

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	6
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	7

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025	8
DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024	9
Demonstração de Valor Adicionado	10

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	11
Balanço Patrimonial Passivo	12
Demonstração do Resultado	14
Demonstração do Resultado Abrangente	15
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	16

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025	17
DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024	18
Demonstração de Valor Adicionado	19

Comentário do Desempenho	20
--------------------------	----

Notas Explicativas	40
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	72
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	74
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	75

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2025
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	293.472.126
Preferenciais	0
Total	293.472.126
Em Tesouraria	
Ordinárias	494.364
Preferenciais	0
Total	494.364
#Error	
#Error	

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	7.822.095	7.337.876
1.01	Ativo Circulante	1.142.507	1.218.135
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	255.532	259.482
1.01.02	Aplicações Financeiras	466.963	506.305
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	466.963	506.305
1.01.03	Contas a Receber	281.281	315.380
1.01.03.01	Clientes	281.281	315.380
1.01.03.01.01	Contas a Receber de Clientes	281.281	315.380
1.01.04	Estoques	8.252	8.744
1.01.04.01	Estoques	8.252	8.744
1.01.06	Tributos a Recuperar	88.343	85.959
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	88.343	85.959
1.01.06.01.01	Impostos a Recuperar	88.343	85.959
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	42.136	42.265
1.01.08.03	Outros	42.136	42.265
1.01.08.03.01	Instrumentos Financeiros Derivativos	0	575
1.01.08.03.03	Outro Ativos	42.136	41.690
1.02	Ativo Não Circulante	6.679.588	6.119.741
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	168.450	254.644
1.02.01.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.848	15.964
1.02.01.04	Contas a Receber	65.231	58.145
1.02.01.04.01	Clientes	65.231	58.145
1.02.01.07	Tributos Diferidos	0	78.762
1.02.01.07.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	0	78.762
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	98.371	101.773
1.02.01.10.05	Impostos a Recuperar	59.203	55.375
1.02.01.10.06	Outros Ativos	11.084	30.717
1.02.01.10.07	Direito de Uso em Arrendamento	28.084	15.681
1.02.02	Investimentos	822.579	897.113
1.02.02.01	Participações Societárias	822.579	897.113
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	822.579	897.113
1.02.03	Imobilizado	5.620.290	4.947.449
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	5.558.852	4.806.466
1.02.03.01.01	Imobilizado em Operação	5.558.852	4.806.466
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	61.438	140.983
1.02.04	Intangível	68.269	20.535
1.02.04.01	Intangíveis	68.269	20.535
1.02.04.01.02	Intangível	68.269	20.535

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	7.822.095	7.337.876
2.01	Passivo Circulante	617.971	681.184
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	107.605	93.000
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	107.605	93.000
2.01.02	Fornecedores	293.459	269.083
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	289.705	266.302
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	3.754	2.781
2.01.03	Obrigações Fiscais	32.028	58.643
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	18.657	43.395
2.01.03.01.02	Tributos a Recolher	18.657	43.395
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	10.404	12.194
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	2.967	3.054
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	99.163	20.907
2.01.04.02	Debêntures	99.163	20.907
2.01.05	Outras Obrigações	84.691	239.209
2.01.05.02	Outros	84.691	239.209
2.01.05.02.04	Valores a Pagar de Arrendamentos	21.808	12.829
2.01.05.02.05	Instrumentos Financeiros Derivativos	745	1.003
2.01.05.02.06	Outras Contas a Pagar	9.210	12.300
2.01.05.02.07	Valores a Pagar por Aquisições	52.928	213.077
2.01.06	Provisões	1.025	342
2.01.06.02	Outras Provisões	1.025	342
2.01.06.02.04	Provisão para Abandono de Poços	1.025	342
2.02	Passivo Não Circulante	2.640.625	2.421.415
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.301.589	1.771.414
2.02.01.02	Debêntures	2.301.589	1.771.414
2.02.02	Outras Obrigações	168.732	511.284
2.02.02.02	Outros	168.732	511.284
2.02.02.02.03	Valores a Pagar de Arrendamentos	7.241	2.413
2.02.02.02.04	Instrumentos Financeiros Derivativos	28.455	367.837
2.02.02.02.06	Outras Contas a Pagar	2.560	10.558
2.02.02.02.07	Fornecedores	130.476	130.476
2.02.03	Tributos Diferidos	26.249	0
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26.249	0
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26.249	0
2.02.04	Provisões	144.055	138.717
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	3.380	5.110
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	1.639	1.472
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	1.307	3.252
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	434	386
2.02.04.02	Outras Provisões	140.675	133.607
2.02.04.02.04	Provisão para Abandono de Poços	140.675	133.607
2.03	Patrimônio Líquido	4.563.499	4.235.277
2.03.01	Capital Social Realizado	2.832.624	2.832.476
2.03.01.01	Capital Social	2.832.624	2.832.476

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.03.02	Reservas de Capital	53.244	49.375
2.03.02.05	Ações em Tesouraria	-7.886	-7.035
2.03.02.07	Incentivo Fiscal de Redução de Imposto de Renda	18.501	18.501
2.03.02.08	Ações e Opções de Compra de Ações Outorgadas	42.629	37.909
2.03.04	Reservas de Lucros	1.318.945	1.318.945
2.03.04.01	Reserva Legal	147.024	147.024
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	126.110	126.110
2.03.04.12	Reserva para Investimento e Expansão	1.045.811	1.045.811
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	324.205	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	34.481	34.481
2.03.08.01	Transação de Capital	34.481	34.481

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	688.607	2.080.349	737.787	2.167.848
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-479.826	-1.406.987	-472.630	-1.343.699
3.03	Resultado Bruto	208.781	673.362	265.157	824.149
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-54.212	-122.359	-33.528	-121.452
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-48.861	-151.846	-51.174	-134.803
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	-20.587	-33.750	6.931	-26.790
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	15.236	63.237	10.715	40.141
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	154.569	551.003	231.629	702.697
3.06	Resultado Financeiro	-7.658	141.577	-40.182	-339.724
3.06.01	Receitas Financeiras	114.604	627.277	44.304	158.555
3.06.02	Despesas Financeiras	-122.262	-485.700	-84.486	-498.279
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	146.911	692.580	191.447	362.973
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-24.974	-104.976	-32.607	42.081
3.08.01	Corrente	0	0	-2.609	-2.609
3.08.02	Diferido	-24.974	-104.976	-29.998	44.690
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	121.937	587.604	158.840	405.054
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	121.937	587.604	158.840	405.054
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,42	2,01	0,5417	1,382
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,42	2,01	0,5417	1,3815

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
4.01	Lucro Líquido do Período	121.937	587.605	158.840	405.054
4.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	26.541	62.172
4.02.01	Instrumentos financeiros de proteção	0	0	40.214	94.200
4.02.02	Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros	0	0	-13.673	-32.028
4.03	Resultado Abrangente do Período	121.937	587.605	185.381	467.226

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	971.875	1.396.483
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.000.381	1.441.146
6.01.01.01	Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro	692.581	362.973
6.01.01.02	Juros e variações cambiais líquidas	212.324	248.603
6.01.01.05	Depreciação e depleção do imobilizado e amortização do intangível	395.594	389.767
6.01.01.10	Provisão (reversão) para perda em estoques	-5.008	7.463
6.01.01.11	Equivalência patrimonial	-63.237	-40.141
6.01.01.14	Atualização da provisão para abandono de poços	10.970	13.369
6.01.01.16	Baixas do imobilizado, arrendamentos e outras	124.852	178.444
6.01.01.18	Valor justo do "hedge" liquidado	-367.695	258.635
6.01.01.20	Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	0	22.033
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	38.861	175.593
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	27.013	18.674
6.01.02.02	Estoques	681	4.257
6.01.02.03	Impostos a recuperar	-771	154.146
6.01.02.05	Outros ativos	19.187	-15.675
6.01.02.06	Fornecedores	24.413	-15.219
6.01.02.07	Salários e encargos sociais	21.077	16.163
6.01.02.08	Impostos a recolher	-49.649	23.344
6.01.02.10	Outras contas a pagar	-3.090	-10.097
6.01.03	Outros	-67.367	-220.256
6.01.03.01	Juros pagos	-93.788	-84.094
6.01.03.03	Imposto de renda e contribuição social pagos	-2.209	-13.858
6.01.03.05	Pagamento (recebimento) de contratos de hedge	28.630	-122.304
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-1.004.006	-1.202.029
6.02.02	Investimentos em aplicações financeiras	31.140	-566.092
6.02.03	Adições ao imobilizado e intangível	-1.172.917	-647.253
6.02.04	Dividendos recebidos	137.771	11.316
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	28.181	68.852
6.03.02	Pagamentos de financiamentos	0	-424.189
6.03.04	Amortização de arrendamento mercantil - principal	-26.045	-20.309
6.03.08	Dividendos pagos	-238.158	-427.359
6.03.11	Exercício de opção de ações	148	1.207
6.03.13	Pagamentos valores a pagar por aquisições	-197.796	-144.439
6.03.14	Integralização de capital social subscrito	0	495
6.03.15	Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria	-7.323	-14.124
6.03.16	Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	497.355	1.097.570
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-3.950	263.306
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	259.482	110.834
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	255.532	374.140

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	2.832.476	83.856	1.318.945	0	0	4.235.277
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.832.476	83.856	1.318.945	0	0	4.235.277
5.04	Transações de Capital com os Sócios	148	3.869	0	-263.400	0	-259.383
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-263.400	0	-263.400
5.04.08	Exercício de opção de compra de ações	148	0	0	0	0	148
5.04.09	Pagamento baseado em ações	0	4.720	0	0	0	4.720
5.04.10	Recompra de ações	0	-7.323	0	0	0	-7.323
5.04.11	Entrega de ações de tesouraria	0	6.472	0	0	0	6.472
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	587.605	0	587.605
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	587.605	0	587.605
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.832.624	87.725	1.318.945	324.205	0	4.563.499

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	2.830.774	81.375	1.671.360	0	-65.626	4.517.883
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.830.774	81.375	1.671.360	0	-65.626	4.517.883
5.04	Transações de Capital com os Sócios	1.702	-1.508	0	-410.915	0	-410.721
5.04.01	Aumentos de Capital	495	0	0	0	0	495
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-410.000	0	-410.000
5.04.08	Exercício de opção de compra de ações	1.207	0	0	0	0	1.207
5.04.09	Pagamento baseado em ações	0	443	0	0	0	443
5.04.10	Recompra de ações	0	-14.124	0	0	0	-14.124
5.04.11	Entrega de ações de tesouraria	0	12.173	0	-915	0	11.258
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	405.054	62.172	467.226
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	405.054	0	405.054
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	62.172	62.172
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.832.476	79.867	1.671.360	-5.861	-3.454	4.574.388

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
7.01	Receitas	2.501.665	2.615.528
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.464.987	2.573.406
7.01.02	Outras Receitas	36.678	42.122
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-896.625	-731.796
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-84.991	-35.997
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-811.634	-695.799
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.605.040	1.883.732
7.04	Retenções	-395.594	-389.767
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-395.594	-389.767
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.209.446	1.493.965
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	509.365	198.696
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	63.237	40.141
7.06.02	Receitas Financeiras	446.128	158.555
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.718.811	1.692.661
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.718.811	1.692.661
7.08.01	Pessoal	185.648	273.170
7.08.01.01	Remuneração Direta	109.990	188.402
7.08.01.02	Benefícios	67.543	73.064
7.08.01.03	F.G.T.S.	8.115	11.704
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	459.875	348.895
7.08.02.01	Federais	299.360	185.132
7.08.02.02	Estaduais	159.360	161.098
7.08.02.03	Municipais	1.155	2.665
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	485.683	665.542
7.08.03.01	Juros	304.550	498.279
7.08.03.02	Aluguéis	37.861	29.116
7.08.03.03	Outras	143.272	138.147
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	587.605	405.054
7.08.04.02	Dividendos	263.400	410.000
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	324.205	-4.946

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
1	Ativo Total	7.897.842	7.437.571
1.01	Ativo Circulante	1.388.394	1.569.425
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	277.772	295.548
1.01.02	Aplicações Financeiras	655.943	761.939
1.01.02.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	655.943	761.939
1.01.03	Contas a Receber	303.528	361.095
1.01.03.01	Clientes	303.528	361.095
1.01.03.01.01	Contas a Receber de Clientes	303.528	361.095
1.01.04	Estoques	9.504	9.766
1.01.04.01	Estoques	9.504	9.766
1.01.06	Tributos a Recuperar	96.572	96.616
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	96.572	96.616
1.01.06.01.01	Impostos a Recuperar	96.572	96.616
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	45.075	44.461
1.01.08.03	Outros	45.075	44.461
1.01.08.03.01	Instrumentos Financeiros Derivativos	0	575
1.01.08.03.03	Outro Ativos	45.075	43.886
1.02	Ativo Não Circulante	6.509.448	5.868.146
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	239.627	306.832
1.02.01.03	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.848	15.964
1.02.01.04	Contas a Receber	65.231	58.145
1.02.01.04.01	Clientes	65.231	58.145
1.02.01.07	Tributos Diferidos	11.531	97.025
1.02.01.07.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	11.531	97.025
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	158.017	135.698
1.02.01.10.05	Impostos a Recuperar	73.304	66.820
1.02.01.10.06	Outros Ativos	54.048	46.540
1.02.01.10.07	Direito de Uso em Arrendamento	30.665	22.338
1.02.03	Imobilizado	6.201.546	5.540.758
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	6.136.561	5.399.517
1.02.03.01.01	Imobilizado em Operação	6.136.561	5.399.517
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	64.985	141.241
1.02.04	Intangível	68.275	20.556
1.02.04.01	Intangíveis	68.275	20.556
1.02.04.01.02	Intangível	68.275	20.556

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2	Passivo Total	7.897.842	7.437.571
2.01	Passivo Circulante	643.225	732.356
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	108.506	93.929
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	108.506	93.929
2.01.02	Fornecedores	308.179	299.110
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	303.133	296.244
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	5.046	2.866
2.01.03	Obrigações Fiscais	39.730	74.193
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	25.844	58.218
2.01.03.01.02	Tributos a Recolher	25.844	58.218
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	10.598	12.194
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	3.288	3.781
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	99.163	20.907
2.01.04.02	Debêntures	99.163	20.907
2.01.05	Outras Obrigações	86.622	243.875
2.01.05.02	Outros	86.622	243.875
2.01.05.02.04	Valores a Pagar de Arrendamentos	22.169	17.138
2.01.05.02.05	Instrumentos Financeiros Derivativos	745	1.003
2.01.05.02.06	Outras Contas a Pagar	10.780	12.657
2.01.05.02.07	Valor a pagar por Aquisições	52.928	213.077
2.01.06	Provisões	1.025	342
2.01.06.02	Outras Provisões	1.025	342
2.01.06.02.04	Provisão para Fechamento de Poços	1.025	342
2.02	Passivo Não Circulante	2.691.118	2.469.938
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.301.589	1.771.414
2.02.01.02	Debêntures	2.301.589	1.771.414
2.02.02	Outras Obrigações	171.218	513.971
2.02.02.02	Outros	171.218	513.971
2.02.02.02.03	Valores a Pagar de Arrendamentos	9.727	5.099
2.02.02.02.04	Instrumentos Financeiros Derivativos	28.455	367.837
2.02.02.02.06	Outras Contas a Pagar	2.560	10.559
2.02.02.02.07	Fornecedores	130.476	130.476
2.02.03	Tributos Diferidos	26.249	0
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26.249	0
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26.249	0
2.02.04	Provisões	192.062	184.553
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	48.116	47.923
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	1.639	1.472
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	3.042	4.810
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	43.435	41.641
2.02.04.02	Outras Provisões	143.946	136.630
2.02.04.02.04	Provisão para Abandono de Poços	143.946	136.630
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	4.563.499	4.235.277
2.03.01	Capital Social Realizado	2.832.624	2.832.476
2.03.01.01	Capital Social	2.832.624	2.832.476

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2025	Exercício Anterior 31/12/2024
2.03.02	Reservas de Capital	53.244	49.375
2.03.02.05	Ações em Tesouraria	-7.886	-7.035
2.03.02.07	Incentivo Fiscal de Redução de Imposto de Renda	18.501	18.501
2.03.02.08	Ações e Opções de Compra de Ações Outorgadas	42.629	37.909
2.03.04	Reservas de Lucros	1.318.945	1.318.945
2.03.04.01	Reserva Legal	147.024	147.024
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	126.110	126.110
2.03.04.12	Reserva para Investimento e Expansão	1.045.811	1.045.811
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	324.205	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	34.481	34.481
2.03.08.01	Transação de Capital	34.481	34.481

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	786.385	2.453.439	850.189	2.421.178
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-552.209	-1.646.197	-564.861	-1.542.664
3.03	Resultado Bruto	234.176	807.242	285.328	878.514
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-76.572	-211.468	-48.924	-173.519
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-55.195	-178.140	-55.612	-146.561
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-21.377	-33.328	6.688	-26.958
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	157.604	595.774	236.404	704.995
3.06	Resultado Financeiro	-8.980	115.438	-40.324	-327.554
3.06.01	Receitas Financeiras	121.180	687.289	44.778	172.583
3.06.02	Despesas Financeiras	-130.160	-571.851	-85.102	-500.137
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	148.624	711.212	196.080	377.441
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-26.687	-123.607	-37.240	27.613
3.08.01	Corrente	-1.382	-11.647	-4.316	-7.756
3.08.02	Diferido	-25.305	-111.960	-32.924	35.369
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	121.937	587.605	158.840	405.054
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	121.937	587.605	158.840	405.054

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2024 à 30/09/2024	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	121.937	587.605	158.840	405.054
4.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	26.541	62.172
4.02.01	Instrumentos financeiros de proteção	0	0	40.214	94.200
4.02.02	Tributos diferidos sobre instrumentos financeiros	0	0	-13.673	-32.028
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	121.937	587.605	185.381	467.226
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	121.937	587.605	185.381	467.226

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2025 à 30/09/2025	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	1.215.398	1.611.594
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.278.871	1.681.392
6.01.01.01	Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre o lucro	711.212	377.441
6.01.01.02	Juros e variações cambiais líquidas	238.023	243.271
6.01.01.05	Depreciação e depleção do imobilizado e amortização do intangível	551.799	535.074
6.01.01.10	Provisão (reversão) para perda em estoques	-4.832	48.899
6.01.01.14	Atualização da provisão para abandono de poços	11.218	13.697
6.01.01.16	Baixas do imobilizado, arrendamentos e outras	139.146	182.342
6.01.01.18	Valor justo do "hedge" liquidado	-367.695	258.635
6.01.01.20	Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	0	22.033
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	15.558	153.786
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	50.481	-1.929
6.01.02.02	Estoques	316	5.390
6.01.02.03	Impostos a recuperar	1.299	165.551
6.01.02.05	Outros ativos	-6.951	-43.440
6.01.02.06	Fornecedores	9.000	5.118
6.01.02.07	Salários e encargos sociais	21.049	16.270
6.01.02.08	Impostos a recolher	-57.759	20.389
6.01.02.10	Outras contas a pagar	-1.877	-13.563
6.01.03	Outros	-79.031	-223.584
6.01.03.01	Juros pagos	-94.068	-85.088
6.01.03.03	Imposto de renda e contribuição social pagos	-13.593	-16.192
6.01.03.05	Pagamento (recebimento) de contratos de hedge	28.630	-122.304
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-1.256.927	-1.451.692
6.02.02	Investimentos em aplicações financeiras	72.509	-730.948
6.02.03	Adições ao imobilizado e intangível	-1.329.436	-720.744
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	23.753	63.601
6.03.02	Pagamentos de financiamentos	0	-424.189
6.03.04	Amortização de arrendamento mercantil - principal	-30.473	-25.560
6.03.08	Dividendos pagos	-238.158	-427.359
6.03.11	Exercício de opção de ações	148	1.207
6.03.13	Pagamentos valores a pagar por aquisições	-197.796	-144.439
6.03.14	Integralização de capital social subscrito	0	495
6.03.15	Caixa líquido da compra e venda de ações em tesouraria	-7.323	-14.124
6.03.16	Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	497.355	1.097.570
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-17.776	223.503
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	295.548	197.184
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	277.772	420.687

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2025 à 30/09/2025

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	2.832.476	83.856	1.318.945	0	0	4.235.277	0	4.235.277
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.832.476	83.856	1.318.945	0	0	4.235.277	0	4.235.277
5.04	Transações de Capital com os Sócios	148	3.869	0	-263.400	0	-259.383	0	-259.383
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-263.400	0	-263.400	0	-263.400
5.04.08	Exercício de opção de compra de ações	148	0	0	0	0	148	0	148
5.04.09	Pagamento baseado em ações	0	4.720	0	0	0	4.720	0	4.720
5.04.10	Recompra de ações	0	-7.323	0	0	0	-7.323	0	-7.323
5.04.11	Entrega de ações de tesouraria	0	6.472	0	0	0	6.472	0	6.472
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	587.605	0	587.605	0	587.605
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	587.605	0	587.605	0	587.605
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.832.624	87.725	1.318.945	324.205	0	4.563.499	0	4.563.499

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2024 à 30/09/2024

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	2.830.774	81.375	1.671.360	0	-65.626	4.517.883	0	4.517.883
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.830.774	81.375	1.671.360	0	-65.626	4.517.883	0	4.517.883
5.04	Transações de Capital com os Sócios	1.702	-1.508	0	-410.915	0	-410.721	0	-410.721
5.04.01	Aumentos de Capital	495	0	0	0	0	495	0	495
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-410.000	0	-410.000	0	-410.000
5.04.08	Exercício de opção de compra de ações	1.207	0	0	0	0	1.207	0	1.207
5.04.09	Pagamento baseado em ações	0	443	0	0	0	443	0	443
5.04.10	Recompra de ações	0	-14.124	0	0	0	-14.124	0	-14.124
5.04.11	Entrega de ações de tesouraria	0	12.173	0	-915	0	11.258	0	11.258
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	405.054	62.172	467.226	0	467.226
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	405.054	0	405.054	0	405.054
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	62.172	62.172	0	62.172
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	2.832.476	79.867	1.671.360	-5.861	-3.454	4.574.388	0	4.574.388

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2025 à 30/09/2025	Anterior 01/01/2024 à 30/09/2024
7.01	Receitas	2.891.129	2.884.026
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.876.876	2.853.124
7.01.02	Outras Receitas	14.253	30.902
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-949.203	-754.764
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-84.992	-35.998
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-864.211	-718.766
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.941.926	2.129.262
7.04	Retenções	-551.799	-535.074
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-551.799	-535.074
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.390.127	1.594.188
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	506.139	172.583
7.06.02	Receitas Financeiras	506.139	172.583
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.896.266	1.766.771
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.896.266	1.766.771
7.08.01	Pessoal	189.671	284.435
7.08.01.01	Remuneração Direta	111.758	196.820
7.08.01.02	Benefícios	69.532	75.477
7.08.01.03	F.G.T.S.	8.381	12.138
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	505.074	381.550
7.08.02.01	Federais	343.137	218.154
7.08.02.02	Estaduais	160.782	160.721
7.08.02.03	Municipais	1.155	2.675
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	613.916	695.732
7.08.03.01	Juros	390.701	500.137
7.08.03.02	Aluguéis	43.824	32.715
7.08.03.03	Outras	179.391	162.880
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	587.605	405.054
7.08.04.02	Dividendos	263.400	410.000
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	324.205	-4.946

DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

Terceiro Trimestre 2025

Teleconferência de Resultados do 3T25

Sexta-feira, 7 de novembro de 2025. 10h | horário local (Brasília)

Clique aqui para acessar o webcast



Comentário do Desempenho

Sumário

1. Destaques 2

2. Mensagem do Presidente 3

3. Principais Eventos do Período 4

4. Operacional 5

 4.1. Produção 5

 4.2. Sondas e Serviços (RSO) 6

 4.3. Comercialização 6

5. Performance Financeira 8

 5.1. Receita Líquida 8

 5.2. Hedge de Petróleo 9

 5.3. Custos e Despesas operacionais 10

 5.4. Lifting Cost 11

 5.5. Royalties 12

 5.6. EBITDA 12

 5.7. Resultado Financeiro 12

 5.8. Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado 12

 5.9. Fluxo de Caixa 13

 5.10. Investimento 15

 5.11. Endividamento 16

6. Sustentabilidade 17

7. Performance da Ação 18

8. Anexo I 19

Comentário do Desempenho

1. Destaques

Salvador, 06 de novembro de 2025 – PetroReconcavo S.A. (“PetroReconcavo” ou “Companhia”) (B3: RECV3) apresenta seus resultados do terceiro trimestre (“3T25” ou “trimestre”) e do acumulado (“9M25” ou “acumulado”) de 2025. As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$ mil), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“*International Financial Reporting Standards - IFRS*”), emitidas pelo “*International Accounting Standards Board - IASB*”, exceto onde especificado em contrário.

Principais Indicadores (R\$ Mil ¹)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.439	2.421.178	1%
EBITDA	349.954	373.772	-6%	439.402	-20%	1.147.573	1.240.069	-7%
Margem EBITDA	44,5%	46,4%	-1,9 p.p.	51,7%	-7,2 p.p.	46,8%	51,2%	-4,4 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	1,00 x	0,78 x	0,22 x	0,52 x	0,48 x	1,00 x	0,52 x	0,48 x
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%
Lucro Líquido Ajustado ²	69.377	139.088	-50%	163.694	-58%	344.524	499.357	-31%
Margem Líquida	15,5%	29,5%	-14,0 p.p.	18,7%	-3,2 p.p.	24,0%	16,7%	7,2 p.p.
Margem Líquida Ajustada	8,8%	17,3%	-8,4 p.p.	19,3%	-10,4 p.p.	14,0%	20,6%	-6,6 p.p.
Capex ³	568.631	366.682	55%	189.785	200%	1.183.920	514.712	130%
Fluxo de Caixa Livre ⁴	(221.391)	(99.864)	122%	267.724	n.m.	(114.038)	890.850	n.m.
Fluxo de Caixa Livre ⁴ , excl. investimentos de <i>midstream</i>	38.471	(63.015)	n.m.	267.724	-86%	182.673	890.850	-79%
Produção Média Bruta (boe/dia)	26.426	27.367	-3%	26.372	0%	27.015	26.342	3%
Lifting Cost (US\$/boe)	\$ 15,52	\$ 13,88	12%	\$ 13,77	13%	\$ 14,43	\$ 13,25	9%
Taxa média de câmbio (R\$/US\$)	R\$ 5,45	R\$ 5,67	-4%	R\$ 5,55	-2%	R\$ 5,65	R\$ 5,24	8%
Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl)	\$ 69,13	\$ 67,88	2%	\$ 80,34	-14%	\$ 70,93	\$ 82,79	-14%

¹ Ressalvadas as indicações em contrário. Notas descritivas dos Indicadores no anexo.

² Lucro Líquido descontados os efeitos cambiais da marcação a mercado da dívida e impostos diferidos das operações de swaps.

³ Exclui o reconhecimento do efeito não caixa de aproximadamente R\$ 53 milhões referente à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guimarães.

⁴ Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e Intangível.

Destaques

- Produção média de 26,4 mil barris de petróleo equivalente (“boe”)/dia, redução de 3% em relação ao trimestre anterior. No acumulado, a produção média foi de 27,0 mil boe/dia, aumento de 3% em relação aos 9M24;
- Receita Líquida de R\$ 786 milhões no trimestre e de R\$ 2,5 bilhões no acumulado, queda de 2% vs. 2T25 e aumento de 1% em relação aos 9M24;
- EBITDA de R\$ 350 milhões no trimestre e de R\$ 1,1 bilhão no acumulado, redução de 6% vs. 2T25 e de 7% em relação aos 9M24;
- Lucro Líquido de R\$ 122 milhões no trimestre e de R\$ 588 milhões no acumulado, redução de 49% vs. 2T25 e aumento de 45% em relação aos 9M24;
- 3ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 500 milhões, liquidada em julho, com contratos de swaps com custo médio dolarizado de aproximadamente 5,66% ao ano e *duration* aproximado de 5,2 anos;
- Geração de Caixa Operacional de R\$ 388 milhões no trimestre e de R\$ 1,2 bilhão no acumulado, aumento de 20% em comparação com o 2T25 e redução de 25% em relação aos 9M24;
- No 3T25, a Companhia realizou o pagamento de R\$ 260 milhões correspondente às parcelas de aprovação pelo CADE e de *closing* da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte junto à Brava Energia;
- Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de *midstream*, de R\$ 38 milhões no trimestre e de R\$ 183 milhões no acumulado; e
- A Dívida Líquida em 30 de setembro de 2025 era de R\$ 1,5 bilhão, representando uma alavancagem de 1,00x Dívida Líquida/EBITDA LTM.

Comentário do Desempenho

2. Mensagem do Presidente

Esse foi um trimestre em que a companhia avançou em frentes estratégicas, concluindo a campanha de poços profundos e iniciando a campanha de perfuração horizontal, ambas iniciativas com potencial de destravar valor significativo para a Companhia. Contudo, os desafios operacionais, adicionados aos efeitos macroeconômicos de Brent e câmbio, influenciaram diretamente os indicadores financeiros da Companhia, que registrou Receita Líquida de R\$ 786 milhões e EBITDA de R\$ 350 milhões, redução de 2% e 6% respectivamente, na comparação trimestral.

No trimestre, a produção média foi de 26,4 mil boe/dia, representando redução de 3% em relação ao trimestre anterior, influenciada fundamentalmente pelo declínio no campo de Tiê. Para mitigar esse efeito, avançamos significativamente com o projeto de injeção de água, com o objetivo de aumentar a pressão e melhor deslocar os hidrocarbonetos por meio de varrido do reservatório. Como resultado, o mês de setembro foi o primeiro mês na história de produção do campo de Tiê em que o volume de injeção superou o volume de fluido produzido, iniciando assim o processo de repressurização do reservatório. A iniciativa visa reverter a tendência de declínio, aumentar o fator de recuperação de óleo e gás e prolongar a vida útil do campo.

Com a campanha de perfuração e avaliação de poços profundos, validamos os dados geológicos e geofísicos previamente identificados e caracterizamos os hidrocarbonetos presentes nestas zonas produtoras. Durante as operações, foram identificadas zonas com boa saturação de hidrocarbonetos em reservatórios com pressões originais, indicando que essas acumulações mantêm seu potencial produtivo. As zonas identificadas, todavia, apresentam baixa permeabilidade, características que exigem novas metodologias de completação para maximizar a produção. Apesar desses desafios, os resultados reforçam a oportunidade de destravamento de reservas relevantes, com potencial de incremento na curva de produção futura, com soluções tecnológicas que a PetroReconcavo seguirá buscando no caminho de melhorar a economicidade para viabilizar o desenvolvimento destas acumulações. No final de setembro perfuramos nosso primeiro poço horizontal, no Ativo Potiguar, um marco técnico transformacional e que reforça nossa capacidade de execução de projetos de maior complexidade.

Avançamos na resiliência nas operações, e em continuidade ao MoU assinado em novembro de 2024, celebramos um contrato com o Grupo Dislub Equador para armazenagem e movimentação de petróleo em um novo terminal a ser construído e operado pela Dislub no Porto do Pecém, estabelecendo uma estrutura dedicada que possibilitará a abertura de novas rotas comerciais, bem como o potencial para reduzir os descontos praticados nas operações de venda do petróleo. Ademais, concluímos a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte, o que fortalece nossa infraestrutura, aumentando a segurança no escoamento e processamento de gás natural e otimizando custos.

Publicamos nosso 4º Relatório de Sustentabilidade e, em outubro, divulgamos a atualização do Código de Ética e Conduta, reafirmando nosso compromisso com a contínua evolução das melhores práticas e do ecossistema de integridade da PetroReconcavo.

Em meio a desafios, continuamos com a convicção de seguirmos na direção certa. Avançamos em frentes estratégicas, impulsionados pela nossa competência técnica, pela dedicação do nosso time e pela confiança dos nossos acionistas. Seguimos firmes na construção de uma companhia mais resiliente, eficiente e preparada para capturar oportunidades e entregar resultados consistentes.

José Firmo



Comentário do Desempenho

3. Principais Eventos do Período

- Em 4 de julho, a PetroReconcavo concluiu a liquidação financeira da sua 3ª emissão de debêntures simples, no valor total de R\$ 500 milhões, com vencimento em julho de 2032. A Companhia contratou instrumentos derivativos (*swaps*) para dolarizar a emissão, resultando em custo médio de 5,66% ao ano e *duration* de 5,2 anos;
- Em 9 de julho, a Companhia iniciou a operação do gasoduto de Tiê, interligando o campo de Tiê à malha de escoamento do gás do Ativo Bahia até a UTG Catu, marcando um avanço importante na sua infraestrutura de escoamento e comercialização de gás;
- Em 14 de julho, a Companhia divulgou o seu Relatório de Sustentabilidade referente ao ano de 2024, elaborado conforme os padrões do *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e da *Global Reporting Initiative* (GRI), com referências adicionais da *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA). O relatório completo está disponível por meio desse [link](#);
- Em 1º de agosto, a PetroReconcavo lançou seus novos sites Institucional e de Relações com Investidores, trazendo navegação intuitiva e fácil acesso às informações, reafirmando o compromisso com a transparência e governança corporativa, disponíveis em <https://www.petroreconcavo.com.br/> e em <https://ri.petroreconcavo.com.br/>, respectivamente ;
- Em 16 de agosto, a Companhia celebrou contrato com o Grupo Dislub Equador para cessão de espaço de armazenagem e serviços de movimentação de petróleo bruto no terminal do Porto do Pecém. O projeto ampliará a flexibilidade logística da Companhia, reduzirá descontos aplicados à comercialização e abrirá acesso a novas rotas e mercados;
- Em 1º de setembro, a PetroReconcavo passou a integrar o Índice de Dividendos (IDIV) da B3 e manteve sua presença, pelo segundo ano consecutivo, no Índice de Diversidade (IDVR), reforçando as melhores práticas de mercado;
- Em 30 de setembro, a PetroReconcavo concluiu a aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural da Brava Energia, no Rio Grande do Norte. A operação é estruturada por um *Joint Operating Agreement*, com gestão compartilhada por meio de Comitê Operacional. A transação visa otimizar custos e ampliar a segurança e eficiência no escoamento e processamento de gás natural. Até o final do 3T25, foram desembolsados R\$ 296,6 milhões, distribuídos entre a assinatura do contrato em junho, a aprovação do CADE em julho e a conclusão da transação em setembro. O valor remanescente, correspondente a 15% do valor total, será quitado de forma fracionada conforme o avanço do processo de transferência imobiliária previsto para ocorrer nos próximos meses;
- Em 3 de outubro, a Companhia divulgou a atualização do seu Código de Ética e Conduta, reforçando seu compromisso com as melhores práticas de integridade e governança;
- Em 10 de outubro, a PetroReconcavo concluiu a venda de 50% de sua participação e a transferência da operação de sete concessões no Rio Grande do Norte para a Mandacaru Energia. Com o fechamento da transação, a Companhia já recebeu R\$ 6,6 milhões, o que representa 20% do valor total. Do valor restante, 15% será pago em até 6 meses, e os 65% finais serão destinados ao longo de até dois anos, à contrapartida da PetroReconcavo em investimentos voltados ao desenvolvimento da produção das concessões. A operação estabelece um consórcio com gestão compartilhada, fortalecendo a parceria já existente entre as empresas e reforçando a estratégia da Companhia de geração sustentável de valor.

Comentário do Desempenho

4. Operacional

4.1. Produção

A produção média do trimestre foi de 26,4 mil boe/dia, redução de 3% em comparação ao trimestre anterior, em função da queda de 6% e 1% nos Ativos Potiguar e Bahia, respectivamente. Ao longo do trimestre foram realizados 21 projetos de *workover* no Ativo Bahia e 43 projetos no Ativo Potiguar. No acumulado do ano, a produção média foi de 27,0 mil boe/dia, aumento de 3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Produção (boe/dia)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Óleo	8.324	8.885	-6%	8.580	-3%	8.601	8.979	-4%
Gás	4.606	4.829	-5%	4.748	-3%	4.728	4.810	-2%
Ativo Potiguar	12.930	13.714	-6%	13.328	-3%	13.328	13.790	-3%
Óleo	7.267	7.455	-3%	6.583	10%	7.478	6.266	19%
Gás	6.230	6.198	1%	6.460	-4%	6.209	6.286	-1%
Ativo Bahia	13.496	13.652	-1%	13.043	3%	13.687	12.552	9%
Óleo	15.591	16.339	-5%	15.163	3%	16.078	15.246	5%
Gás	10.836	11.027	-2%	11.209	-3%	10.937	11.096	-1%
Total	26.426	27.367	-3%	26.372	0%	27.015	26.342	3%

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

Ativo Bahia

A produção média do Ativo Bahia foi de 13,5 mil boe/dia no trimestre, redução de 1% em relação ao 2T25, refletindo a queda de 3% na produção de petróleo e aumento de 1% na produção de gás natural. Este efeito é decorrente do declínio acelerado no campo de Tiê, parcialmente compensado pelo aumento nos Polos de Miranga e Remanso. No acumulado, a produção média foi de 13,7 mil boe/dia, aumento de 9% em relação aos 9M24. Após uma campanha bem-sucedida de perfuração iniciada no 3T24, o campo de Tiê registrou rápido crescimento na produção, que atingiu um pico entre os meses de fevereiro e março. Entretanto, conforme esperado, com o aumento expressivo da produção acelerou-se o processo de depleção do reservatório, impactando diretamente a produção.

A Companhia havia planejado iniciar um programa de injeção no final de 2024, entretanto, após identificar o potencial de produção de petróleo do poço TIE-009, decidiu usa-lo temporariamente como produtor. Com isso, a campanha de injeção de água no campo foi retomada com perfuração dos poços TIE-010, concluído em maio de 2025, e TIE-015, concluído em agosto. Com entrada em operação desses poços e conversão do TIE-009 em injetor, intensificou-se a campanha de injeção de água no campo, que, ao final de setembro, passou pela primeira vez na história do campo a injetar um volume superior àquele produzido, dando início ao processo de repressurização do reservatório, que tem como objetivo a estabilização da produção e o aumento no fator de recuperação das reservas.

Em relação aos polos de Remanso e Miranga, é importante ressaltar que, por motivos gerenciais, os campos de Jacuípe, Riacho de São Pedro e Sussuarana, cuja produção de gás no 3T25 foi de 899 boe/dia, deixaram de ser contabilizados no polo de Miranga e passaram a integrar o polo de Remanso. Dessa maneira, excluindo os efeitos dessa nova alocação, os polos de Miranga e Remanso apresentaram aumento de produção de 4,7% e 6,1%, respectivamente, resultante das atividades de *workovers* realizadas.

Cabe ainda destacar que, neste trimestre, a Companhia praticamente concluiu o processo de perfuração, avaliação e completação nos três poços profundos, iniciada no 4T24, confirmando as análises previamente realizadas no passado quanto à presença de hidrocarbonetos, além do descobrimento de novas zonas. As zonas identificadas apresentaram pressões originais preservadas, indicando potencial produtivo, com a possibilidade de destravar novas reservas. As zonas identificadas, todavia, apresentam baixa permeabilidade,

Comentário do Desempenho

características que exigem novas metodologias de completação para o desenvolvimento dessas zonas de maneira comercial, de modo que a Companhia pretende dedicar os próximos meses ao estudo das alternativas técnicas.

Ativo Potiguar

A produção média do Ativo Potiguar foi de 12,9 mil boe/dia no trimestre, redução de 6% em comparação ao 2T25, refletindo a queda de 6% na produção de petróleo e de 5% na produção de gás. Esse resultado se deve, em parte, à ausência de novas completações no período, fator que no trimestre anterior gerou produção incremental proveniente de novos poços completados após programa de perfuração.

Apesar do número estável de intervenções de *workovers*, o desempenho produtivo da safra de projetos do trimestre, foi inferior ao de campanhas anteriores, gerando menor produção incremental para compensar o declínio natural dos poços do ativo.

A Companhia segue revisando continuamente seus processos operacionais, com foco em otimizar a eficiência e manter a flexibilidade para ajustar o ritmo das atividades conforme as condições macroeconômicas e os resultados mais recentes. Como parte deste processo, foi realizada uma análise das operações visando identificar a relação entre quantidade e retorno dos projetos. Para o 4T25, o plano prevê uma readequação no ritmo de *workovers*, buscando aprimorar a alocação de capital no Ativo.

4.2. Sondas e Serviços (RSO)

Ao final do 3T25, a Companhia contava com três sondas de perfuração e 17 sondas de *workover*. Como parte da estratégia de otimização da campanha de *workovers*, foi incorporada uma sonda própria ao portfólio operacional, enquanto uma unidade alugada e uma terceirizada foram devolvidas, resultando em um ajuste para 13 sondas próprias e quatro terceirizadas. Adicionalmente, considerando a piora no cenário de preços do *Brent*, a Companhia devolveu mais três sondas terceirizadas ao final de outubro visando reduzir o ritmo de Capex, passando a operar com o total de 14 sondas de *workover*.

No trimestre foram executados 64 projetos de *workover*, sendo a alocação operacional das sondas equilibrada entre os ativos, com nove sondas operando no Ativo Potiguar e oito sondas no Ativo Bahia.

Em relação às sondas de perfuração, a PR-14 prestou serviços para o SENAI no final do 2T25 e, em julho, finalizou a perfuração de um poço escola. No momento, a sonda encontra-se em mobilização para prestação de serviços junto a um parceiro até meados do 1T26.

A sonda PR-04 concluiu as operações de perfuração e completação do poço injetor TIE-015 ao longo do trimestre.

A sonda PR-21 realizou ao longo do trimestre a perfuração de um poço horizontal no Complexo Sabiá, que se encontra em fase de testes.

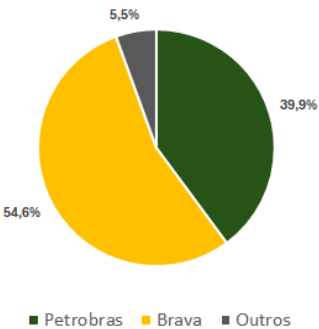
4.3. Comercialização

Petróleo

No trimestre, as vendas de petróleo nos estados da Bahia e Sergipe foram realizadas para a Petrobras e a *Dax Oil*, conforme contratos vigentes. No Rio Grande do Norte, a produção foi comercializada com a Brava Energia.

Comentário do Desempenho

Venda de Petróleo 3T25 (%)



O preço médio de venda de petróleo foi de US\$ 59,46 por barril, representando 86% do valor de referência do *Brent*, mantendo-se estável na comparação com o trimestre anterior. Em relação aos ativos, a Companhia registrou um desconto versus *Brent* de US\$ 4,42 no Ativo Bahia e de US\$ 13,96 no Ativo Potiguar no trimestre. Em setembro, a Companhia assinou a atualização do contrato de venda de petróleo bruto para a Petrobras, referente à produção do campo de Remanso, que terá vigência até o final de março de 2026.

Conforme destacado no último Release de Resultados, a Companhia ainda possuía um estoque junto à Brava Energia ao final do 2T25 no volume de 34,6 mil barris que foram totalmente vendidos ao longo do trimestre.

Preço Médio Realização Petróleo		3T25	2T25	Δ%	3T24 ¹	Δ%	9M25	9M24 ¹	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	471.512	498.142	-5%	565.253	-17%	1.528.088	1.648.147	-7%
Volume Entregue	Mbbl	1.421	1.479	-4%	1.386	3%	4.365	4.140	5%
Volume entregue incluindo estoque	Mbbl	1.455	1.501	-3%	1.386	5%	4.365	4.140	5%
Preço Médio Realização	(R\$/bbl)	323,98	331,80	-2%	407,90	-21%	350,10	398,15	-12%
Preço Médio Realização	(US\$/bbl)	59,46	58,56	2%	73,50	-19%	61,96	75,98	-18%

¹Os valores da receita líquida do 3T24 e 9M24 excluem os efeitos do *hedge Non-Deliverable Forward* (NDF).

Em agosto, a Companhia firmou contrato com o Grupo Dislub Equador para a cessão de espaço de armazenagem e prestação de serviços de movimentação de petróleo bruto no terminal do Porto do Pecém. O acordo, válido por 13 anos, contempla duas etapas: uma fase inicial com infraestrutura provisória destinada à comercialização direta em até 12 meses, seguida de uma fase definitiva que prevê tancagem dedicada de 40.000 m³/mês em até 36 meses, com ambos os prazos contados da data de assinatura do contrato. Este Contrato representa a concretização de um dos pilares estratégicos do Programa de Resiliência da Companhia, que visa estabelecer novas rotas e alternativas logísticas para o escoamento e comercialização de seu petróleo produzido no Rio Grande do Norte, aumentando sua flexibilidade operacional e contribuindo diretamente para a sustentabilidade e previsibilidade de seus resultados, além de habilitar uma alternativa de redução dos descontos atuais no sistema de logística e tratamento de óleo.

Gás Natural

O preço médio de realização do gás rico entregue foi de US\$ 9,60 por milhão de BTUs, representando 13,89% do valor de referência do *Brent*, no trimestre. O volume produzido e entregue pela Companhia foi de 142,9 milhões de m³, redução de 4% em relação ao trimestre anterior, impactado pela redução do volume produzido, combinado com a reinjeção de parte do gás produzido no campo de Tiê, como parte da estratégia de repressurização do reservatório, alinhado com o programa de injeção de água. Este efeito foi mitigado pelo maior volume de compra de gás de terceiros para cumprimento dos contratos firmes de gás, que representou uma adição de 10 milhões de m³ ao Volume Entregue Total.

Comentário do Desempenho

Preço Médio Realização Gás		3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	(R\$ Mil)	298.658	305.947	-2%	291.604	2%	906.555	862.404	5%
Volume Produzido e Entregue	Mm ³	142.907	148.703	-4%	147.424	-3%	432.590	445.727	-3%
Volume Compra	Mm ³	10.117	7.630	33%	5.333	90%	33.571	10.203	229%
Volume Entregue Total	Mm ³	153.024	156.333	-2%	152.756	0%	466.161	455.930	2%
Preço Médio Realização	(R\$/Mm ³)	1,95	1,96	0%	1,91	2%	1,94	1,89	3%
Preço Médio Realização	(US\$/MMBTU)	9,60	9,26	4%	9,22	4%	9,23	9,68	-5%

Em 09 de julho, entrou em operação o novo gasoduto de Tiê, após autorização da ANP, permitindo o acesso da produção do campo à UTG Catu. Essa iniciativa possibilitou a comercialização do gás inserido na malha por uma margem incremental aproximada de US\$ 5,00 por milhão de BTU, já considerando os custos de processamento da UTG Catu.

Gás Seco

No 3T25, a Companhia manteve contratos de demanda firme para volumes com entregas de aproximadamente 1.485 mil m³/dia com distribuidoras estaduais de Gás Natural na região Nordeste, além de atender a outros clientes privados.

Os contratos de venda de gás seco possuem cláusulas de preços mínimo e máximo, ou preços fixos de venda, o que garante maior previsibilidade e proteção das receitas de gás natural contra oscilações no preço do *Brent*, funcionando como um *hedge* natural para a Companhia. Cabe destacar, que 89% da produção de gás do trimestre estava “*hedgada*” por estes contratos.

Líquidos de Gás Natural

No 3T25, a produção de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) do Ativo Potiguar foi comercializada com as distribuidoras Copa Energia, Supergasbras e Nacional Gás Butano, enquanto o C5+ foi comercializado com a Brava Energia, ambos na saída da UPGN Guamaré. Cabe destacar que no dia 1 de julho, passou a vigorar um novo contrato com a Copa Energia para comercialização de cerca de 75% da produção da GLP de propriedade da Companhia no Rio Grande do Norte, impactando positivamente o preço médio de comercialização de GLP em cerca de 30%. Já o volume do C3+ produzido na Bahia foi comercializado com a Petrobras, na saída da UTG Catu.

5. Performance Financeira

Demonstração de Resultados (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.439	2.421.178	1%
Custos e Despesas	(384.351)	(373.641)	3%	(352.394)	9%	(1.126.475)	(1.018.229)	11%
Royalties	(52.080)	(58.889)	-12%	(58.393)	-11%	(179.391)	(162.880)	10%
EBITDA	349.954	373.772	-6%	439.402	-20%	1.147.573	1.240.069	-7%
Depreciação, Amortização e Depleção	(192.350)	(195.367)	-2%	(202.998)	-5%	(551.799)	(535.074)	3%
Lucro Operacional	157.604	178.405	-12%	236.404	-33%	595.774	704.995	-15%
Resultado Financeiro Líquido	(8.980)	75.421	n.m.	(40.324)	-78%	115.438	(327.554)	n.m.
Impostos Correntes	(1.382)	(3.713)	-63%	(4.316)	-68%	(11.647)	(7.756)	50%
Impostos Diferidos	(25.305)	(11.974)	111%	(32.924)	-23%	(111.960)	35.369	n.m.
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%

5.1. Receita Líquida

A Receita Líquida foi de R\$ 786 milhões no trimestre, queda de 2% em relação ao 2T25, refletindo as variações negativas na produção e dólar no período. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 2,5 bilhões, aumento de 1% em relação aos 9M24.

Comentário do Desempenho

Receita Líquida (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Bahia	230.779	244.786	-6%	258.315	-11%	769.685	711.573	8%
Receita Líquida com Petróleo - Ativo Potiguar	240.733	253.356	-5%	306.938	-22%	758.402	936.574	-19%
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	n.m.	(30.735)	n.m.	-	(121.978)	n.m.
Receita Líquida com Petróleo	471.511	498.142	-5%	534.518	-12%	1.528.088	1.526.169	0%
Receita Líquida com Gás natural e subprodutos	298.658	305.947	-2%	291.604	2%	906.555	862.404	5%
Receita Líquida com Serviços	16.215	2.213	633%	24.068	-33%	18.796	32.605	-42%
Receita Líquida Total	786.385	806.302	-2%	850.189	-8%	2.453.438	2.421.178	1%

A **Receita Líquida com petróleo** reduziu 5% em relação ao 2T25, refletindo a queda do dólar em 4% e da produção em 5% no período, que foram parcialmente compensadas pelo maior preço do petróleo tipo Brent em 2% e pela venda de estoque no Rio Grande do Norte, conforme mencionado na seção de Comercialização. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 1,5 bilhão, estável em relação ao mesmo período do ano passado.

No Ativo Bahia, a receita com venda de petróleo reduziu 6%, impactada pela redução de 3% na produção no período e pelos efeitos macroeconômicos já mencionados acima. Além disso, durante o trimestre, foi realizado reajuste contratual junto à Petrobras, o que resultou em aumento do desconto aplicado em relação ao Brent.

No Ativo Potiguar, a receita com a venda de petróleo reduziu 5%, refletindo a redução da produção em 6%, e os efeitos do dólar e Brent. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela venda de 34,6 mil barris de petróleo, provenientes do estoque armazenado junto à Brava Energia no 1T25, liquidando o saldo de estoque formado.

A **Receita Líquida com gás** reduziu 2% em relação ao trimestre anterior, em linha com a redução da produção de gás no período, que foi parcialmente compensada pelo maior volume de compras de gás de terceiros no trimestre. No acumulado, a Receita Líquida foi de R\$ 907 milhões, 5% superior ao mesmo período do ano passado.

A **Receita Líquida com prestação de serviços** totalizou R\$ 16 milhões no trimestre em função da prestação de serviço com a sonda de perfuração PR-14 para o SENAI, conforme descrito na seção de Sondas e Serviços.

5.2. Hedge de Petróleo

A Companhia avalia continuamente cenários possíveis e prováveis, a fim de mitigar o risco de variação nos preços das *commodities*, através de operações de *hedge* na produção futura de petróleo, visando aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. Ao final do 3T25, a Companhia possuía contratos de *hedge* no formato de *Zero Cost Collar*.

Os contratos do tipo *Zero Cost Collar* (ZCC) são caracterizados por não exigirem desembolso inicial. Eles oferecem uma estratégia de proteção contra flutuações de preços da *commodity*, utilizando opções de compra (*Call*) e de venda (*Put*) do *Brent*, que definem um intervalo de preços e limitam as perdas e ganhos potenciais.

Para efeitos contábeis, a avaliação desses contratos é realizada através de instrumentos financeiros, com marcação a mercado. No entanto, na prática, se a curva do *Brent* seguir a curva futura e estiver dentro dos limites do *Collar*, a Companhia não terá desembolso nem recebimento efetivo de caixa no vencimento destes contratos.

O volume total de petróleo *hedgeado* para o 3T25 era de 364.000 barris, equivalente a 3.957 bbl/dia, representando 25% da produção de petróleo da Companhia e 15% de sua produção total do período.

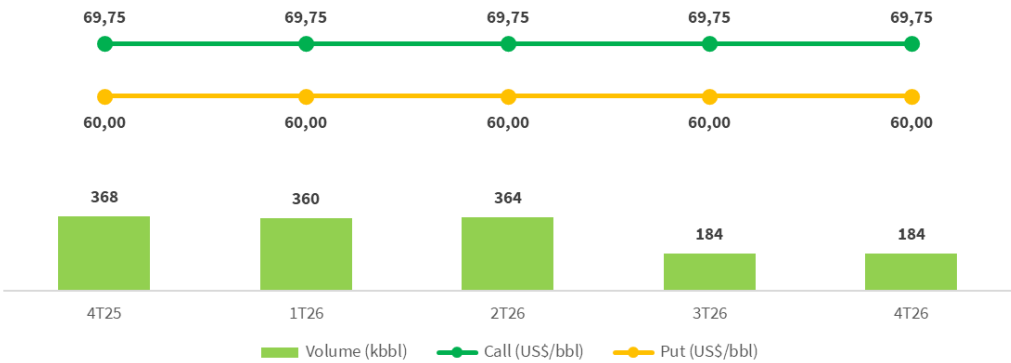
A tabela abaixo representa a quantidade de petróleo protegida pelos contratos de *hedge* vigentes no 3T25:

ZCC	Preço médio (US\$/bbl)		Quantidade	Valor justo
Em 30/09/2025	Put	Call	bbl	R\$ Mil
Menos de 3 meses	60,00	69,75	368.000	(536)
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	360.000	(258)
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	548.000	10
De 1 a 2 anos	60,00	69,75	184.000	39
Total	60,00	69,75	1.460.000	(745)

¹ Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2025.

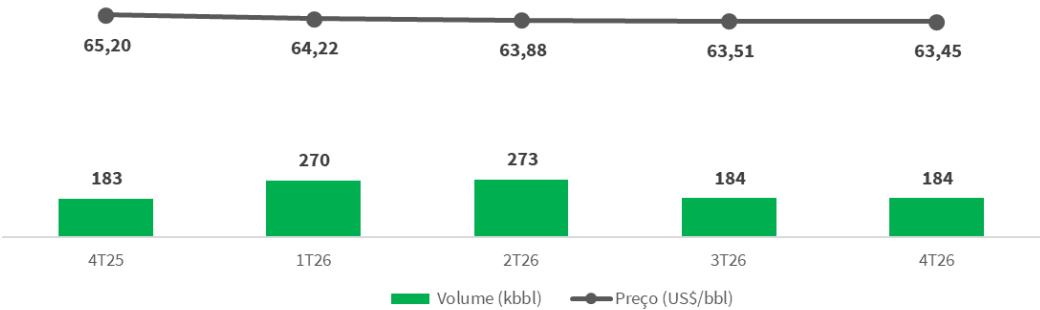
Comentário do Desempenho

Distribuição dos contratos de *hedge* na modalidade ZCC por período



Além disso, no mês de outubro, avaliando a tendência da curva futura do preço de Brent e aproveitando momento oportuno, a Companhia contratou novos instrumentos de *hedge* na modalidade NDF (*Non-Deliverable Forward*), com vigência até 2026, em linha com a sua estratégia de reforçar sua proteção frente à volatilidade de preços.

Distribuição dos contratos de *hedge* na modalidade NDF por período



5.3. Custos e Despesas operacionais

Custos e Despesas (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Pessoal	76.082	74.794	2%	74.291	2%	217.833	204.702	6%
Serviços e Materiais	201.486	167.706	20%	151.932	33%	525.456	378.518	39%
Energia Elétrica	17.274	19.716	-12%	18.441	-6%	54.406	53.897	1%
Vendas	-	-	n.m.	3.048	n.m.	-	3.940	n.m.
Outros Custos e Despesas	(8.511)	7.148	n.m.	2.139	n.m.	11.423	56.303	-80%
Custos de Midstream	98.020	104.277	-6%	102.543	-4%	317.357	320.869	-1%
Compra/Swap de gás	21.251	23.793	-11%	17.075	24%	84.992	42.869	98%
Escoamento de gás	3.633	3.715	-2%	3.957	-8%	11.088	15.170	-27%
Processamento de gás	48.455	51.884	-7%	52.073	-7%	149.360	171.455	-13%
Transporte de gás	24.681	24.885	-1%	29.438	-16%	71.917	91.375	-21%
Custos e Despesas Totais	384.351	373.641	3%	352.394	9%	1.126.475	1.018.229	11%

Comentário do Desempenho

Os Custos e Despesas no trimestre foram de R\$ 384 milhões e de R\$ 1,1 bilhão no acumulado, 3% acima do trimestre anterior e 11% maior em relação aos 9M24. A variação dos Custos e Despesas, no trimestre, pode ser explicada por:

Pessoal: aumento de 2%, quando comparado ao trimestre anterior, em função da provisão para pagamento de acordo coletivo referente ao ano de 2025;

Serviços e materiais: aumento de 20% em relação ao trimestre anterior, em função do aumento do número de serviços de reparo de poços e de serviços para integridade de ativos, além de gastos adicionais com licença de softwares e pela ausência do efeito de créditos presumidos de ICMS que impactou positivamente o trimestre passado;

Energia elétrica: redução de 12% em relação ao trimestre anterior, em função de novos contratos firmados para os polos Miranga e Remanso, que passaram a vigorar a partir de setembro, com redução nos preços da energia elétrica;

Custos com *midstream* (compra, escoamento, processamento e transporte de gás natural): redução de 6% em relação ao 2T25, refletindo os menores custos com a compra de gás de terceiros, principalmente devido à defasagem entre o preço de referência do Brent nos contratos. Os custos de processamento recuaram 7%, influenciados pela redução dos volumes processados devido à menor produção, início das vendas de gás rico para a Brava, além da menor incidência de penalidades no período. Já os custos de escoamento e transporte acompanharam a queda no volume de gás produzido e entregue no trimestre. Cabe destacar que até setembro foram registrados custos de escoamento e processamento de gás no Rio Grande do Norte na modalidade de prestação de serviços pela Brava e, com o *Closing* da transação, a partir de outubro passa a vigorar o modelo de compartilhamento de custos que deve trazer reduções expressivas de custos para a Companhia.

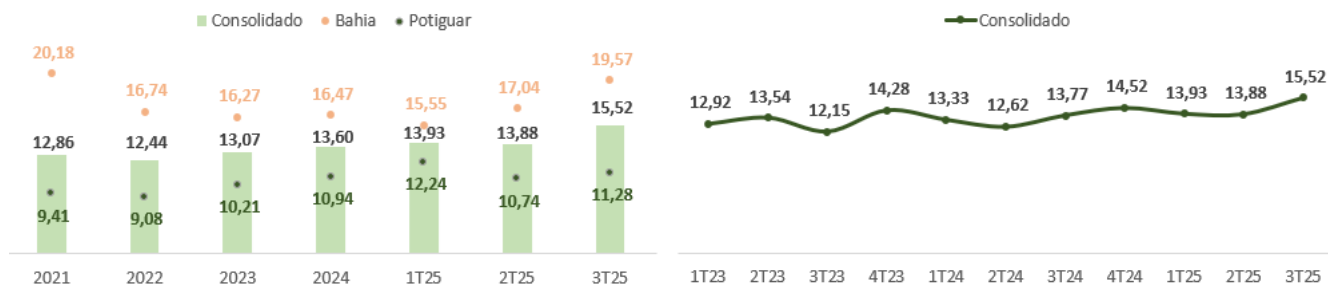
Outros custos e despesas: as variações referem-se, principalmente ao aumento pontual na venda de materiais, além da reversão de provisões cujos riscos foram reavaliados durante o trimestre.

5.4. Lifting Cost

O cálculo do custo médio de produção (*lifting cost*) é a soma dos custos totais de produtos vendidos, ajustados pela movimentação dos estoques, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento, escoamento e transporte do gás, os *royalties*, a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe.

O custo médio de produção no trimestre foi de R\$ 206 milhões, aumento de 5% em relação ao 2T25. Já o custo por barril foi de US\$ 15,52/boe, aumento de 12% em relação 2T25. Esse crescimento foi impactado pelos custos associados à reparos de poços, pelo aumento das despesas operacionais relacionadas à integridade de ativos, somado à redução da produção, que limita a diluição dos custos fixos, além do efeito da desvalorização cambial no período.

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



Comentário do Desempenho

5.5. Royalties

A Companhia registrou R\$ 52 milhões em royalties no trimestre, redução de 12% em relação ao 2T25, refletindo os menores preços médios de referência de petróleo e gás, a variação cambial e uma redução de 13% na produção total do campo de Tiê em comparação ao 2T25, cuja alíquota de royalties é superior à média da Companhia.

No acumulado, foram registrados R\$ 179 milhões, o que representa um aumento de 10% em relação aos 9M24, refletindo principalmente o maior volume de produção do campo de Tiê e aos maiores preços médios de referência do gás natural.

5.6. EBITDA

O EBITDA, conforme instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, foi de R\$ 350 milhões no trimestre e de R\$ 1,1 bilhão nos 9M25, queda de 6% em relação ao 2T25 e de 7% em relação aos 9M24.

5.7. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro Líquido foi negativo em R\$ 9 milhões no 3T25, e positivo em R\$ 115 milhões no acumulado.

A variação no trimestre foi influenciada pela menor variação cambial e pelo resultado mais baixo com instrumentos financeiros, além do aumento nas despesas financeiras, decorrente do maior reconhecimento de juros e custos de emissão de debêntures após a liquidação da 3ª emissão de Debêntures em julho.

Como parte da estratégia financeira, a Companhia opta por dolarizar suas dívidas por meio de *swaps* cambiais, considerando que a maior parte de suas receitas são denominadas em Dólares Norte-Americanos, buscando assim reduzir o risco de descasamento dos fluxos de caixa futuros.

A mensuração do valor justo desses instrumentos financeiros é realizada trazendo a valor presente de mercado. Importante destacar que, essa variação registrada no resultado do trimestre, não representa desembolso de caixa, tratando-se apenas de efeito contábil. Assim, excluídos os efeitos dessa marcação o Resultado Financeiro seria negativo em R\$ 88,6 milhões no 3T25.

Resultado Financeiro (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Receitas Financeiras	13.527	10.179	33%	12.304	10%	36.121	38.553	-6%
Despesas Financeiras	(88.196)	(66.573)	32%	(70.989)	24%	(224.864)	(152.233)	48%
Variação Cambial, Líquida	(7.994)	(21.396)	-63%	10.427	n.m.	(63.514)	(77.217)	-18%
SWAP	79.637	150.078	-47%	(7.354)	n.m.	368.305	(142.883)	n.m.
Collar	(5.954)	3.133	n.m.	15.288	n.m.	(610)	6.226	n.m.
Total Instrumentos Financeiros	73.683	153.211	-52%	7.934	829%	367.695	(136.657)	n.m.
Total do Resultado Financeiro	(8.980)	75.421	n.m.	(40.324)	-78%	115.438	(327.554)	n.m.
Taxa de câmbio no final do período	5,32	5,46	-3%	5,45	-2%	5,32	5,45	-2%

5.8. Lucro Operacional, Lucro Líquido e Lucro Ajustado

O Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 158 milhões, 12% menor quando comparado ao trimestre anterior. No acumulado, o Lucro Operacional do trimestre foi de R\$ 596 milhões, 15% menor frente ao mesmo período do ano anterior.

O Lucro Líquido contábil foi de R\$ 122 milhões no trimestre, queda de 49% em relação ao trimestre anterior, em função dos efeitos que impactaram o EBITDA, bem como os fatores mencionados na seção de Resultado Financeiro. No acumulado do ano, o Lucro Líquido foi de R\$ 588 milhões, 45% maior que no mesmo período do ano passado.

Comentário do Desempenho

Excluindo os efeitos cambiais da marcação a mercado (MTM) da dívida, descontados os impostos diferidos referentes a esses instrumentos, o Lucro Líquido Ajustado foi de R\$ 69 milhões no trimestre e de R\$ 345 milhões no acumulado, queda de 50% em comparação ao 2T25 e de 31% frente aos 9M24.

Lucro Ajustado (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Lucro Líquido	121.937	238.139	-49%	158.840	-23%	587.605	405.054	45%
Marcação a Mercado (MTM)	(79.637)	(150.078)	-47%	7.354	n.m.	(368.305)	142.883	n.m.
Imposto Diferido sobre MTM	27.077	51.027	-47%	(2.500)	n.m.	125.224	(48.580)	n.m.
Lucro Líquido Ajustado	69.377	139.088	-50%	163.694	-58%	344.524	499.357	-31%

5.9. Fluxo de Caixa

O caixa gerado pelas atividades operacionais totalizou R\$ 388 milhões no trimestre e R\$ 1,2 bilhão no acumulado, aumento de 20% em relação ao trimestre anterior e queda de 25% em relação aos 9M24.

A variação em relação ao 2T25 foi devido, principalmente, à ausência de pagamento de juros de debêntures no período, além da desvalorização do dólar, que reduziu o reconhecimento de marcação a mercado dos instrumentos financeiros.

O caixa aplicado nas atividades de investimento, no trimestre, totalizou R\$ 820 milhões devido aos principais fatores apresentados abaixo:

- (i) Adições ao imobilizado e intangível de R\$ 609 milhões, no trimestre, principalmente pelos investimentos para desenvolvimento de novas reservas no montante de R\$ 287 milhões, além do desembolso de R\$ 260 milhões correspondente às parcelas de aprovação pelo CADE e da conclusão da aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte; e
- (ii) Aplicações financeiras negativo em R\$ 211 milhões no trimestre vs. R\$ 262 milhões positivo no 2T25.

O caixa resultante das atividades de financiamento foi de R\$ 487 milhões no 3T25, impulsionado principalmente pelos recursos líquidos captados por meio da 3ª Emissão das Debêntures da Companhia.

O Fluxo de Caixa Livre, representado pelo Caixa gerado nas atividades operacionais subtraído das Adições ao Imobilizado e Intangível, foi negativo em R\$ 221 milhões no 3T25. No 9M25, o Fluxo de Caixa Livre foi negativo em R\$ 114 milhões.

Excluindo os valores investidos na aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no trimestre, o Fluxo de Caixa Livre foi de R\$ 38 milhões no trimestre e de R\$ 183 milhões no acumulado.

Comentário do Desempenho

Demonstração de Fluxo de Caixa (R\$ Mil)	3T25	2T25	Δ%	3T24	Δ%	9M25	9M24	Δ%
Lucro antes dos Impostos sobre o Lucro	148.624	253.826	-41%	196.080	-24%	711.212	377.441	88%
Juros, Amortização de Captação e Variações Cambiais Líquidas	76.640	73.625	4%	39.957	92%	238.023	243.271	-2%
Depreciação, Amortização e Depleção	192.350	195.367	-2%	202.998	-5%	551.799	535.074	3%
Contraprestação de parcela contingente de valores a pagar de aquisições	-	-	n.m.	-	n.m.	-	22.033	n.m.
Valor Justo dos Instrumentos Financeiros Derivativos no Resultado	(73.683)	(153.211)	-52%	22.801	n.m.	(367.695)	258.635	n.m.
Baixas do Imobilizado, de Arrendamentos e outras	38.470	54.444	-29%	59.362	-35%	139.146	182.342	-24%
Outros Ajustes e Variações ao Lucro	(2.693)	1.317	n.m.	7.246	n.m.	6.386	62.596	-90%
Variação de Ativos e Passivos	11.291	(34.475)	n.m.	64.554	-83%	15.558	153.786	-90%
Pagamento/Recebimento de Derivativos	-	28.630	n.m.	-	n.m.	28.630	-	n.m.
Pagamento de Contratos de Hedge	-	-	n.m.	(30.734)	n.m.	-	(122.304)	n.m.
Juros Pagos	(1.461)	(91.940)	-98%	(39.196)	-96%	(94.068)	(85.088)	11%
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(1.679)	(5.050)	-67%	(1.874)	-10%	(13.593)	(16.192)	-16%
Variação do Caixa resultante das Atividades Operacionais	387.859	322.533	20%	521.194	-26%	1.215.398	1.611.594	-25%
Aplicações Financeiras	(210.738)	262.226	n.m.	129.235	n.m.	72.509	(730.948)	n.m.
Adições ao Imobilizado e Intangível	(609.250)	(422.397)	44%	(253.470)	140%	(1.329.436)	(720.744)	84%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Investimento	(819.988)	(160.171)	412%	(124.235)	560%	(1.256.927)	(1.451.692)	-13%
Emissão de debêntures, líquidas dos custos de captação	497.355	-	n.m.	-	n.m.	497.355	1.097.570	-55%
Pagamento de Financiamentos, Arrendamentos e Aquisições	(10.062)	(13.047)	-23%	(384.623)	-97%	(228.269)	(594.188)	-62%
Exercício de Opção de Ações	-	-	n.m.	201	n.m.	148	1.207	-88%
Integralização de Capital Subscrito, líquido do Custo para Emissão	-	-	n.m.	-	n.m.	-	495	n.m.
Caixa Líquido da Compra e Venda de Ações em Tesouraria	-	(4.170)	n.m.	(2.863)	n.m.	(7.323)	(14.124)	-48%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio pagos	-	(238.158)	n.m.	(2)	n.m.	(238.158)	(427.359)	-44%
Variação do Caixa resultante das Atividades de Financiamento	487.293	(255.375)	n.m.	(387.287)	n.m.	23.753	63.601	-63%
Variação do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	55.164	(93.013)	n.m.	9.672	470%	(17.776)	223.503	n.m.
Fluxo de Caixa Livre	(221.391)	(99.864)	122%	267.724	n.m.	(114.038)	890.850	n.m.
Fluxo de Caixa Livre, excluindo investimentos de midstream	38.471	(63.015)	n.m.	267.724	-86%	182.673	890.850	-79%

Análise comparativa do EBITDA e Fluxo de Caixa Operacional (R\$ Milhões)



Comentário do Desempenho

5.10. Investimento

Capex (R\$ Milhões)

	4T24	1T25	2T25	3T25
Desenvolvimento de Reservas	280	222	287	287
Almoxarifado para inversões fixas	(21)	10	18	(4)
Investimentos em Midstream ¹	-	-	37	260
Demais ativos fixos e intangíveis	48	17	24	26
Capex Total	307	249	367	569

¹ Exclui o reconhecimento do efeito não caixa de R\$ 52 milhões referente à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guimarães.

O Capex no trimestre totalizou R\$ 569 milhões, 55% maior em relação ao 2T25, explicados por:

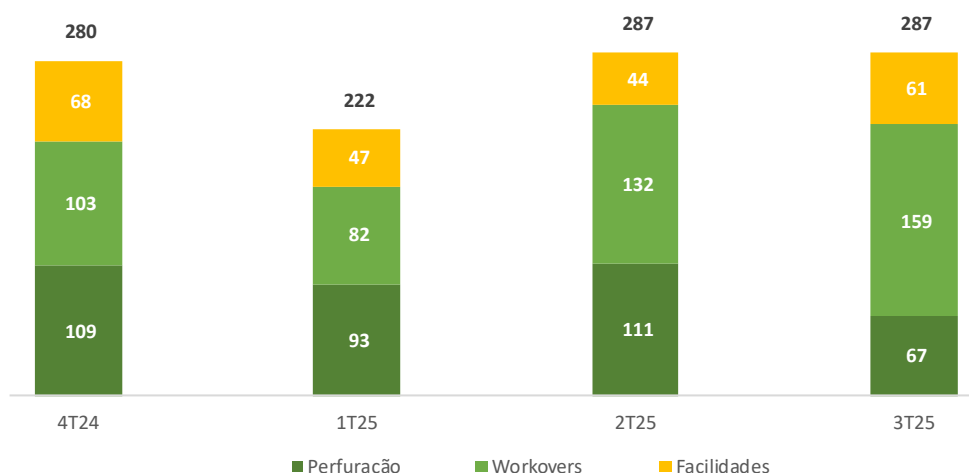
Desenvolvimento de Reservas: R\$ 287 milhões, refletindo o avanço da campanha de perfuração de 2025, incluindo a finalização do poço injetor TIE-015, a perfuração do primeiro poço horizontal, bem como à quase conclusão da fase de completação e testes dos três poços profundos. Os investimentos no trimestre também refletem a manutenção do ritmo das atividades de *workovers* e maiores investimentos em facilidades, conforme detalhado abaixo;

Almoxarifado: negativo em R\$ 4 milhões;

Midstream: R\$ 260 milhões referentes aos desembolsos realizados nas etapas de aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural no Rio Grande do Norte no trimestre, sendo distribuídos da seguinte forma: (i) R\$ 91 milhões após aprovação do CADE em julho e (ii) R\$ 169 milhões na conclusão da transação em setembro;

Demais ativos fixos e intangíveis: R\$ 26 milhões, principalmente devido aos investimentos com gasoduto de Tiê, comissionamento de sonda de *workover*, bem como adaptações em equipamentos da frota de sondas e unidades de serviços para melhoria de eficiência. Além disso, foram realizados investimentos na aquisição de softwares, licenças e outras ferramentas digitais, dentre outros.

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



O Desenvolvimento de Reservas totalizou R\$ 287 milhões no trimestre, em linha com o 2T25, devido a:

Perfuração: R\$ 67 milhões no trimestre, refletindo a conclusão de 94% da campanha de perfuração do ano. Desse total, R\$ 24 milhões referem-se à fase final de testes dos três poços profundos. Alinhado à essa estratégia

Comentário do Desempenho

de longo prazo, foram investidos R\$ 10,4 milhões na perfuração do primeiro poço horizontal da Companhia no Rio Grande do Norte, que se encontra em fase de completação e testes. Estas iniciativas reforçam o compromisso da Companhia com soluções mais eficientes e sustentáveis, com foco na criação de valor de longo prazo.

Adicionalmente, no trimestre, houve a completação do sidetrack do TIE-17, e perfuração e completação do poço injetor TIE-15.

Workovers: R\$ 159 milhões no trimestre, 20% maior vs. 2T25, impulsionados pela manutenção no ritmo de atividades, refletindo os esforços contínuos de recuperação de produção nos Ativos Bahia e Potiguar. Com o avanço das atividades, observou-se uma variação nos resultados das intervenções, atribuída ao perfil dos trabalhos e ao aumento do custo médio por intervenção, especialmente devido à execução de operações com maior complexidade e custo unitário, como canhoneios e fraturamentos hidráulicos. Considerando a piora no cenário da curva de preços do Brent, a Companhia devolveu três sondas terceirizadas alugadas ao final de outubro visando reduzir o ritmo de Capex e revisa continuamente seus processos para otimizar eficiência, mantendo alto grau de flexibilidade para acelerar ou reduzir o ritmo de atividades conforme o cenário macro e os resultados mais recentes.

Facilidades: R\$ 61 milhões no trimestre, representando um aumento de 39% em relação ao 2T25. O aumento significativo dos investimentos durante o período foi devido, principalmente, à evolução para a fase de execução de diversos projetos de ampliação e modernização das facilidades vinculadas a projetos de melhoria de integridade de ativos, sistemas de injeção de água e de compressão, bem como o avanço de alguns projetos de midstream que buscam maior resiliência no escoamento da produção.

5.11. Endividamento

A Dívida Líquida da Companhia em 30 de setembro de 2025 era de R\$ 1,5 bilhão, aumento de 18% em relação ao saldo de 2024. A relação Dívida Líquida/EBITDA dos últimos 12 meses, foi de 1,00x, o prazo médio da dívida (*duration*) de 3,79 anos e o custo médio dolarizado de 6,51% ao ano.

A maior parte dos recursos das aplicações financeiras estão em fundos cambiais, a fim de mitigar impactos relacionados à variação cambial, uma vez que receita e o endividamento da Companhia estão atrelados ao dólar.

Endividamento Líquido (R\$ Mil)	30/Set/2025	31/Dez/2024	Δ%
Empréstimos bancários	-	-	n.m.
Debêntures	2.400.752	1.792.321	34%
Efeito dos Swaps de Dívida ¹	28.455	368.840	-92%
Valores a pagar de aquisições ²	52.928	213.077	-75%
Dívida bruta	2.482.135	2.374.238	5%
Caixa e Equivalentes de caixa	277.772	295.548	-6%
Aplicações Financeiras	655.943	761.939	-14%
Posição de Caixa	933.715	1.057.487	-12%
Dívida Líquida	1.548.420	1.316.751	18%
EBITDA últimos 12 meses	1.550.540	1.643.036	-6%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	1,00 x	0,80 x	0,20 x

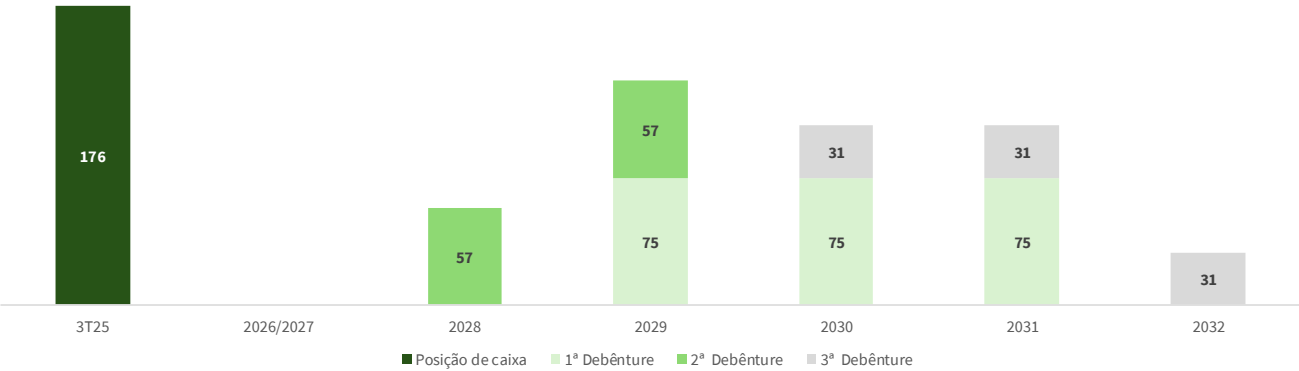
¹ Não inclui a parcela do *Zero Cost Collar* na linha "Instrumentos financeiros derivativos" do passivo circulante.

² Refere-se à parcela remanescente de 15% da aquisição de 50% de Guamaré.

A dívida atual da Companhia inclui R\$ 53 milhões, referentes aos últimos 15% da aquisição de 50% dos ativos de midstream de gás natural no Rio Grande do Norte, com vencimento de curto prazo. No longo prazo, o endividamento é composto por compromissos vinculados às emissões de debêntures, sendo a próxima amortização de principal prevista para 2028, conforme gráfico abaixo.

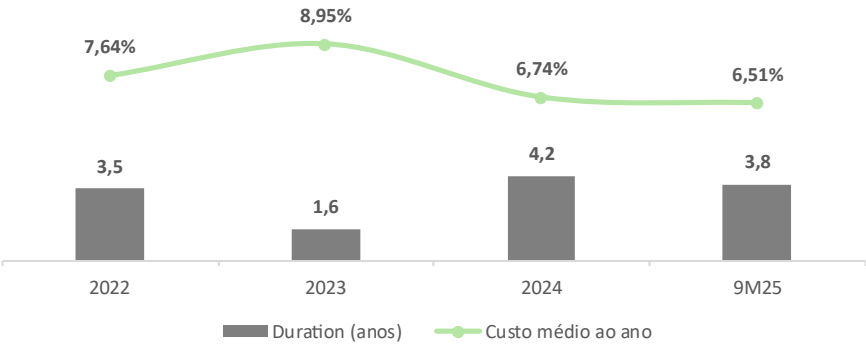
Comentário do Desempenho

Cronograma de Pagamento da Dívida (US\$ Milhões)



Nota: A Posição de Caixa inclui Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras, e considera câmbio em 30 de setembro de 2025 no valor de aproximadamente R\$ 5,32.

Custo e duration de dívida



6. Sustentabilidade

A PetroReconcavo segue fortalecendo seu compromisso com a geração de valor sustentável e de longo prazo, integrando eficiência operacional a iniciativas socioambientais de alto impacto nas comunidades onde atua. As ações da Companhia integram eficiência operacional, responsabilidade socioambiental, desenvolvimento humano e governança corporativa, promovendo crescimento integrado e responsável.

A Companhia consolidou avanços importantes seus programas de sustentabilidade e lançou novas frentes estratégicas, ampliando seu impacto social nas comunidades. O projeto **Viva Sabiá**, em parceria com a AVSI Brasil, foi expandido com a inclusão de duas novas comunidades no Rio Grande do Norte e a implementação de 45 tecnologias sociais voltadas ao acesso à água potável, entre sistemas como Bioágua, que fomenta a geração de renda através da agricultura, e unidades Aqualuz, que promovem o tratamento da água e a melhoria da qualidade de vida. No ano, o projeto já beneficiou mais de 500 pessoas com as tecnologias sociais e, ao todo, alcançou mais de 2.900 beneficiários com ações de educação ambiental, assistência técnica para produção agroecológica e cidadania. A Companhia também manteve os projetos **Ciranda Viva**, **Educar pra Valer**, **Tapera das Artes** e **Raízes da Transformação**, garantindo continuidade e consistência na atuação social através dos pilares de educação e geração de renda.

No pilar da inovação, firmou parceria com o IFBaiano para o desenvolvimento de um projeto de Pesquisa &



Comentário do Desempenho

Desenvolvimento voltado ao reaproveitamento dos cascalhos de perfuração, conectando desafios operacionais à economia circular. Além disso, foi lançado o PROCOMPI, programa em colaboração com CNI, FIEB, IEL e SEBRAE, com foco na capacitação gratuita de micro e pequenas indústrias. O programa visa promover práticas ESG na cadeia de fornecimento, com ênfase em gestão de resíduos e gestão de emissões, fortalecendo a competitividade e a sustentabilidade dos fornecedores locais.

Na frente de parcerias, iniciou patrocínio ao *The Human Stocks* (THP), iniciativa com intuito da construção de Tecnologias Sociais para enfrentar os principais fatores que contribuem para a armadilha da pobreza, com foco especial nas áreas de educação básica, saúde e educação empreendedora.

No pilar de desenvolvimento de pessoas, em parceria com o SENAI/BA, foi lançado o primeiro Programa de Formação Técnica para Mulheres, com 30 vagas destinadas a moradoras de cinco municípios baianos, promovendo maior representatividade feminina no setor de óleo e gás. A Companhia também realizou o PR Experience para a liderança da Companhia, um encontro da Academia de Líderes que contou com a participação de executivos do setor e treinamentos em Inteligência Artificial e liderança de equipes de alto desempenho. Além disso, a Universidade Corporativa da PetroReconcavo (UNIPR) consolidou seu papel na capacitação técnica dos colaboradores, com ações de atualização técnica, realizadas em parceria com empresas de referência, reforçando o compromisso da Companhia com a excelência operacional e o desenvolvimento contínuo de competências.

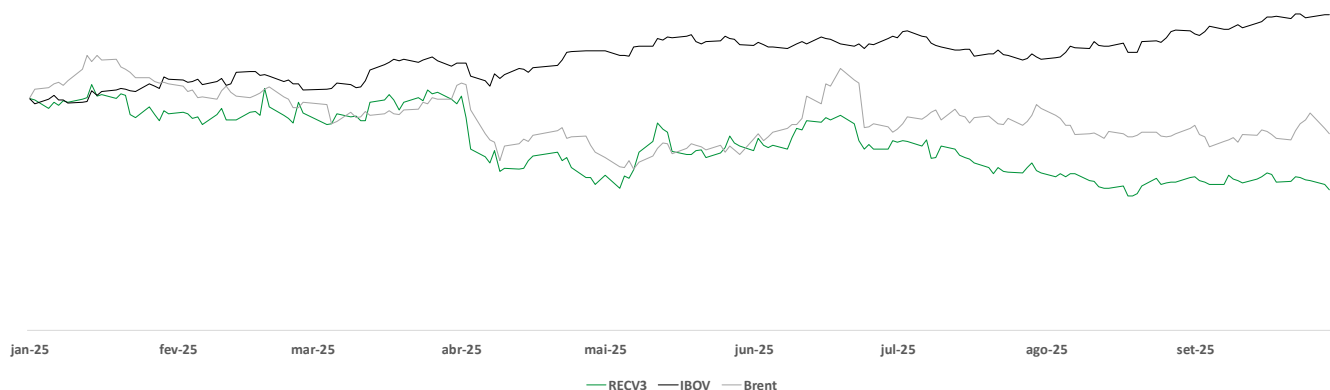
No âmbito da Governança, a Companhia reforçou o compromisso com a integridade e a melhoria contínua das práticas institucionais ao revisar e atualizar seu Código de Ética e Conduta, originalmente publicado em 2022. A atualização considerou novos fatores regulatórios, riscos emergentes, rodadas de diálogo com as partes interessadas e a evolução das melhores práticas de governança. Além disso, a PetroReconcavo passou a integrar o Índice de Dividendos (IDIV) da B3 e manteve, pelo segundo ano consecutivo, sua presença no Índice de Diversidade (IDVR), reforçando o compromisso com a geração de valor aos acionistas e a promoção da diversidade e inclusão.

7. Performance da Ação

Em 30 de setembro de 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 3,7 bilhões, com as ações cotadas a R\$ 12,61, desvalorização de 14,2% no trimestre, desempenho abaixo do Ibovespa (+4,8%) e abaixo do Brent (-1,1%).

As ações da Companhia foram negociadas em todos os pregões, totalizando 141,6 milhões de ações no trimestre. A média diária foi de 2,1 milhões de ações no trimestre. O volume financeiro anual atingiu R\$ 1,9 bilhão, com volume médio diário de R\$ 28,7 milhões.

Performance da ação vs. Ibovespa vs. Brent (base 100)



Comentário do Desempenho

8. Anexo I

Notas dos Principais Indicadores:

- EBITDA: Calculado em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada (“Instrução CVM 527”) e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção (“EBITDA”). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil (“BRGAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias;

- Margem EBITDA: corresponde ao EBITDA do exercício dividido pela Receita Líquida do período. A Margem EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro con-forme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros;

- Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses: Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida Líquida representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de debêntures e efeito de swaps da dívida, empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante. A Dívida líquida/EBITDA não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (“BR GAAP”) nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (“IASB”) não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia;

- Lucro Líquido Ajustado: corresponde ao Lucro Líquido excluídos os efeitos da variação cambial da marcação a mercado dos contratos de *swap* de dívida;

- Margem Líquida Ajustada: corresponde ao Lucro Líquido Ajustado dividido pela Receita Líquida do período;

- Fluxo de Caixa Livre: corresponde ao Fluxo de Caixa das Operações descontadas as Adições ao Imobilizado e ao Intangível;

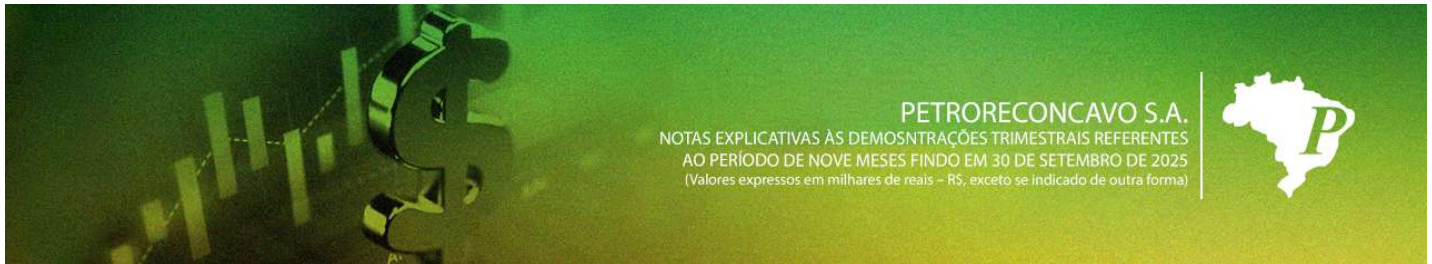
- Produção (boe/dia): corresponde à média diária bruta de participação da Companhia (*working interest*). Os volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1.000 m³ de gás equivale a 6,2897 barril de óleo equivalente (boe);

- *Lifting Cost* (US\$/boe): Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, ajustados pela movimentação de estoques de petróleo e gás natural, excluindo-se os custos com vendas, aquisição, processamento escoamento e transporte do gás, os *royalties* a depreciação, a amortização e a depleção, além dos custos dos serviços prestados, dividido pela produção bruta total em boe no período, divididos pela taxa de câmbio média do período;

- Taxa de câmbio média (R\$/US\$): corresponde à média das taxas de câmbio do exercício em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil;

- Preço médio à vista do Petróleo Brent (US\$/bbl): O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. *Energy Information Administration* (EIA).

Notas Explicativas



1. INFORMAÇÕES GERAIS

A PetroReconcavo S.A. (“Companhia”, “PetroReconcavo” ou “Controladora”) é uma sociedade anônima de capital aberto com sede em Mata de São João, Bahia, listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e atua na operação e produção de campos maduros de petróleo, gás natural e seus subprodutos no Brasil. Em operação desde fevereiro de 2000, a Companhia não possui um acionista ou grupo controlador.

A PetroReconcavo é controladora da empresa SPE Tiêta Ltda. (“SPE Tiêta”) (em conjunto com a PetroReconcavo denominada “Grupo”). O Grupo é, atualmente, concessionário de 58 campos distribuídos entre os estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte e atua em cinco deles na modalidade de consórcio.

1.1 SPE Tiêta Ltda.

A SPE Tiêta Ltda. (“SPE Tiêta”) é uma sociedade por cotas de responsabilidade limitada, com prazo de duração indeterminado, constituída em 18 de setembro de 2009, com sede em Salvador. A SPE Tiêta possui a concessão para a exploração e produção dos campos de Tiê e Tartaruga, a última operada na modalidade de consórcio.

2. POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS ADOTADAS NA PREPARAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As políticas contábeis materiais adotadas nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, emitidas em 19 de março de 2025, foram aplicadas de modo consistente na preparação destas informações trimestrais.

2.1 Base de preparação e apresentação das informações trimestrais

- As informações trimestrais individuais e consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 21 – emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”); com o IAS 34 – emitido *pelo International Accounting Standards Board* (“IASB”); e com as normas e orientações emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).
- As informações trimestrais individuais e consolidadas devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia de 31 de dezembro de 2024.
- A preparação das informações trimestrais requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas políticas contábeis materiais.
- Não houve mudanças significativas nas premissas e julgamentos por parte da Administração da Companhia no uso das estimativas para preparação destas Informações trimestrais em relação àquelas utilizadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.
- A autorização para emissão dessas informações trimestrais foi concedida pela Diretoria em 06 de novembro de 2025.

Notas Explicativas



2.2 Políticas contábeis materiais

Todas as informações relevantes próprias destas informações trimestrais, e somente elas, estão sendo evidenciadas e estas correspondem às utilizadas pela Administração na gestão da Companhia. As políticas contábeis materiais e estimativas contábeis adotadas pela Companhia e sua controlada estão de acordo com o CPC 21 e IAS 34 e divulgadas às demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31 de dezembro de 2024. Não houve alterações entre as políticas contábeis materiais divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024 e estas informações trimestrais.

Os novos pronunciamentos contábeis (que entraram em vigor em 2025), listados às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024, não tiveram efeito, ou não são aplicáveis, às políticas contábeis materiais utilizadas na preparação destas informações financeiras intermediárias.

2.3 Bases de consolidação e investimentos em controladas

A Companhia consolida todas as investidas sobre as quais detém o controle, isto é, quando está exposta ou tem direitos a retornos variáveis de seu envolvimento com a investida, tem poder e a capacidade de dirigir as atividades relevantes da investida.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras da controlada são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial, e todas as transações entre as partes são eliminadas integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

2.4 Moeda funcional e conversão de moedas estrangeiras

A Administração da Companhia definiu a moeda corrente do Brasil, o real (R\$), como “Moeda Funcional” para a Companhia e para sua controlada, uma vez que esta é a moeda corrente no ambiente primário em que o Grupo está inserido. O real é, também, a moeda de apresentação destas informações trimestrais. Os valores apresentados nessas informações trimestrais estão expressos em milhares de reais, exceto quando informado diferente.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconvertidos à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data do balanço e os ganhos e perdas cambiais são registrados no resultado financeiro.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Bancos conta movimento	2.573	2.245	3.242	2.659
Aplicações financeiras	252.959	257.237	274.530	292.889
Total	255.532	259.482	277.772	295.548

As aplicações referem-se a operações de renda fixa (Compromissadas de Terceiros e CDB – Certificado de Depósito Bancário), indexados de 89% a 102% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) (89% a 102% do CDI em 2024) mantidas com bancos de primeira linha que possuem *rating* entre brAA e brAAA, (ou similares) baseados em, pelo menos, uma das três agências de *rating* mais renomadas do mundo (S&P, Fitch ou Moody's). A Companhia e sua controlada podem resgatar imediatamente essas aplicações sem ônus ou restrição e seus valores de mercado não diferem dos valores registrados contabilmente.

Notas Explicativas



3.2 Aplicações Financeiras

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Aplicações financeiras	471.811	522.269	660.791	777.903
Total	471.811	522.269	660.791	777.903
Total circulante	466.963	506.305	655.943	761.939
Total não circulante	4.848	15.964	4.848	15.964

As aplicações financeiras referem-se, principalmente, a investimentos em fundos cambiais e fundos exclusivos com investimentos em produtos atrelados à cotação do dólar norte-americano, como *US Treasuries* e *Time Deposits*. A Administração optou por investir parte dos recursos neste tipo de investimento como forma de se proteger da variação cambial, tendo em vista que a Companhia contratou *SWAPS* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar as emissões das debêntures.

Esses recursos estão divididos entre quatro instituições financeiras, que possuem boas avaliações de *rating*. No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, os fundos cambiais variaram, negativamente, em média, 10,41% (em 2024, variação positiva de 35,05%), enquanto o “Dólar Ptax” apresentou variação negativa de 14,11% (em 2024, variação positiva de 27,89%).

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

4.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Petróleo	172.795	197.818	194.940	243.016
Gás e subprodutos	117.800	119.787	117.902	120.304
Prestação de Serviços	-	3	-	3
Subtotal	290.595	317.608	312.842	363.323
Outros, líquidos de perdas (i)	55.917	55.917	55.917	55.917
Total contas a receber	346.512	373.525	368.759	419.240
Total circulante	281.281	315.380	303.528	361.095
Total não circulante	65.231	58.145	65.231	58.145

(i) A Companhia se encontra em discussões acerca de créditos oriundos de transações ocorridas em contratos de compra e venda de gás natural durante o exercício de 2022. Como consequência dessas discussões, os montantes estão classificados no ativo não circulante e foi reconhecida uma provisão redutora do contas a receber no montante de R\$70.711, que reflete a melhor estimativa da Administração para a realização desses créditos em 30 de setembro de 2025.

As faturas são emitidas contra os clientes com um prazo médio de vencimento de 30 a 60 dias. Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, o prazo médio de recebimento do contas a receber foi de 41 dias (em 2024, 47 dias), prazo esse considerado como parte das condições comerciais normais e inerentes das operações da Companhia.

Notas Explicativas



4.2 Aging do Contas a receber

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
A vencer (i)	272.198	303.349	294.233	346.553
Vencidos:				
Até 3 meses	83	10.400	295	10.400
De 3 a 6 meses	54	3.332	54	5.843
De 6 a 12 meses	17.571	-	17.571	-
A partir de 12 meses	689	527	689	527
Total	290.595	317.608	312.842	363.323

(i) O saldo em aberto possui valores a vencer oriundos de receitas contratuais faturadas e a faturar.

5. INVESTIMENTOS

5.1 Composição

Investida	Data-base	Participação %	Capital social	Ativo	Passivo	PL
SPE Tiêta	30/09/2025	100	630.165	856.194	84.449	771.745
SPE Tiêta	31/12/2024	100	630.165	946.199	130.407	815.792

5.2 Movimentação

Movimentação	SPE Tiêta
	(ii)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	790.258
Equivalência patrimonial (i)	40.141
Saldos em 30 de setembro de 2024	830.399
Saldos em 31 de dezembro de 2024	897.113
Equivalência patrimonial (i)	63.237
Distribuição de dividendos	(137.771)
Saldos em 30 de setembro de 2025	822.579

(i) O valor apresentado da equivalência patrimonial é líquido da amortização da mais valia de ativos da SPE Tiêta no montante de R\$ 30.486 (em 30 de setembro de 2024, R\$ 33.552).

(ii) O valor do patrimônio líquido da Controlada compõe o investimento da Companhia em conjunto com a mais valia e a sua amortização acumulada.

Notas Explicativas



6. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

6.1 Composição e movimentação

Controladora	31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	30/09/2024	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	30/09/2025
<u>Imobilizado</u>										
Máquinas e equipamentos	229.765	1.392	(13)	102.132	333.276	309.057	98	-	46.045	355.200
UPGN Guamaré (i)	-	-	-	-	-	-	312.790	-	36.849	349.639
Imobilizados em andamento	79.766	71.203	-	(81.138)	69.831	140.983	40.503	(7.089)	(112.959)	61.438
Direito de produção de óleo e gás	2.894.154	-	-	-	2.894.154	2.894.154	-	-	-	2.894.154
Desenvolvimento de campos	2.508.212	301.519	(2.910)	133.731	2.940.552	3.155.349	701.417	-	(37.837)	3.818.929
Blocos exploratórios	9.303	71	-	-	9.374	9.544	3	-	-	9.547
Abandono de poço	142.706	-	-	-	142.706	73.572	-	-	-	73.572
Almoxarifado para inversões fixas	550.379	249.019	(192.766)	(124.494)	482.138	464.627	122.371	(113.468)	9.866	483.396
Adiantamentos	53.421	11.683	(4.303)	(34.445)	26.356	42.250	44.345	(7.213)	(47.314)	32.068
Outros	106.005	6.319	(134)	4.167	116.357	101.757	650	(300)	44.798	146.905
Total	6.573.711	641.206	(200.126)	(47)	7.014.744	7.191.293	1.222.177	(128.070)	(60.552)	8.224.848
<u>Depreciação, amortização e depleção</u>										
Máquinas e equipamentos	(34.807)	(20.269)	2	-	(55.074)	(58.887)	(28.368)	-	-	(87.255)
Direito de produção de óleo e gás	(586.522)	(117.971)	-	-	(704.493)	(738.862)	(100.802)	-	1.325	(838.339)
Desenvolvimento de campos	(1.100.689)	(209.681)	-	-	(1.310.370)	(1.379.181)	(221.983)	-	-	(1.601.164)
Abandono de poço	(31.960)	(9.486)	-	-	(41.446)	(39.397)	(2.400)	-	-	(41.797)
Outros	(28.094)	(7.521)	96	-	(35.519)	(27.517)	(10.324)	-	1.838	(36.003)
Total	(1.782.072)	(364.928)	98	-	(2.146.902)	(2.243.844)	(363.877)	-	3.163	(2.604.558)
<u>Intangível</u>										
Software	24.664	6.047	-	47	30.758	31.917	3.668	-	57.389	92.974
<u>Amortização</u>										
Software – amortização	(8.568)	(3.276)	-	-	(11.844)	(11.382)	(13.323)	-	-	(24.705)
Total do imobilizado e intangível	4.807.735	279.049	(200.028)	-	4.886.756	4.967.984	848.645	(128.070)	-	5.688.559

Notas Explicativas



Consolidado	31/12/2023	Adições	Baixas	Transferências	30/09/2024	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências	30/09/2025
Imobilizado										
Máquinas e equipamentos	229.800	1.392	(13)	102.132	333.311	309.092	1.991	-	46.151	357.234
UPGN Guamaré (i)	-	-	-	-	-	-	312.790	-	36.849	349.639
Imobilizados em andamento	79.766	71.203	-	(81.138)	69.831	141.241	40.606	(7.089)	(109.773)	64.985
Direito de produção de óleo e gás	2.973.528	-	-	-	2.973.528	2.973.528	-	-	-	2.973.528
Desenvolvimento de campos	3.397.198	356.569	(2.982)	149.735	3.900.520	4.180.242	795.272	(1.378)	2.331	4.976.467
Blocos exploratórios	19.796	71	-	-	19.867	20.037	57	-	-	20.094
Abandono de poço	150.277	-	-	-	150.277	79.091	-	-	-	79.091
Almoxarifado para inversões fixas	597.789	265.109	(198.621)	(139.991)	524.286	502.638	180.613	(125.547)	(31.029)	526.675
Adiantamentos	56.203	14.009	(4.305)	(34.953)	30.954	46.219	46.716	(8.051)	(50.141)	34.743
Outros	109.290	6.344	(134)	4.168	119.668	105.066	651	(300)	44.815	150.232
Total	7.613.647	714.697	(206.055)	(47)	8.122.242	8.357.154	1.378.696	(142.365)	(60.797)	9.532.688
Depreciação, amortização e depleção										
Máquinas e equipamentos	(34.839)	(20.278)	2	-	(55.115)	(58.930)	(28.377)	-	-	(87.307)
Direito de produção de óleo e gás	(643.239)	(131.541)	-	-	(774.780)	(809.360)	(101.593)	-	1.325	(909.628)
Desenvolvimento de campos	(1.428.320)	(337.119)	-	-	(1.765.439)	(1.873.377)	(375.241)	-	245	(2.248.373)
Abandono de poço	(37.025)	(9.576)	-	-	(46.601)	(44.551)	(2.415)	-	-	(46.966)
Outros	(30.479)	(7.730)	96	-	(38.113)	(30.178)	(10.528)	-	1.838	(38.868)
Total	(2.173.902)	(506.244)	98	-	(2.680.048)	(2.816.396)	(518.154)	-	3.408	(3.331.142)
Intangível										
Software	25.702	6.047	-	47	31.796	32.955	3.668	-	57.389	94.012
Amortização										
Software – amortização	(9.558)	(3.297)	-	-	(12.855)	(12.399)	(13.338)	-	-	(25.737)
Total do imobilizado e intangível	5.455.889	211.203	(205.957)	-	5.461.135	5.561.314	850.872	(142.365)	-	6.269.821

Notas Explicativas



(i) No dia 30 de setembro de 2025 foi concluída a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural localizados no Estado do Rio Grande do Norte detidos pela 3R Potiguar S.A., subsidiária da Brava Energia S.A.

A partir da referida data a operação dos referidos ativos de *midstream* passa a ser regulada por um *Joint Operating Agreement* (JOA), sendo que a Brava permanecerá atuando como operadora dos ativos. Nos termos do acordo, cada consorciada reconhece a sua parcela proporcional de ativos, passivos, receitas e despesas relacionadas às atividades da operação conjunta. Essa contabilização está em conformidade com as disposições do CPC 19 (R2).

O valor total da transação é de US\$ 65 milhões (R\$346.639 em 30 de setembro de 2025), dos quais: (i) 10% foram pagos na data de assinatura do Contrato de Compra e Venda (ii) 25% foram pagos pós aprovação da transação pelos órgãos reguladores brasileiros; (iii) 50% foram pagos no *closing* da transação, após o cumprimento das condições precedentes; e (iv) 15% remanescentes serão pagos de forma fracionada conforme evolução do processo de transferência imobiliária. Vide Nota Explicativa nº 10.

6.2. Vidas Úteis

Ativo	Taxa a.a.	Vida útil média
Máquinas e equipamentos	10%	10
UPGN Guamaré	0%-20%	7
Direito de produção de óleo e gás (i)	M.U.P.	-
Desenvolvimento de campos (i)	M.U.P.	-
Abandono de poço (i)	M.U.P.	-
Bloco exploratório	N/A	-
Outros	4% - 25%	7
Software	10% - 20%	7

(i) Os itens em questão são depreciados com base no método das unidades produzidas (M.U.P).

6.3 Bens dados em garantia

A Companhia possui uma sonda de perfuração terrestre dada em garantia do processo de execução fiscal nº 0000566-44.2011.805.0164.

7. FORNECEDORES

7.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Fornecedores em moeda nacional	411.289	391.412	427.044	424.450
Fornecedores em moeda estrangeira	3.754	2.778	5.046	2.863
Partes relacionadas (nota explicativa nº 15)	8.892	5.369	6.565	2.273
Total	423.935	399.559	438.655	429.586
Total circulante	293.459	269.083	308.179	299.110
Total não circulante	130.476	130.476	130.476	130.476

Notas Explicativas



Os valores alocados no passivo não circulante dizem respeito a títulos de fornecedores em disputa cuja previsão de pagamento excede 12 meses.

8. DEBÊNTURES

8.1 Composição

Composição	Controladora e Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
1ª Debêntures - Série 1	821.629	777.481
1ª Debêntures - Série 2	394.296	381.789
1ª Debêntures - Custos a amortizar 1	(26.355)	(29.724)
2ª Debêntures	696.137	664.190
2ª Debêntures - Custos a amortizar 2	(1.163)	(1.415)
3ª Debêntures	518.776	-
3ª Debêntures - Custos a amortizar 3	(2.568)	-
Total	<u>2.400.752</u>	<u>1.792.321</u>
Total circulante	99.163	20.907
Total não circulante	2.301.589	1.771.414

8.2 Movimentação

Movimentação		Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023		-
Efeito caixa		
Adições, líquidas dos custos de captação		1.097.570
Efeito não caixa		
Juros provisionados		34.367
Atualização monetária		7.381
Saldo em 30 de setembro de 2024		<u>1.139.318</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2024		<u>1.792.321</u>
Efeito caixa		
Adições, líquidas dos custos de captação		497.355
Juros pagos		(90.363)
Efeito não caixa		
Juros provisionados		169.124
Atualização monetária		32.315
Saldo em 30 de setembro de 2025		<u>2.400.752</u>
Não circulante		Controladora e Consolidado
2028		312.439
2029		711.856
2030		554.298
2031		556.404
2032		166.592
Total		<u>2.301.589</u>

Notas Explicativas



Em 4 de julho de 2025, ocorreu a liquidação da terceira emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em uma série, sob o rito de registro automático perante à CVM, com dispensa de análise prévia, nos termos da Resolução CVM 160, destinada exclusivamente a investidores profissionais.

No âmbito da Oferta, foram emitidas 500.000 (quinhentas mil) Debêntures, com valor nominal de R\$ 1 (mil reais), perfazendo assim o valor total de emissão de R\$ 500.000 na data de sua emissão. As Debêntures têm prazo de vencimento de 7 anos da data de sua emissão, com vencimento em 04 de julho de 2032.

Os recursos obtidos pela Companhia com a integralização das Debêntures foram utilizados para reforço de caixa, investimentos em capital de giro, despesas operacionais e demais atividades relacionadas à condução regular dos negócios da Emissora, incluindo, mas não se limitando, a investimentos em expansão, modernização e aquisição de ativos.

Além disso, a Companhia contratou *SWAPS* (instrumentos derivativos) com o objetivo de dolarizar a Emissão. Dessa forma, a Emissão, em conjunto com os instrumentos derivativos, resultará em um custo médio dolarizado de 5,66% ao ano e “*duration*” aproximada de 5,2 anos. Ver nota explicativa nº 13.

Para obtenção dos recursos supramencionados, a Companhia gastou R\$ 2.263 com comissões bancárias, custos com advogados e taxas diversas. Todos esses custos foram alocados em uma conta redutora do passivo e serão apropriados ao resultado seguindo a duração das debêntures emitidas.

As principais características e condições das demais debêntures estão detalhadas na nota nº 10 das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

8.3 Principais cláusulas de vencimento antecipado - *covenants*

Logo abaixo, descrevemos os principais *covenants* vigentes em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024:

- No último dia de cada trimestre fiscal, o Indicador de Alavancagem consolidado (Dívida Líquida sobre EBITDA) não deve ser maior que 3,00;
- No último dia de cada ano fiscal, o Indicador de Cobertura do Ativo (PV-10 das Reservas Provasdas sobre Dívida Bruta) não deve ser menor que 1,50;
- Em qualquer momento, o Caixa Livre Consolidado (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras, incluindo Fundos Cambiais) não deve ser menor que R\$100.000.

A Companhia possui algumas cláusulas restritivas para distribuição de dividendos, juros sobre o capital próprio ou quaisquer outras distribuições de lucros aos acionistas, acima dos 25% do lucro líquido do exercício previstas em estatuto listadas abaixo:

- Estar adimplente com qualquer de suas obrigações pecuniárias estabelecidas na Escritura de Emissão; e
- Imediatamente antes e imediatamente depois (neste último caso, considerando o proforma consolidado) do efetivo pagamento de dividendos ou qualquer outra forma de distribuição de recursos aos seus acionistas não houver descumprimento dos Índices Financeiros apurado com relação aos últimos 12 meses relativos às demonstrações financeiras consolidadas.

Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia cumpriu todos os *covenants* contratuais.

Notas Explicativas



9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

9.1 Imposto de Renda e Contribuição Social no resultado

Os valores de Imposto de Renda (“IR”) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”) que afetaram o resultado no período de três e nove meses findo em 30 de setembro de 2025 e 2024 estão demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	146.911	191.447	148.624	196.080
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(49.950)	(65.092)	(50.532)	(66.667)
Equivalência patrimonial	8.051	3.643	-	-
Redução – incentivo fiscal (i)	22.199	30.820	27.165	36.217
Alíquota de tributos diferidos (ii)	(2.391)	(5.654)	(2.786)	(7.362)
Outros	(2.883)	3.676	(534)	572
Imposto de renda e contribuição social	(24.974)	(32.607)	(26.687)	(37.240)

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
Lucro antes do imposto do IR e CSLL	692.581	362.973	711.212	377.441
Alíquota combinada de IR e CSLL	34%	34%	34%	34%
IR e CSLL às alíquotas da legislação	(235.478)	(123.411)	(241.812)	(128.330)
Equivalência patrimonial	31.865	13.648	-	-
Redução – incentivo fiscal (i)	22.199	30.820	48.042	44.167
Juros sobre capital próprio	89.556	139.400	89.556	139.400
Alíquota de tributos diferidos (ii)	(11.890)	(27.343)	(19.932)	(27.660)
Outros	(1.228)	8.967	539	36
Imposto de renda e contribuição social	(104.976)	42.081	(123.607)	27.613

(i) Incentivo fiscal federal concedido pela SUDENE para redução do imposto de renda.

(ii) Refere-se a diferença entre alíquota nominal e efetiva oriunda do benefício fiscal da Sudene sobre as diferenças temporárias de variação cambial.

9.2 Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos no balanço

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Ativo				
Provisão para abandono de poços	34.360	29.814	35.010	30.375
Instrumentos financeiros derivativos	39.856	125.406	39.856	125.406
Prejuízo fiscal/base negativa	43.463	40.495	53.085	66.241
Variação cambial passiva não realizada	7.720	22.632	8.790	22.632
Provisão fornecedores	20.483	38.602	21.719	40.184
Perdas de crédito esperadas	24.042	24.042	24.042	24.042
Pagamento baseado em ações	11.941	11.314	11.941	11.314
Provisão para PLR	10.944	10.862	11.046	10.993
Arrendamentos	16.175	5.182	17.143	7.498
Provisão para obsolescência do estoque	4.987	7.084	5.590	7.694
Passivo contingente de aquisições	7.491	7.491	7.491	7.491
Amortização de Mais-valia	32.583	22.218	32.583	22.218
Outros	9.528	-	45.588	22.110
Total	263.573	345.142	313.884	398.198

Notas Explicativas



<u>Passivo</u>				
Depleção acelerada (i)	(274.395)	(242.553)	(312.291)	(280.449)
Arrendamentos	(15.427)	(5.332)	(16.311)	(7.602)
Variação cambial ativa não realizada	-	(8.330)	-	(12.927)
Instrumentos financeiros derivativos	-	(195)	-	(195)
Outros	-	(9.970)	-	-
Total	(289.822)	(266.380)	(328.602)	(303.609)
IR e CSLL diferido líquido	(26.249)	78.762	(14.718)	97.025
Total diferido ativo	-	78.762	11.531	97.025
Total diferido passivo	(26.249)	-	(26.249)	-

(i) A Companhia utiliza a prerrogativa estabelecida na lei Nº 13.586, de 29 de dezembro de 2017, para acelerar fiscalmente a depleção dos seus campos.

A Administração considera que os impostos ativos decorrentes das provisões temporárias serão realizados na proporção que os contratos de derivativos forem vencendo, que os poços forem abandonados e que as contingências e demais provisões forem realizadas.

A expectativa da Administração para realização dos créditos tributários está apresentada a seguir:

	Controladora	Consolidado
2025	44.694	55.758
2026	97.276	99.156
2027	26.244	27.212
2028	16.437	17.005
2029 em diante	78.922	115.174
Total	263.573	313.884

9.3 Movimentação Diferido

	Controladora	Consolidado
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2023	8.399	46.370
<u>Demonstração do resultado abrangente</u>		
Hedge Accounting	(32.028)	(32.028)
Total do efeito no resultado abrangente	(32.028)	(32.028)
<u>Demonstração do resultado do período</u>		
Variação cambial	21.894	22.152
Abandono de poço	17.643	17.704
Depleção acelerada	(35.549)	(35.549)
Prejuízo fiscal	(14.342)	(22.576)
Derivativos	46.353	46.353
Outros	8.691	7.285
Total do efeito no resultado do período em 30 de setembro de 2024	44.690	35.369
Saldo líquido em 30 de setembro de 2024	21.061	49.711
Saldo líquido em 31 de dezembro de 2024	78.762	97.025
<u>Demonstração do resultado do período</u>		
Variação cambial	9.357	15.898
Abandono de poço	4.546	4.635
Depleção acelerada	(31.843)	(31.843)
Prejuízo Fiscal e base negativa	(6.772)	(22.860)
Derivativos	(85.595)	(85.595)
Amortização Mais Valia	10.365	10.365
Outros	(5.034)	(2.560)

Notas Explicativas



Total do efeito no resultado do período em 30 de setembro de 2025	(104.976)	(111.960)
Créditos extemporâneos	(35)	217
Saldo líquido em 30 de setembro de 2025	(26.249)	(14.718)

10. VALORES A PAGAR POR AQUISIÇÕES

10.1 Composição

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Circulante				
<u>UPGN Guimarães</u>				
Custo amortizado	52.928	-	52.928	-
<u>SPE Tiêta</u>				
Valor justo através do resultado	-	27.308	-	27.308
<u>Polo Miranga</u>				
Valor justo através do resultado	-	185.769	-	185.769
Total circulante	52.928	213.077	52.928	213.077
Total circulante em US\$	9.952	34.410	9.952	34.410

10.2 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	485.495	485.495
Efeito não caixa		
Adição	22.033	22.033
Juros apropriados	2.441	2.441
Variação cambial	49.538	49.538
Efeito caixa		
Pagamento	(144.439)	(144.439)
Saldo em 30 de setembro de 2024	415.068	415.068
Saldo em 31 de dezembro de 2024	213.077	213.077
Efeito não caixa		
Variação cambial	(15.281)	(15.281)
Adição	52.928	52.928
Efeito caixa		
Pagamento	(197.796)	(197.796)
Saldo em 30 de setembro de 2025	52.928	52.928

a) UPGN Guimarães

No dia 30 de setembro de 2025, foi concluída a aquisição de 50% dos ativos de *midstream* de gás natural detidos pela 3R Potiguar S.A. Nesta data o valor remanescente a ser pago é de R\$ 52.928 (US\$ 9.952), que serão pagos conforme evolução do processo de transferência imobiliária.

Custo amortizado:

Do valor total da transação de US\$ 65 milhões, 15% remanescentes serão pagos corrigidos pela SOFR + 2%, de forma fracionada, conforme evolução do processo de transferência imobiliária.

Notas Explicativas



b) SPE Tiêta

No dia 28 de fevereiro de 2023, a operação da aquisição da SPE Tiêta foi concluída.

Valor justo através do resultado:

Como parte do contrato, o valor total do *Earnout* era de até US\$36.000 (R\$191.470). Esses pagamentos estão vinculados ao preço do Petróleo tipo Brent nos anos de 2023 a 2025 e a outras sinergias operacionais.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia não registrou nenhum valor referente a parcela *Earnout* no resultado devido ao não atingimento das premissas estipuladas em contrato (em 30 de setembro de 2024, US\$ 4.410 ou R\$ 24.026). Até o final de 2025, a Companhia pode reconhecer o valor máximo de US\$ 7.230 (R\$ 38.453). O valor do *Earnout* de 2024 foi integralmente liquidado em março de 2025.

Para o ano de 2025, existem US\$ 12.000 (R\$ 63.823) adicionais que estão relacionados a sinergias com potenciais novos ativos que venham a ser adquiridos pela Companhia não reconhecidos, considerando a remota probabilidade da ocorrência dos eventos.

c) Polo Miranga

No dia 31 de março de 2025, a Companhia efetuou o pagamento final de US\$ 30.000 (R\$ 172.422) para quitação da última parcela da compra do ativo. As condições completas da aquisição foram divulgadas às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

11. PROVISÃO PARA PROCESSOS JUDICIAIS

11.1 Perdas prováveis

Com base na análise individual dos processos impetrados contra a Companhia e sua controlada, e suportadas por opinião de seus consultores jurídicos internos e externos, foram constituídas provisões, no passivo não circulante, para riscos com perdas consideradas prováveis, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Processos trabalhistas	1.307	3.252	3.042	4.810
Processos fiscais	1.639	1.472	1.639	1.472
Processos regulatórios	434	386	43.435	41.641
Total	3.380	5.110	48.116	47.923

A Companhia possui 92 processos trabalhistas (85, em 2024), sendo 28 deles classificados como perdas prováveis (45, em 2024). A maior parte destas ações trabalhistas estão vinculados a empresas terceirizadas, em que a PetroReconcavo consta como responsável subsidiária no processo.

O valor dos processos regulatórios decorre do fato da subsidiária da Companhia, SPE Tiêta Ltda., ser parte em dois processos administrativos que tramitam na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com o objetivo de solucionar controvérsias relativas ao Programa Exploratório Mínimo não realizado de dois blocos exploratórios, onde foram atestadas as inexecuções parciais de Unidades de Trabalho que perfazem o montante original de R\$18.896, que deverá ser atualizado, pelo IGP-DI, desde as datas das assinaturas dos contratos de concessão até o mês anterior às datas dos pagamentos.

Notas Explicativas



Apesar de ter sido iniciado procedimento de conciliação junto à ANP, no âmbito da aquisição da SPE Tiêta, as vendedoras da SPE Tiêta se obrigaram a indenizar a Companhia no caso de a SPE Tiêta ter de efetuar algum desembolso pelo pagamento das multas cobradas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e, com isso, apresentou uma fiança bancária prestada pelo Banco Itaú no valor de R\$ 41.254 e se obrigaram a depositar mensalmente, em conta caução, o valor da correção monetária, também com base no índice IGP-DI. Para a data base de 30 de setembro de 2025, o saldo atualizado da fiança era de R\$ 42.610.

11.1.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.239	5.299
Provisões constituídas	2.252	44.307
Provisões revertidas	(1.338)	(1.957)
Saldo em 30 de setembro de 2024	4.153	47.649
Saldo em 31 de dezembro de 2024	5.110	47.923
Provisões constituídas (i)	366	3.978
Provisões revertidas	(2.096)	(3.785)
Saldo em 30 de setembro de 2025	3.380	48.116

(i) Em 30 de setembro de 2025, R\$ 1.746 das provisões constituídas se referiam a atualização pelo IGP-DI do saldo contingenciado referente aos processos regulatórios.

11.2 Perdas possíveis

A Companhia possuía em 30 de setembro de 2025 e em 31 de dezembro de 2024, litígios com probabilidade de perda possível, com base na opinião da Administração e de seus consultores jurídicos, conforme demonstrados a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Processos trabalhistas	6.994	1.439	9.242	4.098
Processos fiscais	63.805	57.300	63.805	57.300
Processos regulatórios	81.281	49.876	81.296	49.891
Processos cíveis	2.220	1.715	9.117	8.360
Total	154.300	110.330	163.460	119.649

Os processos fiscais são compostos por causas pulverizadas, principalmente de tributos federais.

Os processos trabalhistas são compostos por causas pulverizadas de ex-colaboradores e, principalmente, processos de responsabilidade subsidiária requerendo pagamento de verbas rescisórias, horas extras, adicionais de periculosidade, dentre outras.

11.3 Procedimento arbitral

A PetroReconcavo é parte em um procedimento arbitral instaurado pela própria Companhia, que tramita perante à Câmara de Comércio Internacional (CCI) para discussão sobre contratos de compra e venda de gás natural, onde a Companhia requer que seja declarada a regularidade e validade das operações realizadas nos contratos, reconhecendo a inexistência de débitos e a existência de créditos a seu favor.

O procedimento é confidencial e estava em estágio inicial com a apresentação das Alegações Iniciais e a resposta às Alegações Iniciais com pedido contraposto quando as partes, conjuntamente,

Notas Explicativas



requereram a suspensão da arbitragem e instauraram procedimento de mediação voltado à resolução consensual da disputa.

Com isso, a Administração entende que ainda não há outras informações relevantes a serem divulgadas pela Companhia até a presente data, sem que a sua divulgação prejudique seriamente a posição da Companhia.

Os valores dos ativos e passivos reconhecidos nessas informações trimestrais relacionados à disputa podem variar conforme o resultado do procedimento arbitral ou da mediação.

12. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

12.1 Movimentação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2023	184.707	189.624
Atualização	13.369	13.697
Baixas	(3.396)	(3.396)
Saldos em 30 de setembro de 2024	194.680	199.925
Saldos em 31 de dezembro de 2024	133.949	136.972
Atualização	10.970	11.218
Baixas	(3.219)	(3.219)
Saldos em 30 de setembro de 2025	141.700	144.971
Total do passivo circulante	1.025	1.025
Total do passivo não circulante	140.675	143.946

13. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia operou os seguintes instrumentos derivativos:

Instrumento financeiro	Classificação	Designação
Zero Cost Collar ("Collar")	Valor justo pelo resultado	Não aplicável
Swap Cambial ("Swap")	Valor justo pelo resultado	Não aplicável

Os contratos de *SWAP* firmados resultam em um custo médio dolarizado de aproximadamente 7,05% a.a., 6,16% a.a. e 5,66% a.a. para a primeira, segunda e terceira distribuição de debêntures emitidas, respectivamente.

1ª Debêntures - Série 1	Notional	Remuneração	Valor justo
Ponta Ativa	R\$ 753.000	IPCA + 7,3249%	804.083
Ponta Passiva	\$ 143.776	VC + 7,03%	863.840
Resultado			(59.757)
1ª Debêntures - Série 2	Notional	Remuneração	Valor justo
Ponta Ativa	R\$ 376.500	12,8886%	388.538
Ponta Passiva	\$ 71.888	VC + 7,10%	433.136

Notas Explicativas



Resultado			(44.598)
2ª Debêntures	Notional	Remuneração	Valor justo
Ponta Ativa	R\$ 650.000	CDI + 1,15%	717.872
Ponta Passiva	\$ 114.695	VC + 6,1643%	660.389
Resultado			57.483
3ª Debêntures	Notional	Remuneração	Valor justo
Ponta Ativa	R\$ 500.000	CDI + 1,1%	541.721
Ponta Passiva	\$ 92.237	VC + 5,66%	523.304
Resultado			18.417
Efeito no Resultado em 2025			368.305
Pagamento (Recebimento) líquido de caixa			(27.920)
Efeito no Resultado em 2024			(368.840)
Efeito total do Resultado			(28.455)

13.1 Composição

	Controladora e Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024
Ativos financeiros derivativos		
<i>Collar</i>	-	575
Passivos financeiros derivativos		
<i>Collar</i>	745	-
<i>SWAP cambial</i>	28.455	368.840
Total	29.200	368.265
Total Ativo circulante	-	575
Total Passivo circulante	745	1.003
Total Passivo não circulante	28.455	367.837

13.2 Movimentação

	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	99.478
Efeito caixa	
Liquidação de contratos de derivativos	(122.304)
Efeito não caixa – Resultado abrangente	
NDFs	(94.200)
Efeito não caixa – Resultado	
Derivativos registrados no resultado abrangente e reciclados pelo resultado	121.978
SWAP Cambial	142.883
Collar	(6.226)
Saldo em 30 de setembro de 2024	141.609
Saldo em 31 de dezembro de 2024	368.265
Efeito caixa	
Collar	710
SWAP Cambial	27.920

Notas Explicativas



Efeito não caixa – Resultado

Collar	610
SWAP cambial	(368.305)
Saldo em 30 de setembro de 2025	29.200

14. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

14.1 Capital Social

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 o capital social estava apresentado como segue:

Ano	Quantidade de ações (i)	Capital social subscrito	Custo com emissão de ações	Efeito fiscal	Capital social líquido
31/12/2024	293.452.126	2.907.148	(113.140)	38.468	2.832.476
30/09/2025	293.472.126	2.907.296	(113.140)	38.468	2.832.624

(i) Todas as ações são ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 as ações estavam assim distribuídas:

Acionista	PetroReconcavo	
	30/09/2025	31/12/2024
Fundos geridos pelo Opportunity	81.108.689	79.693.489
PetroSantander Luxembourg Holdings S.a.r.l.	57.536.716	57.536.716
Eduardo Cintra Santos	17.130.000	16.970.000
Perbras - Empresa Brasileira de Perfurações Ltda.	12.523.304	12.523.304
Outros acionistas	125.173.417	126.728.617
Total	293.472.126	293.452.126
Ações em tesouraria	(494.364)	(352.936)
Total líquido de ações em tesouraria	292.977.762	293.099.190

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, a Companhia recomprou 498.000 ações (2024, 702.000) e entregou 356.572 (2024, 575.060) ações ordinárias para executivos e colaboradores estratégicos da Companhia. Adicionalmente, para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 não houve integralização de capital (em 2024, R\$ 495).

Em 30 de setembro de 2025, a Companhia mantinha 494.364 ações em tesouraria (352.936 em 2024) ao preço médio de R\$15,95, totalizando R\$7.886 (R\$7.035 em 2024).

a) Movimentação do Capital Social

Evento	Reunião	Data	Ações	Valor
Saldo		31/12/2023	293.338.126	2.905.941
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	29/04/2024	42.000	450
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	29/05/2024	52.000	556
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	27/06/2024	8.000	86
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	31/07/2024	8.000	86
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	31/07/2024	4.000	29
Saldo		31/12/2024	293.452.126	2.907.148
Exercício de opções	Reunião do Conselho de Administração	30/01/2025	20.000	148
Saldo		30/09/2025	293.472.126	2.907.296

Notas Explicativas



14.2 Resultado por ação

PetroReconcavo		
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
Resultado líquido do período	121.937	158.840
Média ponderada de ações emitidas	292.974.881	293.212.853
Resultado básico por ação - R\$	0,42	0,54
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas (i)	292.984.881	293.246.897
Resultado diluído por ação - R\$	0,42	0,54

PetroReconcavo		
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
Resultado líquido do período	587.605	405.054
Média ponderada de ações emitidas	292.894.699	293.101.339
Resultado básico por ação - R\$	2,01	1,38
Média ponderada das ações e das opções de ações emitidas (i)	292.906.897	293.192.755
Resultado diluído por ação - R\$	2,01	1,38

(i) As opções de compra, divulgadas às notas explicativas nº 14.4, já tiveram suas condições de serviços cumpridas e podem ser exercidas a qualquer momento, consequentemente, possuem efeito diluidor.

14.3 Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Conforme Estatuto Social, os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido, deduzido de eventuais prejuízos acumulados, ajustado pelas reservas legal, de incentivo fiscal e de contingências, caso haja. Para maiores informações referentes à última distribuição de dividendos realizada pela Companhia, consultar a nota explicativa nº 16 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

No dia 29 de maio de 2024, o Conselho da Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio ("JSCP") no valor bruto de R\$410.000, correspondente ao valor bruto de R\$1,398827 por ação ordinária, sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, exceto para os acionistas que comprovadamente não estiverem sujeitos à incidência do tributo, na forma da legislação aplicável.

No dia 7 de novembro de 2024, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos no valor total de R\$ 379.000, correspondentes a R\$ 1,293078 por ação.

No dia 8 de maio de 2025, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de juros sobre o capital próprio ("JSCP") no valor bruto de R\$ 263.400, correspondente ao valor bruto de R\$ 0,900140 por ação ordinária.

14.4 Pagamentos baseados em ações

a) Ações diferidas

Em 30 de setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024, as reservas de capital apresentaram a seguinte movimentação:

Notas Explicativas



	Controladora e Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2023	33.477
Provisão	11.701
Entrega	(11.258)
Saldo em 30 de setembro de 2024	33.920
Saldo em 31 de dezembro de 2024	37.909
Provisão	11.192
Entrega	(6.472)
Saldo em 30 de setembro de 2025	42.629

- Incentivo de longo prazo (“ILP”)

O programa de ILP concede aos Participantes ações restritas (durante o período de *vesting*) em duas parcelas distintas, a parcela de retenção e a parcela *Total Shareholder Return* (“TSR”). O pagamento depende da permanência dos executivos na Companhia e da valorização da ação, respectivamente. Cada parcela representa 50% das ações outorgadas.

Os seguintes contratos de ações diferidas e incentivos de longo prazo vigoravam:

	Quantidade	Outorga	Validade	Valor	Valor do “vested”	
(i)			(ii)	(iii)	30/09/2025	31/12/2024
ILP 2022 - Parcelas Retenção e TSR	36.598	31/05/2022	2023–2025	-	14.192	14.822
ILP 2023 - Parcelas Retenção e TSR	616.295	2023-2024	2024–2027	12.850	8.672	7.146
ILP 2024 - Parcelas Retenção e TSR	551.491	29/04/2024	2025–2027	11.695	5.403	3.282
ILP 2025 - Parcelas Retenção e TSR	1.286.780	30/04/2025	2026–2028	9.326	1.703	-
Total	2.491.164			33.871	29.970	25.250

(i) Em consonância com o CPC 10 (R1), a Companhia reconheceu despesas relativas às outorgas das ações diferidas, em contrapartida de reservas de capital, considerando a intenção da Companhia de efetuar essa liquidação com entrega de ações. Adicionalmente, os encargos trabalhistas são reconhecidos como provisão no passivo da Companhia.

(ii) A validade do plano representa o final do período de aquisição de direito (“*Vesting period*”).

(iii) Representa o valor justo total do plano. Para os planos em que a condição de serviço se limita ao tempo de serviço, o valor justo é determinado com base na cotação de mercado da ação na data da outorga (Benefício Extraordinário e Benefício de Metas Anuais). Já para os planos em que a condição de serviço depende tanto do tempo de serviço quanto da valorização da ação, o valor justo é determinado utilizando-se a metodologia Monte Carlo (ILPs).

Ações	31/12/2023	Outorgadas	Canceladas	Entregas	30/09/2024
(i)					
Benefício Extraordinário – 4ª parcela	200.402	-	(13.249)	(187.153)	-
Benefício Metas anuais 2020	233.064	-	(18.738)	(214.326)	-
ILP 2022 – Parcelas Retenção e TSR	629.696	7.127	-	(112.076)	524.747
ILP 2023 – Parcelas Retenção e TSR	617.653	147.695	-	(61.505)	703.843
ILP 2024 – Parcelas Retenção e TSR	-	603.014	-	-	603.014
Total	1.680.815	757.836	(31.987)	(575.060)	1.831.604

Ações	31/12/2024	Outorgadas	Canceladas	Entregas	30/09/2025
(ii)					
ILP 2022 – Parcelas Retenção e TSR	524.747	38.890	(349.815)	(177.224)	36.598
ILP 2023 – Parcelas Retenção e TSR	703.843	30.853	-	(118.401)	616.295
ILP 2024 – Parcelas Retenção e TSR	603.014	9.424	-	(60.947)	551.491
ILP 2025 – Parcelas Retenção e TSR	-	1.286.780	-	-	1.286.780
Total	1.831.604	1.365.947	(349.815)	(356.572)	2.491.164

Notas Explicativas



- (i) O Conselho de Administração aprovou a outorga de 147.695 ações ordinárias a novos participantes contratados pela Companhia após a aprovação do Programa Parcelas Retenção e TSR 2023.
- (ii) A Companhia cancelou a totalidade das ações destinadas aos executivos referentes à parcela TSR, em virtude do não atingimento das metas previamente estabelecidas para a distribuição da referida parcela, no âmbito do programa de bonificação referente ao exercício de 2022.

b) Opções de ações

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2014 e de 2016, a Companhia concedeu a executivos e colaboradores que ocupam posições estratégicas um plano de remuneração baseado em opções de ações. Em função do desdobramento das ações da Companhia, ocorrido em 1º de abril de 2021, cada opção de compra pode ser convertida em duas ações ordinárias da Companhia no momento do exercício da opção.

Os seguintes contratos de opções de ações vigoraram em 30 de setembro de 2025. As quantidades de opções são aquelas remanescentes e não exercidas.

Data de emissão	Quantidade residual	Outorga	Validade	Preço de exercício (R\$)	Valor justo (R\$)
13/05/2016	5.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

Não há saldo restante do valor justo estimado a ser reconhecido no resultado nos próximos exercícios, uma vez que as condições de serviço foram cumpridas no exercício de 2019.

No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, foram exercidas 10.000 opções (em 30 de setembro de 2024, 57.000) e zero opções foram canceladas (em 30 de setembro de 2024, zero). A Companhia recebeu R\$ 148 (em 30 de setembro de 2024, R\$ 1.207) referente ao exercício dessas opções e não possui saldo a receber a título de capital subscrito a integralizar. Não houve opções expiradas no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 e 2024.

15. PARTES RELACIONADAS

15.1 Saldos e Transações

Saldos	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
<u>Outros ativos:</u>				
SPE Tiêta (i)	6.236	27.399	-	-
<u>Fornecedores:</u>				
SPE Tiêta (i)	2.466	3.314	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	6.426	2.054	6.565	2.272
Grupo PetroSantander (iii)	-	1	-	1
Total fornecedores	8.892	5.369	6.565	2.273

Transações – Receitas (despesas)	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
SPE Tiêta (i)	30.874	26.939	-	-
Grupo PERBRAS (ii)	(3.934)	(1.772)	(3.933)	(1.800)
Grupo PetroSantander (iii)	(778)	(315)	(778)	(315)
Rateios (iv)	36.420	13.516	-	-
Total	62.583	38.368	(4.711)	(2.115)

(i) Refere-se a prestação de serviços (sondas e diversos), venda de materiais e gás natural com a SPE Tiêta.

(ii) A Companhia possui transações com a acionista PERBRAS - Empresa Brasileira de Perfuração Ltda., a qual realiza serviços com sondas de produção terrestres e outros serviços diversos de suporte à produção, suportado por contrato de prestação de serviço na modalidade de preços unitários, atualizados anualmente pelo IGP-M.

Notas Explicativas



(iii) A Companhia possui transações com a PetroSantander Management Inc., a PetroSantander Colômbia e a PetroSantander Holdings GMBH que prestam assistência técnica e consultoria especializada na modalidade de “homem hora” relativa à exploração e produção de poços de petróleo, cujo contrato de prestação de serviço não prevê encargos financeiros.

(iv) Refere-se aos rateios de gastos corporativos.

15.2 Remuneração da administração

	Controladora		Consolidado	
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
Benefícios – Diretoria (i)	3.680	3.538	3.680	3.538
Benefícios - Conselho de Administração (i)	1.221	1.076	1.221	1.076
Outros benefícios (ii)	119	115	119	115
Pagamento baseado em ações (iii)	1.557	2.284	1.557	2.284
Subtotal	6.578	7.013	6.578	7.013
Encargos sociais (iv)	1.127	1.138	1.127	1.138
Total	7.705	8.151	7.705	8.151

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
Benefícios – Diretoria (i)	11.930	7.707	11.930	7.707
Benefícios - Conselho de Administração (i)	3.664	3.386	3.664	3.386
Outros benefícios (ii)	349	303	349	303
Pagamento baseado em ações (iii)	5.793	7.473	5.793	7.473
Subtotal	21.737	18.869	21.737	18.869
Encargos sociais (iv)	3.262	2.447	3.262	2.447
Total	24.999	21.316	24.999	21.316

(i) Refere-se ao pró-labore, líquido de encargos sociais, dos diretores estatutários e dos conselheiros da Companhia.

(ii) Refere-se às contribuições feitas pela Companhia em plano de previdência privada.

(iii) Referem-se a pagamentos e ao *vesting*, líquido de encargos, dos programas descritos na nota explicativa nº14.4.

(iv) Referem-se aos encargos sociais de ônus do empregador referente à remuneração dos diretores estatutários e conselheiros da Companhia.

A remuneração da Administração é determinada pelos acionistas. Em 24 de abril de 2025, os acionistas definiram, em Assembleia Geral Ordinária, a remuneração máxima para o exercício de 2025 no montante de R\$37.643 (R\$34.222, 2024), excluindo-se encargos sociais de ônus do empregador.

16. DIREITOS E COMPROMISSOS COM A ANP – AGÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCUMBUSTÍVEIS

16.1 Compromissos e direitos dos campos em produção

O Grupo é concessionário de 58 campos de petróleo subdivididos entre o Polo Remanso, Polo Miranga e Polo Tieta (em conjunto “Ativo Bahia”), e o Polo Potiguar (“Ativo Potiguar”) além de possuir direito a blocos exploratórios no Polo Potiguar.

As seguintes participações governamentais e de terceiros deverão ser pagas pela Companhia em decorrência da retenção e das atividades nesses campos:

Notas Explicativas



Participações	Detalhes
"Royalties"	Os Royalties equivalem ao percentual de 7,5% até 10% aplicado sobre a produção bruta de petróleo e/ou gás natural, a partir da data de início da produção comercial da Área de Concessão (30 de setembro de 2025, R\$156.514 e 30 de setembro de 2024, R\$141.869). O pagamento aos proprietários de terra corresponde ao equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável (30 de setembro de 2025, R\$22.877 e 30 de setembro de 2024, R\$21.011).
Participação especial	No montante definido no Decreto das Participações 2.705/98 e Portaria da ANP 10/99.
Pagamento pela ocupação ou retenção da Área de Concessão	Para cada campo existe um valor em R\$ por quilômetro quadrado, que varia de acordo com o contrato de concessão de cada campo e com o estágio de operação de cada campo, que podem ser: (i) fase de exploração; (ii) fase de desenvolvimento; e (iii) fase de produção. Todos os campos estão na fase de produção.

16.2 Compromissos e direitos de blocos exploratórios

Pelos termos dos contratos de concessão, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantidos os direitos de desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Adicionalmente, a Companhia possui compromissos de pagamentos relacionados ao Programa Mínimo Exploratório e de conteúdo local associados aos referidos blocos exploratórios.

Companhia	Área	Bloco	Situação
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-702	Em desenvolvimento
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-742	Em prospecção
PetroReconcavo	Bacia Potiguar	POT-T-793	Em prospecção
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-129	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-142	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-224	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-117	Valor reduzido a R\$0
SPE Tiêta	Bacia do Recôncavo	REC-T-118	Valor reduzido a R\$0

17. RECEITA LÍQUIDA

17.1 Composição

As receitas de petróleo estão diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos e ao preço contratual de venda do gás natural e seus subprodutos.

Notas Explicativas



	Controladora		Consolidado	
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
<u>Receita bruta:</u>				
Venda de Petróleo	412.060	498.587	519.200	621.530
Venda de Gás e subprodutos	384.810	378.100	385.496	379.143
Prestação de Serviços	18.477	28.067	18.478	28.067
Contato de Hedge	-	(30.735)	-	(30.735)
Total	815.347	874.019	923.174	998.005
<u>(-) Deduções sobre a receita</u>	(126.740)	(136.232)	(136.789)	(147.816)
Receita líquida	688.607	737.787	786.385	850.189

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
<u>Receita bruta:</u>				
Venda de Petróleo	1.277.186	1.538.708	1.682.663	1.814.808
Venda de Gás e subprodutos	1.166.367	1.118.653	1.172.778	1.122.271
Prestação de Serviços	21.434	38.023	21.435	38.023
Contato de Hedge	-	(121.978)	-	(121.978)
Total	2.464.987	2.573.406	2.876.876	2.853.124
<u>(-) Deduções sobre a receita</u>	(384.638)	(405.558)	(423.437)	(431.946)
Receita líquida	2.080.349	2.167.848	2.453.439	2.421.178

18. INFORMAÇÕES SOBRE A NATUREZA DOS GASTOS RECONHECIDOS NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

	Controladora		Consolidado	
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
Pessoal	(74.487)	(69.121)	(76.082)	(74.291)
Serviços e Materiais	(179.382)	(139.544)	(201.486)	(151.932)
Eletricidade	(17.013)	(18.289)	(17.274)	(18.441)
Vendas	-	(3.048)	-	(3.048)
Outras	6.030	(4.659)	8.511	(2.139)
Compra/"Swap" de gás	(21.251)	(17.075)	(21.251)	(17.075)
Custo Midstream - Escoamento	(3.633)	(3.957)	(3.633)	(3.957)
Custo Midstream - Processamento	(48.455)	(52.073)	(48.455)	(52.073)
Custo Midstream - Transporte	(24.681)	(29.438)	(24.681)	(29.438)
Royalties	(44.745)	(46.849)	(52.080)	(58.393)
Depreciação, amortização e depleção	(141.657)	(132.820)	(192.350)	(202.998)
Total	(549.274)	(516.873)	(628.781)	(613.785)
Custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados	(479.826)	(472.630)	(552.209)	(564.861)
Gerais e administrativas	(48.861)	(51.174)	(55.195)	(55.612)
Outras receitas (despesas) líquidas	(20.587)	6.931	(21.377)	6.688
Total	(549.274)	(516.873)	(628.781)	(613.785)

Notas Explicativas



	Controladora		Consolidado	
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
Pessoal	(213.192)	(191.988)	(217.833)	(204.702)
Serviços e Materiais	(453.385)	(347.310)	(525.456)	(378.518)
Eletricidade	(53.846)	(53.306)	(54.406)	(53.897)
Vendas	-	(3.940)	-	(3.940)
Outras	(15.938)	(59.965)	(11.423)	(56.303)
Compra/"Swap" de gás	(84.991)	(42.869)	(84.992)	(42.869)
Custo Midstream - Escoamento	(11.088)	(15.170)	(11.088)	(15.170)
Custo Midstream - Processamento	(149.360)	(171.455)	(149.360)	(171.455)
Custo Midstream - Transporte	(71.917)	(91.375)	(71.917)	(91.375)
Royalties	(143.272)	(138.147)	(179.391)	(162.880)
Depreciação, amortização e depleção	(395.594)	(389.767)	(551.799)	(535.074)
Total	<u>(1.592.583)</u>	<u>(1.505.292)</u>	<u>(1.857.665)</u>	<u>(1.716.183)</u>
Custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados	(1.406.987)	(1.343.699)	(1.646.197)	(1.542.664)
Gerais e administrativas	(151.846)	(134.803)	(178.140)	(146.561)
Outras receitas (despesas) líquidas	<u>(33.750)</u>	<u>(26.790)</u>	<u>(33.328)</u>	<u>(26.958)</u>
Total	<u>(1.592.583)</u>	<u>(1.505.292)</u>	<u>(1.857.665)</u>	<u>(1.716.183)</u>

19. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024	01/07/2025 a 30/09/2025	01/07/2024 a 30/09/2024
Receitas financeiras				
Juros e rendimentos, líquidos	12.381	10.284	13.527	12.304
Total receitas financeiras	<u>12.381</u>	<u>10.284</u>	<u>13.527</u>	<u>12.304</u>
Despesas financeiras:				
Juros com empréstimos	-	(17.621)	-	(17.621)
Outros juros	(831)	(1.909)	(941)	(2.187)
Juros sobre abandono de poço	(3.656)	(4.574)	(3.739)	(4.683)
Despesas bancárias e outras	(4.145)	(14.688)	(4.295)	(14.896)
Juros sobre debêntures	(79.221)	(31.602)	(79.221)	(31.602)
Total despesa financeira	<u>(87.853)</u>	<u>(70.394)</u>	<u>(88.196)</u>	<u>(70.989)</u>
Variação cambial:				
Variação cambial ativa	12.686	27.794	18.116	26.248
Variação cambial passiva	(18.555)	(15.800)	(26.110)	(15.821)
Total variação cambial	<u>(5.869)</u>	<u>11.994</u>	<u>(7.994)</u>	<u>10.427</u>
Instrumentos financeiros:				
SWAP cambial	79.637	(7.354)	79.637	(7.354)
Zero Cost Collar	(5.954)	15.288	(5.954)	15.288
Total Instrumentos financeiros	<u>73.683</u>	<u>7.934</u>	<u>73.683</u>	<u>7.934</u>
Total	<u>(7.658)</u>	<u>(40.182)</u>	<u>(8.980)</u>	<u>(40.324)</u>

Notas Explicativas



	Controladora		Consolidado	
	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024	01/01/2025 a 30/09/2025	01/01/2024 a 30/09/2024
Receitas financeiras				
Juros e rendimentos, líquidos	32.360	31.334	36.121	38.553
Total receitas financeiras	32.360	31.334	36.121	38.553
Despesas financeiras:				
Juros com empréstimos	-	(59.564)	-	(59.564)
Outros juros	(2.723)	(5.463)	(3.185)	(6.404)
Juros sobre abandono de poço	(10.970)	(13.369)	(11.218)	(13.697)
Despesas bancárias e outras	(8.896)	(30.937)	(9.477)	(31.469)
Juros sobre debêntures	(200.984)	(41.099)	(200.984)	(41.099)
Total despesa financeira	(223.573)	(150.432)	(224.864)	(152.233)
Variação cambial:				
Variação cambial ativa	39.894	120.995	96.144	127.804
Variação cambial passiva	(74.798)	(204.964)	(159.658)	(205.021)
Total variação cambial	(34.904)	(83.969)	(63.514)	(77.217)
Instrumentos financeiros:				
SWAP cambial	368.305	(142.883)	368.305	(142.883)
Zero Cost Collar	(610)	6.226	(610)	6.226
Total Instrumentos financeiros	367.695	(136.657)	367.695	(136.657)
Total	141.578	(339.724)	115.438	(327.554)

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

20.1 Gestão de risco de capital

O Grupo administra seu capital para assegurar que suas operações possam continuar com suas atividades normais. A política da Administração é manter uma sólida base de capital para manter a confiança dos investidores, credores e do mercado, além de manter o desenvolvimento futuro do negócio.

A Administração monitora o retorno sobre o capital aplicado considerando os resultados das atividades econômicas do seu segmento operacional. Os instrumentos de dívida atualmente em vigor referem-se a debêntures na Controladora.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo patrimônio líquido da mesma (que inclui capital, reservas, reserva de lucros, conforme apresentado na nota explicativa nº 14) e debêntures (ver nota explicativa nº 8).

A Companhia não está sujeita a nenhum requerimento externo sobre o capital.

A Administração revisa anualmente a sua estrutura de capital. Como parte dessa revisão, a Administração avalia as eventuais necessidades (ou não) de financiamentos para as suas atividades e programas de investimento, bem como o custo de capital e os riscos associados a cada classe de capital.

20.2 Categoria de instrumentos financeiros e hierarquia do valor justo

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos

Notas Explicativas



de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo:

- As mensurações do valor justo do Nível 1 são aquelas resultantes dos preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;
- As mensurações do valor justo do Nível 2 são aquelas resultantes de outras informações que não sejam os preços cotados incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, seja direta (por exemplo, como preços) ou indiretamente (por exemplo, resultante dos preços); e
- As mensurações do valor justo do Nível 3 são aquelas resultantes de técnicas de avaliação que incluem informações do ativo ou passivo que não se baseiam em dados observáveis de mercado (informações não observáveis).

	Nota	Controladora		Consolidado	
		30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Ativos financeiros					
Custo amortizado (i)					
Caixa e equivalentes de caixa	3	255.532	259.482	277.772	295.548
Aplicações financeiras	3	471.811	522.269	660.791	777.903
Contas a receber de clientes	4	346.512	373.525	368.759	419.240
Passivos financeiros					
Custo amortizado (i)					
Fornecedores	7	423.935	399.559	438.655	429.586
Valores a pagar por aquisições	10	52.928	-	52.928	-
Debêntures (iii)	8	2.400.752	1.792.321	2.400.752	1.792.321
Valores a pagar de arrendamentos		47.575	15.242	50.422	22.237
Valor justo através do resultado (ii)					
Valores a pagar por aquisições	10	-	213.077	-	213.077
Instrumentos financeiros derivativos	13	29.201	368.265	29.201	368.265

(i) Não existem diferenças relevantes entre o valor contábil e o valor justo considerando os prazos e as características desses ativos e passivos, exceto quando indicado.

(ii) Itens mensurados ao valor justo do Nível 2.

(iii) O valor justo das debêntures difere de seu custo amortizado. Em 30 de setembro de 2025, o valor justo das debêntures era de R\$ 2.452.214.

20.3 Gerenciamento de risco financeiro

A Companhia e sua controlada apresentam exposição aos seguintes riscos advindos do uso de instrumentos financeiros: risco de crédito, risco de liquidez e risco de mercado.

Essa nota apresenta informações sobre a exposição da Companhia a cada um dos riscos supramencionados, os objetivos da Companhia, políticas e processos para a mensuração e gerenciamento de risco, e o gerenciamento de capital da Companhia. Divulgações quantitativas adicionais são incluídas ao longo dessas informações trimestrais e dessa nota explicativa.

Estrutura do gerenciamento de risco

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Companhia, para definir limites e controles de riscos apropriados, e para monitorar riscos e aderência aos limites.

As políticas e sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia.

Notas Explicativas



A Companhia, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os colaboradores entendem os seus papéis e obrigações.

A Companhia não opera instrumentos financeiros derivativos com fins especulativos, todos derivativos contratados têm como objetivo mitigar os riscos oriundos das exposições da Companhia em suas atividades.

A Administração faz a gestão do caixa de forma unificada já que pode acessar os recursos da sua Controlada sem restrições.

Os principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta na condução das suas atividades são:

a) Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de uma contraparte não cumprir com suas obrigações contratuais, levando a Companhia a incorrer em perdas financeiras.

- Caixa e Equivalentes

Os depósitos bancários e investimentos são efetuados em instituições financeiras de primeira linha, seguindo as diretrizes estabelecidas na Política de Risco de Contrapartes e Emissores. Os investimentos nessas instituições estão detalhados na nota explicativa nº 3, onde as contrapartes possuem classificação de crédito mínima A-, em escala nacional, e são consideradas como tendo baixo risco de crédito para fins da avaliação da redução ao valor recuperável. As informações sobre a classificação de crédito são fornecidas por agências de classificação independentes quando disponíveis e, se não disponíveis, o Grupo usa outras informações financeiras publicamente disponíveis e seus próprios registros de negociação para classificar seus principais clientes. A exposição do Grupo e as classificações de crédito das suas contrapartes são continuamente monitoradas e o valor agregado das transações concluídas é dividido entre as contrapartes aprovadas.

A Companhia mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras em instituições financeiras, de acordo com as estratégias previamente aprovada pela Administração, detalhados na nota explicativa nº 3.

- Contas a receber

O risco surge da possibilidade da Companhia e sua controlada virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes, conforme detalhado na nota explicativa nº 4.

A fim de minimizar o risco de crédito, o Grupo negocia apenas com contrapartes que possuem capacidade de crédito. Antes de aceitar novos clientes, o Grupo avalia o risco de crédito do potencial cliente e a depender do resultado avalia a necessidade de contratação de seguro de risco de crédito (ver nota explicativa nº 21). Conforme descrito na nota explicativa nº 4, o Grupo possui valores provisionados a títulos de PCE oriundos de transações ocorridas em contratos de compra e venda de gás natural durante o exercício de 2022. Parte dos recebíveis referente ao supracitado contrato estão vencidos. O Grupo não possui outros títulos vencidos materiais, além dos mencionados, no contas a receber de clientes.

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, cerca de 85% da receita do grupo estava concentrada com clientes que representaram mais do que 10% da receita do ano. As três maiores concentrações representaram, 22%, 30% e 33% do total da receita. No período de nove meses

Notas Explicativas



findo em 30 de setembro de 2024, a concentração estava em três clientes que somavam 82% (20%, 24% e 37%) das receitas do Grupo.

b) Risco de liquidez

O risco de liquidez representa a possibilidade de descasamento entre os vencimentos de ativos e passivos, o que pode resultar em incapacidade de cumprir com as obrigações nos prazos estabelecidos.

A política geral da Companhia é manter níveis de liquidez adequados para garantir que possa cumprir com as obrigações presentes e futuras e aproveitar oportunidades comerciais à medida que surgirem.

A Administração julga que a Companhia tem risco baixo de liquidez, considerando a sua capacidade de geração de caixa e sua estrutura de capital com moderada participação de capital de terceiros. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo reservas que julgue adequadas, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos.

O fluxo nominal (não descontado) consolidado de principal e juros dos financiamentos e dos instrumentos financeiros, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2025	2026	2027+	Total
Debêntures, líquidas do swap cambial (ii)	60.915	148.235	2.770.590	2.979.740
Instrumentos financeiros derivativos (Zero Cost Collar)	548	211	-	759
Fornecedores (i)	308.179	-	-	308.179
Valores a pagar de arrendamentos	10.174	35.385	4.864	50.422

(i) Conforme divulgado na nota explicativa nº 7, os valores alocados no passivo não circulante dizem respeito a títulos de fornecedores em disputa cuja previsão de pagamento excede 12 meses. Dessa forma, por não possuir uma data específica para liquidação desse passivo, tais valores não foram apresentados no cronograma acima.

(ii) As emissões das debêntures ocorreu em uma operação casada à aquisição dos Instrumentos Financeiros de SWAP, e por esse motivo, todo o efeito do derivativo é apresentado líquido.

c) Risco de mercado

• Taxa de câmbio

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, 99% (em 30 de setembro de 2024, 98%) das receitas operacionais brutas da Companhia e de sua controlada estavam vinculadas à taxa de câmbio do dólar norte-americano no momento do faturamento. No caso do petróleo, as receitas se referem à venda atrelada ao preço do Brent, cotado em dólares norte-americanos. Para o gás natural e seus derivados, as receitas estão vinculadas tanto a contratos atrelados ao preço do Brent, como a contratos com preços fixos e variáveis em dólares. Os únicos contratos de venda, nesse período, cuja precificação se encontravam em reais se referiam à venda de GLP.

A Controladora, nos dias 4 de junho de 2024, 11 de outubro de 2024 e 4 de julho de 2025 realizou, respectivamente, sua 1ª, 2ª e 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em uma operação casada com a aquisição de Instrumentos derivativos de SWAP cambial (ver nota explicativa nº 8).

O Grupo possui registrado na rubrica de valores a pagar por aquisições parcela referente à aquisição de ativos cujo valor está atrelado ao dólar-norte americano. Em 30 de setembro de 2025, o Grupo havia reconhecido um passivo total de US\$ 9.552 (R\$52.928) (US\$34.410 (R\$213.077) em 2024).

Notas Explicativas



O Grupo mantém aplicações financeiras em fundos cambiais para reduzir sua exposição a passivos em dólar.

Controladora						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,4750	405.105	417.020	506.384	607.661
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,4750	52.928	54.487	66.163	79.396
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,4750	2.435.821	2.507.449	3.044.776	3.653.731
Efeito líquido no resultado				(59.713)	(507.676)	(1.015.354)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Exposição R\$	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Alta do US\$	5,4750	578.735	595.751	723.416	868.099
<u>Passivo</u>						
Valores a pagar de aquisições	Alta do US\$	5,4750	52.928	54.487	66.163	79.396
Debêntures (c)	Alta do US\$	5,4750	2.435.821	2.507.449	3.044.776	3.653.731
Efeito líquido no resultado				(54.612)	(464.274)	(928.546)

(a) A taxa de conversão (R\$ para US\$) utilizada nas tabelas de sensibilidade como cenário provável foi obtida no Banco Central do Brasil e corresponde à taxa do dólar no Sistema de Expectativas de Mercado para dezembro de 2025. Em 30 de setembro de 2025 a taxa era de R\$ 5,3186.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre o real. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do câmbio) sobre o dólar efetivo de 30 de setembro de 2025.

(c) As emissões das debêntures ocorreu em uma operação casada à aquisição dos Instrumentos Financeiros de SWAP, e por esse motivo, todo o efeito desse derivativo é refletido nessa dívida.

- Taxa de juros

Este risco decorre da possibilidade da Companhia, e sua controlada, virem a incorrer em perdas por flutuações nas taxas de juros aplicadas a seus ativos (aplicações) ou passivos (debêntures) no mercado.

Na ponta ativa, a Companhia possui aplicações financeiras expostas a taxas de juros flutuantes, vinculadas à variação do CDI. Possui também exposição a variações na taxa de juros nos Estados Unidos para a parcela do caixa investida em moeda estrangeira.

Controladora						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	15%	290.742	334.353	323.450	312.547
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	4%	224.880	233.875	231.810	229.500
Efeito no resultado				(245)	(13.213)	(26.425)

Consolidado						
	Risco	Taxa (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
<u>Ativo</u>						
Aplicações financeiras	Baixa do CDI	15%	327.663	376.812	364.525	352.238
Aplicações financeiras	Baixa da US Treasury	4%	398.510	414.450	410.790	406.696
Efeito no resultado				(434)	(16.381)	(32.761)

Notas Explicativas



(a) As taxas utilizadas na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas no Banco Central do Brasil e na Bloomberg. Para o CDI, utilizamos como referência a expectativa do Bacen para 2025. Para a US Treasury, utilizamos a expectativa futura para 2025.

(b) Os cenários consideram as variações de 25% e 50% sobre as taxas. Ambos projetam cenários de estresse (seja baixa ou alta do índice) sobre a taxa efetiva de 30 de setembro de 2025.

- Preços das *commodities*

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, 76% das receitas operacionais brutas da Companhia estavam diretamente vinculadas ao preço do petróleo tipo Brent, cujas cotações são negociadas livremente nos mercados externos (em 30 de setembro de 2024, 77%).

A maioria dos contratos de gás natural não possuem relação direta ao preço do petróleo. Além disso, boa parte dos demais contratos de gás, ainda que vinculados ao preço petróleo, possuem preço mínimo pré-definido.

Controladora						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	65,13	1.159.386	1.064.601	869.540	602.964
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	65,13	901.586	890.643	872.717	846.223
Total			2.060.972	1.955.244	1.742.257	1.449.187
Provável efeito no resultado				(105.728)	(318.715)	(611.785)

Consolidado						
	Risco	Preço (a)	Contábil	Provável	25% (b)	50% (b)
Receita líquida - Óleo	Baixa do Brent	65,13	1.527.355	1.401.004	1.145.516	763.678
Receita líquida - Gás	Baixa do Brent	65,13	907.286	896.343	878.417	851.923
Total			2.434.641	2.297.347	2.023.933	1.615.601
Provável efeito no resultado				(137.294)	(410.708)	(819.040)

(a) Os preços das *commodities* utilizados na tabela de sensibilidade como cenário provável foram obtidas na agência de precificação de *commodities* ICE, e representam a média dos próximos 12 meses.

(b) Os cenários consideram uma desvalorização do indexador em 25% e 50% sobre a média do preço do Brent demonstrados no cenário contábil.

A política da Companhia e sua controlada é a de contratar contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities*. Em 2023, foram contratados novos hedges no formato *Collar* para que a Companhia continue protegida em relação as flutuações de preços.

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto no final do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de "*hedge*". Os contratos a termo de *commodity* estão apresentados na rubrica "Instrumentos financeiros derivativos" no balanço patrimonial (para maiores informações, ver nota explicativa nº 13):

Notas Explicativas



Controladora e Consolidado				
Zero cost collar	Preço médio (US\$)		Quantidade (bbl)	Valor justo
	30/09/2025	30/09/2025	30/09/2025	30/09/2025
	Put	Call		
Menos de 3 meses	60,00	69,75	368.000	(536)
De 3 a 6 meses	60,00	69,75	360.000	(258)
De 6 a 12 meses	60,00	69,75	548.000	10
De 1 a 2 anos	60,00	69,75	184.000	39
Total			1.460.000	(745)

21. COBERTURA DE SEGUROS

A Companhia mantém política de monitoramento dos riscos inerente às suas operações. Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 e exercício findo em 31 de dezembro de 2024 a Companhia possuía contratos de seguros em vigor para cobertura de riscos operacionais, ambientais, responsabilidade civil e outros.

21.1 Controladora e Consolidado

Modalidade	Moeda	Valor em Risco		Valor máximo indenizável	
		30/09/2025	31/12/2024	30/09/2025	31/12/2024
Riscos Ambientais	US\$	N/A	N/A	10.000	10.000
Danos Materiais	US\$	409.743	409.743	45.000	45.000
Responsabilidade Civil	US\$	N/A	N/A	6.000	6.000
D&O Empresarial	R\$	150.000	130.000	150.000	130.000
Seguro de Descomissionamento	R\$	23.325	23.325	23.325	23.325
Risco de Crédito	R\$	2.191.468	2.350.000	320.000	320.000
Total		2.774.536	2.913.068	554.325	534.325

22. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Grupo desenvolve atividades única e exclusivamente de extração de Petróleo e Gás (E&P), seja na venda de produtos, seja na prestação de serviços, que representa 100% da receita líquida da Companhia. Essa atividade é considerada como um único segmento por parte da Administração da Companhia.

As informações reportadas à Administração da Companhia (principal tomador de decisões operacionais) para alocar recursos e avaliar o desempenho são revistos mensalmente através dos relatórios gerenciais de resultado que apresentam as despesas por centro de custo. A Administração da Companhia avalia investimentos, gastos, produção, outros indicadores operacionais e toma suas decisões com base nas informações consolidadas de todas as empresas do Grupo.

23. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM O CAIXA

Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025 e 2024, a Companhia realizou as seguintes transações que não envolveram caixa, portanto estas não estão refletidas nas demonstrações de fluxos de caixas.

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2025	30/09/2024
Adições por novos contratos IFRS 16	54.953	22.815	54.953	22.815
Valores a pagar de aquisições	36.427	-	36.427	-
Total	107.881	22.815	107.881	22.815

Notas Explicativas



24. EVENTOS SUBSEQUENTES

24.1. Farm-Out Mandacaru Energia

No dia 10 de outubro de 2025, foi concluída a transação de farm-out ("Transação") com a Mandacaru Energia S.A. ("Mandacaru"), referente à venda de 50% de sua participação e transferência da operação em sete concessões até então detidas pela Companhia. As concessões estão localizadas no Rio Grande do Norte, sendo elas: Acauã, Baixa do Algodão, Fazenda Curral, Fazenda Malaquias, Pajeú, Rio Mossoró e Três Marias.

A Transação, no valor total de US\$ 5 milhões, foi estruturada com o pagamento de 20% até a data de fechamento, 15% a serem pagos seis meses após esta data e o saldo remanescente de 65% do montante total será destinado ao longo de até dois anos na forma de investimentos voltados ao desenvolvimento da produção das concessões.

Com o fechamento da Transação, a Mandacaru assumirá a operação das concessões, tendo as partes negociado a constituição de um consórcio e um Joint Operating Agreement, que regulará as operações conjuntas entre as duas empresas.

A Companhia analisou a transação à luz do CPC 31 e aplicou como política contábil manter os ativos da transação em seu imobilizado. Essa decisão foi baseada na ausência de interpretação ou orientação específica para transação que não envolve a perda de controle, uma vez que a operação será administrada por meio de uma "joint operation" com controle compartilhado, e na baixa materialidade das operações vendidas, que representaram, aproximadamente, 1% da produção total na data da operação.

24.2 Contratação de Non-Deliverable Forward (NDF)

No dia 24 de outubro de 2025, a Companhia celebrou contratos de *Non-Deliverable Forward* (NDF), com o objetivo de gerenciar o risco de preço das commodities associado às transações futuras de venda de petróleo. As operações cobrem o período de novembro de 2025 a dezembro de 2026, com volume protegido de aproximadamente 1.094.000 barris, a um preço médio de R\$64,05 por barril. Esses contratos visam reduzir a exposição da Companhia à volatilidade dos preços do petróleo e fortalecer a previsibilidade de seus fluxos de caixa.

24.3 Pagamento de parcela referente à aquisição de ativos de Midstream de gás natural

Em 31 de outubro de 2025, a Companhia realizou o pagamento de USD 6.500 (R\$35.617), correspondentes a 10% do valor total e remanescente da transação de aquisição de ativos de infraestrutura Midstream de gás natural localizados no Estado do Rio do Norte, conforme previsto nas condições contratuais pactuadas entre as partes.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos acionistas da
PetroReconcavo S.A.
Mata de São João - BA

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da PetroReconcavo S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Auditoria de valores correspondentes

As demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório datado em 19 de março de 2025, sem modificação. Adicionalmente, as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas da Companhia para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2024 foram revisadas por outro auditor independente que emitiu relatório de revisão datado de 07 de novembro de 2024, sem modificação.

Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Salvador, 06 de novembro de 2025.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S Ltda.
CRC SP-015199/O

Daniel de Araujo Peixoto
Contador CRC BA - 025348/O

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaração dos Diretores Sobre as Demonstrações Financeiras

(DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 480/09)

Declaramos, na qualidade de diretores da PetroReconcavo S.A. ("Companhia"), sociedade por ações com sede na Cidade de Mata de São João, Estrada do Vinte Mil, Km 3,5, Estação São Roque CEP 48.280-000, Mata de São João - BA , inscrita no CNPJ sob o nº 03.342.704/0001-30, nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, que revimos, discutimos e concordamos com o conjunto de informações contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2025.

Mata de São João, 06 de novembro de 2025

Diretores:

José Maria de Mello Firmo
Diretor Presidente

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaração dos Diretores sobre o Relatório dos Auditores Independentes

Em observância às disposições constantes no inciso V do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concordou com a conclusão expressa no relatório dos Auditores Independentes, datado em 06 de novembro de 2025, sobre a revisão das informações contábeis intermediárias da Companhia, contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2025.

Mata de São João, 06 de novembro de 2025

Diretores:

José Maria de Mello Firmo
Diretor Presidente

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores