 130 milhões de resultado positivo com aplicações financeiras e por R$ 71 milhões de resultado positivo com *hedge* de moeda e de dívidas.

Atualmente, a Companhia mantém instrumentos derivativos para proteção do preço do petróleo, totalizando 8,8 milhões de barris protegidos em um horizonte de até nove meses. O maior volume protegido concentrou-se no 2T26 e, desde então, a exposição vem sendo gradualmente reduzida, com contratos remanescentes até o 2T27. Esses contratos não preveem chamadas de margem, de modo que a marcação a mercado não gera desembolsos de caixa ou impactos sobre a liquidez da Companhia.

- **NDF (*Non-Deliverable Forward*):** cobertura de 5,7 milhões de barris, com preço médio de US$ 64,2/bbl em um horizonte de 9 meses.

- ***Collar* (*zero cost collar* - compra de opção *PUT* e venda de opção *Call*):** cobertura de 1,9 milhões de barris, com piso médio de US$ 67,3/bbl e teto médio de US$ 81,1/bbl, em um horizonte de 6 meses.

- **Opção (*PUT*):** cobertura de 1,2 milhões de barris, com preço médio de US$ 77,5/bbl, em um horizonte de 9 meses.

[15] Calculado com base nas condições de mercado na data de fechamento do período, incluindo as curvas futuras de preço do petróleo e de câmbio. No 3T26, a alta de 42% do ICE Brent entre 30 de junho e 30 de setembro, de US$ 72,9/bbl para US$ 103,5/bbl, foi o principal fator para o reconhecimento dessa despesa contábil.
[16] Conforme Fato Relevante publicado em 05 de junho de 2025 (acesse aqui)
[17] Operação de *swap* com o objetivo de converter as taxas referentes às debêntures para uma dívida com juros fixos em dólares, com objetivo de proteção dos passivos financeiros (nota explicativa 35).
[18] Conforme Atas das AGD: 3ª Emissão Enauta, 4ª Emissão Enauta e 3ª Emissão 3R.
[19] Considerado o dólar EoP (Set/26) de 5,18.

	NDF			Opções (*Collar*)				NDF + Collar		Opção (*Put*)		
Fixing	Quantidade		Preço Médio	Quantidade		Put	Call	Quantidade		Quantidade		Preço Médio
	mil barris	kbbl/d	US$	mil barris	kbbl/d	US$	US$	mil barris	kbbl/d	mil barris	kbbl/d	US$
4T26	2.975	32	63,9	670	7	66,6	83,1	3.645	40	300	3	80,0
1T27	2.025	23	65,1	1.200	13	67,8	80,0	3.225	36	300	3	70,0
2T27	725	8	63,0	-	-	-	-	725	8	600	7	80,0
Total	5.725	21	64,2	1.870	7	67,3	81,1	7.595	28	1.200	4	77,5

Ao longo do 3T26, a alta volatilidade dos preços do petróleo, associada às tensões geopolíticas, continuou a influenciar os resultados da Companhia. Para mitigar esse efeito sobre o preço realizado, a Brava manteve uma estratégia integrada, combinando instrumentos de *hedge* de óleo (conforme tabela acima), contratação de frete em condições competitivas e captura de margens de *crack spread*. Como resultado dessas três frentes, o *netback* da Companhia permaneceu positivo em 2026.

O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social (CSLL) registraram um resultado líquido positivo de R$ 258 milhões, sendo (i) IR e CSLL **correntes** com despesa líquida de R$ 147 milhões, dos quais R$ 89 milhões com efeito caixa; e (ii) IR e CSLL **diferidos** com crédito de R$ 405 milhões, em razão do resultado negativo antes de impostos.

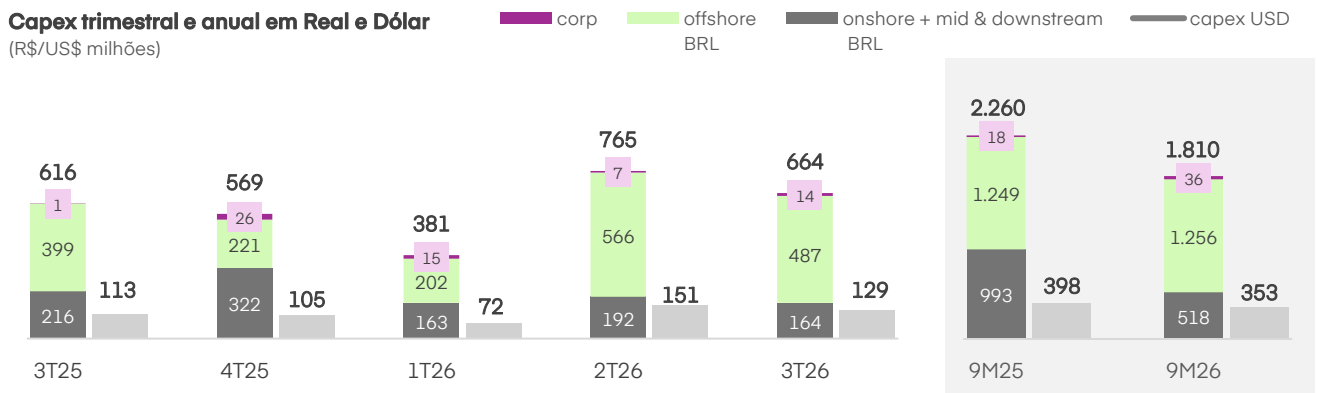
A Companhia registrou **prejuízo líquido** de R$ 156 milhões (US$ 30 milhões) no 3T26, impactado principalmente pela despesa financeira, decorrente de efeitos contábeis não caixa, relacionada à marcação a mercado dos contratos de *hedge* de óleo.

Capex

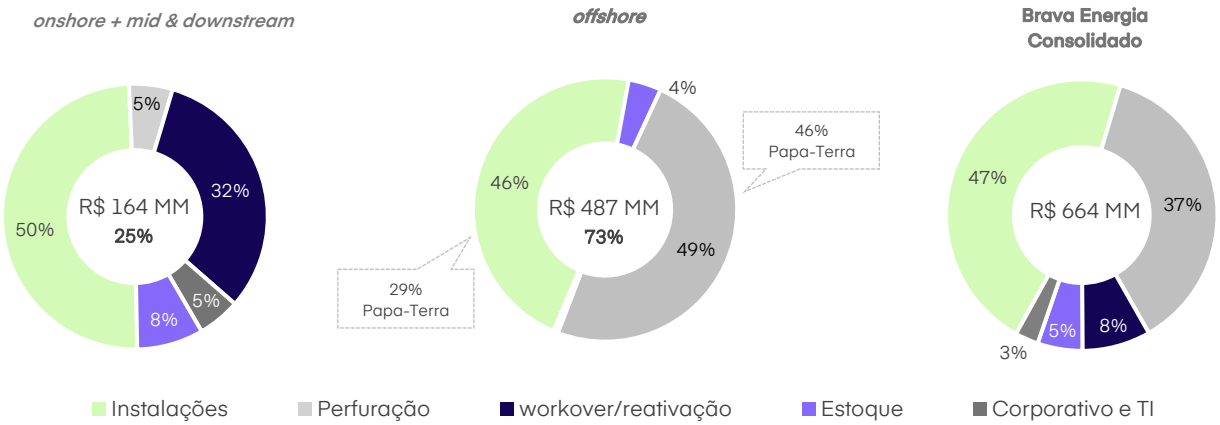
A Brava investiu R$ 664 milhões (US$ 129 milhões) no 3T26, redução de 13% T/T. A redução decorreu principalmente dos menores desembolsos em Atlanta, após o maior volume de investimentos realizado no trimestre anterior e antes do início da nova etapa de perfuração, prevista para o 4T26. Esse efeito foi parcialmente compensado pelos investimentos em Papa-Terra, associados às etapas finais de perfuração e à parada programada realizada no período.

O segmento offshore correspondeu a 73% do capex no 3T26, em linha com a concentração de desembolsos na campanha de perfuração. Já os segmentos *onshore* e *mid&downstream* representaram, em conjunto, 25% do capex, direcionados principalmente a campanhas de *workover*, obras de adequação e integridade das instalações e revitalização de tanques.

A parcela remanescente de capex refere-se aos investimentos do segmento corporativo, com destaque para a implantação do sistema integrado de gestão (SAP) em toda a Companhia.



Capex por atividade no 3T26
(R$ milhões)



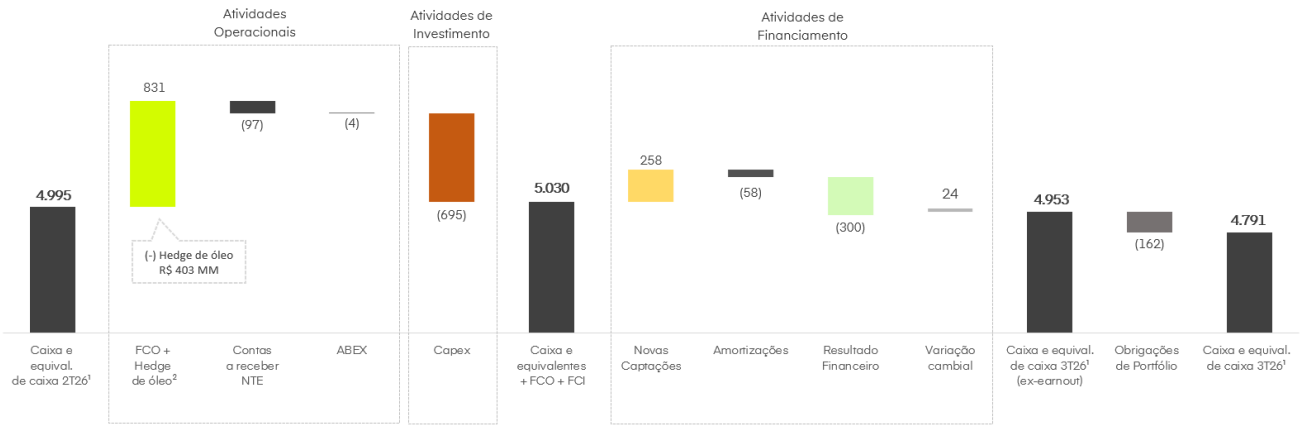
No 9M26, o capex acumulado totalizou R$ 1.810 milhões (US$ 353 milhões), -20% A/A em reais. Por unidade de negócio, 69% foram destinados ao offshore (R$ 1.256 milhões), 29% ao *onshore* e *mid&downstream* (R$ 518 milhões) e 2% ao segmento corporativo (R$ 36 milhões).

O capex com efeito caixa no 3T26 totalizou R$ 695 (US$ 134) milhões[20]. A diferença em relação ao capex contábil decorre principalmente da reversão de provisões e de pagamentos reconhecidos em períodos anteriores e realizados no atual trimestre.

Fluxo de Caixa Livre

O trimestre reforça a resiliência financeira da Companhia. A geração operacional de caixa, após *hedge* de óleo, superou os investimentos realizados no período, majoritariamente associados à campanha de perfuração *offshore*. Antes das atividades de financiamento e do pagamento do *earn-out* de Parque das Conchas, a posição de caixa permaneceu acima de R$ 5 bilhões. Nesse contexto, **a Companhia encerrou o 3T26 com R$ 4.791 milhões (US$ 925 milhões) em caixa, preservando sua posição de liquidez**.

Fluxo de Caixa
(R$ milhões)



[1]O montante de caixa e equivalentes de caixa considera os saldos de aplicações financeiras, caixa restrito e desconsidera a aplicação financeira do TRS atrelado à dívida de R$ 2.661 (US$ 514) milhões. [2] Geração de Caixa Operacional (GCO) considera o resultado negativo líquido de Hedge de *commodity* em R$ 403 (US$ 78) milhões.

[20] Considerado o dólar EoP (Set/26) de 5,18.

As atividades operacionais geraram R$ 730 milhões (US$ 141 milhões) no 3T26. Desconsiderando o desembolso de R$ 403 milhões (US$ 78 milhões) com a liquidação financeira dos contratos de *hedge* de óleo, **a geração de caixa operacional totalizou R$ 1.133 milhões (US$ 219 milhões) no trimestre.** O resultado foi influenciado, principalmente, pela normalização do cronograma de *offloading* em Parque das Conchas, após a concentração de duas cargas no trimestre anterior, pelo menor volume de óleo vendido em Papa-Terra, em razão da parada programada, e pelo impacto de R$ 131 milhões do imposto de exportação referente aos ativos de Atlanta e Parque das Conchas.

A Companhia encerrou o 3T26 com posição de estoques de óleo de R$ 287 milhões (US$ 56 milhões) (+2,5x T/T) e derivados de R$ 312 milhões (US$ 61 milhões) (+1% T/T), ambos contabilizados ao custo de produção, conforme nota explicativa 5 das demonstrações financeiras.

As atividades de investimento consumiram R$ 857 milhões (US$ 165 milhões) no 3T26, compostas por: (i) R$ 695 milhões (US$ 134 milhões) em investimentos (capex); e (ii) R$ 162 milhões (US$ 31 milhões) referentes à liquidação de obrigações contingentes (*earn-out*) associadas à aquisição da participação em Parque das Conchas (BC-10). Com esse desembolso, a Companhia liquidou integralmente as obrigações remanescentes relacionadas ao ativo.

As atividades de financiamento consumiram R$ 77 milhões (US$ 15 milhões) no 3T26, principalmente em função do pagamento de R$ 491 milhões em juros sobre empréstimos e debêntures e de R$ 58 milhões em amortizações de dívidas. Esses desembolsos foram parcialmente compensados por novas captações de R$ 258 milhões, receitas financeiras de R$ 130 milhões provenientes de aplicações e rendimentos de juros e pelo resultado líquido positivo de R$ 71 milhões com instrumentos de proteção cambial e da dívida.

Estrutura de Capital

A Companhia encerrou o 3T26 com caixa e equivalentes de caixa de R$ 4.791 milhões (US$ 925 milhões). A posição de caixa ao final do período já considera o pagamento final das obrigações relacionadas ao *earn-out* de Parque das Conchas (BC-10).

A dívida bruta, desconsiderando a Debênture Cambial do Santander[21] de R$ 2.655 milhões (US$ 512 milhões), **encerrou o 3T26 em R$ 12.368 milhões (US$ 2.387 milhões)**, estável em relação ao trimestre anterior. Esse resultado esteve associado, principalmente, aos pagamentos recorrentes de juros e amortizações do portfólio, parcialmente compensados pela contratação de uma nova linha bilateral de US$ 50 milhões ao custo de USD + 6,26% a.a.

A Companhia encerrou o trimestre com custo médio da dívida de 8,07% a.a. O aumento em relação ao 2T26 decorreu do aumento do cupom cambial. Ainda assim, o custo permanece inferior aos 8,70% a.a. registrados no início de 2025, refletindo os avanços na otimização da estrutura de capital e disciplina financeira.

Em consequência da dinâmica acima apresentada, **a Companhia encerrou o 3T26 com dívida líquida de R$ 7.578 milhões (US$ 1.463 milhões)**, +3% T/T. A variação pode ser explicada, principalmente, pela alocação de capital (capex) na campanha de perfuração, a liquidação dos contratos de *hedge* de óleo e os desembolsos associados ao serviço da dívida, parcialmente compensados pela geração operacional de caixa do trimestre.

Adicionalmente à dívida financeira indicada acima, a Companhia possui compromissos diferidos e contingentes (*earn-outs*) relacionados à aquisição de ativos do portfólio.

[21] Investimento de garantia da emissão de US$ 500 milhões pela 3R Lux realizado para financiamento do Polo Potiguar. Os recursos contratados estão compensados pela aplicação financeira TRS atrelado à dívida.

Ao final do 3T26, essas obrigações somavam **R$ 911 milhões (US$ 176 milhões)**, -12% T/T, com a redução decorrente do pagamento da última parcela de Parque das Conchas (R$ 162 milhões ou US$ 31 milhões), parcialmente compensada pela atualização monetária dos saldos em aberto.

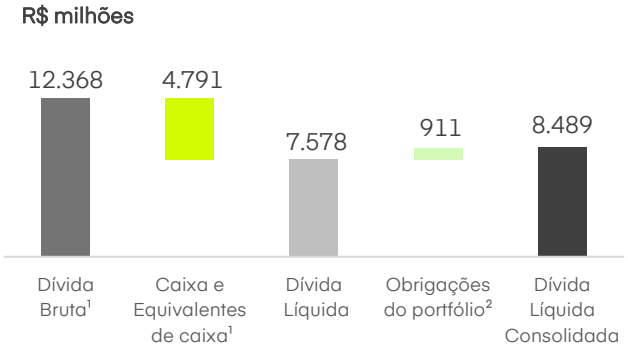
A tabela abaixo apresenta a composição e o cronograma desses compromissos.

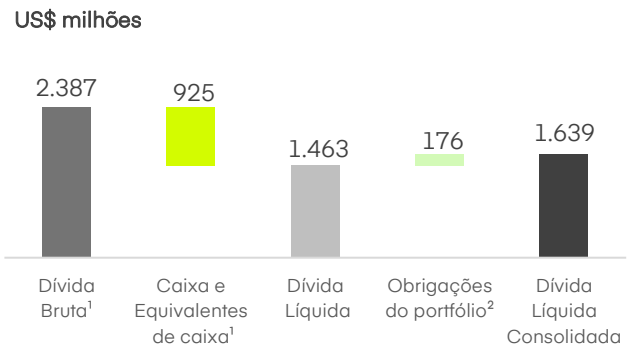
Ativos	1T26	2T26	3T26	4T26	2027	2028	2029	Total
Em milhões de reais	Realizado							
Peroá I WI 100%	-	-	-	-	146	-	-	**146**
Papa Terra I WI 62,5%	96[1]	-	-	37	49	121	129	**337**
Potiguar I WI 100%	418	-	-	-	429	-	-	**429**
Parque das Conchas I WI 23%	-	-	162	-	-	-	-	**-**
Total de Pagamentos (BRL)	**514**	**-**	**162**	**37**	**624**	**121**	**129**	**BRL 911**
Total de Pagamentos (USD)	**98**	**-**	**31**	**7**	**121**	**23**	**25**	**USD 176**

[1] Baixa contábil da obrigação de Papa-Terra, em função do encontro de contas entre as partes: a Companhia detinha um saldo a receber referente a reembolso de descomissionamento, enquanto havia uma obrigação a pagar referente a uma parcela de *earn-out*. Após compensações, apurou-se o valor líquido das obrigações.

Por consequência, considerando os compromissos relacionados a aquisições, **a Brava encerrou o 3T26 com dívida líquida consolidada de R$ 8.489 milhões (US$ 1.639 milhões)**, +1% T/T. Para comparação, **a dívida líquida consolidada no 3T26 diminuiu em 6%** quando comparada com o 3T25 (A/A).

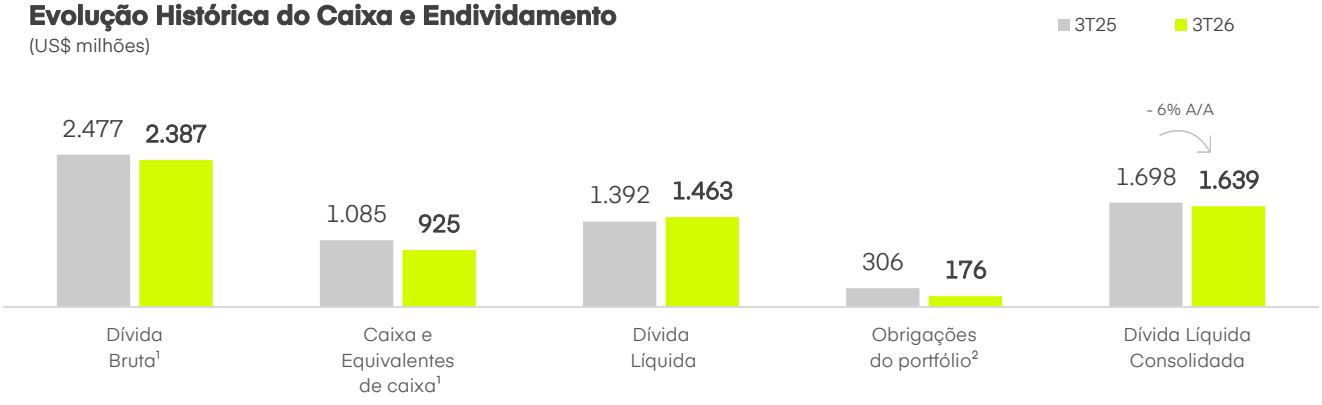
Endividamento 3T26





Evolução Histórica do Caixa e Endividamento

(US$ milhões)

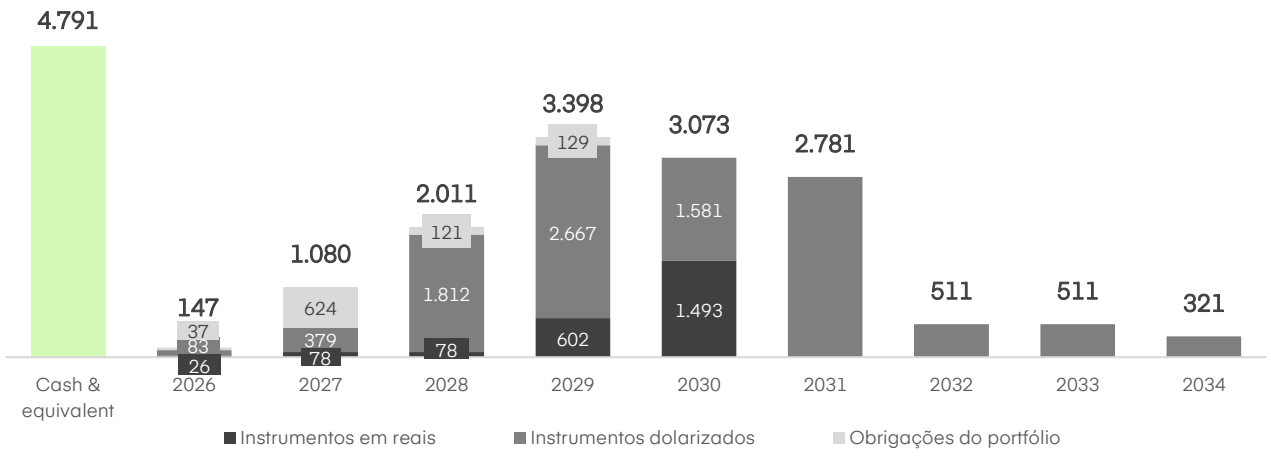


[1]A dívida bruta desconsidera o saldo devedor da debênture cambial emitida pela 3R Potiguar, atualmente na Brava Energia, adquirida integralmente pelo Santander, de R$ 2.655 ou US$ 512 milhões, e no Caixa e Equivalentes de caixa desconsidera a aplicação financeira do TRS da dívida (R$ 2.661 ou US$ 514 milhões).
[2] Valor dos compromissos referentes à aquisição de ativos atualizado em 30 de setembro de 2026.

O gráfico abaixo apresenta o perfil de amortização das dívidas e compromissos a pagar por aquisições, no encerramento do 3T26.

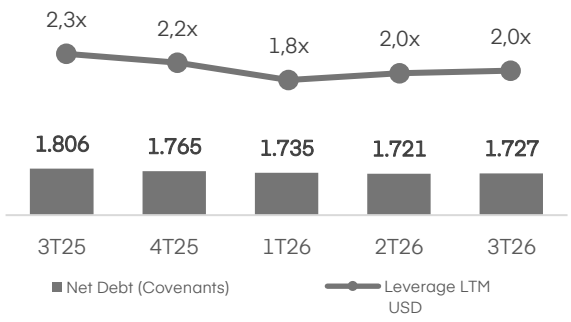
Perfil de Amortização 3T26[22]

(R$ milhões)



Ao final do 3T26, a alavancagem[23] encerrou em 2,0x em dólar e em real, estável em relação ao final do 2T26. O resultado é explicado, principalmente, pelo desembolso decorrente da liquidação dos contratos de *hedge* de óleo.

Desalavancagem Financeira (US$)



No **3T26**, as principais agências de classificação de risco revisaram suas avaliações de crédito da Brava, refletindo a evolução do perfil financeiro da Companhia e a conclusão da aquisição de seu controle pela Ecopetrol.

A **S&P Global** reafirmou o rating global **B+**, com perspectiva Estável, e elevou o rating nacional de brAA- para **brAA**, com perspectiva Positiva, refletindo a evolução do perfil de crédito da Companhia e os potenciais benefícios decorrentes do controle pela Ecopetrol. Já a **Fitch Ratings** elevou o rating global de BB- para **BB** e o rating nacional de AA-(bra) para **AA+(bra)**, ambos com perspectiva Estável, considerando o fortalecimento do perfil de crédito após a aquisição do controle pela Ecopetrol, além da diversificação de ativos, do robusto portfólio de reservas e da trajetória de desalavancagem.

Agência	Data Atualização	Escala global	Escala nacional	Perspectiva	Acesso aos Relatórios
Fitch	agosto de 2026	**BB**	**AA+(bra)**	Estável	Clique aqui
S&P Global	agosto de 2026	**B+**	**brAA**	Estável (Global) Positiva (Nacional)	

[22] Considera o montante referente ao principal dos instrumentos de dívida e os compromissos de aquisição consolidados, excluindo a debênture cambial do Santander que é garantida pela aplicação financeira (TRS) da dívida.
[23] Alavancagem = [Dívida Líquida + Custo de transação] / [EBITDA LTM + Impacto IFRS 16 e Liquidação Hedge de óleo]

Anexo I – Balanço Patrimonial

Ativo	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T
Caixa e equivalentes de caixa	1.191.560	1.191.319	-	984.183	21%
Aplicações financeiras	3.243.811	4.239.900	-23%	3.630.303	-11%
Caixa Restrito	243.427	37.005	7x	46.677	5x
Contas a receber de terceiros	870.494	462.259	88%	503.710	73%
Estoque	861.452	1.126.053	-23%	693.047	24%
Adiantamentos	133.497	107.863	24%	132.214	1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	450.153	339.682	33%	382.095	18%
Outros impostos a recuperar	368.716	377.304	-2%	346.354	6%
Derivativos	15.702	106.027	-85%	26.351	-40%
Despesas antecipadas	98.481	110.464	-11%	89.735	10%
Outros ativos	328.903	150.169	2x	217.858	51%
Ativos classificados como mantidos para venda	-	125.510	-	117.010	-
Total do ativo circulante	**7.806.196**	**8.373.555**	-7%	**7.169.537**	9%
Aplicações financeiras	2.619.442	2.701.120	-3%	2.692.505	-3%
Caixa restrito	153.029	304.882	-50%	333.928	-54%
Estoques	242.456	171.192	42%	261.061	-7%
Créditos com parceiros	541.801	425.659	27%	367.252	48%
Depósitos judiciais	142.411	8.786	16x	10.039	-
Outros impostos a recuperar	34.531	38.960	-11%	41.860	-18%
Despesas antecipadas	5.857	15.207	-61%	8.157	-28%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.924.207	1.169.580	65%	1.732.043	11%
Derivativos	-	3.567	-	-	-
Adiantamentos para cessão de blocos	1.600	1.600	-	1.600	-
Imobilizado	18.005.151	16.713.168	8%	17.408.763	3%
Intangível	7.627.431	8.203.677	-7%	7.736.143	-1%
Direito de uso	3.686.291	3.998.347	-8%	3.886.944	-5%
Outros ativos	22.491	11.241	2x	12.671	77%
Total do ativo não circulante	**35.006.698**	**33.766.986**	4%	**34.492.966**	1%
Total do ativo	**42.812.894**	**42.140.541**	2%	**41.662.503**	3%

Passivo	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T
Fornecedores	1.823.393	1.336.292	36%	1.445.371	26%
Empréstimos e financiamentos	291.480	403.509	-28%	250.901	16%
Arrendamentos	174.986	219.997	-20%	175.442	-
Obrigações trabalhistas	178.386	165.092	8%	126.075	41%
Valores a pagar por aquisições	642.148	811.533	-21%	651.373	-1%
Pagamento baseado em ações	8.142	12.140	-33%	16.231	-50%
Antecipação de recebíveis futuros	691.016	911.290	-24%	422.374	64%
Dividendos a pagar	12	14	-14%	14	-14%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	454.223	178.998	3x	320.401	42%
Outros impostos a recolher	107.298	96.468	11%	203.715	-47%
Provisão para pagamento de Royalties	85.993	77.712	11%	94.672	-9%
Debêntures	533.807	417.092	28%	496.193	8%
Provisão para abandono PC	464.188	-	-	470.268	-1%
Derivativos	1.211.026	29.188	41x	494.156	2x
Outras obrigações	648.669	166.382	4x	519.071	25%
Passivos classificados como mantidos para venda	-	32.625	-	24.125	-
Total do passivo circulante	**7.314.767**	**4.858.332**	51%	**5.710.382**	28%
Fornecedores	516.356	727.932	-29%	527.676	-2%
Empréstimos e financiamentos	3.937.976	2.983.777	32%	3.855.287	2%
Derivativos	79.275	27.179	3x	34.582	2x
Arrendamentos	3.700.401	3.514.199	5%	3.739.878	-1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	751.246	814.075	-8%	963.663	-22%
Provisão para contingências	89.736	23.434	4x	38.161	2x
Valores a pagar por aquisições	269.342	814.747	-67%	386.586	-30%
Provisão para abandono	3.610.799	3.762.209	-4%	3.522.155	3%
Debêntures	10.259.702	12.077.618	-15%	10.467.299	-2%
Outros impostos a recolher PNC	6.108	6.108	-	6.108	-
Outras obrigações	140.791	127.463	10%	128.249	10%
Total do passivo não circulante	**23.361.732**	**24.878.741**	-6%	**23.669.644**	-1%
Capital social	11.977.517	11.977.517	-	11.977.517	-
Reserva de capital	(990.617)	(1.003.357)	-1%	(993.773)	-
Reserva de incentivos fiscais	-	529.106	-	-	-
Reserva de lucros	741.298	42.866	17x	741.298	-
Ajuste de avaliação patrimonial	42.418	42.889	-1%	35.974	18%
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-
Prejuízo acumulado	365.779	814.447	-55%	521.461	-30%
Total patrimônio líquido	**12.136.395**	**12.403.468**	-2%	**12.282.477**	-1%
Total do passivo e patrimônio líquido	**42.812.894**	**42.140.541**	2%	**41.662.503**	3%

Anexo II – Demonstração de Resultados Detalhada

DRE *(em milhões de reais)*	Potiguar	Recôncavo	Onshore	Papa Terra	Atlanta	Pq. das Conchas	Peroá	Manati	Pescada	Offshore	Down.	Corp.	Elim.	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T	9M26	9M25	Δ A/A
Receita Líquida	763	250	1.013	301	975	210	77	98	4	1.666	1.451	-	(741)	3.388	3.059	11%	3.598	-6%	10.121	9.075	12%
Custo do Produto Vendido	(392)	(200)	(592)	(172)	(372)	(90)	(56)	(70)	(6)	(765)	(1.230)	-	562	(2.026)	(2.162)	-6%	(2.398)	-15%	(6.427)	(6.182)	4%
Royalties	(52)	(12)	(64)	(28)	(40)	(21)	(3)	(4)	(1)	(97)	-	-	-	(160)	(185)	-13%	(270)	-40%	(595)	(556)	7%
Lucro Bruto	**371**	**50**	**420**	**129**	**604**	**120**	**21**	**29**	**(2)**	**901**	**220**	**-**	**(180)**	**1.362**	**897**	**52%**	**1.199**	**14%**	**3.694**	**2.894**	**28%**
Despesas gerais e administrativas	(97)	(14)	(111)	(1)	(18)	(3)	(3)	(3)	(0)	(29)	(35)	(121)	(0)	(295)	(137)	2,2	(128)	2x	(481)	(441)	9%
Gastos de exploração	(2)	0,1	(2)	(0,1)	(10)	-	(0,0)	-	-	(10)	-	-	-	(12)	(16)	-28%	(4)	3x	(19)	(55)	-66%
Outras receitas e despesas	(25)	(3)	(28)	(21)	(1)	(3)	-	-	(0,1)	(25)	(13)	3	(0)	(64)	123	-152%	74	-186%	(109)	38	-386%
Lucro Operacional	**248**	**33**	**280**	**107**	**575**	**114**	**19**	**26**	**(3)**	**837**	**172**	**(118)**	**(180)**	**992**	**867**	**14%**	**1.142**	**-13%**	**3.085**	**2.437**	**27%**
Resultado Financeiro Líquido	(123)	(14)	(137)	(288)	38	(9)	(13)	0,2	(1)	(273)	0	(1.027)	32	(1.406)	(1.327)	6%	131	-	(2.852)	(111)	-
Resultado antes de impostos	**125**	**18**	**143**	**(181)**	**613**	**106**	**5**	**26**	**(4)**	**564**	**172**	**(1.145)**	**(148)**	**(414)**	**(460)**	**-10%**	**1.273**	**-**	**233**	**2.325**	**-90%**
IR e CSLL[1]	(20)	(3)	(23)	59	257	(35)	-	-	1	281	-	(0)	(0)	258	581	-56%	(402)	-	133	(326)	-141%
Lucro Líquido	**105**	**16**	**120**	**(123)**	**869**	**71**	**5**	**26**	**(3)**	**845**	**172**	**(1.145)**	**(148)**	**(156)**	**121**	**-229%**	**871**	**-**	**366**	**1.999**	**-82%**
IR e CSLL	(20)	(3)	(23)	59	257	(35)	-	-	1	281	-	(0)	(0,0)	258	581	-56%	(402)	-	133	(326)	-141%
Resultado Financeiro Líquido	(123)	(14)	(137)	(288)	38	(9)	(13)	0,2	(1)	(273)	0,3	(1.027)	32	(1.406)	(1.327)	6%	131	-	(2.852)	(111)	-
Depreciação e Amortização (CPV)	(107)	(57)	(164)	(44)	(300)	(43)	(20)	(35)	(1)	(443)	(5)	-	(5)	(617)	(678)	-9%	(775)	-20%	(2.121)	(1.660)	28%
Depreciação e Amortização (G&A)	(10)	(4)	(15)	(1)	-	-	(0)	-	(0)	(0,8)	(7)	(4)	-	(27)	(17)	59%	(19)	38%	(65)	(47)	40%
EBITDA	**365**	**94**	**459**	**151**	**874**	**158**	**39**	**61**	**(2)**	**1.280**	**184**	**(114)**	**(175)**	**1.635**	**1.562**	**5%**	**1.936**	**-16%**	**5.271**	**4.143**	**27%**
Ajustes não recorrentes	26	-	26	-	(82)	-	-	(8)	-	(90)	1	13	-	(51)	(262)	-81%	(162)	-68%	(284)	(443)	-36%
EBITDA Ajustado (ex-IFRS16)	**391**	**94**	**485**	**151**	**792**	**158**	**39**	**53**	**(2)**	**1.191**	**185**	**(101)**	**(175)**	**1.584**	**1.300**	**22%**	**1.774**	**-11%**	**4.987**	**3.700**	**35%**
Margem EBITDA Ajustado	**51,2%**	**37,5%**	**47,8%**	**50,3%**	**81,2%**	**74,9%**	**50,5%**	**53,9%**	**-**	**71,5%**	**12,7%**	**-**	**-**	**46,8%**	**42,5%**	**4 p.p.**	**49,3%**	**-3 p.p.**	**49,3%**	**40,8%**	**9 p.p.**

Anexo III – Fluxo de Caixa Indireto

Em milhares de reais	3T26	3T25	Δ A/A	2T26	Δ T/T
Resultado do período	(155.682)	120.698	-	871.147	-
Ajustes por:					
Equivalência patrimonial					
Resultado de aplicações financeiras	(105.292)	(130.417)	-19%	(134.757)	-22%
Juros de dívida	547.135	635.932	-14%	518.211	6%
Ajuste a valor presente	21.488	(19.940)	-	26.983	-20%
Derivativos não realizados	867.760	(87.943)	-	(725.661)	-
Variação cambial não realizada	21.840	(364.406)	-	(136.803)	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	51.575	6.786	8x	3.209	-
Constituição / reversão de provisão estimada com crédito de liquidação duvidosa	2.219	-	-	677	3x
Baixa de Imobilizado e intangível	-	101.734	-	240	-
Baixa de passivo de arrendamento	-	8.713	-	-	-
Atualização monetária e swap taxa de juros - Debêntures	5.135	42.239	-88%	149.381	-97%
Depreciação do imobilizado	261.914	290.911	-10%	424.522	-38%
Amortização do intangível	180.908	213.505	-15%	172.779	5%
Receita de juros de empréstimos - Yinson	-	(13.575)	-	-	-
Baixa do recebível Yinson	-	849.351	-	-	-
Depreciação de direito de uso	200.653	190.576	5%	197.234	2%
Apropriaçao de seguro resultado financeiro	10.660	7.682	39%	4.381	2x
Despesas antecipadas apropriadas no período	52.641	141.378	-63%	54.466	-3%
Custos apropriados – debêntures e empréstimos	26.573	99.003	-73%	37.572	-29%
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(258.264)	(580.975)	-56%	401.708	-
Transação com pagamento baseado em ação	(4.933)	589	-	8.884	-
Atualização earn-out antigo controlador	12.555	47.513	-74%	3.622	3x
Atualização da provisão para abandono	68.012	95.323	-29%	68.035	-
Remensuração da provisão de abandono (Impairment)	22.743	(0)	-	5.716	4x
	1.829.640	**1.654.677**	**11%**	**1.951.546**	**-6%**
Variação em ativos e passivos					
Contas a receber de terceiros	(98.142)	209.860	-	110.568	-
Imposto de renda, contribuição social e outros	(85.310)	40.678	-	(140.618)	-39%
Imposto de renda e outros impostos a recolher	(20.023)	40.896	-	174.175	-
Estoques	(30.387)	(90.651)	-66%	(21.778)	40%
Outros ativos	(114.421)	(613.135)	-81%	(156.221)	-27%
Crédito com parceiros	(174.549)	33.059	-	(30.394)	6x
Fornecedores	598.072	(86.593)	-	(496.857)	-
Depósitos judiciais	(132.372)	(461)	-	(486)	-
Despesas antecipadas	(69.747)	(131.670)	-47%	(43.523)	60%
Obrigações trabalhistas e pagamento baseado em ações	52.311	38.074	37%	40.715	28%
Royalties	(8.679)	6.334	-	33.328	-
Reembolsos (gastos) com abandono no período	(9.573)	(1.724)	6x	87.079	-
Derivativos de óleo	(402.814)	15.279	-	(864.128)	-53%
Adiantamentos	(1.283)	28.546	-	(8.238)	-84%
Outras obrigações	129.874	247.947	-48%	184.824	-30%
Impostos pagos sobre o lucro	(89.163)	(97.958)	-9%	(118.660)	-25%
Caixa líquido proveniente de (usado em) atividades operacionais	**1.373.434**	**1.293.158**	**6%**	**701.332**	**96%**
Aplicações financeiras	61.875	(967.286)	-	614.879	-90%
Aquisição de imobilizado	(695.379)	(758.322)	-8%	(638.608)	9%
Valores a pagar por aquisições	(161.748)	(187.691)	-14%	261.505	-
Aquisição de intangível	75	(22.168)	-	(1.067)	-
Caixa restrito	(15.851)	269.355	-	36.836	-
Alienação da UPGN e 11 campos	-	259.305	-	-	-
Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento	**(811.028)**	**(1.406.807)**	**-42%**	**273.545**	**-**
Custo de transação	(1.925)	(47.661)	-96%	-	-
Juros pagos sobre empréstimos e debêntures	(485.234)	(459.588)	6%	(366.789)	32%
Juros pagos sobre debêntures - parte relacionada MAHA	-	(246)	-	-	-
Recebimento de derivativos (câmbio e dívidas)	70.975	(12.421)	-	158.988	-55%
Recebimento alienação crédito Yinson	-	1.453.543	-	-	-
Pagamento de passivo de arrendamento	(138.105)	(131.409)	5%	(126.352)	9%
Emissão de debêntures	-	2.786.850	-	-	-
Aumento de capital social	-	5.824	-	-	-
Amortização principal - Empréstimos e debêntures	(58.333)	(3.598.921)	-98%	(1.142.764)	-95%
Amortização principal - debêntures partes relacionadas	-	(5.357)	-	-	-
Dividendos pagos	(2)	-	-	(57.419)	-
Empréstimos captados	257.575	-	-	358.331	-28%
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	**(355.049)**	**(9.386)**	**-**	**(1.176.005)**	**-70%**
Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período	**207.358**	**(123.035)**	**-**	**(201.128)**	**-**
Caixa e equivalente de caixa no início do período	984.183	1.307.079	-25%	1.148.046	-14%
Efeito da variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	19	7.275	-	37.265	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	**1.191.560**	**1.191.319**	**-**	**984.183**	**21%**
Variação do caixa e equivalentes de caixa no período	**207.358**	**(123.035)**	**-**	**(201.128)**	**-**