

FATO RELEVANTE

RELATÓRIO DE CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS

Salvador, 8 de abril de 2024. A **PetroReconcavo S.A.** (PetroReconcavo 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, elaborada pela consultoria independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI (“NSAI”), com data de referência de 31 de dezembro de 2023, e que inclui as reservas dos campos que compõem os Ativos Potiguar e Bahia, a exceção do Campo de Tartaruga.

A NSAI certificou as reservas de petróleo e gás natural da Companhia conforme os critérios do Petroleum Resources Management System (PRMS).

Reservas de Participação da Companhia (Working Interest) em 31/dez/2023

Reservas	Petróleo (MMBBL)	Gás (BCF)	Barris Equiv. (MMBOE)
Ativo Bahia	36,76	278,93	83,25
Ativo Potiguar	38,65	92,34	54,04
Provadas (1P)	75,41	371,27	137,29
Ativo Bahia	44,87	340,40	101,60
Ativo Potiguar	51,66	112,06	70,34
Provadas + Prováveis (2P)	96,53	452,46	171,94

Considerando a nova certificação de reservas, a Companhia passa a deter 171,94 milhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas mais prováveis (2P), dos quais 137,3 milhões de barris correspondem às reservas provadas (1P) e 61,64 milhões de barris são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP).

O CAPEX total associado ao desenvolvimento futuro das reservas provadas mais prováveis (2P) é de US\$ 863 milhões sendo US\$ 581 milhões para as reservas provadas (1P).

Capex	US\$ MM
Ativo Bahia	371,96
Ativo Potiguar	209,35
Provadas (1P)	581,31
Ativo Bahia	503,77
Ativo Potiguar	359,23
Provadas + Prováveis (2P)	863,00

O Relatório de Certificação de Reservas e os materiais suporte estão disponíveis no site de relações com investidores: <https://ri.petroreconcavo.com.br/>

Rafael Procaci da Cunha
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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/2023 do Ativo Bahia incluem 100% de participação em campos operados localizados no estado da Bahia e a participação de aproximadamente (47,73%) da concessão de Bom Sucesso (não operada);
- (4) As reservas do Ativo Potiguar são compostas por 31 campos e 3 blocos exploratório situados no estado do Rio Grande do Norte, dos quais 29 campos e 3 blocos exploratório são 100% de propriedade da Companhia 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% da Companhia e 50% Mandacaru). Os valores apresentados nas tabelas refletem somente reservas de titularidade da Companhia (working interest) nestas concessões;
- (5) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números;
- (6) 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.

MATERIAL FACT

RESERVES CERTIFICATION REPORT

Salvador, April 8, 2024. **PetroReconcavo S.A.** (PetroReconcavo or Company) (B3: RECV3), informs its shareholders and the market in general that, on this date, it has disclosed a new certification of the Company's reserves, prepared by the independent consultants Netherland, Sewell & Associates, Inc. – NSAI ("NSAI"), with reference date of December 31, 2023, and which includes the reserves of the fields that make up the Potiguar and Bahia Assets, with the exception of Tartaruga Field.

NSAI has certified the Company's oil and natural gas reserves in accordance with the criteria of the Petroleum Resources Management System (PRMS).

Gross Working Interest Reserves - 31/dec/2023

Reserves	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil Equiv. (MMBOE)
Bahia Asset	36.76	278.93	83.25
Potiguar Asset	38.65	92.34	54.04
Proved (1P)	75.41	371.27	137.29
Bahia Asset	44.87	340.40	101.60
Potiguar Asset	51.66	112.06	70.34
Proved + Probable (2P)	96.53	452.46	171.94

Considering the new certification of reserves, the Company now holds 171.90 million barrels of oil equivalent from most likely Proved + Probable Reserves (2P), of which 137.3 million barrels are equivalent Proved Reserves (1P) and 61.64 million barrels are classified as proved developed producing reserves (PDP).

The total CAPEX associated with 2P reserves is US\$ 863 million, with US\$ 581 million for Proved Reserves (1P).

Capex	US\$ MM
Bahia Asset	371.96
Potiguar Asset	209.35
Proved (1P)	581.31
Bahia Asset	503.77
Potiguar Asset	359.23
Proved + Probable (2P)	863.00



The Reserve Report and supporting materials are available on the investor relations website:
<https://ri.petroreconcavo.com.br/>

Rafael Procaci da Cunha
Chief Financial and Investor Relations Officer

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/2023 of Bahia Cluster include a 100% interest in operated fields located in the state of Bahia and a stake of approximately (47.73%) in the Bom Sucesso concession (not operated);
- (4) The reserves of the Potiguar Asset are composed of 31 fields and 3 exploratory block located in the state of Rio Grande do Norte, of which 29 fields and 3 exploratory block are 100% owned and operated by the Company, 2 in partnership with Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (approximately 70% Potiguar E&P and 30% Sonangol) and 1 with Mandacaru Energia (50% owned by the Company and 50% Mandacaru). The amounts presented in the tables reflect only reserves of ownership of the Company (working interest) in these fields;
- (5) The total values may not reflect the exact account due to numeric rounding;
- (6) 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.