

PetroReconcavo S.A.
 CNPJ/ME nº 03.342.704/0001-30
 NIRE: 293.000.241-71

Fato Relevante

A **PetroReconcavo S.A.**, ou “Companhia”, (B3: RECV3), vem informar os seus acionistas e o mercado em geral que, na data de hoje, 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 2021. 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/2021					Reservas de Participação Brutas (Working Interest) em 31/dez/2020 *			Variação de 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	19,3	10,5	21,0	\$ 442,2	\$ 277,9	16,8	\$ 123,7	\$ 67,7	4,3	\$ 318,5	\$ 210,2
Riacho da Forquilha	39,0	64,4	49,7	\$ 1.383,4	\$ 855,6	48,2	\$ 767,7	\$ 473,7	1,6	\$ 615,7	\$ 381,9
Miranga	14,8	226,6	52,6	\$ 1.364,6	\$ 659,4	51,9	\$ 577,0	\$ 261,1	0,7	\$ 787,6	\$ 398,3
Provas + Provas (1P)	73,1	301,4	123,4	\$ 3.190,3	\$ 1.792,9	116,8	\$ 1.468,4	\$ 802,4	6,6	\$ 1.721,8	\$ 990,5
Remanso + BTREC	25,3	12,9	27,4	\$ 647,6	\$ 369,5	23,0	\$ 228,6	\$ 113,4	4,4	\$ 419,0	\$ 256,1
Riacho da Forquilha	52,4	79,3	65,6	\$ 1.872,1	\$ 1.123,6	64,1	\$ 1.049,7	\$ 600,1	1,5	\$ 822,3	\$ 523,6
Miranga	17,2	273,6	62,8	\$ 1.639,2	\$ 753,4	63,4	\$ 684,4	\$ 282,4	(0,6)	\$ 954,8	\$ 471,0
Provas + Prováveis (2P)	94,9	365,7	155,9	\$ 4.158,9	\$ 2.246,6	150,6	\$ 1.962,7	\$ 995,9	5,3	\$ 2.196,2	\$ 1.250,7

* Os números de 2020 incluíam também os Recursos Contingentes (1P+1C e 2P+2C). Em 2021 os Recursos Contingentes associados à extensão das concessões migraram para a categoria de reservas tendo em vista a regulamentação em vigor, o histórico recente de renovações de concessões pela ANP e a intenção da Companhia de solicitar tais extensões.

Notas:

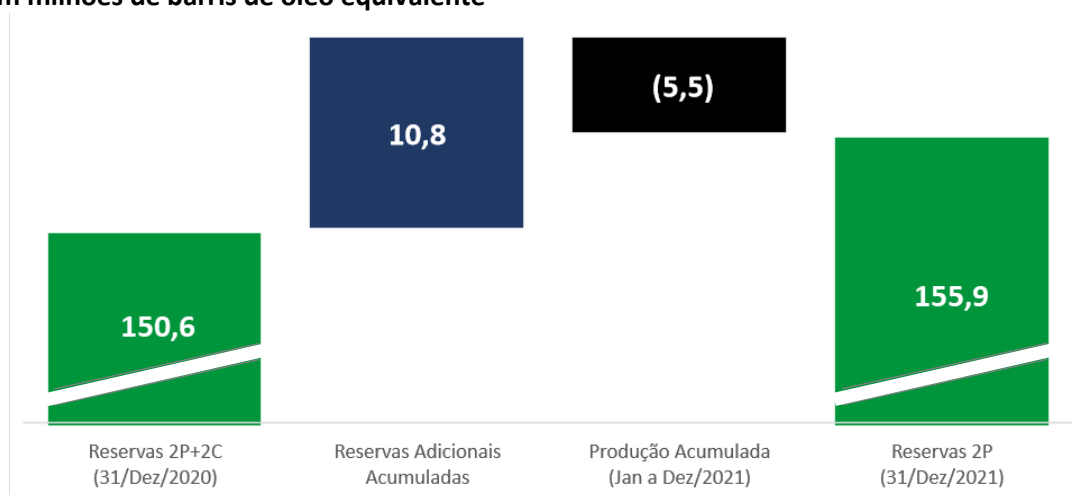
- (1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe;
- (2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%aa. (“PV10”);
- (3) As reservas em dez/2021 do Polo Remanso + BTREC incluem 100% 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 operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 1 com a Mandacaru Energia (antiga Partex Brasil Ltda. - 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 (provas + prováveis), a Companhia teve um incremento de 5,3 MMBOE em reservas com relação ao último relatório com data de referência de 31 de dezembro de 2020.

Considerando a produção total bruta acumulada nos campos no período entre a emissão dos relatórios, ou seja, durante o ano de 2021, de 5,5 MMBOE, o volume total de reservas incrementais geradas pela Companhia foi de 10,8 MMBOE, o que representa uma taxa de reposição de reservas 2P (*Reserves Replacement Ratio* - “RRR”) de 196%. A produção acumulada do ano de 2021 inclui a totalidade dos volumes produzidos no Polo Miranga durante o ano de 2021 e resultaram numa pequena diminuição nas reservas deste Polo dado que não foram realizados investimentos significativos por seu antigo operador e a Companhia assumiu o ativo somente em 7 de dezembro de 2021.

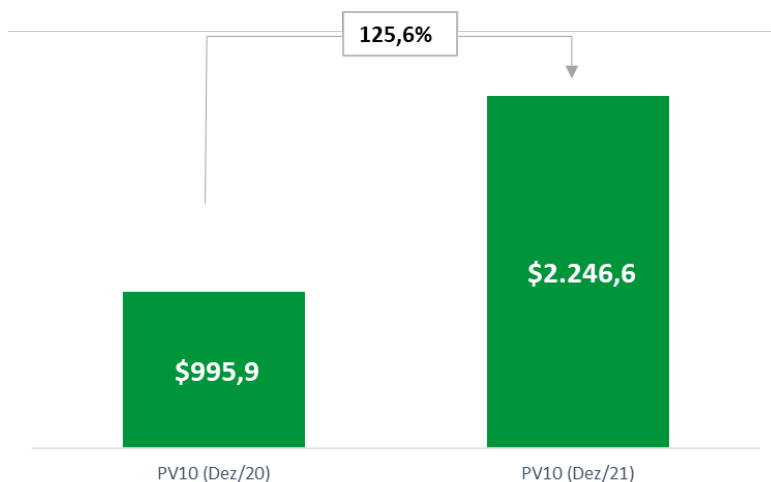
A relação entre o volume de reservas 2P e o volume produzido em 2021 (R/P) é de 28 anos.

Em milhões de barris de óleo equivalente



Destacamos o significativo aumento de 125,6% no PV10, totalizando US\$ 2.246,6 milhões, que é fruto de uma combinação do aumento no volume das reservas, do aumento de preços do petróleo (curva Brent futuro) e da melhor monetização do gás natural e seus subprodutos com base nos novos contratos.

Em milhões de dólares



Para maiores detalhes acerca das premissas embutidas nos relatórios de certificação, favor conferir a íntegra dos relatórios em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/relatorios-de-certificacao-de-reservas/>.

Deve ser ressaltado ainda que, no conceito de reservas líquidas deste relatório de 2021 foram detalhados os produtos extraídos do processamento do Gás (Gás, Gás Liquefeito de Petróleo – GLP, C5+, Líquidos de Gás Natural - LGN), que geram reservas adicionais.

As principais variações de reservas estão justificadas abaixo:

Ativo Bahia

- O aumento no preço futuro de petróleo, que aumentou a vida produtiva dos campos;
- 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;
- A identificação de 4 novos projetos de perfuração.

Ativo Potiguar

- O aumento no preço futuro de petróleo, que aumentou a vida produtiva dos campos;
- 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;
- Os bons resultados dos projetos de workover e perfuração executados durante 2021 permitiram a reclassificação de algumas reservas migrando de 2P para 1P e de 3P para 2P;
- A identificação e inclusão de novos projetos (25 workovers e 4 poços de perfuração) adicionais.

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

Salvador, 07 de fevereiro de 2022.

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

PetroReconcavo S.A.
 CNPJ/ME Nº 03.342.704/0001-30
 NIRE: 293.000.241-71

Material Fact

PetroReconcavo S.A., or "Company", (B3: RECV3), informs its shareholders and the market in general that today it released an updated reserve and resource certification report of the Company's and its subsidiaries' (Recôncavo E&P, Potiguar E&P and SPE Miranga) oil & gas reserves, prepared by the independent consultants Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI ("NSAI"), with a reference date of December 31st, 2021. This report includes reserves assigned to fields located in the Remanso + BTREC and Miranga clusters, which make up the Bahia Asset, and the Riacho da Forquilha Cluster, that make up the Potiguar Asset.

According to the Petroleum Resources Management System (PRMS) criteria, NSAI certified the Company's oil and natural gas reserves, as per the table below:

	Gross Working Interest ("WI") Reserves - 31/Dec/2021					Gross WI Reserves - 31/Dec/2020 *			Gross WI Reserves Variance		
	Oil	Gas	Oil Equiv.	Net Revenue	PV10	Oil Equiv.	Net Revenue	PV10	Oil Equiv.	Net Revenue	PV10
	MMBBL	BCF	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$	MMBOE	MM\$	MM\$
Remanso + BTREC	19,3	10,5	21,0	\$ 442,2	\$ 277,9	16,8	\$ 123,7	\$ 67,7	4,3	\$ 318,5	\$ 210,2
Riacho da Forquilha	39,0	64,4	49,7	\$ 1.383,4	\$ 855,6	48,2	\$ 767,7	\$ 473,7	1,6	\$ 615,7	\$ 381,9
Miranga	14,8	226,6	52,6	\$ 1.364,6	\$ 659,4	51,9	\$ 577,0	\$ 261,1	0,7	\$ 787,6	\$ 398,3
Proved (1P)	73,1	301,4	123,4	\$ 3.190,3	\$ 1.792,9	116,8	\$ 1.468,4	\$ 802,4	6,6	\$ 1.721,8	\$ 990,5
Remanso + BTREC	25,3	12,9	27,4	\$ 647,6	\$ 369,5	23,0	\$ 228,6	\$ 113,4	4,4	\$ 419,0	\$ 256,1
Riacho da Forquilha	52,4	79,3	65,6	\$ 1.872,1	\$ 1.123,6	64,1	\$ 1.049,7	\$ 600,1	1,5	\$ 822,3	\$ 523,6
Miranga	17,2	273,6	62,8	\$ 1.639,2	\$ 753,4	63,4	\$ 684,4	\$ 282,4	(0,6)	\$ 954,8	\$ 471,0
Proved + Probable (2P)	94,9	365,7	155,9	\$ 4.158,9	\$ 2.246,6	150,6	\$ 1.962,7	\$ 995,9	5,3	\$ 2.196,2	\$ 1.250,7

* The 2020 figures also included Contingent Resources (1P+1C and 2P+2C). In 2021 the Contingent Resources associated with the extension of concessions migrated to the category of reserves in view of the regulations in force, the recent history of concession extensions by the ANP and the Company's intention to request such extensions.

Notes:

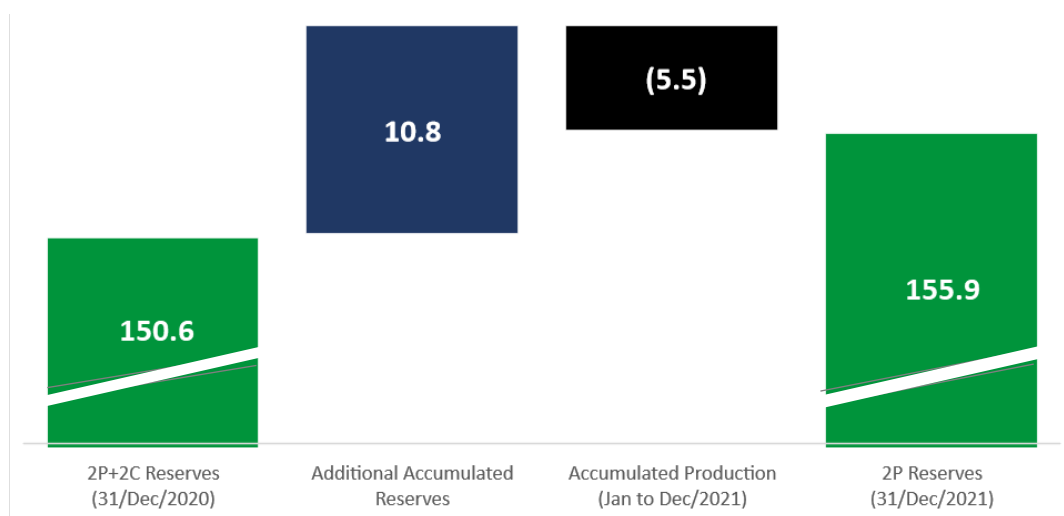
- (1) Gas volumes were converted into boe at the ratio of 6,000 cubic feet of gas to 1 boe;
- (2) Cash flow is before financial expenses, income tax and social contribution, discounted at an annual rate of 10%aa. ("PV10");
- (3) The reserves in Dec/2021 of the Remanso + BTREC include 100% of the participation in 17 fields located in the state of Bahia; 12 fields that make up the Remanso Cluster and 5 fields the BTREC Cluster; and the participation of approximately (47.73%) of the Bom Sucesso concession (not operated);
- (4) The reserves of the Riacho da Forquilha Cluster are composed by 33 fields and an exploratory block located in the state of Rio Grande do Norte, of which 30 fields are 100% owned and operated by Potiguar E&P, 2 in partnership with Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (approximately 70% Potiguar E&P and 30% Sonangol) and 1 with Mandacaru Energia (formerly Partex Brasil Ltda. - 50% Potiguar E&P and 50% Mandacaru). The amounts presented in the tables reflect only reserves of ownership of the Company (working interest) in these fields;
- (5) The reserves of the Miranga Cluster include 100% participation in the 9 fields of this cluster located in the state of Bahia;
- (6) The total values may not reflect the exact account due to numeric rounding;
- (7) The different classifications of oil accumulations have various degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus, reserves should not be aggregated without a broad consideration of these factors. This table shows the sum of the reserves shown in the NSAI reports without adjustments for these factors; these sums are shown in this table for convenience purposes only.

Considering only the gross oil and gas reserves held by the Company (Working Interest) classified as 2P (proved + probable), the Company had an increase of 5.3 MMBOE in when compared to the last year's report with a reference date of December 31st, 2020.

Considering the total gross production accumulated in the fields in the period between the issuance of the reports, that is, during the year 2021, of 5.5 MMBOE, the total volume of incremental reserves generated by the Company was 10.8 MMBOE, represents a reserve replacement ratio (“RRR”) of its 2P reserves of 196%. The accumulated production for the year of 2021 considers the total volumes produced in the Miranga Cluster and resulted in a small decrease in the reserves of this cluster, given that very little investments were made by its former operator and the Company took over the asset only on December 7, 2021.

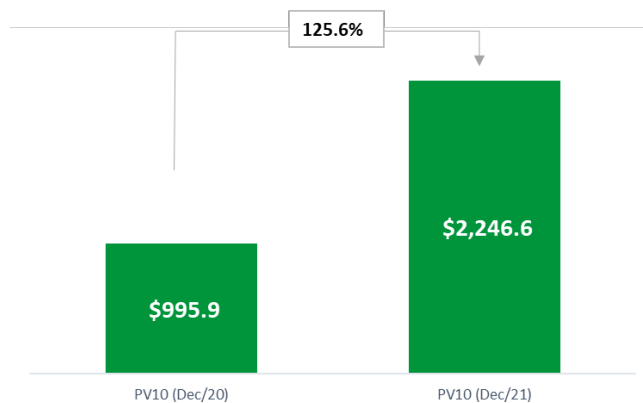
The relationship between the volume of 2P reserves and the volume produced in 2021 (R/P) is 28 years.

In millions of barrels of oil equivalent



The significant increase of 125.6% in PV10, totaling US\$ 2,246.6 million is the result of increased reserves, increased oil prices (Brent future curve) and better monetization of natural gas and products based on new contracts.

In millions of dollars



For more details on the assumptions embedded in the certification reports, please check the complete reports at: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/relatorios-de-certificacao-de-reservas/>.

It should be emphasized that the net reserves reported in the 2021 report includes the products extracted in Gas processing (Dry Gas, Liquefied Petroleum Gas – LPG, C5+, Liquefied Natural Gas - LNG), which generate additional reserves.

The main variations of reserves in 2021 are justified below:

Bahia Asset

- The increase in the futures price of oil which increased the economic life of the fields;
- The success in negotiating new gas processing and sales contracts that allows additional reserves of products extracted from Gas (Gas and LNG) and significant improvement in realized prices;
- The identification of 4 new drilling projects.

Potiguar Asset

- The increase in the futures price of oil which increased the economic life of the fields;
- The successful negotiation of new gas processing and sales contracts allowed additional reserves and revenues from the products extracted from the Rich Gas (Dry Gas, LPG and C5+) and access to new customers;
- Solid results of workover and drilling projects carried out during 2021 allowed the reclassification of some reserves, migrating them from 2P to 1P and from 3P to 2P;
- The identification and inclusion of new projects (additional 25 Workovers and 4 drilling wells).

Access the full reports at: <https://ri.petroreconcavo.com.br/en/financial-information/reserves-reports/>

Salvador, February 7th, 2022.

Rafael Procaci da Cunha
Chief Financial and Investor Relations Officer