

FATO RELEVANTE

RELATÓRIO DE CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

A **PetroReconcavo S.A.**, ou “Companhia”, (B3: RECV3), vem informar aos seus acionistas e ao mercado em geral que, nesta data, divulgou uma nova certificação de reservas e recursos da Companhia e suas subsidiárias Recôncavo E&P, Potiguar E&P e SPE Miranga, elaborada pela consultoria independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI (“NSAI”), com data de referência de 31 de dezembro de 2022. Este relatório inclui as reservas dos campos dos Polos Remanso + BTREC e Miranga, que compõem o Ativo Bahia e do Polo Riacho da Forquilha que compõe o Ativo Potiguar.

Segundo os critérios do Petroleum Resources Management System (PRMS), a NSAI certificou as reservas de petróleo e gás natural da Companhia, conforme a tabela abaixo:

	Reservas de Participação Brutas (Working Interest) em 31/dez/2022					Reservas de Participação Brutas (Working Interest) em 31/dez/2021			Variação Certificação Reservas		
	Petróleo	Gás	Barris Equiv.	Receita Líquida*	PV10	Barris Equiv.	Receita Líquida*	PV10	Barris Equiv.	Receita Líquida*	PV10
	MMBBL	BCF	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$
Remanso + BTREC	17,6	11,7	19,5	\$ 360,4	\$ 224,1	21,0	\$ 442,2	\$ 277,9	(1,5)	\$ (81,8)	\$ (53,9)
Riacho da Forquilha	40,4	87,0	54,9	\$ 1.894,3	\$ 1.171,5	49,7	\$ 1.383,4	\$ 855,6	5,1	\$ 510,8	\$ 315,9
Miranga	17,5	267,8	62,1	\$ 1.545,7	\$ 828,6	52,6	\$ 1.364,6	\$ 659,4	9,6	\$ 181,1	\$ 169,2
Provadas (1P)	75,5	366,6	136,6	\$ 3.800,4	\$ 2.224,2	123,4	\$ 3.190,3	\$ 1.792,9	13,2	\$ 610,2	\$ 431,2
Remanso + BTREC	23,4	14,6	25,8	\$ 567,8	\$ 317,8	27,4	\$ 647,6	\$ 369,5	(1,6)	\$ (79,8)	\$ (51,7)
Riacho da Forquilha	53,5	103,9	70,8	\$ 2.459,9	\$ 1.454,4	65,6	\$ 1.872,1	\$ 1.123,6	5,2	\$ 587,9	\$ 330,7
Miranga	20,1	324,1	74,1	\$ 1.866,8	\$ 946,4	62,8	\$ 1.639,2	\$ 753,4	11,3	\$ 227,5	\$ 193,0
Provadas + Prováveis (2P)	97,0	442,6	170,8	\$ 4.894,5	\$ 2.718,7	155,9	\$ 4.158,9	\$ 2.246,6	14,9	\$ 735,6	\$ 472,1

*Receita líquida considera Receita Bruta deduzida de: Impostos sobre faturamento, custos de Royalties, custo de Capital, custo de Abandono e Despesas Operacionais

Notas:

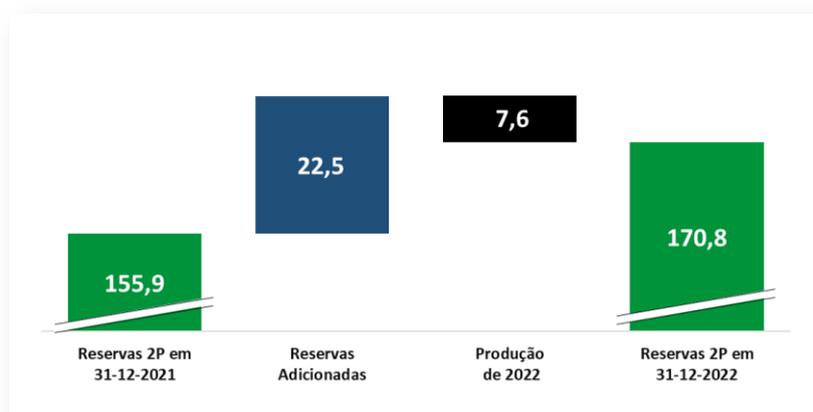
- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe;
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%a.a. (“PV10”);
- (3) As reservas em dez/2022 do Polo Remanso + BTREC incluem 100% de participação em 17 campos localizados no estado da Bahia; 12 campos que compõem o Polo Remanso e 5 campos de BTREC e a participação de aproximadamente (47,73%) da concessão de Bom Sucesso (não operada);
- (4) As reservas do Polo Riacho da Forquilha são compostas por 33 campos e 1 bloco exploratório situados no estado do Rio Grande do Norte, dos quais 30 campos e 1 bloco exploratório são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operados, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 1 com a Mandacaru Energia (50% Potiguar E&P e 50% Mandacaru). Os valores apresentados nas tabelas refletem somente reservas de titularidade da Companhia (working interest) nestas concessões;
- (5) As reservas do Polo Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos deste Polo localizado no estado da Bahia;
- (6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números;
- (7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas não devem ser agregadas sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.

Considerando apenas as reservas brutas de óleo e gás de titularidade da Companhia (*Working Interest*) classificadas como 2P (provadas + prováveis), a Companhia teve um incremento de 14,9 MMBOE em reservas com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2021, totalizando 170,8 MMBOE.

Considerando a produção total bruta de participação da Companhia acumulada nos campos no período entre a emissão dos relatórios, ou seja, durante o ano de 2022, de 7,6 MMBOE, o volume total de reservas incrementais geradas pela Companhia foi de 22,5 MMBOE, o que representa uma taxa de reposição de reservas 2P (*Reserves Replacement Ratio - "RRR"*) de 3,0.

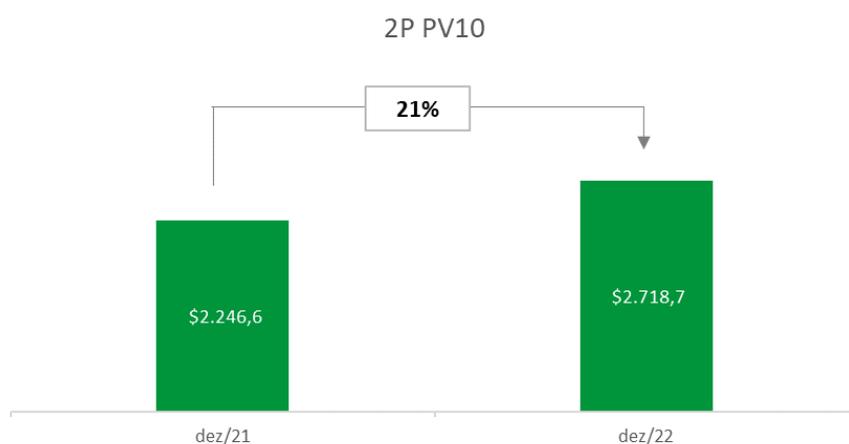
A relação entre o volume de reservas 2P e o volume produzido em 2022 (R/P) é de 20 anos.

Em milhões de barris de óleo equivalente



Destacamos o aumento de 21% no PV10, totalizando US\$ 2.718,7 milhões, que é fruto de uma combinação do aumento no volume das reservas, das melhorias comerciais nos preços do petróleo e da melhor monetização do gás natural e seus subprodutos com base nos novos contratos.

Em milhões de dólares



As principais variações de reservas e PV10 estão justificadas abaixo:

Ativo Bahia

- O sucesso na negociação dos novos contratos de processamento e venda de gás que permitiram introduzir reservas adicionais de produtos extraídos do Gás (Gás e LGN) e melhoras significativas nos preços de realização;
- Melhorias comerciais nos preços de petróleo;
- Os bons resultados dos projetos de workover executados durante 2022 permitiram a reclassificação de algumas reservas migrando de 2P para 1P e de 3P para 2P;
- A identificação de 135 novos projetos de workover.
- Aumento dos custos do CAPEX por Inflação, em especial de serviços especializados, complexidade relativa dos novos projetos e reconhecimento de demanda adicional de investimentos em infraestrutura de facilidades.

Ativo Potiguar

- O sucesso na negociação dos novos contratos de processamento e venda de gás permitiram introduzir reservas adicionais de produtos extraídos do Gás (Gás, GLP e C5+) e o acesso a novos clientes;
- Melhorias comerciais nos preços de petróleo;
- Os bons resultados dos projetos de workover e perfuração executados durante 2022 permitiram a reclassificação de algumas reservas migrando de 2P para 1P e de 3P para 2P;
- A identificação e inclusão de novos projetos (122 workovers e 27 poços de perfuração) adicionais.
- Aumento dos custos do CAPEX por Inflação, em especial de serviços especializados, complexidade relativa dos novos projetos e reconhecimento de demanda adicional de investimentos em infraestrutura de facilidades.

Acesse os relatórios na íntegra em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/relatorios-de-certificacao-de-reservas/>

Salvador, 14 de março de 2023.

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores