

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2022

Teleconferência de Resultados do 3T22

Sexta-feira, 11 de novembro de 2022

10h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques de 3T22

Mensagem da Administração

- 01 Portfólio de Ativos
- 02 Desempenho Operacional
- 03 Desempenho Financeiro Consolidado
- 04 Outros destaques do balanço
- 05 SSMS & ASG



Mata de São João, 10 de novembro de 2022 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre de 2022 (3T22). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$), de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 3T22

- Receita Líquida de R\$ 805 milhões no 3T22 e um acumulado de R\$ 2,2 bilhões nos primeiros nove meses de 2022, o que representa um aumento de 191% na comparação acumulada anual;
- EBITDA de R\$ 423 milhões no 3T22 e um acumulado de R\$ 1,2 bilhão nos primeiros nove meses de 2022, o que representa um aumento de 206% na comparação acumulada anual;
- Lucro líquido de R\$ 212 milhões no 3T22 e um acumulado de R\$745 milhões nos primeiros nove meses de 2022, o que representa um aumento de 612% na comparação acumulada anual;
- No terceiro trimestre e até a data atual, a Companhia firmou três novos contratos para comercialização de sua produção de Gás Natural com as empresas Galp, TAG e Proquigel-Unigel, marcando a entrada da Companhia no mercado livre de gás;
- Produção média bruta de 22 mil barris de óleo equivalente por dia no 3T22, com crescimento de 7% vs. 2T22 e de 73% na comparação anual acumulada do 9M22 vs. 9M21;
- 11 poços perfurados e 71 projetos de *workover* e completações realizados no trimestre;
- A Companhia obteve a prorrogação dos contratos de concessão e aprovação para redução de *royalties* sobre a produção incremental dos Campos de Brejinho, Cachoeirinha e Fazenda Curral;
- A Companhia notificou a ANP sobre a descoberta de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório POT-T-702 localizado na Bacia Potiguar;
- Contratação de dívida corporativa e pré-pagamento do financiamento contratado na controlada Potiguar E&P para aquisição do Polo Riacho da Forquilha com destaque para os seguintes benefícios: simplificação dos *covenants* e garantias, flexibilização dos compromissos de *hedge*, redução dos custos da dívida e alongamento do prazo de vencimento e amortizações;
- A Companhia anunciou que fará uma reorganização societária, com o objetivo de simplificar sua estrutura, buscando aumento de eficiência e redução nos custos;
- Divulgação do Programa de Integridade e o novo Código de Ética e Conduta. A Companhia também aderiu ao Instituto ETHOS e obteve o selo Empresa Limpa;
- Em 3 de novembro, a Companhia foi informada que foi proferida a decisão pelo Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro determinando a revogação da medida liminar que paralisava as negociações contratuais com a Petrobras;
- Após o fechamento do trimestre, a Companhia aprovou a construção de uma Unidade de Tratamento de Gás no Ativo Bahia.



Índice



Principais Indicadores (em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)

	3T22	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Receita Líquida	804.848	260.344	209%	2.199.333	755.242	191%
Lucro Líquido do período	211.883	22.926	824%	744.752	104.602	612%
Margem Líquida ¹	26,3%	8,8%	17,5 p.p.	33,9%	13,9%	20,0 p.p.
EBITDA ²	423.433	134.599	215%	1.218.043	397.585	206%
Margem de EBITDA ³	52,6%	51,7%	0,9 p.p.	55,4%	52,6%	2,7 p.p.
EBITDA ajustado pelo Hedge ⁴	550.749	174.241	216%	1.560.950	454.431	243%
Margem EBITDA Ajustado ⁵	59,1%	58,1%	1,0 p.p.	61,4%	56,0%	5,4 p.p.
Dívida Líquida (Caixa Líquido) ⁶	(84.111)	(437.138)	n.m.	(84.111)	(437.138)	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses ⁷	-0,06 x	-0,83 x	n.m.	-0,06 x	-0,83 x	n.m.
Produção média bruta (boe por dia) ⁸	22.045	12.246	80%	20.685	11.969	73%
Produção bruta (em boe) ⁸	2.028.097	1.126.590	80%	5.647.094	3.267.537	73%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁹	R\$ 60,62	R\$ 65,59	-8%	R\$ 64,23	R\$ 67,06	-4%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ¹⁰	R\$ 5,25	R\$ 5,23	0%	R\$ 5,13	R\$ 5,33	-4%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹¹	\$11,55	\$12,54	-8%	\$12,51	\$12,58	-1%
Preço médio à vista do Petróleo Brent ¹²	\$100,85	\$73,47	37%	\$105,35	\$67,73	56%

Notas:

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/(prejuízo líquido) do período dividido pela receita líquida do período.

(2) Calculamos o EBITDA 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.

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

(4) Calculamos o EBITDA ajustado pelo Hedge partindo do EBITDA, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. O EBITDA ajustado pelo Hedge não é uma medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da Companhia. O EBITDA é utilizado pela Companhia como medida adicional de desempenho de suas operações.

(5) Margem EBITDA ajustado corresponde ao EBITDA ajustado pelo Hedge do exercício dividido pela receita líquida, excluindo os efeitos dos resultados dos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. A Margem EBITDA ajustado não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(6) Representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, somado aos valores a pagar decorrente de aquisição de ativos, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(7) Representa o saldo da dívida líquida no fim do exercício dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. 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.

(8) Volumes de gás natural foram convertidos considerando que 1000 m³ de gás equivalem a 6,2897 barris de óleo equivalente (BOE).

(9) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em BOE no período.

(10) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

(11) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.

(12) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).



Índice



Mensagem da Administração



Índice



05

Registramos uma produção que superou a marca de 22 mil barris de óleo equivalente por dia no trimestre, contribuindo para o crescimento de nossa receita líquida e EBTIDA acumulados em 2022, que já somam R\$ 2,2 bilhões e R\$ 1,2 bilhão, respectivamente.

Se nos preços de óleo observamos um recuo comparado ao realizado no trimestre anterior, nosso posicionamento no novo mercado do gás natural, aliado ao crescimento da produção, tem contribuído para uma melhora significativa nas nossas receitas com venda de produtos processados de gás natural. No terceiro trimestre de 2022, e até a data de divulgação deste relatório, assinamos três novos contratos para entrega de gás seco, dentre os quais destacamos o contrato com a TAG, com um preço fixado em US\$17,39 dólares por milhão de BTU, e contrato com a Unigel, o primeiro da Companhia para suprimento de um consumidor do mercado livre. No acumulado do ano, a receita associada à produção de gás da Companhia já superou a participação de 39% da Receita Bruta Total.

Em setembro, concluímos a perfuração do primeiro poço no Bloco Exploratório POT-T-702, localizado na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, identificando a presença de hidrocarbonetos. A Companhia irá realizar os testes de formação e outros estudos, com objetivo de avaliar as dimensões da acumulação de hidrocarbonetos e seu eventual potencial de produção.

Obtivemos junto à ANP, após o fechamento do trimestre, a aprovação de três pedidos de extensão de concessões e redução de *royalties* sobre a produção incremental no Ativo Potiguar. Colocamos em operação a nossa décima primeira sonda de *workover* em setembro e avançamos no processo de mobilização de 9 novos equipamentos de grande porte, o que inclui a importação de 2 novas sondas de perfuração próprias, a mobilização de 1 sonda de perfuração terceirizada, 5 sondas de *workover* e 1 unidade de fraturamento.

E, muito além dos equipamentos, a Companhia tem demonstrado a capacidade de escalar seu ritmo e volume de atividades com eficiência. O quadro de pessoal evoluiu para mais de 1.100 colaboradores diretos ao



Índice



final do trimestre. Estamos recrutando e formando novas pessoas e, mesmo com um cenário inflacionário, nosso custo por barril totalizou US\$11,55 no trimestre, representando uma redução de 17% quando comparado ao *lifting cost* do segundo trimestre.

Em 3 de novembro, a Companhia foi informada da revogação da decisão liminar que suspendia as negociações para aquisição do Polo Bahia Terra.

Por fim, a Companhia segue focada no desenvolvimento de seu plano de negócios e atenta às oportunidades de crescimento. Anunciamos a aprovação Corporativa para a assinatura de contrato para construção de unidade de tratamento de gás, com capacidade de 400 mil metros cúbicos por dia, que possibilitará a entrega da produção de alguns campos diretamente na malha de escoamento da Bahiagás, reduzindo custos de operação e expandindo a capacidade de processamento de gás natural na Bacia do Recôncavo.



Índice



01

Portfólio de Ativos

O Portfólio da Companhia é composto por ativos de produção de petróleo e gás natural em campos terrestres (*onshore*) localizados em duas bacias sedimentares:

- Bacia do Recôncavo – **Ativo Bahia** – Abrangendo o Polo Remanso + BTREC e o Polo Miranga.
- Bacia Potiguar – **Ativo Potiguar** – Abrangendo o Polo Riacho da Forquilha.

Polo Remanso + BTREC

Em 22 de dezembro de 2021, foi concretizada a aquisição da totalidade da participação do Polo Remanso, contendo 12 campos. A Companhia era operadora dos campos deste Polo através de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) firmado com a Petrobras, antiga concessionária dos mesmos, desde 1º de fevereiro de 2000. As concessões deste Polo se encerram em agosto de 2025, podendo ter seu prazo estendido por até 27 anos adicionais. Estas extensões estão sujeitas a aprovação da agência reguladora, o que está em processo neste momento.

O Polo BTREC, adquirido através de Rodadas de Licitações da ANP, contém 5 campos, e suas concessões têm prazo atual entre os anos 2029 e 2031, podendo ter seus prazos estendidos mediante solicitação de extensão.



Índice



08



Polo Miranga

O Polo Miranga contempla 9 concessões, adquiridos pela Companhia em 6 de dezembro de 2021. A Companhia protocolou junto à ANP solicitações de extensão das 9 Concessões juntamente aos respectivos Planos de Desenvolvimento.

Polo Riacho da Forquilha

Adquirido em 9 de dezembro de 2019, é composto por 33 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Companhia e por ela operadas, duas são operadas pela Companhia em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, uma é operada pela Mandacaru Energia e um bloco exploratório POT-T-702.



Índice



No terceiro trimestre, a controlada Potiguar E&P celebrou com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) aditivos aos Contratos de Concessão de Lorena, Brejinho e Fazenda Curral. Em outubro de 2022, foi aditivado o contrato de concessão de Cachoeirinha. A extensão da fase de produção segue a diretriz da Resolução nº 2/2016 do CNPE, que autorizou a ANP a prorrogar os contratos de concessão firmados na Rodada Zero. Originalmente, esses contratos terminariam em 2025.

A extensão da fase de produção gera desembolsos, decorrentes da cláusula de pagamentos contingentes previstos no Contrato de Compra e Venda do Polo Riacho da Forquilha, celebrado em 2019. As extensões das Concessões geraram desembolsos que totalizaram R\$ 52,5 milhões no trimestre e outros R\$ 50,8 milhões serão efetivados no quarto trimestre referentes aos aditivos das concessões de Cachoeirinha, Brejinho e Fazenda Curral, conforme tabela abaixo.

Campo	Data de Aprovação	Termo aditivo de extensão contratual	Novo Prazo Contratual	Redução de royalties	Valor Desembolsado
Lorena	26-07-22	✓	05-08-52	✓	R\$ 52,5 milhões
Brejinho	22-09-22	✓	31-12-36	✓	R\$28,2 milhões
Fazenda Curral	22-09-22	✓	31-12-36	✓	R\$ 3,8 milhões
Cachoeirinha	19-10-22	✓	31-12-32	✓	R\$18,8 milhões

Além disso, foi aprovada redução da alíquota de *royalties* para 5%, a ser aplicada sobre a produção incremental, decorrente da implementação dos projetos de desenvolvimento aprovados em Plano de Desenvolvimento (PD) para as quatro concessões. Para os níveis de produção até a curva de referência, serão mantidas as alíquotas de *royalties* até então praticadas.



Índice



02

Desempenho Operacional

A Companhia fechou o terceiro trimestre de 2022 com uma produção média de 22.045 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), um aumento de 80% na comparação com o mesmo período do ano anterior e 7% na comparação trimestral. Destaque para o crescimento orgânico de 46% na comparação anual da produção do Ativo Potiguar e de 171% na produção do Ativo Bahia, já contabilizando a produção do Polo Miranga, adquirido e operado a partir de 7 de dezembro de 2021.

No terceiro trimestre, a produção média de gás natural em barris de óleo equivalente atingiu 41% de participação sobre a produção total, registrando incremento de 20p.p. frente ao mesmo período do ano anterior.

Média de Produção Bruta (Working Interest) Diária (em barris de óleo equivalente por dia - BOED)

		3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Ativo Bahia	Óleo	4.572	4.391	4%	2.991	53%	4.436	3.125	42%
	Gás	5.394	4.715	14%	589	816%	4.682	558	739%
	Subtotal	9.966	9.106	9%	3.581	178%	9.118	3.683	148%
Ativo Potiguar	Óleo	8.398	8.055	4%	6.632	27%	8.165	6.514	25%
	Gás	3.680	3.367	9%	2.033	81%	3.402	1.773	92%
	Subtotal	12.078	11.422	6%	8.665	39%	11.567	8.287	40%
Total	Óleo	12.971	12.446	4%	9.624	35%	12.601	9.639	31%
	Gás	9.074	8.082	12%	2.622	246%	8.085	2.331	247%
	Total	22.045	20.528	7%	12.246	80%	20.685	11.969	73%

Fonte: Boletim Mensal de Produção reportado à ANP

No mês de setembro de 2022, a Companhia registrou a produção média diária de 22.140 barris de óleo equivalente ("BOED"), e no acumulado dos primeiros nove meses de 2022, uma média de 20.685 BOED, o que já supera em 4% a média esperada para o ano de 2022 no Relatório de Certificação de Reservas 2P, com data base de 31 de dezembro de 2021.

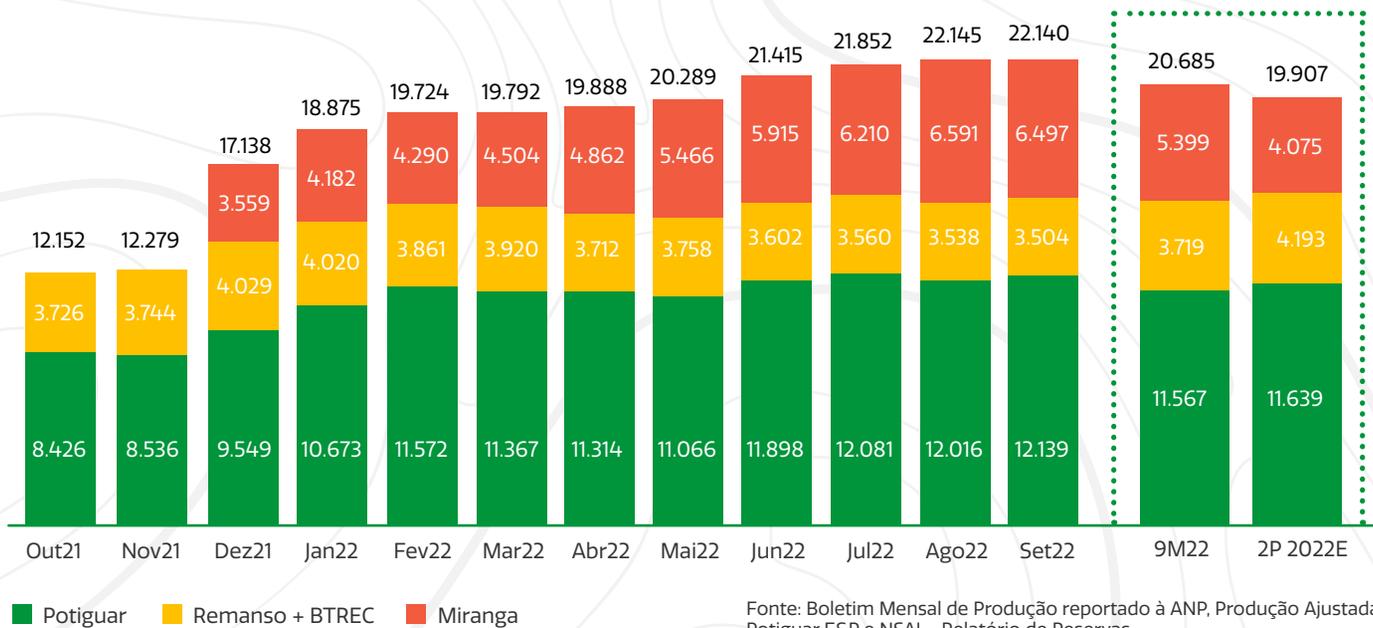


Índice





Produção por Polo Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Ativo Potiguar

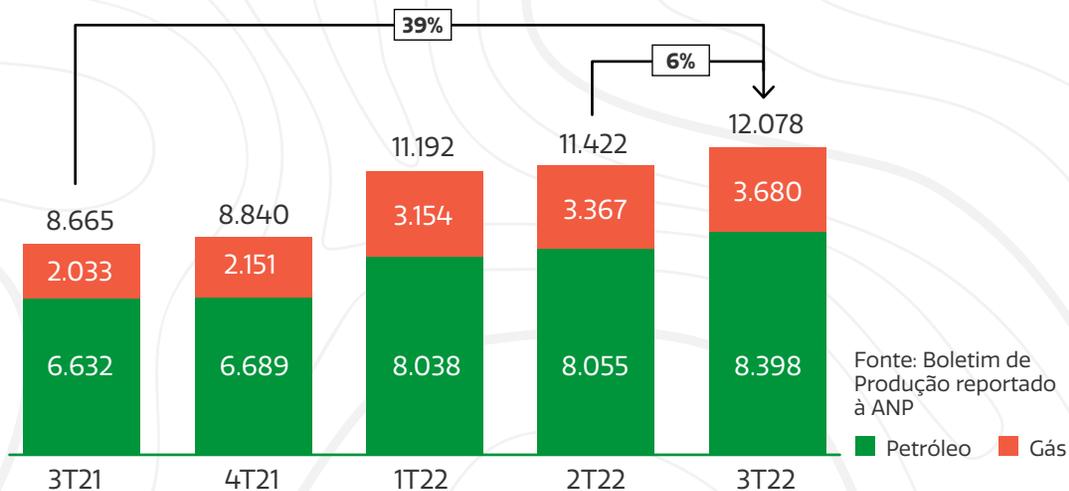
No terceiro trimestre de 2022, a produção média do Ativo Potiguar alcançou 12.078 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), com crescimento de 6% em comparação ao trimestre anterior. Os volumes demonstrados no gráfico abaixo representam a produção total de participação da Companhia (*Working Interest*) do Ativo Potiguar, incluindo os 32 campos operados pela Companhia e a participação na concessão operada pela parceira Mandacaru Energia.



Índice



Ativo Potiguar | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



No terceiro trimestre de 2022, a Companhia manteve uma média de 4,9 sondas ativas de *workover*, tendo realizado 42 projetos de *workover* e completações. No mesmo período, a Sonda de Perfuração concluiu a perfuração de 11 novos poços e 8 poços recém perfurados tiveram sua completação concluída. Destes, 5 foram concluídos em setembro e encontram-se atualmente em fase de otimização. O gráfico abaixo demonstra o efeito das perfurações realizadas pela PetroReconcavo nos resultados de produção do Ativo Potiguar, desde o início da Campanha, em agosto de 2021. Um total de 36 poços foram perfurados e completados até 30 de setembro de 2022, com um *backlog* de 6 poços pendentes de completação.

Dentre os poços em fase de completação, está o primeiro poço perfurado pela Companhia no bloco exploratório POT-T-702. A perfuração deste poço alcançou a profundidade final de 659 metros, constatando a existência de óleo na formação Alagamar. A Companhia concluiu testes de formação iniciais que corroboraram a interpretação dos perfis de poço aberto. A Companhia está elaborando o Plano de Descoberta e solicitando licença de teste de longa duração junto à ANP. Este teste avaliará a extensão da presença de hidrocarbonetos na formação, o potencial comercial e a capacidade produtiva do poço, o que ajudará a definir o plano de desenvolvimento do campo.

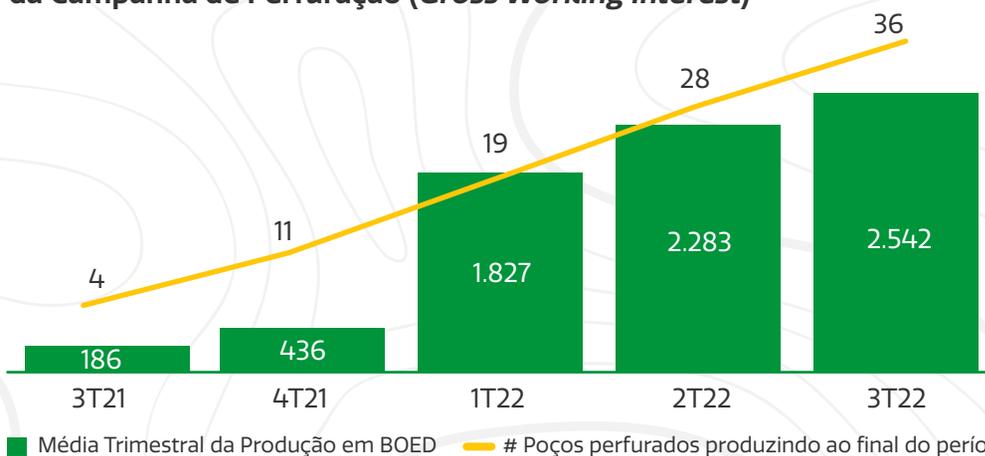


Índice





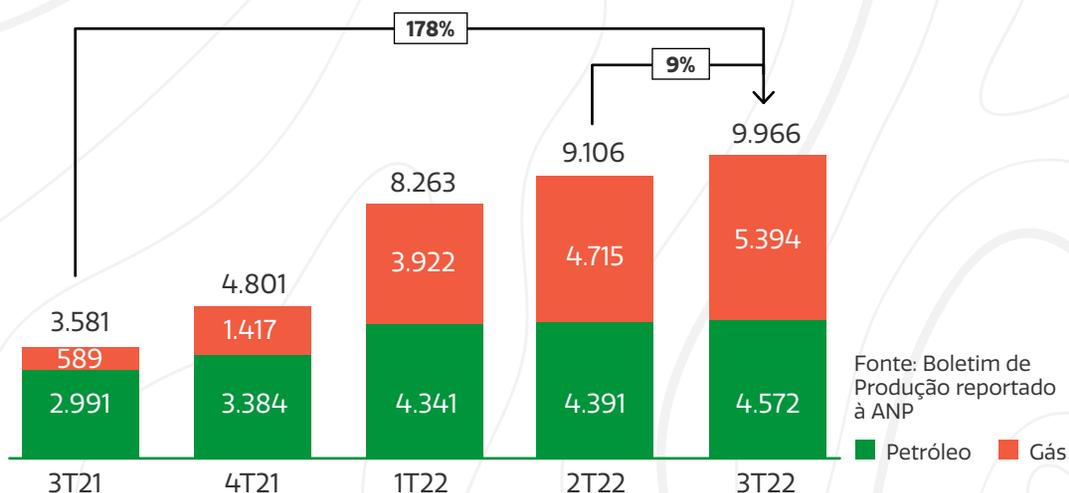
Ativo Potiguar | Soma da produção média diária dos poços da Campanha de Perfuração (*Gross Working Interest*)



Ativo Bahia

No terceiro trimestre de 2022, a produção do Ativo Bahia apresentou um aumento de 9%, quando comparada trimestre anterior, com destaque para a produção do Polo Miranga.

Ativo Bahia | Produção média (*working interest*) em barris de óleo equivalentes por dia (BOED)



Índice

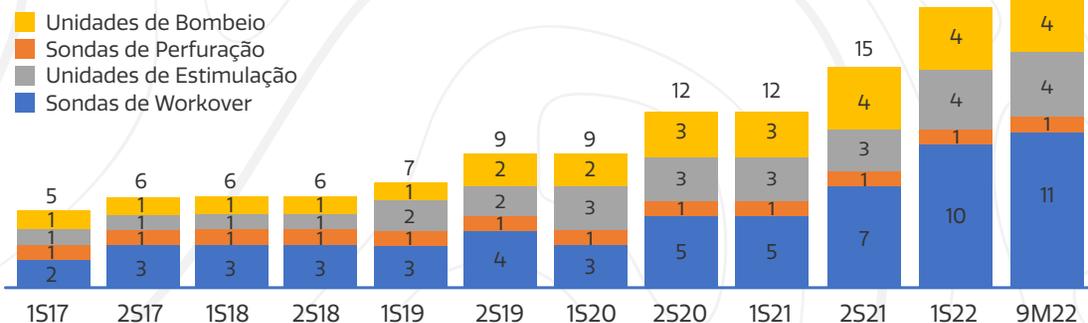


A estratégia de investimentos do 3T22 no Ativo Bahia contou com a realização de um total 29 projetos de *workover*, contando com uma disponibilidade média de 4 sondas dedicadas aos Polos Remanso + BTREC e Miranga no período.

Aceleração do programa de investimentos

A Companhia segue ampliando sua capacidade de execução, em linha com a estratégia de alocação de capital para desenvolvimento de suas reservas nos Ativos em que opera. No terceiro trimestre de 2022, concluímos a mobilização de mais 1 sonda de *workover*, que começou a operar em setembro.

Evolução da Frota de Equipamentos



A frota mobilizada em setembro de 2022 inclui equipamentos próprios e alugados, todos operados com equipes próprias. Os equipamentos alugados são 5 sondas de *workover*. Os próprios incluem: 6 sondas de *workover* (incluindo 1 unidade *flushby* - sonda leve), 1 sonda de perfuração, 4 unidades de estimulação e 4 unidades de bombeio (que incluem as unidades de cimentação).



Índice



Novo Mercado de Gás Natural

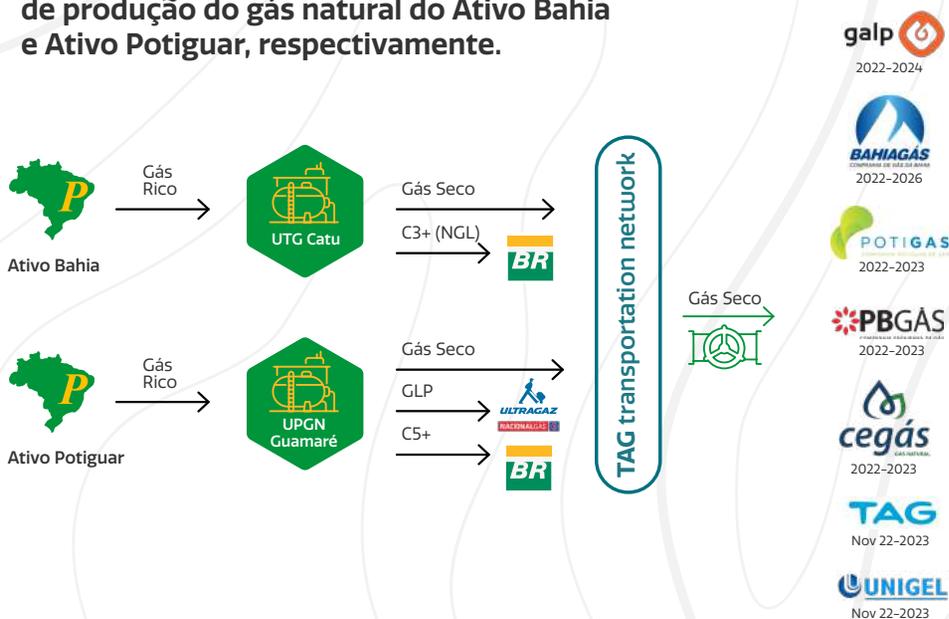
A partir de 1º de janeiro de 2022, com a regulamentação do Novo Mercado do Gás e com a contratação das infraestruturas essenciais de processamento e transporte, foi dado início ao fornecimento de gás natural da PetroReconcavo e suas controladas para distribuidoras estaduais de gás do Nordeste brasileiro, bem como a comercialização de sua produção de líquidos processados de gás natural. Atualmente, a Companhia pode comercializar o gás natural, a partir de qualquer Ativo com qualquer um dos atuais clientes.

Em 15 de setembro de 2022, assinamos um novo contrato para compra e venda de gás natural com a Galp. Não havendo quantidade mínima contratual e preço fixo estabelecido neste contrato, ambas as empresas podem figurar como compradoras e/ou vendedoras, permitindo uma maior flexibilidade comercial. No mês de setembro, a Companhia comercializou com a Galp acima de 100 mil m³/d (volume médio por dia) entre os dias 17 e 30 de setembro.

Ao longo do terceiro trimestre, seguimos comercializando volumes de gás natural superiores às demandas firmes contratadas por nossos atuais clientes. Os volumes excedentes foram vendidos principalmente para Bahiagás, Cegás e Galp.

Após o fechamento do trimestre, a Companhia firmou mais dois contratos para suprimento de gás natural. Com a TAG para 50 mil m³ por dia para Gás de Uso no Sistema ao preço de US\$17,39 por MMBTU e com a Unigel de 30 mil m³ por dia para a unidade da Proquigel na Bahia.

Os diagramas abaixo apresentam o fluxo de produção do gás natural do Ativo Bahia e Ativo Potiguar, respectivamente.

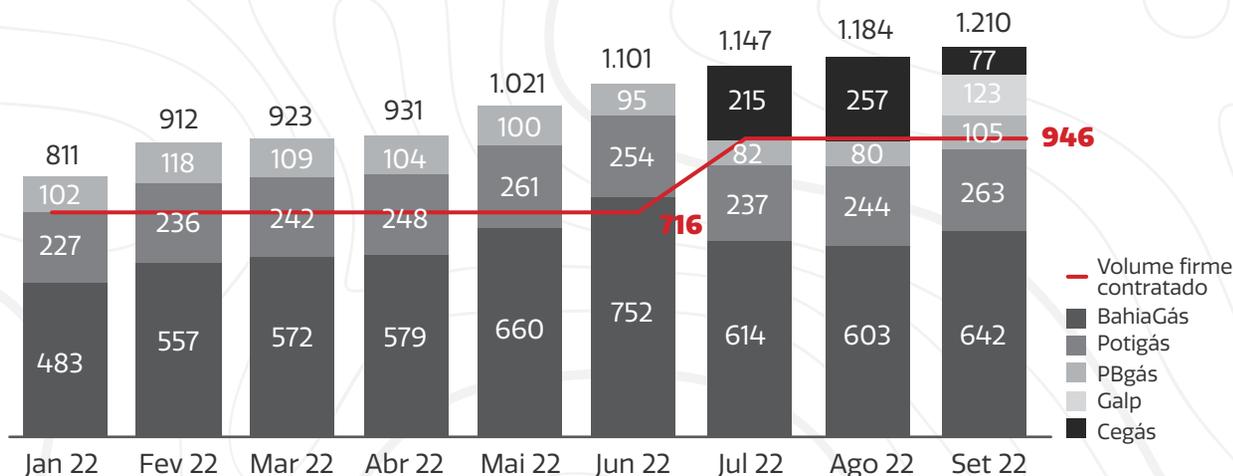


Índice





Gás Natural Processado – Volume médio mensal comercializado em Mm³ por dia por distribuidora



A produção de GLP é comercializada desde janeiro com a distribuidora Ultragas e, desde abril também com a Nacional Gás Butano. No terceiro trimestre de 2022, a Companhia produziu um total de 7.258 toneladas de GLP contra 6.590 toneladas no 2T22.

Todo o volume produzido de C5+ (Ativo Potiguar) é comercializado com a Petrobras. O volume produzido no 3T22 foi de 3.442 m³ contra 3.671 m³ no 2T22.

Quanto ao volume de líquido de gás natural produzido na Bahia (C3+), derivado do processamento do gás natural, as receitas ainda se deram na forma do contrato de Swap assinado com a Petrobras.

O Contrato Swap com a Petrobras estabelece que a Companhia vende o Gás Rico, produzido em todos os campos dos Polos Remanso e Miranga, na entrada da Unidade de Tratamento de Gás de Catu ("UTG Catu"), e a Petrobras, por sua vez, revende o gás natural seco após o processamento da UTG para a Companhia, gerando créditos a partir dos líquidos produzidos e retidos na UTG que podem ser utilizados para abatimento dos custos de Processamento de Gás e outros custos. Na prática, o Contrato Swap possibilitou a antecipação do acesso às infraestruturas necessárias para a comercialização da produção de gás natural e derivados líquidos no Estado da Bahia, de forma independente, a partir do dia 1º de janeiro de 2022.



Índice



Em 21 de julho de 2022, a Companhia foi notificada pela Petrobras acerca de possíveis discrepâncias nos valores dos créditos obtidos dos líquidos de gás natural (LGN) oriundos do processamento do gás na UTG Catu, suportados pelos Contratos de *Swap* entre a Petrobras e a Companhia e sua Controlada SPE Miranga.

Devido à notificação recebida, mantendo a sua postura conservadora e de absoluta transparência com o mercado, e em consonância com as melhores práticas contábeis, a Companhia deixou de reconhecer parte dos créditos aos quais faz jus contratualmente e reconheceu uma provisão para perdas no contas a receber no valor de R\$ 37.962 mil no trimestre, até que um acordo com a Petrobras seja alcançado.

Cumprе salientar que a Companhia está em fase de negociações com a Petrobras para firmar contrato definitivo para escoamento e processamento do gás natural, em moldes semelhantes ao contrato firmado pela controlada Potiguar E&P para acesso à UPGN Guimarães e que os supracitados Contratos de Swap tiveram a sua vigência aditada até 31 de dezembro de 2022. A partir da assinatura dos contratos de processamento e escoamento, a Companhia terá direito à comercialização do C3+ produzido na planta.

Após o fechamento do trimestre, a Companhia aprovou a contratação da construção de Unidade de Tratamento de Gás do tipo Unidade de Adequação de Ponto de Orvalho para processamento de sua produção dos campos Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro com capacidade 400 mil m³ por dia e previsão de conclusão para o quarto trimestre de 2023. Este projeto tem como objetivo viabilizar a entrega de gás especificado na malha da Bahiagás, diretamente das instalações da Companhia, dispensando a utilização da infraestrutura da Petrobras (escoamento e processamento), e da TAG (transporte), resultando no aumento de capacidade de entrega de gás especificado na Bahia e redução dos custos de processamento.



Índice

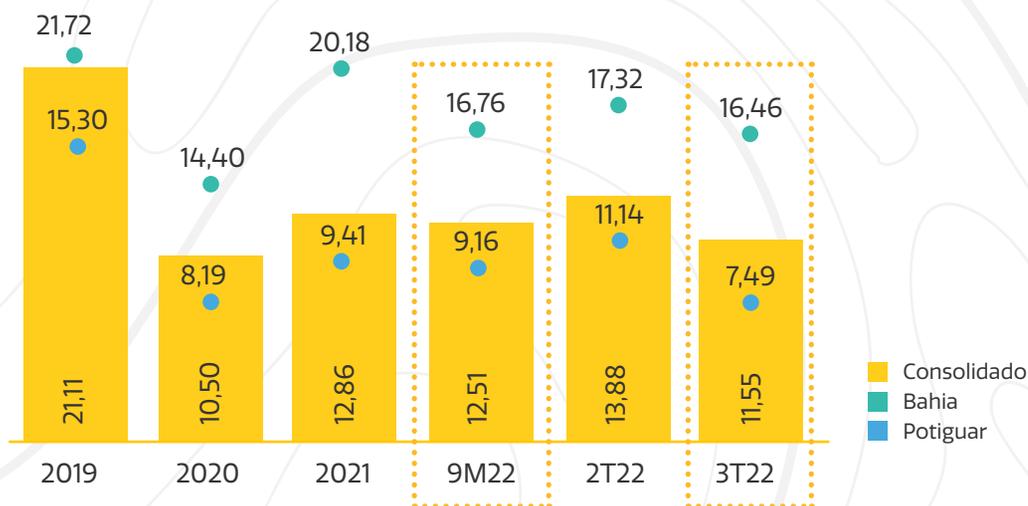




Custos

O custo médio de produção consolidado do 3T22, que soma os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os custos com aquisição, processamento e transporte do gás, os royalties, a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em barris de óleo equivalente (BOE) no período (*lifting cost*) foi de US\$11,55/BOE, representando uma redução de 17% quando comparado ao segundo trimestre do ano de 2022.

PetroReconcavo Consolidado | Custo médio de produção (em US\$/BOED)



A diferença nos custos médios de produção entre os Ativos advém, principalmente, das diferenças de maturidade dos reservatórios, sobretudo custos variáveis fluido (água + petróleo) maiores no Polo Remanso + BTREC, decorrente de fase mais avançada em projetos de recuperação secundária.

Com o posicionamento da Companhia no Novo Mercado do Gás Natural e a consequente contratação das infraestruturas de escoamento, processamento e transporte do gás natural junto à Petrobras e TAG, passamos a registrar custos dessa natureza que totalizaram R\$ 124.929 mil no trimestre, 37% superior ao registrado no 2T22.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Receita líquida	804.848	691.009	16%	260.344	209%	2.199.333	755.242	191%
Custos e despesas	(319.918)	(246.362)	30%	(98.096)	226%	(791.859)	(285.245)	178%
Royalties	(61.497)	(64.776)	-5%	(27.649)	122%	(189.431)	(72.412)	162%
EBITDA	423.433	379.871	11%	134.599	215%	1.218.043	397.585	206%
Depreciação, amortização e depleção	(112.580)	(85.108)	32%	(77.661)	45%	(267.620)	(207.094)	29%
Lucro Operacional	310.853	294.763	5%	56.938	446%	950.423	190.491	399%
Resultado financeiro líquido	(45.488)	(126.853)	-64%	(21.140)	115%	13.514	(52.255)	n.m.
Impostos correntes	(81.140)	(44.422)	83%	(13.669)	494%	(176.649)	(33.818)	422%
Impostos diferidos	27.658	7.543	267%	797	3370%	(42.536)	184	n.m.
Resultado líquido	211.883	131.031	62%	22.926	824%	744.752	104.602	612%

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia alcançou R\$ 805 milhões no terceiro trimestre de 2022, 16% de aumento ao comparar com trimestre anterior.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Ativo Bahia	525.119	444.581	18%	96.024	447%	1.394.491	260.903	434%
Receita com Petróleo	235.121	225.852	4%	80.511	192%	665.522	228.734	191%
Receita com gás natural e subprodutos	289.998	218.729	33%	13.227	2092%	728.969	28.136	2491%
Outras receitas com prestação de serviços	-	-	n.m.	2.286	n.m.	-	4.033	n.m.
Ativo Potiguar	620.759	583.999	6%	280.084	122%	1.741.262	756.513	130%
Receita com Petróleo	467.729	473.425	-1%	263.016	78%	1.371.766	715.194	92%
Receita com gás natural e subprodutos	153.030	110.574	38%	17.068	797%	369.496	41.319	794%
Instrumentos financeiros derivativos	(127.316)	(130.361)	-2%	(39.642)	221%	(342.907)	(56.841)	503%
Receita Bruta	1.018.562	898.219	13%	336.469	203%	2.792.846	960.575	191%
Impostos sobre a Receita	(213.714)	(207.210)	3%	(76.125)	181%	(593.513)	(205.333)	189%
Receita Líquida	804.848	691.009	16%	260.344	209%	2.199.333	755.242	191%



Índice



O faturamento da Companhia no terceiro trimestre de 2022 foi impactado positivamente pelos incrementos de produção, mencionados no tópico Desempenho Operacional.

O preço médio do petróleo tipo *Brent* foi de US\$100,85/bbl, 9% inferior ao preço médio observado no segundo trimestre de 2022. A receita foi impactada pela redução no preço do petróleo e pela valorização do Real frente ao Dólar, que registrou cotação média de R\$ 5,25, 7% maior que a taxa média do trimestre anterior. Quando comparados ao mesmo período ano anterior, o preço médio do petróleo do tipo *Brent* foi 37% superior e a taxa de câmbio média foi semelhante.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo *Brent* resultou em um maior impacto nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no exercício. No terceiro trimestre de 2022, registramos uma perda de R\$127 milhões nessa rubrica. No trimestre, foram liquidados contratos de *hedge* com um volume de 485 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$53,64/bbl.

Na receita oriunda da venda do gás natural e seus subprodutos, a Companhia e suas controladas iniciaram, a partir de 1º de janeiro de 2022, contratos para suprimento de gás natural com distribuidoras do Nordeste com melhoras significativas no valor do preço da molécula, quando comparado ao ano de 2021.



Índice



Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos nossos custos e despesas no terceiro trimestre de 2022.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)								
	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Pessoal	62.667	54.872	14%	29.444	67%	165.576	85.995	93%
Serviços, Consultorias, Aluguéis e Materiais	60.543	65.115	-7%	45.093	65%	185.613	117.603	58%
Energia Elétrica	19.014	15.963	19%	14.188	34%	54.025	39.072	38%
Licenciamento ambiental	3.510	5.253	-33%	3.075	14%	10.196	10.535	-3%
Pagamento baseado em ações	1.738	5.467	-68%	7.281	-76%	11.369	11.380	0%
Escoamento, processamento e transporte do gás	124.929	91.019	37%	-	n.m.	304.527	-	n.m.
Perdas de crédito esperadas	37.962	-	n.m.	-	n.m.	37.962	-	n.m.
Outros custos e despesas	9.555	8.673	10,2%	(985)	n.m.	22.591	20.660	9%
Total	319.918	246.362	30%	98.096	226%	791.859	285.245	178%

Os custos e despesas cresceram 30%, passando de R\$246 milhões no segundo trimestre de 2022, para R\$ 320 milhões no terceiro trimestre de 2022.

Os custos com pessoal aumentaram 14%, passando de R\$55 milhões no segundo trimestre, para R\$63 milhões no terceiro o trimestre de 2022. Esse aumento reflete o aumento de quadro de pessoal, sobretudo associado ao crescimento da frota de sondas e serviços em operação, demandando novas contratações ao longo do período.

Os custos com energia elétrica aumentaram 19% na comparação trimestral. Essa variação reflete o aumento de demanda por energia alinhada ao aumento da produção.

Os custos com o escoamento, processamento e transporte de gás natural no terceiro trimestre de 2022 aumentaram 37%, refletindo o aumento da produção de gás.

Por fim, reconhecemos no trimestre uma perda estimada de crédito no montante de R\$ 38 milhões, relacionada à incerteza no recebimento de parte dos valores dos créditos obtidos dos líquidos de gás natural (LGN), oriundos do processamento do gás na UTG Catu, suportados pelos Contratos de *Swap* entre a Petrobras e a Companhia e sua Controlada SPE Miranga.



Índice



Resultado financeiro líquido

Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)								
	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Receitas financeiras	7.489	6.335	18%	5.228	43%	18.111	26.106	-31%
Despesas financeiras	(44.024)	(26.210)	68%	(26.402)	67%	(93.416)	(76.173)	23%
Variações cambiais, líquidas	(8.953)	(106.978)	-92%	34	n.m.	88.819	(2.188)	n.m.
Resultado financeiro, líquido	(45.488)	(126.853)	-64%	(21.140)	115%	13.514	(52.255)	n.m.

O resultado financeiro líquido no terceiro trimestre de 2022 foi negativo em R\$ 45 milhões, comparado com um resultado negativo em R\$ 127 milhões no segundo trimestre de 2022. O resultado é impactado pela variação cambial no período. A Companhia possui aplicações financeiras e financiamentos, além de passivos a pagar oriundos de aquisições de ativos, atrelados à taxa de câmbio do dólar. Além disso, as despesas financeiras no 3T22 foram impactadas pelo pré-pagamento da dívida contratada no ano de 2019, referente à aquisição do Polo Riacho da Forquilha.

A taxa de câmbio R\$/US\$ aumentou 3,2% no período, passando de R\$ 5,24 em 30 de junho de 2022 para R\$ 5,41 em 30 de setembro de 2022. Quando comparado ao mesmo período do ano anterior, a taxa de câmbio reduziu 0,6%, passando de R\$ 5,44 em 30 de setembro de 2021 para R\$ 5,41 em 30 de setembro de 2022.



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social (em milhares de R\$)								
	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Correntes	(81.140)	(44.422)	83%	(13.669)	494%	(176.649)	(33.818)	422%
Diferidos	27.658	7.543	267%	797	n.m.	(42.536)	184	n.m.
Imposto de renda e contribuição social	(53.482)	(36.879)	45%	(12.872)	315%	(219.185)	(33.634)	552%

Em razão do maior resultado observado no terceiro trimestre de 2022, as despesas com imposto de renda e contribuição social registrados no período foram maiores. As variações nos impostos diferidos verificadas no trimestre referem-se, sobretudo, a variação cambial não realizada na Companhia e em suas controladas. Como consequência a Companhia registrou lucro líquido de 212 milhões no período, valor 62% superior ao registrado no trimestre anterior.



Índice





Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)

	3T22	2T22	Δ%	3T21	Δ%	9M22	9M21	Δ%
Lucro antes dos impostos	265.365	167.910	58%	35.798	641%	963.937	138.236	597%
Depreciação, amortização e depleção	112.580	87.908	28%	77.661	45%	267.620	207.094	29%
Juros e variações cambiais, líquidas	23.611	122.009	-81%	46.015	-49%	(47.933)	48.452	n.m.
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	34.916	27.844	25%	77.914	-55%	107.879	101.435	6%
Outros ajustes e variações ao lucro	63.178	4.552	n.m.	(23.324)	n.m.	77.486	17.431	345%
Variação de ativos e passivos	61.721	47.700	29%	(45.487)	n.m.	(74.566)	(53.979)	38%
Juros pagos	(20.259)	(10.159)	99%	(15.250)	33%	(42.612)	(46.581)	-9%
IR e CSSL pagos	(64.685)	(62.782)	3%	(18.966)	241%	(156.828)	(19.481)	705%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	476.427	384.982	24%	134.361	255%	1.094.983	392.607	179%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(352.521)	(317.513)	11%	(123.178)	186%	(884.445)	(310.256)	185%
Aplicações financeiras	142.031	(828.337)	n.m.	207.629	-32%	(706.397)	(662.919)	7%
Variação do caixa resultante das atividades de investimento	(210.490)	(1.145.850)	-82%	84.451	n.m.	(1.590.842)	(973.175)	63%
Captação de financiamento	658.438	-	n.m.	-	n.m.	658.438	60.479	989%
Pagamento de financiamentos, arrendamentos e valores a pagar por aquisições	(655.671)	(107.021)	513%	(93.431)	602%	(824.061)	(228.084)	261%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	-	996.920	n.m.	-	n.m.	996.587	1.111.648	-10%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	(7.887)	341	n.m.	(1.930)	309%	(7.326)	(1.930)	280%
Dividendos pagos	(872)	(39.686)	-98%	-	n.m.	(40.558)	-	n.m.
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(5.992)	850.221	n.m.	(95.361)	-94%	783.080	942.113	-17%
Variações cambiais sobre caixa e equivalentes de caixa	(277)	(821)	-66%	-	n.m.	287	-	n.m.
Variação do saldo de caixa e equivalentes de caixa	259.668	88.532	193%	123.451	110%	287.508	361.545	-20%



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 24% no terceiro trimestre de 2022 quando comparado ao trimestre anterior, conforme desempenho operacional explanado acima nesse relatório.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$ 210 milhões no terceiro trimestre de 2022, com uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$ 353 milhões em adições ao imobilizado e intangível, principalmente em investimentos para incremento da produção e em perfurações de novos poços;
- (II) No terceiro trimestre de 2022, tivemos resgates líquidos de aplicações financeiras no montante de R\$ 142 milhões.

A Companhia aplicou no acumulado do ano, R\$ 1,6 bilhão nas atividades de investimento. Desse montante, R\$ 706 milhões referem-se a aplicações financeiras decorrentes dos recursos obtidos com a oferta subsequente de ações (*follow-on*) realizada em junho.

O restante do caixa aplicado nas atividades de investimento, correspondente a R\$ 884 milhões foi aplicado da seguinte forma:

- R\$ 439 milhões foram aplicados para desenvolvimento de nossas reservas, incluindo *workovers* para incremento da produção, perfurações de novos poços e investimentos na infraestrutura para armazenamento e escoamento da produção;
- Outros R\$ 281 milhões foram aplicados em adições ao almoxarifado para inversões fixas, sobretudo na formação de estoque para operação do Polo Miranga e na preparação para aceleração das atividades de investimentos em *workover*, e tendo em parte sido utilizados em atividades de reparo e manutenção e reconhecidos no custo dos serviços prestados e dos produtos vendidos no montante de R\$ 90 milhões;



Índice



- Também foram aplicados R\$ 30 milhões como adiantamento requerido pela Petrobras para que fosse iniciada a fase de negociação dos termos e condições para a potencial aquisição das concessões associadas ao Polo Bahia Terra.
- Outros R\$ 134 milhões foram aplicados no aumento do imobilizado da Companhia, com destaque para os valores pagos para ampliação da Frota de Sondas e Serviços que já somam R\$ 45 milhões e o montante de 52 milhões pagos em adiantamento para aquisições de estoque.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$ 6 milhões no terceiro trimestre de 2022. Como consequência dos itens listados acima, o aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no terceiro trimestre de 2022 foi de R\$ 260 milhões, enquanto no trimestre passado houve um aumento de R\$ 89 milhões.



Índice



04

Outros destaques do balanço

Posição de caixa (caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras)

Em 30 de setembro de 2022, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$1,9 bilhão.

Atualmente, a maior parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundos cambiais. Essas aplicações têm como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real e a Companhia visa se proteger da variação cambial, uma vez que a grande maioria das dívidas da Companhia e suas controladas são denominadas em dólar. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares.

Endividamento

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	30/09/22	30/06/22	Δ%
FINEP	662	991	-33%
Empréstimos bancários	681.667	589.666	16%
Custos a amortizar	(14.990)	(17.188)	-13%
Valores a pagar de aquisições	1.141.806	1.159.765	-2%
Dívida bruta	1.809.145	1.733.234	4%
Caixa e equivalentes de caixa	504.667	244.999	106%
Aplicações financeiras	1.388.589	1.481.881	-6%
Dívida líquida (Caixa líquido)	(84.111)	6.354	n.m.
EBITDA últimos 12 meses	1.355.265	1.066.430	25%
Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses	-0,06 x	0,01 x	-0,07 x

A Companhia apresenta caixa líquido no terceiro trimestre de 2022, impactado, principalmente, pela captação de recursos através da oferta primária subsequente de ações – *follow on* no trimestre passado e da geração de caixa do período.



Índice



Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de *hedge* da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. A Companhia celebrou contratos a termo de *commodity* para gerir o risco de preço das *commodities* associado às transações futuras de até 36 meses, todos na Controlada Potiguar E&P, conforme mencionado no tópico "Receita Líquida".

A tabela a seguir descreve os contratos a termo de *commodity* em aberto em 30 de setembro de 2022, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de *hedge*:

Instrumentos de <i>hedge</i> contratos em aberto	Preço médio do exercício	Quantidade	Valor justo dos instrumentos de <i>hedge</i>
	30/09/2022	30/09/2022	30/09/2022
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	53,77	519.489	(87.602)
De 3 a 6 meses	51,17	434.350	(68.317)
De 6 a 12 meses	51,85	915.000	(121.912)
De 1 a 2 anos	57,34	1.387.500	(115.045)
De 2 a 3 anos	59,43	71.500	(4.284)
Total	54,51	3.327.839	(397.161)

O volume médio total de barris *hedgeados* para o terceiro semestre de 2022, conforme tabela acima, é de aproximadamente 5.647 bopd, ou cerca de 25,6% da produção média total da Companhia no 3T22 que foi de 22.045 boepd. Olhando-se somente para a produção de petróleo, a produção *hedgeada* corresponde a 43,5% da produção média de petróleo da Companhia no 3T22 que foi de 12.971 bopd.

No terceiro trimestre, a Companhia assinou contrato de financiamento sindicalizado com o objetivo de pré-pagamento da dívida contratada para aquisição do Polo Riacho da Forquilha, simplificando *covenants* e garantias, que eliminaram a necessidade de contratação de *hedges* adicionais.



Índice



05

SSMS & ASG

No terceiro trimestre, aprovamos o Programa de Integridade e o novo Código de Ética e Conduta da PetroReconcavo. Pautado nas leis e melhores práticas de governança corporativa, o programa refere-se ao ecossistema de ações e mecanismos de prevenção, detecção e resposta à corrupção, atos ilícitos e desvios éticos. Esse se torna parte da rotina da Companhia à medida que atua de maneira integrada com as áreas, através do zelo pelo valor integridade, corroborados pela comunicação e treinamento efetivo. Alinhado com a Visão, Missão e Valores da Companhia, visa, a longo prazo, desenvolver nos colaboradores um comportamento seguro, transparente nas relações, conferindo independência, auxiliando na tomada de decisões e aumentando a confiança organizacional, criando e protegendo valor.

A Companhia aderiu ao Instituto ETHOS e se tornou signatária do Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção, tendo recebido o selo de Empresa Limpa. O Pacto é um compromisso voluntário assumido por empresas privadas e públicas, cujo objetivo é uni-las na promoção de um mercado mais íntegro e ético e reduzir as diferentes práticas de corrupção. Ao se tornar signatária do Pacto, a Companhia assume o compromisso de divulgar a legislação brasileira anticorrupção para seus funcionários e *stakeholders*, a fim de que seja cumprida integralmente. Além disso, se compromete a vedar qualquer forma de suborno e primar pela transparência de informações e colaboração em investigações, quando necessário.

Com apoio de uma consultoria especializada, realizamos uma pesquisa Censo e Radar de Clima e Percepções de Diversidade, Equidade e Inclusão. Os resultados apurados foram apresentados para o Comitê de Diversidade e Inclusão e para a Diretoria, para que baseados neste diagnóstico se possa traçar e implementar ações estratégicas pautadas pelo respeito, inclusão, equidade e valorização à diversidade.



Índice



30

Com o propósito de promover saúde, bem-estar físico e mental e qualidade de vida dos colaboradores, a Companhia implementou o Programa Saúde Integral, composto por cinco pilares: mente, alimentação, ergonomia, saúde complementar e corpo; e promoveu o PetroFit, a fim de incentivar a mudança no estilo de vida, através da prática de atividades físicas. No trimestre, houve também campanhas de conscientização do "Agosto Lilás", "Setembro Amarelo" e o "Programa Líder Seguro", fortalecendo a cultura de segurança na Companhia.

Na Bahia, oficinas de empreendedorismo, abordando técnicas de vendas e negociações, foram promovidas pelo projeto Ciranda Agroflorestal e as estações de São Roque, Miranga e escritório corporativo da Companhia receberam as "Feiras da Agricultura familiar", dando oportunidade aos beneficiários do Ciranda Agroflorestal de pôr em prática o aprendizado obtido nas oficinas e de comercializar os seus produtos, disseminando o desenvolvimento sustentável.

Já no Rio Grande do Norte, avançamos com a 2ª fase do Programa Viva Sabiá com a implementação de campanhas escolares com foco na educação ambiental em 10 escolas dos municípios.

Firmamos parceria entre a Potiguar E&P e o Instituto Chico Mendes – ICMBio, para plantio de mudas nativas em áreas para recuperação nas Florestas Nacionais do Estado do Rio Grande do Norte.

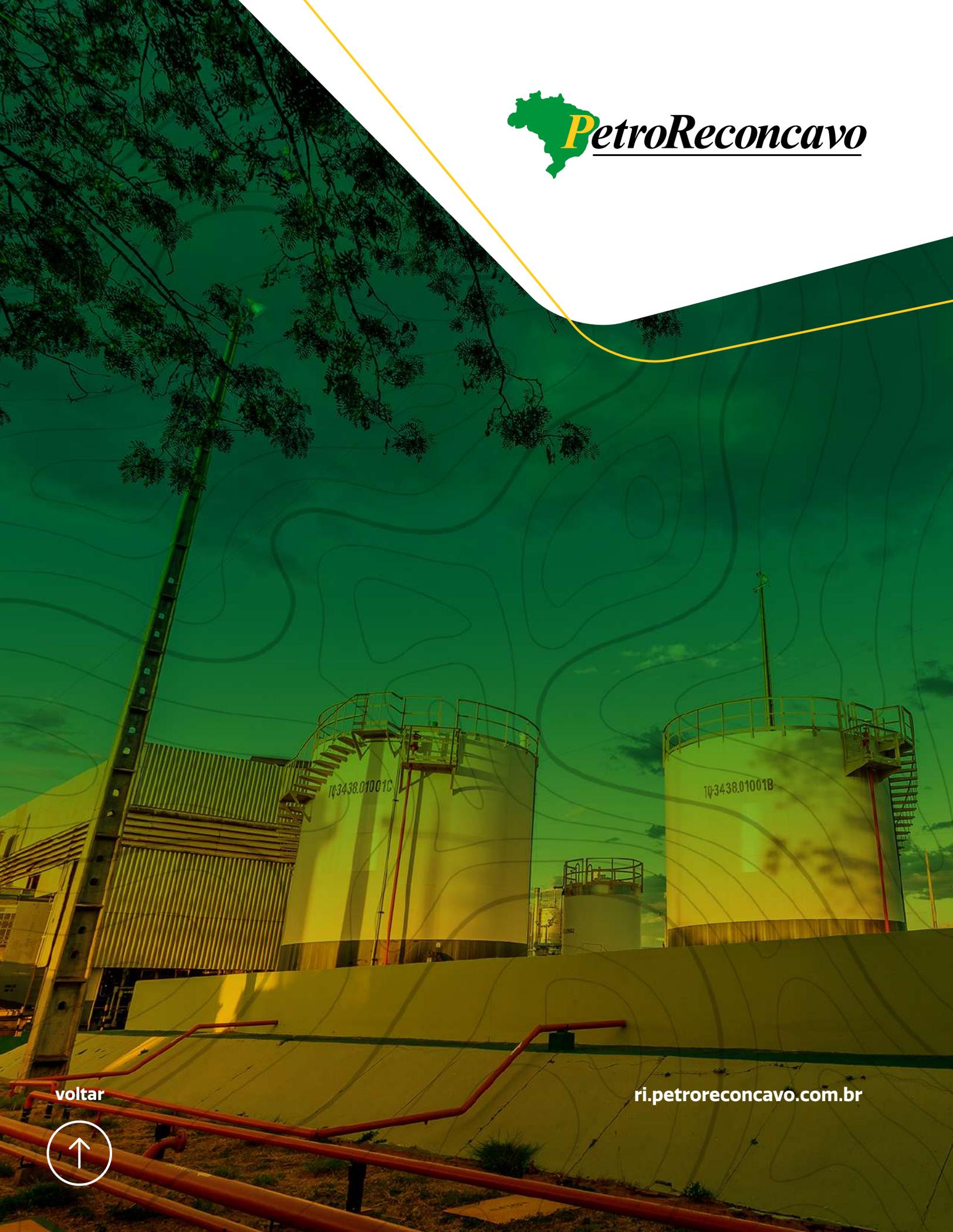
Com o objetivo de autocontrole e melhoria no desempenho ambiental da atividade da Companhia na Bahia, tivemos reuniões da Comissão Técnica de Garantia Ambiental – CTGA, estabelecida pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – INEMA.

O trimestre também marcou a conclusão das primeiras turmas do curso de formação de profissionais de sonda, uma iniciativa da Companhia em parceria com o Senai, na Bahia e no Rio Grande do Norte. Até o momento o curso já formou 149 dos 180 participante, tendo 9 profissionais sido contratados pela Companhia e 10 em fase final de admissão.



Índice





voltar



ri.petroreconcavo.com.br