

ESTIMATIVAS
de
RESERVAS E RECEITA FUTURA
ao
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
em
CERTAS PROPRIEDADES DE ÓLEO E GÁS
localizadas nos
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL
a partir de
31 DE DEZEMBRO DE 2024

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO
especificados pela
PETRORECÔNCAVO S.A.

19 de março de 2025

PetroRecôncavo S.A.
Estrada de Vinte Mil, k.m. 3,5
Estação São Roque
48280-000 Mata de São João – BA
Brasil

Prezados(as):

De acordo com sua solicitação, estimamos as reservas provadas, prováveis e possíveis e as receitas futuras, a partir de 31 de dezembro de 2024, na participação da PetroRecôncavo S.A. (PRSA) em certas propriedades de óleo e gás localizadas nos Ativos Bahia e Potiguar, Brasil, conforme listado nas tabelas anexadas. A participação da PRSA no ativo Bahia contempla as participações da PRSA nos Polos Remanso, BTREC e Miranga bem como a participação na SPE Tiêta Ltda. (Tiêta) nos campos Tartaruga e Tiê. Tiêta é uma subsidiária integral da PRSA. A participação da PRSA no Ativo Potiguar contempla a participação no Polo Riacho da Forquilha. Concluímos nossa avaliação na data desta carta ou próximo a ela. Este relatório foi preparado utilizando parâmetros de preço e custo especificados pela PRSA, conforme discutido nos parágrafos subsequentes desta carta. As estimativas contidas neste relatório foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018 aprovado pela Society of Petroleum Engineers (SPE); as definições são apresentadas imediatamente após esta carta.

Estimamos que reservas brutas (100 por cento) e reservas brutas ao participação de trabalho da PRSA nessas propriedades, a partir de 31 de dezembro de 2024, são:

Categoria	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Participação de Trabalho	
	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)
Provadas Desenvolvidas em Produção	38.690,9	158.116,2	35.840,8	155.281,2
Provadas Desenvolvidas a Produzir	20.131,8	147.383,5	19.700,6	147.142,6
Provadas Não Desenvolvidas	26.528,4	61.549,1	25.445,0	61.369,2
Total Provadas	85.351,2	367.048,8	80.986,4	363.793,0
Prováveis	25.394,0	84.863,1	23.008,7	84.182,4
Possíveis	18.809,8	20.646,1	17.718,3	20.336,8

Os totais podem não apresentar uma soma exata devido ao arredondamento.

⁽¹⁾ As reservas brutas de gás são volumes de cabeça de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

Estimamos que as reservas líquidas e a receita líquida futura ao participação da PRSA nessas propriedades, a partir de 31 de dezembro de 2024, são:

Categoria	Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	C ₅₊ (MBBL)	Total	Valor Presente Em 10%
Provasdas Desenvolvidas em Produção	35.840,8	6.622,1	127.624,1	645,2	940.935,2	900.133,0
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	19.700,6	6.121,1	123.650,1	321,8	1.354.781,7	631.139,0
Provasdas Não Desenvolvidas	25.445,0	2.641,9	50.094,1	178,9	1.380.039,2	640.815,9
Total Provasdas	80.986,4	15.385,1	301.368,3	1.145,9	3.675.756,1	2.172.087,9
Prováveis	23.008,7	3.918,0	69.395,7	251,6	1.224.743,2	557.184,4
Possíveis	17.718,3	690,4	15.976,3	133,7	642.468,0	234.671,9

Os totais podem não apresentar uma soma exata devido ao arredondamento.

(1) As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso na concessão, queima, perdas e processamento.

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de líquido de gás natural (LGN) incluem gás liquefeito de petróleo (GLP). Os volumes de C₅₊ incluem pentano e hidrocarbonetos mais pesados. Os volumes de óleo, LGN e C₅₊ são expressos em milhares de barris (MBBL); um barril é equivalente a 42 galões dos Estados Unidos. Os volumes de gás são expressos em milhões de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão. Os valores monetários mostrados neste relatório são expressos em dólares dos Estados Unidos (\$), milhares de dólares dos Estados Unidos (M\$) ou reais do Brasil (R\$).

A categorização das reservas transmite o grau relativo de certeza; a subcategorização das reservas baseia-se no status de desenvolvimento e produção. Foram incluídas estimativas de reservas provadas não desenvolvidas para locais de poço que estão programados para serem perfurados, de acordo com o plano de desenvolvimento da PRSA, que se estende até 2033. As estimativas de reservas e receitas futuras aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com os riscos. Este relatório não inclui nenhum valor que poderia ser atribuído a participações em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas não desenvolvidas.

Conforme mostrado na Tabela de Conteúdo, para a participação total da PRSA e para cada ativo, este relatório inclui um resumo das reservas e receitas por categoria de reservas; projeções resumidas de reservas e receitas por categoria de reservas; e projeções resumidas de projetos e custos de capital por categoria de reservas.

A receita bruta ao participação de trabalho mostrada neste relatório é a receita bruta ao participação de trabalho da PRSA (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções e, conforme solicitado, foi aumentada para contabilizar taxas de processamento e transporte negociadas para o gás. A receita líquida futura se dá após as deduções ao participação da PRSA em royalties, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, assim como créditos de descontos de royalty, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. As taxas de desconto de royalties utilizadas neste relatório foram fornecidas pela PRSA. Conforme solicitado, os volumes de base da produção são nossas projeções de reservas provadas desenvolvidas em produção. Royalties e descontos de royalties são mostrados aqui como custos de royalties. A receita líquida futura teve o desconto de uma taxa anual de 10 por cento para determinar seu valor presente, o que é mostrado para indicar o efeito do tempo no valor do dinheiro. A receita líquida futura apresentada neste relatório, seja descontada ou não, não deve ser interpretada como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

Conforme solicitado, este relatório foi preparado utilizando preços de óleo, LGN, gás e C₅₊ especificados pela PRSA.

Para os Polos Remanso, BTREC e Miranga e Campo Tiê, todos os preços são baseados nos preços futuros do Petróleo Barchart Brent (Brent) em 31 de dezembro de 2024. Os preços do óleo e do LGN são ajustados por polo ou campo para diferenciais de qualidade e mercado. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades e são ajustados por campo para conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados e diferenciais de mercado.

Para o Polo Riacho da Forquilha, os preços do óleo, gás e do C₅₊ são baseados nos preços futuros do Brent em 31 de dezembro de 2024. Os preços do óleo e C₅₊ são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. O preço do GLP utilizado neste relatório é R\$2.822,79 por tonelada ou \$41,14 por barril, que se baseia na média dos preços brasileiros de GLP em 1 de novembro de 2024, conforme especificados pelos contratos em vigor para as propriedades. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades e são ajustados para conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados e diferenciais de mercado.

Para o campo Tartaruga, os preços do óleo são baseados nos preços futuros do Brent em 31 de dezembro de 2024 e são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades.

Os preços médios anuais da Brent, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Término do Período</u>	<u>Preço do Brent (\$/Barril)</u>
31-12-2025	73,39
31-12-2026	70,58
31-12-2027	69,17
31-12-2028	68,47
31-12-2029	68,05
31-12-2030	67,77
31-12-2031	67,55
31-12-2032	67,45
Posteriormente	67,45

Os custos operacionais utilizados neste relatório baseiam-se nos registros de despesas operacionais e orçamentos da PRSA, a operadora da maioria das propriedades. Conforme solicitado, os custos operacionais são limitados aos custos nos níveis de poço, polo, campo e concessão e a estimativa da PRSA da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Também, conforme solicitado, os créditos fiscais sobre receitas estão incluídos nos custos operacionais. Os custos operacionais foram divididos em custos a nível de polo, custos de concessão, custos de campo, custos por poço e custos por unidade de produção e, conforme solicitado, não são escalados pela inflação.

Os custos de capital utilizados neste relatório foram fornecidos pela PRSA e baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais de atividade recente. Os custos de capital foram incluídos conforme necessário para manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento e equipamentos de produção. Com base em nosso entendimento sobre planos futuros de desenvolvimento, em uma análise dos registros que nos foi fornecida e nosso conhecimento de propriedades similares, consideramos razoáveis esses custos de capital. Os custos de

abandono utilizados neste relatório são estimativas da PRSA dos custos para abandonar os poços e as instalações de produção, líquidos de qualquer valor residual, e são programados com base no cronograma fornecido pela PRSA. Conforme solicitado, os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

Para os objetivos deste relatório, não realizamos nenhuma inspeção de campo das propriedades, nem examinamos o funcionamento mecânico ou as condições dos poços e instalações. Não investigamos possíveis responsabilidades ambientais relacionadas às propriedades; portanto, nossas estimativas não incluem nenhum custo devido a tais possíveis responsabilidades.

Não fizemos nenhuma investigação sobre possível desequilíbrio entre volume e valor resultante de fornecimento excessivo ou incompleto conforme o participação da PRSA. Portanto, nossas estimativas de reservas e receita futura não incluem ajustes para liquidação de nenhum desses desequilíbrios; nossas projeções são baseadas no recebimento pela PRSA de sua parcela do participação líquida de receita de produção bruta futura estimada. Além disso, não fizemos nenhuma investigação específica sobre qualquer contrato de transporte firmado que possa estar em vigor para essas propriedades; nossas estimativas de receita futura incluem os efeitos de tais contratos apenas na medida em que as taxas associadas são contabilizadas nas demonstrações contábeis históricas no campo, no polo e no nível de concessão.

As reservas mostradas neste relatório são apenas estimativas e não devem ser interpretados como quantidades exatas. Reservas provadas são as quantidades de petróleo e gás que, pela análise dos dados de engenharia e geociência, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis; reservas prováveis e possíveis são aquelas reservas adicionais sobre as quais se tem sequencialmente menos certeza de serem recuperadas do que as reservas provadas. As estimativas das reservas podem aumentar ou diminuir como resultado das condições de mercado, operações futuras, mudanças nos regulamentos ou no desempenho real do reservatório. Além das principais premissas econômicas aqui discutidas, nossas estimativas baseiam-se em certas suposições, incluindo, sem limitação, que as propriedades serão desenvolvidas de acordo com os planos de desenvolvimento atuais, conforme nos foi fornecido pela PRSA, que as propriedades serão operadas de forma prudente, que nenhum regulamento ou controle governamental será colocado em prática que tenha impacto na capacidade do proprietário de participação de recuperar as reservas, e que nossas projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se essas reservas forem recuperadas, as receitas e os custos relacionados a elas poderão ser maiores ou menores do que os valores estimados. Devido às políticas governamentais e incertezas de oferta e demanda, as taxas de vendas, preços recebidos pelas reservas e custos incorridos na recuperação de tais reservas podem variar em relação às premissas feitas durante a preparação deste relatório.

Para os fins deste relatório, utilizamos dados técnicos e econômicos incluindo, sem limitação, registros de poços, mapas geológicos, dados sísmicos, dados de teste de poços, dados de produção, informações históricas de preço e custo, e participações de propriedade. As reservas deste relatório foram estimadas usando métodos determinísticos; essas estimativas foram preparadas de acordo com os princípios de engenharia de petróleo e avaliação geralmente aceitos, estabelecidos nas Normas Referentes à Estimativa e Auditoria das Informações sobre Reservas de Petróleo e Gás promulgadas pela SPE (Normas SPE). Utilizamos métodos padrão de engenharia e geociência, ou uma combinação de métodos, incluindo análise de desempenho, análise volumétrica e analogia, que consideramos apropriados e necessários para classificar, categorizar e estimar reservas de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. Uma parte substancial dessas reservas é para zonas não produtoras comprovadamente desenvolvidas e locais não desenvolvidos; tais reservas são baseadas em estimativas dos volumes do reservatório e eficiências de recuperação, juntamente com analogia a propriedades com características geológicas e de reservatório semelhantes. Como em todos os aspectos da avaliação do petróleo e gás, existem incertezas inerentes à interpretação dos dados de engenharia e geociência; portanto, nossas conclusões representam necessariamente apenas um julgamento profissional informado.

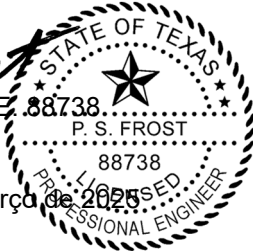
Os dados utilizados em nossas estimativas foram obtidos da PRSA, fontes de dados públicas e dos arquivos não confidenciais da Netherland, Sewell & Associates, Inc. e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados em nosso escritório. Não examinamos os direitos contratuais das propriedades nem confirmamos de forma independente o grau ou tipo de participação real detido. Os responsáveis técnicos principais pela preparação das estimativas aqui apresentadas atendem aos requisitos de qualificação, independência, objetividade e confidencialidade estabelecidos nas Normas SPE. Somos engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos e petrofísicos independentes; não possuímos participação nessas propriedades nem somos empregados de forma contingente.

Atenciosamente,

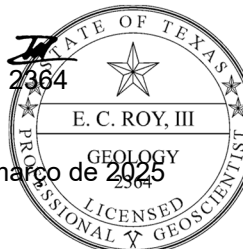
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Empresa de Engenharia registrada no Texas F-2699

Por: *Richard B. Talley, Jr.*
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Presidente e Diretor Executivo

Por: *Philip S. Frost*
Philip S. (Scott) Frost, P.E. 88738
Vice-presidente Sênior
Data da assinatura: 19 de março de 2025
PSF:JLC



Por: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice-presidente
Data da assinatura: 19 de março de 2025



Este relatório foi preparado nos idiomas português e inglês. No caso de qualquer diferença na interpretação dos dois relatórios, a versão em inglês prevalecerá e será considerada o relatório oficial.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Este documento contém informações extraídas de definições e diretrizes preparadas pelo Oil and Gas Reserves Committee da Society of Petroleum Engineers (SPE), revisadas e promovidas em conjunto pela SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts e European Association of Geoscientists & Engineers.

Preâmbulo

Os recursos petrolíferos correspondem às quantidades de hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente na crosta terrestre ou dentro dela. As avaliações de recursos estimam quantidades em acumulações já conhecidas e ainda a serem descobertas. Elas se concentram nas quantidades que podem ser recuperadas e distribuídas por meio de projetos comerciais. Um sistema de gerenciamento de recursos petrolíferos (da sigla em inglês, PRMS) proporciona uma abordagem consistente para estimar quantidades de petróleo, avaliar projetos e apresentar resultados dentro de uma estrutura de classificação abrangente.

Este PRMS atualizado fornece os princípios fundamentais para a avaliação e classificação das reservas e recursos petrolíferos. Se houver qualquer conflito com diretrizes anteriores da SPE e do PRMS, de treinamentos aprovados ou com as Diretrizes de Aplicação, o PRMS atual deverá prevalecer. Entende-se que essas definições e diretrizes oferecem flexibilidade para que entidades, governos e agências reguladoras adaptem a aplicação a suas necessidades particulares; entretanto, quaisquer modificações nas diretrizes contidas neste documento devem ser claramente identificadas. Os termos “deve(m)” ou “precisa(m)” indicam que uma disposição deste documento é obrigatória para o cumprimento do PRMS, enquanto “recomenda-se” indica uma prática recomendada e “pode(m)” indica que um curso de ação é permissível. As definições e diretrizes contidas neste documento não devem ser interpretadas como uma modificação da interpretação ou aplicação de quaisquer exigências de relatórios regulamentares existentes.

1.0 Princípios básicos e definições

1.0.0.1 Um sistema de classificação dos recursos petrolíferos é um elemento fundamental que fornece uma linguagem comum para comunicar tanto a confiança do status de maturação dos recursos de um projeto quanto a variedade de resultados possíveis para as diversas entidades. O PRMS proporciona transparência ao exigir a avaliação de vários critérios que permitem a classificação e categorização dos recursos de um projeto. Os elementos de avaliação consideram o risco de descoberta geológica e as incertezas técnicas, juntamente com a determinação das possibilidades de um projeto petrolífero atingir o status de maturação comercial.

1.0.0.2 A estimativa técnica das quantidades de recursos petrolíferos envolve a avaliação de quantidades e valores que têm um grau inerente de incerteza. Essas quantidades estão associadas a projetos de exploração, avaliação e desenvolvimento em vários estágios de concepção e implementação. Os aspectos comerciais considerados relacionarão o status de maturidade do projeto (por exemplo, técnico, econômico, regulatório e legal) com a chance de implementação do projeto.

1.0.0.3 O uso de um sistema de classificação consistente melhora as comparações entre projetos, grupos de projetos e portfólios completos de empresas. A aplicação do PRMS deve considerar tanto fatores técnicos quanto comerciais que afetam a viabilidade do projeto, sua vida produtiva e seus fluxos de caixa relacionados.

1.1 Estrutura de classificação dos recursos petrolíferos

1.1.0.1 O petróleo é definido como uma mistura natural constituída de hidrocarbonetos no estado gasoso, líquido ou sólido. O petróleo também pode conter não-hidrocarbonetos, dos quais exemplos comuns são o dióxido de carbono, o nitrogênio, o sulfeto de hidrogênio e o enxofre. Em casos raros, o teor de não-hidrocarbonetos pode ser superior a 50%.

1.1.0.2 O termo *recursos* aqui utilizado destina-se a abranger todas as quantidades de petróleo que ocorrem naturalmente dentro da crosta terrestre, tanto descobertas como não descobertas (sejam recuperáveis ou não recuperáveis), além das quantidades já produzidas. Além disso, inclui todos os tipos de petróleo, quer sejam considerados atualmente como recursos convencionais ou não convencionais.

1.1.0.3 A figura 1.1 representa graficamente o sistema de classificação de recursos do PRMS. O sistema classifica os recursos como descobertos e não descobertos e define as classes de recursos recuperáveis: Produção, Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, assim como Recursos Não Recuperável.

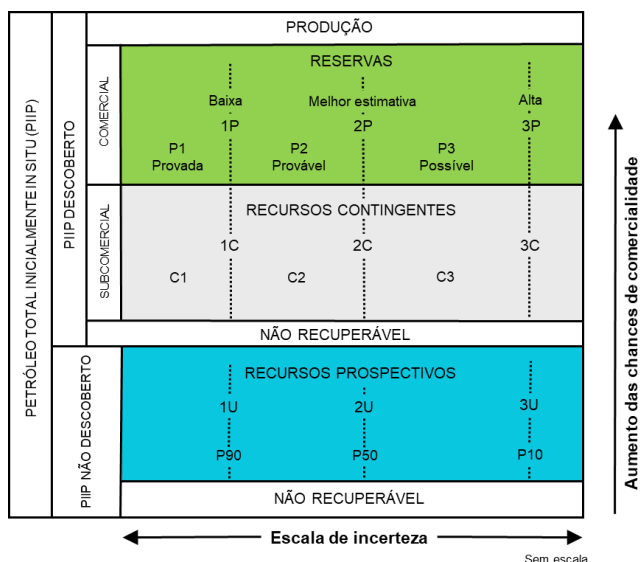


Figura 1-1: Estrutura de classificação de recursos

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

1.1.0.4 O eixo horizontal reflete o intervalo de incerteza das quantidades estimadas possivelmente recuperáveis de uma acumulação por um projeto, enquanto o eixo vertical representa a probabilidade de comercial, P_c , que é a probabilidade de um projeto estar comprometido com o desenvolvimento e atingir o status de produção comercial.

1.1.0.5 As seguintes definições se aplicam às principais subdivisões dentro da classificação de recursos:

- A. O **Total de Petróleo Inicialmente in Situ (PIIP)** corresponde a todas as quantidades de petróleo que se estima existir originalmente em acumulações naturais, descobertas e não descobertas, antes da produção.
- B. **PIIP descoberto** é a quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida em acumulações conhecidas antes da produção.
- C. **Produção** é a quantidade acumulada de petróleo que foi recuperada em uma determinada data. Embora todos os recursos recuperáveis sejam estimados, e a produção seja medida de acordo com as especificações do produto vendido, as quantidades de produção bruta (somando a quantidade vendida e não vendida) também são medidas e necessárias para dar suporte às análises de engenharia baseadas no esvaziamento do reservatório (ver Seção 3.2, Medição da produção).

1.1.0.6 Vários projetos de desenvolvimento podem ser aplicados a cada acumulação conhecida ou desconhecida, e cada projeto será previsto para recuperar uma porção estimada das quantidades inicialmente no local. Os projetos devem ser subdivididos em comerciais, subcomerciais e não descobertos, com as quantidades recuperáveis estimadas sendo classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos, respectivamente, conforme definido abaixo.

- A. 1. **Reservas** são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas. As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (a partir da data efetiva da avaliação) com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s).
 - 2. As reservas são recomendadas como quantidades de vendas medidas no ponto de referência. Quando a entidade também reconhecer as quantidades consumidas em operações (CiO) (ver Seção 3.2.2), como Reservas, essas quantidades devem ser registradas separadamente. As quantidades de não-hidrocarbonetos são reconhecidas como Reservas somente quando vendidas juntamente com hidrocarbonetos ou com CiO associadas à produção de petróleo. Se os não-hidrocarbonetos forem separados antes da venda, eles serão excluídos das Reservas.
 - 3. As reservas são ainda categorizadas de acordo com o intervalo de incerteza e devem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção.
- B. **Recursos Contingentes** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de um ou mais projetos de desenvolvimento não considerados atualmente como comerciais devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes têm uma chance associada de desenvolvimento. Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, ou para os quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou ainda, quando a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente a comercialidade. Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas e devem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou status econômico.
- C. O **PIIP não descoberto** corresponde à quantidade de petróleo estimada, a partir de uma determinada data, contida nas acumulações ainda a serem descobertas.
- D. **Recursos Prospectivos** são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas pela aplicação de futuros projetos de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos têm tanto uma probabilidade associada de descoberta geológica como uma chance de desenvolvimento. Os Recursos Prospectivos são ainda categorizados de acordo com o intervalo de incerteza associado às estimativas recuperáveis, assumindo a descoberta e o desenvolvimento, e podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto.
- E. **Recursos Não Recuperáveis** são a parte do PIIP descoberto ou não descoberto avaliada, a partir de uma determinada data, como não recuperável pelo(s) projeto(s) atualmente definido(s). Uma parte dessas quantidades pode se tornar recuperável no futuro à medida que as circunstâncias comerciais mudem, que a tecnologia seja desenvolvida ou que dados adicionais sejam adquiridos. A parte restante pode nunca ser recuperada devido a restrições físicas/químicas representadas pela interação na subsuperfície de fluidos e rochas do reservatório.

1.1.0.7 A soma de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos pode ser referida como “recursos recuperáveis remanescentes”. É importante ressaltar que essas quantidades não devem ser agregadas sem a devida consideração do risco técnico e comercial envolvido com sua classificação. Quando tais termos forem utilizados, cada componente de classificação da soma deve ser fornecido.

1.1.0.8 Outros termos utilizados nas avaliações de recursos incluem os seguintes:

- A. **Estimativa de Recuperação Final (EUR)** não é uma categoria ou classe de recursos, mas um termo que pode ser aplicado a uma acumulação ou grupo de acumulações (descobertas ou não descobertas) para definir as quantidades de petróleo

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

estimadas, a partir de uma determinada data, como sendo possivelmente recuperáveis, além das quantidades já produzidas a partir da acumulação ou grupo de acumulações. Para fins de clareza, a EUR deve mencionar as condições técnicas e comerciais associadas para os recursos; por exemplo, a EUR provada inclui as Reservas Provadas e a produção anterior.

- B. **Recursos Tecnicamente Recuperáveis (TRR)** são as quantidades de produtos petrolíferos que utilizam tecnologia e práticas industriais atualmente disponíveis, independentemente de considerações comerciais. Os TRRs podem ser usados para Projetos específicos ou para grupos de Projetos ou podem ser uma estimativa indiferenciada dentro de uma área (muitas vezes em toda a bacia) com potencial de recuperação.

1.2 Avaliações de Recursos Baseados em Projetos

1.2.0.1 O processo de avaliação de recursos consiste em identificar um projeto ou projetos de recuperação associados a uma ou mais acumulações de petróleo, estimar as quantidades de PIIP, estimar a porção das quantidades no local que podem ser recuperadas por cada projeto, e classificar o(s) projeto(s) com base no estado de maturidade ou probabilidade de comercialidade.

1.2.0.2 O conceito de um sistema de classificação baseado em projetos é melhor elucidado examinando os elementos que contribuem para uma avaliação dos recursos líquidos recuperáveis (ver Figura 1.2).

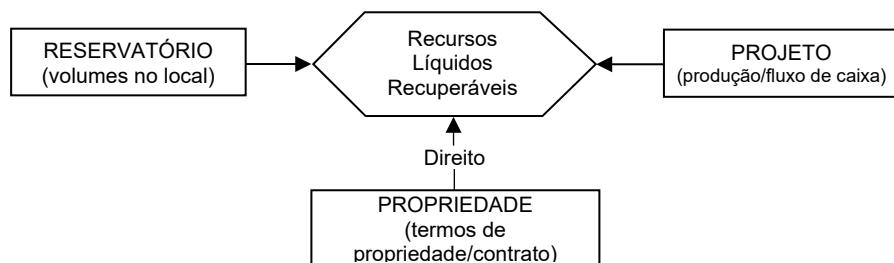


Figura 1.2—Avaliação dos recursos

1.2.0.3 **O reservatório** (contém a acumulação de petróleo): Os principais atributos incluem os tipos e quantidades de PIIP e as propriedades dos fluidos e rochas que afetam a recuperação de petróleo.

1.2.0.4 **O projeto**: Um projeto pode consistir no desenvolvimento de um poço, de um único reservatório ou de um pequeno campo; um desenvolvimento incremental em um campo produtor; ou o desenvolvimento integrado de um campo ou vários campos junto com as instalações de processamento associadas (por exemplo, compressão). Dentro de um projeto, o desenvolvimento de um reservatório específico gera um único cronograma de produção e um fluxo de caixa em cada nível de certeza. A integração desses cronogramas considerados na primeira truncagem do projeto, causada por limites técnicos, econômicos ou contratuais, define os recursos recuperáveis estimados e as projeções de fluxo de caixa líquido futuro associadas para cada projeto. A relação de EUR para quantidades totais de PIIP define a eficiência de recuperação do projeto. Cada projeto deve ter um intervalo de recursos recuperáveis associado (estimativa baixa, melhor estimativa e estimativa alta).

1.2.0.5 **A propriedade** (área de arrendamento ou da licença): Cada propriedade pode ter direitos e obrigações contratuais exclusivos associados, incluindo os termos fiscais. Essas informações permitem definir a parcela de cada entidade participante nas quantidades produzidas (direito) e a parcela de investimentos, despesas e receitas para cada projeto de recuperação, além do reservatório ao qual é aplicada. Uma propriedade pode abranger muitos reservatórios, ou um reservatório pode abranger várias propriedades diferentes. Uma propriedade pode conter tanto acumulações descobertas como não descobertas que podem não ter relação espacial com uma possível designação de campo único.

1.2.0.6 Os recursos líquidos recuperáveis de uma entidade são a parcela do direito de produção futura legalmente acumulada sob os termos do contrato ou licença de desenvolvimento e produção.

1.2.0.7 No contexto dessa relação, o projeto é o elemento principal considerado na classificação dos recursos, e os recursos líquidos recuperáveis são as quantidades derivadas de cada projeto. Um projeto representa uma atividade definida ou um conjunto de atividades para desenvolver a(s) acumulação(ões) de petróleo e as decisões tomadas para amadurecer os recursos para as reservas. Em geral, recomenda-se que um projeto individual tenha uma subclasse específica de nível de maturidade atribuído a ele (ver Seção 2.1.3.5, Subclasses de maturidade do projeto) na qual é tomada a decisão de prosseguir ou não (ou seja, gastar mais dinheiro) e deve haver um intervalo associado de quantidades recuperáveis estimadas para o projeto (ver Seção 2.2.1, Intervalo de incerteza). Para fins de precisão, um campo desenvolvido também é considerado como um projeto.

1.2.0.8 Uma acumulação ou possível acumulação de petróleo geralmente está sujeita a vários projetos separados e distintos que se encontram em diferentes estágios de exploração ou desenvolvimento. Assim sendo, uma acumulação pode ter quantidades recuperáveis em várias classes de recursos simultaneamente.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

1.2.0.10 Nem todos os projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis serão comerciais. A viabilidade comercial de um projeto de desenvolvimento dentro do plano de desenvolvimento de um campo depende de uma estimativa das condições que existirão durante o período abrangido pelo projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade). As condições incluem fatores técnicos, econômicos (por exemplo, taxas mínimas de atratividade, preços de commodities), custos operacionais e de capital, comercialização, rota(s) de vendas, e fatores legais, ambientais, sociais e governamentais previstos e com impacto no projeto durante o período em avaliação. Embora os fatores econômicos possam ser resumidos como custos previstos e preços de produtos, as influências subjacentes incluem, sem limitação, as condições de mercado (por exemplo, inflação, fatores de mercado e contingências), taxas de câmbio, infraestrutura de transporte e processamento, termos fiscais e impostos.

1.2.0.11 Os recursos sendo estimados são as quantidades que podem ser produzidas a partir de um projeto, medidas de acordo com as especificações de entrega no ponto de venda ou transferência de custódia (ver Seção 3.2.1, Ponto de referência) e podem permitir previsões de quantidades de CiO (ver Seção 3.2.2, Consumo em operações). A previsão de produção acumulada desde a data efetiva até a cessação da produção é a quantidade restante de recursos recuperáveis (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).

1.2.0.12 Os dados de suporte, processos analíticos e suposições que descrevem a base técnica e comercial utilizada em uma avaliação devem ser documentados com detalhes suficientes para permitir, conforme necessário, que um avaliador ou auditor de reservas qualificado entenda claramente a base de cada projeto para a estimativa, categorização e classificação das quantidades de recursos recuperáveis e, se apropriado, a avaliação comercial associada.

2.0 Diretrizes de classificação e categorização

2.1 Classificação dos recursos

2.1.0.1 A classificação do PRMS estabelece critérios para a classificação do PIIP total. A determinação de uma descoberta diferencia entre PIIP descoberto e PIIP não descoberto. A aplicação de um projeto diferencia ainda mais os recursos recuperáveis dos não recuperáveis. O projeto é então avaliado para determinar seu status de maturação a fim de permitir a distinção de classificação entre projetos comerciais e subcomerciais. O PRMS exige que as quantidades de recursos recuperáveis do projeto sejam classificadas como Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos.

2.1.1 Determinação do status de descoberta

2.1.1.1 Uma acumulação de petróleo descoberta é determinada quando um ou mais poços exploratórios tiverem demonstrado por meio de testes, amostragem e/ou registro a existência de uma quantidade significativa de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis e, portanto, tiverem estabelecido uma acumulação conhecida. Na ausência de um teste de fluxo ou amostragem, a determinação da descoberta requer a certeza da presença de hidrocarbonetos e provas de produtividade, que podem ser sustentadas por análogos adequados de produção (ver Seção 4.1.1, Análogos). Nesse contexto, “significativo” implica que há evidência de uma quantidade suficiente de petróleo para justificar a estimativa da quantidade no local demonstrada pelo(s) poço(s) e para avaliar o potencial de recuperação comercial.

2.1.1.2 Quando uma descoberta tiver identificado hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis, mas não for considerado viável aplicar um projeto com tecnologia estabelecida ou com tecnologia em desenvolvimento, tais quantidades podem ser classificadas como Descobertas Não Recuperáveis sem Recursos Contingentes. Em avaliações futuras, conforme adequado para fins de gerenciamento de recursos petrolíferos, uma parte dessas quantidades não recuperáveis pode converter-se em recursos recuperáveis à medida que as circunstâncias comerciais mudem ou que ocorram desenvolvimentos tecnológicos.

2.1.2 Determinação da comercialidade

2.1.2.1 As quantidades recuperáveis descobertas (Recursos Contingentes) podem ser consideradas comercialmente maduras, e assim atingir a classificação de Reservas, se a entidade que alega comercialidade tiver demonstrado uma firme intenção de prosseguir com o desenvolvimento. Isso significa que a entidade cumpriu os critérios de decisão interna (normalmente taxa de retorno igual ou superior ao custo médio ponderado do capital ou à taxa mínima de atratividade). A comercialidade é atingida mediante o compromisso da entidade com o projeto e com todos os critérios a seguir:

- A. Evidências de um plano de desenvolvimento tecnicamente maduro e viável.
- B. Evidências de que as dotações financeiras estão em vigor ou têm uma alta probabilidade de serem asseguradas para implementar o projeto.
- C. Evidências que sustentem um período razoável para o desenvolvimento.
- D. Uma avaliação razoável de que os projetos de desenvolvimento terão uma economia positiva e atenderão a critérios definidos de investimento e operação. Essa avaliação é realizada sobre as quantidades previstas de direitos estimados e o fluxo de caixa associado sobre o qual a decisão de investimento é tomada (ver Seção 3.1.1, Avaliação do fluxo de caixa líquido).
- E. Uma expectativa razoável de que haverá um mercado para as quantidades previstas de venda da produção necessárias para justificar o desenvolvimento. Também deve haver uma confiança semelhante de que todos os fluxos produzidos (por exemplo, petróleo, gás, água, CO₂) podem ser vendidos, armazenados, reinjetados ou descartados de outra forma adequada.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

- F. Evidências de que as instalações de produção e transporte necessárias estão disponíveis ou podem ser disponibilizadas.
- G. Evidências de que as aprovações legais, contratuais, ambientais, regulatórias e governamentais estão em vigor ou previstas, juntamente com a resolução de quaisquer preocupações sociais e econômicas.

2.1.2.2 O teste de comercialidade para a determinação de Reservas é aplicado às quantidades previstas da melhor estimativa (P50), que, ao qualificar todos os critérios e restrições comerciais e técnicas de maturação, tornam-se as Reservas 2P. Casos mais rigorosos [por exemplo, estimativa baixa (P90)] podem ser usados para fins decisórios ou para investigar a extensão da comercialidade (ver Seção 3.1.2, Critérios econômicos). Geralmente, os cenários de projetos de casos baixas e altas podem ser avaliados quanto às sensibilidades ao considerar o risco do projeto e as oportunidades de vantagem.

2.1.2.3 Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer tanto sua viabilidade técnica quanto comercial, conforme observado na Seção 2.1.2.1. Deve haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas necessárias serão obtidas, além de evidências quanto à determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável. Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando justificável; por exemplo, o desenvolvimento de projetos econômicos que levam mais de cinco anos para serem desenvolvidos ou que são adiados para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada.

2.1.2.4 Embora as diretrizes do PRMS exijam evidências de dotações financeiras, elas não exigem que o financiamento de projetos seja confirmado antes de classificar os projetos como Reservas. Entretanto, essa pode ser outra exigência de relatório externo. Em muitos casos, o financiamento está condicionado aos mesmos critérios acima. Em geral, se não houver uma expectativa razoável de que o financiamento ou outras formas de compromisso (por exemplo, farm-outs) possam vir a ocorrer para que o desenvolvimento seja iniciado dentro de um prazo razoável, então o projeto deve ser classificado como Recursos Contingentes. Se for razoável esperar que o financiamento esteja disponível no momento da decisão final de investimento (FID), os recursos do projeto podem ser classificados como Reservas.

2.2 Categorização dos recursos

2.2.0.1 O eixo horizontal na classificação dos recursos na Figura 1.1 define o intervalo de incerteza nas estimativas das quantidades de petróleo recuperáveis, ou possivelmente recuperáveis, associadas a um projeto ou grupo de projetos. Essas estimativas incluem os seguintes componentes de incerteza:

- A. O total de petróleo restante dentro da acumulação (recursos no local).
- B. A incerteza técnica quanto à parcela do petróleo total que pode ser recuperada aplicando um projeto ou projetos de desenvolvimento definidos (ou seja, a tecnologia aplicada).
- C. As variações conhecidas nas condições comerciais que podem impactar as quantidades recuperadas e vendidas (por exemplo, disponibilidade no mercado; mudanças contratuais, tais como níveis da taxa de produção ou especificações de qualidade do produto) fazem parte do escopo do projeto e estão incluídas no eixo horizontal, enquanto a probabilidade de cumprimento das condições comerciais se reflete na classificação (eixo vertical).

2.2.0.2 A incerteza quanto às quantidades recuperáveis de um projeto é refletida pelas categorias de reservas 1P, 2P, 3P, Provado (P1), Provável (P2), Possível (P3); recursos contingentes 1C, 2C, 3C, C1, C2 e C3; ou recursos prospectivos 1U, 2U e 3U. A probabilidade de comercialidade está associada às classes ou subclasses de recursos e não às categorias de recursos que refletem a variedade de quantidades recuperáveis.

2.2.1 Intervalo de incerteza

2.2.1.1 A incerteza é inerente à estimativa de recursos de um projeto e é comunicada no PRMS ao relatar uma série de resultados de categoria. O intervalo de incerteza quanto às quantidades recuperáveis e/ou possivelmente recuperáveis pode ser representado por cenários determinísticos ou por uma distribuição de probabilidade (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos).

2.2.1.2 Quando o intervalo de incerteza for representado por uma distribuição de probabilidade, uma estimativa baixa, uma melhor estimativa e uma estimativa alta devem ser fornecidas de tal forma que:

- A. Deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa baixa.
- B. Deve haver pelo menos 50% de probabilidade (P50) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à melhor estimativa.
- C. Deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa alta.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

2.2.1.3 Em alguns projetos, o intervalo de incerteza pode ser limitado, e os três cenários podem resultar em estimativas de recursos que não são significativamente diferentes. Nessas situações, uma única estimativa de valor pode ser apropriada para descrever o resultado esperado.

2.2.1.4 Ao usar o método do cenário determinístico, normalmente também deve haver estimativas baixas, melhores estimativas e estimativas altas, com base em avaliações qualitativas de incerteza relativa usando diretrizes de interpretação consistentes. Sob o método incremental determinístico, as quantidades para cada segmento de confiança são estimadas discretamente (ver Seção 2.2.2, Definições e diretrizes de categoria).

2.2.1.5 Os recursos do projeto são inicialmente estimados utilizando as projeções de intervalo de incerteza acima que incorporam os elementos subsuperficiais juntamente com as restrições técnicas relacionadas a poços e instalações. As previsões técnicas têm então critérios comerciais adicionais aplicados (por exemplo, os cortes econômicos e de licença são os mais comuns) para estimar as quantidades de direitos atribuídos e o status de classificação dos recursos: Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos.

2.2.2 Definições e diretrizes de categoria

2.2.2.1 Os avaliadores podem avaliar as quantidades recuperáveis e categorizar os resultados por incerteza usando o método incremental determinístico, o método do cenário determinístico (cumulativo), métodos geoestatísticos, ou métodos probabilísticos (ver Seção 4.2, Métodos de avaliação de recursos). Também podem ser usadas combinações desses métodos.

2.2.2.2 O uso de uma terminologia consistente (Figuras 1.1 e 2.1) promove clareza na comunicação dos resultados da avaliação. Para Reservas, os termos gerais cumulativos para estimativas baixas/melhores/altas são usados para estimar as quantidades 1P/2P/3P resultantes, respectivamente. As quantidades incrementais associadas são denominadas Provadas (P1), Prováveis (P2) e Possíveis (P3). As reservas são um subconjunto do sistema completo de classificação de recursos, e devem ser consideradas dentro do contexto do mesmo. Embora os critérios de categorização sejam propostos especificamente para Reservas, na maioria dos casos, eles podem ser aplicados igualmente aos Recursos Contingentes e Prospectivos. Ao atender aos critérios de maturidade comercial para descoberta e/ou desenvolvimento, as quantidades do projeto passam então para a subclasse de recursos apropriada. A Tabela 3 fornece os critérios para a determinação das categorias de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, os termos gerais cumulativos para estimativas baixas/melhores/altas são usados para estimar as quantidades 1C/2C/3C resultantes, respectivamente. Os termos C1, C2, e C3 são definidos para quantidades incrementais de Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, os termos gerais cumulativos para estimativas baixas/melhores/altas também se aplicam e são usados para estimar as quantidades 1U/2U/3U resultantes. Não são definidos termos específicos para quantidades incrementais dentro dos Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 As quantidades em diferentes classes e subclasses não podem ser agregadas sem considerar os diferentes graus de incerteza técnica e probabilidade comercial envolvidos na(s) classificação(ões) e sem considerar o grau de dependência entre elas (ver Seção 4.2.1, Agregação de classes de recursos).

2.2.2.6 Sem novas informações técnicas, não deve haver mudanças na distribuição de recursos tecnicamente recuperáveis e nos limites de categorização quando forem atendidas as condições para a reclassificação de projeto de Recursos Contingentes como Reservas.

2.2.2.7 Todas as avaliações exigem a aplicação de um conjunto consistente de condições previstas, incluindo custos e preços futuros presumidos, tanto para a classificação dos projetos quanto para a categorização das quantidades estimadas recuperadas por cada projeto (ver Seção 3.1, Avaliação da comercialidade).

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Tabela 1—Classes e subclasses de recursos recuperáveis

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Reservas	Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data, sob condições definidas.	As reservas devem atender a quatro critérios: descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes com base no(s) projeto(s) de desenvolvimento aplicado(s). As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de incerteza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizadas pelo status de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na classe Reservas, um projeto deve ser suficientemente definido para estabelecer sua viabilidade comercial (ver Seção 2.1.2., Determinação da comercialidade). Isso inclui a exigência de que haja evidências de uma determinação de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável. Um cronograma razoável para o início do desenvolvimento depende das circunstâncias específicas e varia de acordo com o escopo do projeto. Embora cinco anos seja o período recomendado como benchmark, um prazo mais longo poderia ser aplicado quando, por exemplo, o desenvolvimento de um projeto econômico for adiado por opção do produtor devido, entre outras coisas, a motivos relacionados ao mercado ou para cumprir objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para ser incluído na classe Reservas, deve haver uma alta confiança na maturação comercial e na produtividade econômica do reservatório, respaldada pela produção real ou por testes de formação. Em certos casos, as Reservas podem ser atribuídas com base em registros de poços e/ou análises de núcleo que indicam que o reservatório em questão é portador de hidrocarbonetos e é análogo aos reservatórios na mesma área que estão produzindo ou demonstraram a capacidade de produção em testes de formação.
Em produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou é capaz de produzir e vender petróleo para o mercado.	O principal critério é que o projeto esteja recebendo renda com as vendas, e não que o projeto de desenvolvimento aprovado esteja necessariamente concluído. Inclui reservas de produção desenvolvidas. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.
Aprovado para desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias foram obtidas, fundos de capital foram comprometidos e a implementação do projeto de desenvolvimento está pronta para começar ou está em andamento.	Nesse estágio, é preciso ter certeza de que o projeto de desenvolvimento está indo adiante. O projeto não deve estar sujeito a quaisquer contingências, tais como aprovações regulatórias pendentes ou contratos de venda. Os gastos de capital previstos devem ser incluídos no orçamento atual ou do ano seguinte aprovado pela entidade relatora. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Justificado para desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento se justifica com base em condições comerciais razoáveis previstas no momento do relatório, e quando houver expectativas razoáveis de que todas as aprovações/contratos necessários serão obtidos.	Para passar para esse nível de maturidade do projeto e, portanto, ter Reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento deve ser comercialmente viável no momento do relatório (ver Seção 2.1.2, Determinação da comercialidade). considerando as circunstâncias específicas do projeto. Todas as entidades participantes concordaram e há evidência de um projeto comprometido (forte intenção de prosseguir com o desenvolvimento dentro de um período razoável). Não deve haver contingências conhecidas que possam impedir que o desenvolvimento prossiga (ver classe Reservas). O portão de decisão do projeto consiste na decisão da entidade relatora e de seus parceiros, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturação técnica e comercial suficiente para justificar o desenvolvimento naquele momento.
Recursos Contingentes	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, não consideradas atualmente como sendo comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.	Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, cuja recuperação comercial dependa de tecnologia em desenvolvimento, cuja avaliação da acumulação seja insuficiente para avaliar claramente a comercialidade, para os quais o plano de desenvolvimento ainda não tiver sido aprovado, ou ainda, para os quais possa haver questões de aceitação regulatória ou social. Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificados com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pelo status econômico.
Desenvolvimento Pendente	Uma acumulação descoberta para as quais as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.	O projeto é visto como tendo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, na medida em que a aquisição de dados adicionais (por exemplo, perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão atualmente em andamento com o objetivo de confirmar que o projeto é comercialmente viável e fornecer a base para a seleção de um plano de desenvolvimento apropriado. As contingências críticas foram identificadas e é razoável esperar que sejam resolvidas dentro de um prazo razoável. Observe que resultados decepcionantes de análise/avaliação poderiam levar a uma reclassificação do projeto para o status Em Espera ou Não Viável. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder à aquisição de mais dados e/ou estudos destinados a levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial no qual possa ser tomada a decisão de prosseguir com o desenvolvimento e a produção.
Desenvolvimento em Espera	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão em espera e/ou cuja justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.	O projeto é considerado como tendo potencial de desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que não haja mais uma chance provável de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, poderia levar a uma reclassificação do projeto para o status Não Viável. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de proceder a uma avaliação adicional destinada a esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial ou para suspender ou atrasar temporariamente outras atividades até a resolução de contingências externas.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Classe/Subclasse	Definição	Diretrizes
Desenvolvimento Não Clarificado	Uma acumulação descoberta para a qual as atividades do projeto estão sob avaliação e a justificativa como um desenvolvimento comercial é desconhecida com base nas informações disponíveis.	O projeto é considerado como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial, mas outras atividades de análise/avaliação estão em andamento para esclarecer o potencial para um possível desenvolvimento comercial. Essa subclasse requer uma análise ou avaliação ativa e não deve ser mantida sem um plano para avaliação futura. A subclasse deve refletir as ações necessárias para levar um projeto em direção à maturação comercial e à produção econômica.
Desenvolvimento Não Viável	Uma acumulação descoberta para a qual não há planos atuais para desenvolver ou adquirir dados adicionais no momento, devido ao potencial comercial limitado.	O projeto não é visto como tendo potencial para um eventual desenvolvimento comercial no momento do relatório, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a possível oportunidade seja reconhecida no caso de uma grande mudança na tecnologia ou nas condições comerciais. O portão de decisão do projeto consiste na decisão de não realizar mais aquisições de dados ou estudos sobre o projeto durante o futuro próximo.
Recursos Prospectivos	As quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como possivelmente recuperáveis de acumulações não descobertas.	As possíveis acumulações são avaliadas de acordo com a chance de descoberta geológica e, supondo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis sob projetos de desenvolvimento definidos. Reconhece-se que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão mais dos desenvolvimentos análogos nas fases anteriores de exploração.
Prospecto	Um projeto associado a uma possível acumulação que é suficientemente bem definida para representar um alvo de perfuração viável.	As atividades do projeto se concentram em avaliar a chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de possíveis quantidades recuperáveis sob um programa de desenvolvimento comercial.
Lead	Um projeto associado a uma possível acumulação que atualmente está mal definida e requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para ser classificado como um Prospecto.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a confirmar se o Lead pode ou não ser amadurecido para se transformar em um Prospecto. Essa avaliação inclui a avaliação da chance de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível em cenários de desenvolvimento viáveis.
Play	Um projeto associado a uma tendência futura de possíveis prospectos, mas que requer mais aquisição e/ou avaliação de dados para definir Leads ou Prospectos específicos.	As atividades do projeto se concentram na aquisição de dados adicionais e/ou na realização de avaliações adicionais destinadas a definir Leads ou Prospectos específicos para uma análise mais detalhada de suas chances de descoberta geológica e, supondo-se a descoberta, a variedade de recuperação possível sob cenários de desenvolvimento hipotéticos.

Tabela 2—Definições e diretrizes do status das reservas

Status	Definição	Diretrizes
Reservas desenvolvidas	Quantidades esperadas a serem recuperadas dos poços e instalações existentes.	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após a instalação do equipamento necessário, ou quando os custos para fazê-lo são relativamente menores em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias não estiverem disponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser ainda subclassificadas como Produzindo ou Não produzindo.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Status	Definição	Diretrizes
Reservas de produção desenvolvidas	Quantidades esperadas a serem recuperadas a partir de intervalos de conclusão que estão abertos e produzindo na data efetiva da estimativa.	Reservas de recuperação melhoradas são consideradas como produzindo somente depois que o projeto de recuperação melhorado estiver em operação.
Reservas desenvolvidas não produzindo	Reservas de intervalos fechados e behind pipe.	Espera-se que as Reservas com intervalos fechados sejam recuperadas a partir de (1) intervalos de conclusão que estejam abertos no momento da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir, (2) poços que estavam fechados devido a condições de mercado ou conexões de gasodutos, ou (3) poços sem capacidade de produção por razões mecânicas. Espera-se que as Reservas behind pipe sejam recuperadas de zonas em poços existentes que exigirão trabalho adicional de conclusão ou futura re-conclusão antes do início da produção com custos menores para acessar essas reservas. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com gastos relativamente baixos em comparação com o custo de perfuração de um novo poço.
Reservas não desenvolvidas	Quantidades que deverão ser recuperadas por meio de futuros investimentos significativos.	Reservas não desenvolvidas devem ser produzidas (1) a partir de novos poços em áreas não perfuradas em acumulações conhecidas, (2) a partir do aprofundamento de poços existentes para um reservatório diferente (mas conhecido), (3) a partir de poços de enchimento que irão aumentar a recuperação, ou (4) quando um gasto relativamente grande (por exemplo, quando comparado ao custo de perfuração de um novo poço) for necessário para (a) concluir novamente um poço existente ou (b) implantar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primários ou melhorados.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Tabela 3—Definições e diretrizes sobre categorias de reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provasdas	As quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas.	Se forem utilizados métodos determinísticos, o termo “certeza razoável” se destina a expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem utilizados métodos determinísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa. A área do reservatório considerada como Provada inclui (1) a área delimitada por perfuração e definida por contatos de fluidos, se houver, e (2) porções adjacentes não perfuradas do reservatório que podem ser razoavelmente julgadas como contínuas com ele e comercialmente produtivas com base nos dados disponíveis de geociência e engenharia. Na ausência de dados sobre contatos de fluidos, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pelo LKH, como visto em uma penetração de poço, a menos que indicado de outra forma por dados definitivos de geociência, engenharia ou desempenho. Tais informações definitivas podem incluir análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos por si só podem não ser suficientes para definir contatos de fluidos para reservas Provasdas. Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas, desde que: A. Os locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório que possam ser julgadas com razoável certeza como sendo comercialmente maduras e economicamente produtivas. B. As interpretações dos dados de geociência e engenharia disponíveis indiquem com razoável certeza que a formação objetiva é lateralmente contínua com locais perfurados Provasdos. Para Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma série de possibilidades suportadas por análogos e no julgamento sólido de engenharia, considerando as características da área Provada e o programa de desenvolvimento aplicado.
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provasdas, mas mais seguras de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.	É igualmente provável que as quantidades reais restantes recuperadas sejam maiores ou menores do que a soma das Reservas Provasdas mais Prováveis (2P) estimadas. Nesse contexto, se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de probabilidade de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 2P. Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provada em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. A continuidade interpretada do reservatório pode não atender aos critérios de certeza razoável. As estimativas prováveis também incluem recuperações incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provada.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS DE PETRÓLEO

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS sigla em inglês) de 2018, versão 1.03

Com a aprovação da

Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE)

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.	As quantidades totais recuperadas do projeto têm uma probabilidade baixa de exceder a soma das reservas Provadas mais as Prováveis e as Possíveis (3P), o que equivale ao cenário de estimativa alta. Se forem utilizados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de probabilidade (P10) de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa 3P. Reservas Possíveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provável em que o controle de dados ou a interpretação dos dados disponíveis sejam menos precisos. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas onde os dados de geociência e engenharia são incapazes de definir claramente a área e os limites verticais de produção econômica do reservatório por um projeto definido e comercialmente maduro. As estimativas possíveis também incluem quantidades incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provável.
Reservas Prováveis e Possíveis	Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	As estimativas 2P e 3P podem se basear em interpretações técnicas alternativas razoáveis dentro do reservatório e/ou do projeto sujeito que estejam claramente documentadas, incluindo comparações com resultados em projetos similares bem-sucedidos. Em acumulações convencionais, Reservas Prováveis e/ou Reservas Possíveis podem ser designadas quando os dados de geociência e engenharia identificarem porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação que podem ser separadas de áreas Provadas por falhas menores ou outras descontinuidades geológicas e que não tenham sido penetradas por um poço de água, mas sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente superiores à área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, Prováveis) podem ser atribuídas a áreas que são estruturalmente mais baixas do que a área adjacente Provada ou 2P. Deve-se ter cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores e potencialmente seladoras até que esse reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente maduro e economicamente produtivo. A justificativa para a atribuição de Reservas em tais casos deve ser claramente documentada. As Reservas não devem ser atribuídas a áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtivo (ou seja, ausência de reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos de testes); tais áreas podem conter Recursos Prospectivos. Nas acumulações convencionais, quando a perfuração tiver definido a maior elevação conhecida de petróleo e existir o potencial para um tampão de combustível associado, as Reservas Provadas de petróleo só devem ser atribuídas nas porções estruturalmente mais altas do reservatório se houver certeza razoável de que tais porções estão inicialmente acima da pressão do ponto de bolha, com base em análises de engenharia documentadas. As porções do reservatório que não satisfaçam essa certeza podem ser designadas como Prováveis e Possíveis de petróleo e/ou gás com base nas propriedades do fluido do reservatório e interpretações do gradiente de pressão.

TABELA DE CONTEÚDO

RESUMO DE RESERVAS E ECONOMIA POR ÁREA DE ATIVO	1
PROJEÇÕES RESUMIDAS DE RESERVAS E ECONOMIA	
Ativos Bahia e Potiguar	2
Ativo Bahia	8
Ativo Potiguar	14
PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL	
Ativos Bahia e Potiguar	20
Ativo Bahia	23
Ativo Potiguar	26

RESUMO DE RESERVAS E ECONOMIA POR ÁREA DE ATIVO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR, BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

ÁREA ATIVO/CATEGORIA	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Participação de Trabalho		Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás ⁽²⁾ (MMCF)	C ₅₊ (MBBL)	Total	Valor Presente de 10%
Bahia										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	15.822,5	99.711,4	15.429,2	99.640,8	15.429,2	4.095,8	85.454,3	0,0	378.135,9	397.235,0
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	12.893,2	119.522,5	12.771,8	119.466,9	12.771,8	4.861,2	102.618,4	0,0	970.347,2	443.555,5
Provasdas Não Desenvolvidas	13.178,6	45.949,1	13.142,2	45.949,1	13.142,2	1.941,6	38.404,7	0,0	779.772,0	379.449,0
Total Provasdas	41.894,3	265.183,0	41.343,2	265.056,8	41.343,2	10.898,5	226.477,4	0,0	2.128.255,1	1.220.239,6
Prováveis	9.061,4	62.494,3	9.026,6	62.494,3	9.026,6	2.932,9	52.951,5	0,0	628.698,0	255.067,7
Possíveis	7.961,0	8.910,6	7.759,5	8.817,2	7.759,5	167,0	7.238,3	0,0	266.751,2	80.865,7
Potiguar										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	22.868,4	58.404,8	20.411,6	55.640,3	20.411,6	2.526,3	42.169,8	645,2	562.799,3	502.897,9
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	7.238,7	27.861,0	6.928,8	27.675,7	6.928,8	1.260,0	21.031,7	321,8	384.434,5	187.583,5
Provasdas Não Desenvolvidas	13.349,8	15.600,0	12.302,8	15.420,1	12.302,8	700,3	11.689,3	178,9	600.267,2	261.366,9
Total Provasdas	43.456,9	101.865,8	39.643,3	98.736,1	39.643,3	4.486,6	74.890,8	1.145,9	1.547.501,0	951.848,3
Prováveis	16.332,6	22.368,8	13.982,1	21.688,1	13.982,1	985,1	16.444,2	251,6	596.045,2	302.116,7
Possíveis	10.848,8	11.735,5	9.958,8	11.519,7	9.958,8	523,5	8.738,0	133,7	375.716,8	153.806,2
Total										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	38.690,9	158.116,2	35.840,8	155.281,2	35.840,8	6.622,1	127.624,1	645,2	940.935,2	900.133,0
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	20.131,8	147.383,5	19.700,6	147.142,6	19.700,6	6.121,1	123.650,1	321,8	1.354.781,7	631.139,0
Provasdas Não Desenvolvidas	26.528,4	61.549,1	25.445,0	61.369,2	25.445,0	2.641,9	50.094,1	178,9	1.380.039,2	640.815,9
Total Provasdas	85.351,2	367.048,8	80.986,4	363.793,0	80.986,4	15.385,1	301.368,3	1.145,9	3.675.756,1	2.172.087,9
Prováveis	25.394,0	84.863,1	23.008,7	84.182,4	23.008,7	3.918,0	69.395,7	251,6	1.224.743,2	557.184,4
Possíveis	18.809,8	20.646,1	17.718,3	20.336,8	17.718,3	690,4	15.976,3	133,7	642.468,0	234.671,9

⁽¹⁾ As reservas brutas de gás são volumes de cabeça de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽²⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)			RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾		ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF		MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	6.872,0	25.324,3		6.416,9	24.919,7	6.416,9	1.065,7	20.380,6	112,0	67,41	36,73	8,623	44,06	852,0	810,0
31-12-2026	7.000,6	26.761,6		6.497,7	26.379,1	6.497,7	1.154,0	21.665,5	98,8	64,81	35,27	8,620	42,36	908,0	862,9
31-12-2027	6.420,3	28.453,7		5.924,7	28.113,4	5.924,7	1.229,8	23.211,5	98,1	63,08	34,25	8,711	41,50	984,0	937,1
31-12-2028	6.563,9	29.697,6		6.125,4	29.403,0	6.125,4	1.272,4	24.305,1	104,8	62,28	34,34	8,756	41,08	1.082,0	1.035,0
31-12-2029	6.484,4	28.458,7		6.112,6	28.206,3	6.112,6	1.210,5	23.330,1	97,2	62,01	33,93	8,717	40,83	1.201,0	1.154,5
31-12-2030	6.226,4	27.289,9		5.908,6	27.073,0	5.908,6	1.148,5	22.478,8	81,2	62,07	33,44	8,681	40,66	1.271,0	1.224,6
31-12-2031	6.011,2	24.876,8		5.738,5	24.689,8	5.738,5	1.035,3	20.530,6	71,5	62,03	33,30	8,599	40,53	1.289,0	1.242,6
31-12-2032	5.556,4	22.125,1		5.322,8	21.963,5	5.322,8	913,2	18.243,9	63,7	62,02	33,30	8,483	40,47	1.293,0	1.246,6
31-12-2033	4.929,7	19.517,8		4.729,2	19.377,9	4.729,2	803,9	16.098,5	56,0	62,00	33,29	8,393	40,47	1.284,0	1.238,4
31-12-2034	4.298,3	17.175,1		4.125,7	17.053,7	4.125,7	706,6	14.170,2	48,9	61,95	33,28	8,380	40,47	1.252,0	1.207,5
31-12-2035	3.791,8	15.206,3		3.642,9	15.100,6	3.642,9	625,5	12.546,3	43,3	61,91	33,27	8,371	40,47	1.222,0	1.179,0
31-12-2036	3.362,7	13.534,4		3.233,7	13.442,1	3.233,7	556,9	11.166,5	38,6	61,86	33,28	8,362	40,47	1.195,0	1.152,4
31-12-2037	2.979,8	12.088,6		2.868,0	12.008,0	2.868,0	497,8	9.975,1	34,5	61,80	33,28	8,353	40,47	1.162,0	1.119,9
31-12-2038	2.544,0	10.702,8		2.448,1	10.632,6	2.448,1	440,9	8.833,8	30,8	61,67	33,30	8,344	40,47	1.106,0	1.065,0
31-12-2039	2.244,0	9.538,5		2.161,4	9.477,0	2.161,4	393,8	7.869,8	27,7	61,57	33,33	8,337	40,47	1.064,0	1.024,9
SUBTOTAL	75.285,5	310.751,2		71.256,0	307.839,8	71.256,0	13.054,7	254.806,4	1.007,1	62,82	34,01	8,564	41,27		
REstante	10.065,7	56.297,6		9.730,4	55.953,1	9.730,4	2.330,4	46.561,9	138,8	60,84	32,87	8,238	40,47		
TOTAL	85.351,2	367.048,8		80.986,4	363.793,0	80.986,4	15.385,1	301.368,3	1.145,9	62,58	33,84	8,514	41,18		
PROD CUM	475.404,5	1.246.679,6													
FINAL	560.755,7	1.613.728,5													

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	432.552,5	39.143,5	175.745,2	4.937,2	652.378,4	52.680,9	100.042,4	0,0	118.050,6	51.892,7	329.711,8	329.711,8	314.714,5	8,000	2.378.954,7
31-12-2026	421.127,1	40.698,8	186.746,7	4.183,3	652.755,8	50.764,9	93.652,4	0,0	122.758,3	54.130,3	331.449,9	661.161,7	602.356,1	12,000	1.995.217,0
31-12-2027	373.718,5	42.124,1	202.191,1	4.070,6	622.104,2	44.661,9	108.376,8	0,0	123.823,2	57.289,6	287.952,7	949.114,4	829.553,4	15,000	1.774.583,8
31-12-2028	381.465,3	43.695,6	212.827,2	4.306,0	642.294,2	43.487,3	84.240,0	87,0	127.087,1	59.743,2	327.649,6	1.276.764,0	1.064.168,4	20,000	1.494.468,8
31-12-2029	379.047,7	41.070,9	203.366,6	3.970,7	627.456,0	41.379,5	87.657,7	101,6	132.131,4	56.759,3	309.426,6	1.586.190,6	1.265.701,2	25,000	1.289.504,7
31-12-2030	366.752,8	38.411,2	195.138,8	3.302,4	603.605,1	38.984,1	70.961,5	101,6	136.522,9	53.217,1	303.818,0	1.890.008,6	1.445.921,3	30,000	1.134.619,4
31-12-2031	355.961,1	34.476,0	176.537,9	2.897,3	569.872,4	36.439,9	44.675,1	101,6	136.734,3	47.917,6	304.003,9	2.194.012,5	1.609.902,6	40,000	918.661,0
31-12-2032	330.100,0	30.406,3	154.763,1	2.577,3	517.846,7	33.137,2	19.016,9	101,6	135.746,9	42.342,2	287.502,0	2.481.514,5	1.750.788,2	60,000	677.686,8
31-12-2033	293.201,2	26.762,1	135.116,2	2.265,4	457.345,0	29.299,8	1.561,4	14,6	132.777,9	37.279,3	256.412,1	2.737.926,6	1.865.054,2	80,000	548.434,6
31-12-2034	255.586,5	23.514,2	118.743,7	1.980,8	399.825,2	25.587,4	0,0	104,3	128.743,9	32.748,3	212.641,3	2.950.567,8	1.951.201,8	100,000	468.183,2
31-12-2035	225.528,5	20.812,8	105.023,0	1.750,5	353.114,8	22.632,2	0,0	119,0	125.480,4	28.980,6	175.902,6	3.126.470,4	1.887.377,8		
31-12-2036	200.032,6	18.530,4	93.379,8	1.561,0	313.503,8	20.190,0	0,0	338,5	122.380,7	25.796,2	144.798,3	3.271.268,8	1.935.860,4		
31-12-2037	177.246,6	16.566,0	83.321,2	1.395,3	278.529,1	18.018,1	0,0	452,5	118.834,0	23.051,0	118.173,5	3.389.442,3	1.971.835,1		
31-12-2038	150.970,3	14.684,5	73.709,1	1.247,0	240.610,9	15.398,8	0,0	1.639,1	111.315,2	20.457,6	91.800,3	3.481.242,6	1.997.244,4		
31-12-2039	133.080,2	13.122,9	65.609,2	1.122,4	212.934,8	13.652,6	0,0	2.508,9	106.060,3	18.287,7	72.425,1	3.553.667,8	2.015.477,8		
SUBTOTAL	4.476.370,8	444.019,4	2.182.218,8	41.567,3	7.144.176,3	486.314,6	610.184,1	5.670,1	1.878.446,9	609.892,9	3.553.667,8	3.553.667,8	2.015.477,8		
REstante	591.976,1	76.590,3	383.557,2	5.617,2	1.057.740,8	69.765,0	0,0	116.604,2	643.825,1	105.458,2	122.088,4	3.675.756,1	2.172.087,9		
TOTAL	5.068.346,9	520.609,7	2.565.776,0	47.184,4	8.201.917,1	556.079,6	610.184,1	122.274,3	2.522.271,9	715.351,2	3.675.756,1	3.675.756,1	2.172.087,9		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	5.733,4	20.691,3	5.329,4	20.300,1	5.329,4	860,9	16.544,0	101,0	67,34	37,07	8,677	44,09	751,0	714,5
31-12-2026	4.377,5	16.344,0	4.040,4	16.011,0	4.040,4	696,3	13.064,3	74,6	64,38	36,08	8,737	42,38	737,0	701,4
31-12-2027	3.606,1	13.553,1	3.318,0	13.267,6	3.318,0	574,0	10.858,5	58,6	62,97	35,14	8,836	41,51	719,0	683,4
31-12-2028	3.093,9	11.728,7	2.845,8	11.483,2	2.845,8	495,7	9.410,3	49,7	62,27	35,06	8,857	41,09	704,0	668,5
31-12-2029	2.689,9	10.280,9	2.475,3	10.069,1	2.475,3	434,1	8.259,8	42,8	61,85	34,68	8,823	40,83	692,0	657,0
31-12-2030	2.366,6	9.118,2	2.180,2	8.935,1	2.180,2	384,6	7.335,5	37,3	61,56	34,54	8,828	40,66	673,0	638,2
31-12-2031	2.105,2	8.161,1	1.942,5	8.002,4	1.942,5	343,5	6.573,2	33,0	61,34	34,44	8,761	40,53	658,0	623,3
31-12-2032	1.888,9	7.374,8	1.746,5	7.236,9	1.746,5	310,1	5.947,2	29,5	61,24	34,37	8,653	40,47	648,0	613,3
31-12-2033	1.701,4	6.698,0	1.576,5	6.578,1	1.576,5	281,4	5.408,8	26,5	61,23	34,34	8,568	40,47	641,0	607,0
31-12-2034	1.531,2	6.078,5	1.421,4	5.974,0	1.421,4	254,9	4.913,7	24,0	61,21	34,32	8,557	40,47	624,0	590,0
31-12-2035	1.388,3	5.529,8	1.291,6	5.438,5	1.291,6	231,7	4.473,7	21,8	61,20	34,32	8,551	40,47	610,0	577,5
31-12-2036	1.257,5	5.061,1	1.171,9	4.981,1	1.171,9	211,8	4.098,9	19,8	61,17	34,30	8,539	40,47	598,0	565,6
31-12-2037	1.136,8	4.633,5	1.061,4	4.563,4	1.061,4	193,8	3.756,5	18,0	61,14	34,27	8,526	40,47	584,0	552,1
31-12-2038	932,5	4.127,0	866,0	4.065,7	866,0	171,5	3.352,2	16,2	60,86	34,35	8,518	40,47	557,0	525,5
31-12-2039	829,4	3.769,3	770,6	3.715,3	770,6	156,2	3.066,0	14,7	60,76	34,33	8,501	40,47	538,0	507,3
SUBTOTAL	34.638,4	133.149,5	32.037,6	130.621,3	32.037,6	5.600,6	107.062,5	567,6	62,97	35,16	8,705	41,57		
REstante	4.052,5	24.966,7	3.803,2	24.659,8	3.803,2	1.021,5	20.561,6	77,7	60,31	33,56	8,337	40,47		
TOTAL	38.690,9	158.116,2	35.840,8	155.281,2	35.840,8	6.622,1	127.624,1	645,2	62,68	34,92	8,646	41,44		
PROD CUM	174.180,0	689.915,6												
FINAL	212.871,0	848.031,8												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO M\$	CUM M\$	CUM M\$	DESC %	M\$
31-12-2025	358.896,3	31.913,8	143.557,8	4.451,9	538.819,9	44.354,6	0,0	0,0	113.183,0	42.930,7	338.351,5	338.351,5	323.967,2	8,000	925.876,3
31-12-2026	260.108,8	25.123,8	114.141,4	3.161,0	402.535,0	32.592,0	0,0	0,0	110.424,3	34.101,4	225.417,3	563.768,9	519.944,3	12,000	872.957,8
31-12-2027	208.925,2	20.168,2	95.948,6	2.433,8	327.475,7	26.300,6	0,0	0,0	106.334,3	27.915,9	166.924,9	730.693,8	651.804,8	15,000	832.206,1
31-12-2028	177.209,4	17.377,0	83.348,2	2.042,7	279.977,4	22.405,3	0,0	87,0	103.523,7	24.048,9	129.912,4	860.606,2	745.088,8	20,000	768.941,3
31-12-2029	153.105,2	15.058,0	72.877,8	1.748,1	242.789,0	19.419,1	0,0	87,0	100.660,8	21.011,3	101.610,8	962.217,0	811.416,3	25,000	713.768,3
31-12-2030	134.218,9	13.284,0	64.756,9	1.517,0	213.776,9	17.076,8	0,0	87,0	98.398,0	18.567,7	79.647,4	1.041.864,4	858.682,2	30,000	666.495,0
31-12-2031	119.149,5	11.831,4	57.591,2	1.338,2	189.910,3	15.202,2	0,0	87,0	96.728,1	16.562,3	61.330,7	1.103.195,1	891.777,2	40,000	591.229,9
31-12-2032	106.948,8	10.658,8	51.458,3	1.194,7	170.260,6	13.679,6	0,0	87,0	95.234,8	14.930,8	46.328,5	1.149.523,6	914.510,1	60,000	490.935,9
31-12-2033	96.532,2	9.662,5	46.345,1	1.074,4	153.614,3	12.377,1	0,0	0,0	94.348,0	13.534,4	33.354,8	1.182.878,4	929.393,3	80,000	427.558,5
31-12-2034	87.000,9	8.749,6	42.048,5	969,5	138.768,6	11.182,6	0,0	104,3	92.689,2	12.259,8	22.532,7	1.205.411,0	938.542,2	100,000	383.731,2
31-12-2035	79.043,8	7.951,2	38.254,9	881,3	126.131,2	10.171,7	0,0	119,0	91.168,8	11.145,5	13.526,2	1.218.937,3	943.543,6		
31-12-2036	71.687,8	7.263,5	34.999,3	800,6	114.751,1	9.262,8	0,0	338,5	89.437,7	10.180,9	5.531,2	1.224.468,4	945.412,3		
31-12-2037	64.896,2	6.641,1	32.026,6	727,2	104.291,1	8.423,0	0,0	452,5	87.700,0	9.306,5	-1.590,9	1.222.877,5	944.945,4		
31-12-2038	52.703,3	5.889,4	28.552,7	656,6	87.802,0	6.975,2	0,0	1.639,1	82.010,6	8.289,5	-11.112,3	1.211.765,2	941.886,9		
31-12-2039	46.819,9	5.364,1	26.064,5	596,3	78.844,7	6.242,9	0,0	2.508,9	78.374,4	7.556,8	-15.838,3	1.195.926,9	937.924,5		
SUBTOTAL	2.017.246,1	196.936,6	931.971,9	23.593,3	3.169.747,9	255.665,7	0,0	5.597,2	1.440.215,6	272.342,5	1.195.926,9	1.195.926,9	937.924,5		
REstante	229.360,8	34.284,0	171.426,1	3.143,8	438.214,7	35.354,1	0,0	116.604,2	493.529,1	47.719,1	-254.991,7	940.935,2	900.133,0		
TOTAL	2.246.606,9	231.220,7	1.103.397,9	26.737,1	3.607.962,5	291.019,8	0,0	122.201,3	1.933.744,7	320.061,6	940.935,2	940.935,2	900.133,0		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	442,8	3.592,6	425,5	3.584,0	425,5	160,8	2.985,1	10,8	66,68	35,68	8,510	43,85	83,0	81,5
31-12-2026	1.059,6	7.369,8	1.011,1	7.341,7	1.011,1	310,6	6.105,2	23,0	64,70	34,81	8,523	42,29	126,0	124,5
31-12-2027	1.342,1	10.130,8	1.297,7	10.105,1	1.297,7	429,5	8.388,1	33,5	63,31	34,18	8,679	41,50	174,0	172,5
31-12-2028	1.569,1	11.795,8	1.527,8	11.772,6	1.527,8	484,8	9.792,5	38,8	62,37	34,24	8,707	41,08	245,0	243,5
31-12-2029	1.766,3	12.585,0	1.731,0	12.565,2	1.731,0	516,6	10.490,5	36,4	61,99	33,52	8,635	40,83	344,0	342,5
31-12-2030	1.882,5	13.152,8	1.852,0	13.135,8	1.852,0	537,1	11.051,2	29,0	62,39	32,75	8,576	40,66	406,0	404,5
31-12-2031	1.731,2	11.927,4	1.704,8	11.912,7	1.704,8	484,7	10.047,9	23,6	62,40	32,44	8,469	40,53	402,0	400,5
31-12-2032	1.486,2	10.325,8	1.463,1	10.313,0	1.463,1	420,1	8.704,1	19,5	62,27	32,32	8,322	40,47	400,0	398,5
31-12-2033	1.290,1	9.007,4	1.269,8	8.996,1	1.269,8	367,4	7.594,3	16,6	62,22	32,26	8,210	40,47	396,0	394,5
31-12-2034	1.124,3	7.884,4	1.106,5	7.874,5	1.106,5	322,4	6.648,8	14,2	62,18	32,21	8,191	40,47	385,0	384,6
31-12-2035	985,5	6.918,4	969,8	6.909,7	969,8	283,7	5.835,2	12,1	62,15	32,15	8,173	40,47	370,0	369,6
31-12-2036	866,3	6.076,0	852,3	6.068,3	852,3	249,8	5.125,1	10,5	62,11	32,13	8,158	40,47	356,0	355,6
31-12-2037	755,7	5.356,1	743,1	5.349,2	743,1	221,0	4.520,3	9,1	62,06	32,10	8,142	40,47	338,0	337,6
31-12-2038	657,0	4.725,7	645,8	4.719,5	645,8	196,5	3.987,0	7,9	61,99	32,06	8,126	40,47	313,0	312,6
31-12-2039	570,9	4.129,0	561,0	4.123,5	561,0	173,0	3.480,9	7,0	61,89	32,06	8,115	40,47	293,0	293,0
SUBTOTAL	17.529,5	124.976,8	17.161,3	124.770,8	17.161,3	5.157,9	104.756,2	292,1	62,55	33,03	8,421	41,01		
REstante	2.602,3	22.406,6	2.539,4	22.371,7	2.539,4	963,3	18.893,8	29,7	61,80	31,65	8,036	40,47		
TOTAL	20.131,8	147.383,5	19.700,6	147.142,6	19.700,6	6.121,1	123.650,1	321,8	62,45	32,81	8,362	40,96		
PROD CUM	301.224,5	556.764,0												
FINAL	321.356,3	704.147,5												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	28.371,0	5.735,5	25.403,4	472,7	59.982,5	4.639,8	75.144,5	0,0	3.784,0	7.286,6	-30.872,3	-30.872,3	-29.670,2	8,000	721.519,4
31-12-2026	65.424,0	10.810,4	52.034,8	971,0	129.240,3	9.825,7	58.840,7	0,0	8.287,3	14.381,6	37.905,0	7.032,7	2.860,4	12,000	556.126,5
31-12-2027	82.157,0	14.681,7	72.798,1	1.390,4	171.027,1	13.115,9	48.046,4	0,0	11.043,3	20.077,4	78.744,2	85.776,9	64.816,4	15,000	465.516,1
31-12-2028	95.293,2	16.598,7	85.262,1	1.595,6	198.749,7	15.142,1	34.783,4	0,0	14.338,6	22.863,4	111.622,3	197.399,1	144.686,0	20,000	355.411,8
31-12-2029	107.296,1	17.316,9	90.585,9	1.487,6	216.686,6	16.819,7	42.911,5	14,6	19.962,1	23.964,5	113.014,2	310.413,3	218.310,9	25,000	278.657,3
31-12-2030	115.547,9	17.586,7	94.772,9	1.178,6	229.086,1	18.000,4	31.836,2	14,6	25.598,3	24.357,8	129.278,9	439.692,2	294.803,2	30,000	223.101,4
31-12-2031	106.372,6	15.726,7	85.091,0	955,5	208.145,9	16.608,5	0,0	14,6	25.855,9	21.743,4	143.923,5	583.615,6	372.408,5	40,000	149.930,3
31-12-2032	91.105,2	13.576,3	72.434,7	791,0	177.907,2	14.336,6	0,0	14,6	24.736,7	18.744,8	120.074,5	703.690,1	431.262,0	60,000	76.451,2
31-12-2033	79.010,9	11.851,6	62.347,3	672,3	153.882,1	12.497,8	0,0	14,6	23.646,0	16.333,3	101.390,5	805.080,6	476.434,3	80,000	42.403,3
31-12-2034	68.805,0	10.384,4	54.459,1	574,6	134.223,1	10.922,7	0,0	0,0	22.561,1	14.289,9	86.449,3	891.530,0	511.447,0	100,000	24.031,3
31-12-2035	60.271,2	9.121,2	47.689,6	489,9	117.571,9	9.589,9	0,0	0,0	21.396,0	12.530,3	74.055,8	965.585,7	538.713,6		
31-12-2036	52.935,7	8.026,2	41.812,3	425,6	103.199,8	8.440,3	0,0	0,0	20.139,5	11.010,3	63.609,7	1.029.195,5	560.004,1		
31-12-2037	46.120,9	7.092,8	36.802,8	369,6	90.386,1	7.418,9	0,0	0,0	18.506,3	9.712,3	54.748,6	1.083.944,1	576.662,8		
31-12-2038	40.030,9	6.300,0	32.397,7	321,7	79.050,3	6.504,5	0,0	0,0	16.966,8	8.609,1	46.969,9	1.130.914,0	589.656,1		
31-12-2039	34.723,9	5.545,6	28.249,0	282,8	68.801,3	5.664,1	0,0	0,0	15.503,8	7.568,3	40.065,0	1.170.979,0	599.731,5		
SUBTOTAL	1.073.465,5	170.354,9	882.140,7	11.978,8	2.137.939,9	169.526,6	291.562,6	72,9	272.325,7	233.473,0	1.170.979,0	1.170.979,0	599.731,5		
REstante	156.921,0	30.489,6	151.839,4	1.201,4	340.451,4	28.837,8	0,0	0,0	86.781,2	41.029,8	183.802,7	1.354.781,7	631.139,0		
TOTAL	1.230.386,5	200.844,5	1.033.980,1	13.180,2	2.478.391,3	198.364,5	291.562,6	72,9	359.106,9	274.502,7	1.354.781,7	1.354.781,7	631.139,0		
TOTAL DE 27,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	695,9	1.040,4	662,0	1.035,6	662,0	44,0	851,6	0,3	68,40	33,93	7,967	43,41	18,0	14,0
31-12-2026	1.563,5	3.047,7	1.446,2	3.026,4	1.446,2	147,1	2.496,0	1,2	66,10	32,39	8,241	42,28	45,0	36,9
31-12-2027	1.472,1	4.769,8	1.309,0	4.740,7	1.309,0	226,2	3.964,8	6,0	63,13	32,15	8,435	41,40	91,0	81,1
31-12-2028	1.900,9	6.173,1	1.751,9	6.147,2	1.751,9	291,9	5.102,3	16,3	62,20	33,30	8,666	41,08	133,0	123,1
31-12-2029	2.028,3	5.592,9	1.906,3	5.572,1	1.906,3	259,8	4.579,7	18,0	62,24	33,48	8,713	40,83	165,0	155,0
31-12-2030	1.977,3	5.018,9	1.876,4	5.002,2	1.876,4	226,9	4.092,1	14,9	62,35	33,24	8,702	40,66	192,0	181,9
31-12-2031	2.174,8	4.788,3	2.091,2	4.774,8	2.091,2	207,0	3.909,5	14,9	62,37	33,42	8,660	40,53	229,0	218,8
31-12-2032	2.181,4	4.424,5	2.113,3	4.413,6	2.113,3	183,0	3.592,7	14,6	62,48	33,73	8,592	40,47	245,0	234,8
31-12-2033	1.938,2	3.812,4	1.882,8	3.803,7	1.882,8	155,1	3.095,4	12,8	62,49	33,84	8,536	40,47	247,0	236,8
31-12-2034	1.642,8	3.212,2	1.597,7	3.205,1	1.597,7	129,3	2.607,8	10,8	62,45	33,88	8,527	40,47	243,0	232,8
31-12-2035	1.418,0	2.758,1	1.381,5	2.752,5	1.381,5	110,2	2.237,4	9,4	62,41	33,94	8,527	40,47	242,0	231,8
31-12-2036	1.238,9	2.397,3	1.209,5	2.392,8	1.209,5	95,3	1.942,5	8,3	62,35	34,02	8,530	40,47	241,0	231,2
31-12-2037	1.087,3	2.099,0	1.063,4	2.095,4	1.063,4	83,0	1.698,3	7,4	62,28	34,10	8,533	40,47	240,0	230,2
31-12-2038	954,6	1.850,0	936,3	1.847,4	936,3	73,0	1.494,6	6,6	62,20	34,19	8,536	40,47	236,0	227,0
31-12-2039	843,7	1.640,2	829,7	1.638,2	829,7	64,5	1.322,9	6,0	62,11	34,29	8,539	40,47	233,0	224,7
SUBTOTAL	23.117,6	52.624,9	22.057,2	52.447,7	22.057,2	2.296,3	42.987,6	147,4	62,82	33,41	8,563	40,66		
REstante	3.410,8	8.924,2	3.387,8	8.921,6	3.387,8	345,6	7.106,4	31,4	60,72	34,19	8,484	40,47		
TOTAL	26.528,4	61.549,1	25.445,0	61.369,2	25.445,0	2.641,9	50.094,1	178,9	62,54	33,52	8,552	40,63		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	26.528,4	61.549,1												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
31-12-2025	45.285,2	1.494,2	6.784,0	12,6	53.575,9	3.686,5	24.897,9	0,0	1.083,5	1.675,5	22.232,5	22.232,5	20.417,4	8,000	731.559,1
31-12-2026	95.594,2	4.764,5	20.570,4	51,3	120.980,5	8.347,2	34.811,7	0,0	4.046,7	5.647,3	68.127,6	90.360,2	79.551,4	12,000	566.132,6
31-12-2027	82.636,4	7.274,2	33.444,4	246,4	123.601,4	5.245,4	60.330,4	0,0	6.445,7	9.296,3	42.283,6	132.643,8	112.932,3	15,000	476.861,5
31-12-2028	108.962,7	9.719,9	44.216,8	667,7	163.567,1	5.939,8	49.456,7	0,0	9.224,8	12.830,9	86.114,9	218.758,7	174.393,6	20,000	370.115,7
31-12-2029	118.646,4	8.696,0	39.903,0	735,0	167.980,4	5.140,7	44.746,1	0,0	11.508,5	11.783,4	94.801,7	313.560,4	235.974,0	25,000	297.079,1
31-12-2030	116.986,0	7.540,4	35.609,0	606,7	160.742,1	3.906,8	39.125,4	0,0	12.526,6	10.291,6	94.891,7	408.452,1	292.435,9	30,000	245.023,0
31-12-2031	130.439,0	6.917,9	33.855,7	603,6	171.816,2	4.629,2	44.675,1	0,0	14.150,3	9.611,9	98.749,7	507.201,8	345.716,8	40,000	177.500,7
31-12-2032	132.046,0	6.171,3	30.870,1	591,6	169.679,0	5.121,0	19.016,9	0,0	15.775,5	8.666,6	121.099,0	628.300,8	405.016,1	60,000	110.299,7
31-12-2033	117.658,1	5.248,0	26.423,8	518,7	149.848,6	4.424,9	1.561,4	0,0	14.783,9	7.411,6	121.666,8	749.967,6	459.226,6	80,000	78.472,8
31-12-2034	99.780,5	4.380,1	22.236,2	436,7	126.833,5	3.482,2	0,0	0,0	13.493,5	6.198,6	103.659,3	853.626,9	501.212,6	100,000	60.420,7
31-12-2035	86.213,5	3.740,4	19.078,5	379,3	109.411,7	2.870,6	0,0	0,0	12.915,6	5.304,9	88.320,6	941.947,4	533.731,8		
31-12-2036	75.409,1	3.240,7	16.568,2	334,9	95.552,9	2.487,0	0,0	0,0	12.803,5	4.605,0	75.657,4	1.017.604,9	559.055,2		
31-12-2037	66.229,5	2.832,1	14.491,7	298,6	83.852,0	2.176,3	0,0	0,0	12.627,7	4.032,2	65.015,8	1.082.620,7	578.838,1		
31-12-2038	58.236,2	2.495,1	12.758,7	268,7	73.758,6	1.919,1	0,0	0,0	12.337,8	3.559,0	55.942,8	1.138.563,4	594.312,6		
31-12-2039	51.536,4	2.213,2	11.295,8	243,4	65.288,8	1.745,6	0,0	0,0	12.182,1	3.162,6	48.198,4	1.186.761,8	606.433,0		
SUBTOTAL	1.385.659,2	76.728,0	368.106,3	5.995,2	1.836.488,6	61.122,3	318.621,5	0,0	165.905,6	104.077,5	1.186.761,8	1.186.761,8	606.433,0		
REstante	205.694,3	11.816,6	60.291,7	1.272,0	279.074,7	5.573,1	0,0	0,0	63.514,8	16.709,4	193.277,4	1.380.039,2	640.815,9		
TOTAL	1.591.353,5	88.544,6	428.398,0	7.267,1	2.115.563,3	66.695,4	318.621,5	0,0	229.420,4	120.786,9	1.380.039,2	1.380.039,2	640.815,9		
TOTAL DE 27,5 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

RESERVAS PROVÁVEIS

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	393,7	993,0	360,2	986,7	360,2	36,4	783,9	7,8	66,13	39,90	9,337	43,93	65,0	57,6
31-12-2026	1.138,4	2.299,0	874,9	2.222,4	874,9	97,8	1.786,6	14,5	63,01	37,19	9,768	42,30	118,4	103,2
31-12-2027	1.880,4	5.058,3	1.468,2	4.932,2	1.468,2	235,6	4.051,4	18,9	61,73	34,27	9,631	41,49	175,0	154,0
31-12-2028	2.169,3	5.955,2	1.838,0	5.858,2	1.838,0	272,4	4.803,6	23,8	61,39	34,52	9,589	41,08	219,0	197,5
31-12-2029	2.249,0	7.248,0	1.992,9	7.174,6	1.992,9	340,0	5.897,1	26,7	61,38	33,86	9,561	40,83	275,0	252,5
31-12-2030	2.170,6	7.590,9	1.970,2	7.534,5	1.970,2	358,7	6.217,0	24,5	61,49	33,34	9,555	40,66	311,0	288,4
31-12-2031	2.052,8	6.792,1	1.893,1	6.747,9	1.893,1	319,2	5.565,5	20,7	61,67	33,13	9,541	40,53	325,0	302,4
31-12-2032	1.816,0	5.980,3	1.687,3	5.944,9	1.687,3	278,0	4.887,5	17,2	61,74	32,96	9,533	40,47	337,0	314,9
31-12-2033	1.608,2	5.502,7	1.503,4	5.474,2	1.503,4	251,8	4.518,4	14,8	61,75	32,83	9,361	40,47	345,0	323,4
31-12-2034	1.425,9	4.865,9	1.339,7	4.842,5	1.339,7	223,4	3.999,6	12,7	61,71	32,74	8,834	40,47	344,0	322,7
31-12-2035	1.215,2	4.202,0	1.144,0	4.182,7	1.144,0	193,3	3.455,7	10,7	61,70	32,70	8,421	40,47	340,0	319,2
31-12-2036	1.045,2	3.655,3	986,0	3.639,3	986,0	168,3	3.008,2	9,2	61,68	32,65	8,399	40,47	330,0	309,2
31-12-2037	911,0	3.216,8	861,4	3.203,3	861,4	148,3	2.649,6	7,9	61,65	32,60	8,389	40,47	325,0	304,5
31-12-2038	778,8	2.837,5	737,1	2.826,1	737,1	130,7	2.337,8	7,0	61,55	32,62	8,386	40,47	321,0	300,8
31-12-2039	679,0	2.518,6	644,2	2.508,9	644,2	116,1	2.075,5	6,2	61,50	32,59	8,377	40,47	305,0	285,3
SUBTOTAL	21.533,4	68.715,6	19.300,5	68.078,4	19.300,5	3.169,9	56.037,2	222,5	61,75	33,46	9,218	40,93		
REstante	3.860,5	16.147,4	3.708,1	16.104,0	3.708,1	748,1	13.358,5	29,1	61,99	31,99	8,222	40,47		
TOTAL	25.394,0	84.863,1	23.008,7	84.182,4	23.008,7	3.918,0	69.395,7	251,6	61,79	33,18	9,026	40,88		
PROD CUM	447,0	2.053,2												
FINAL	25.841,0	86.916,3												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	23.817,0	1.450,5	7.319,1	341,5	32.928,2	2.272,9	37.169,7	0,0	2.183,1	2.126,6	-10.824,2	-10.824,2	-10.785,2	8,000	639.895,6
31-12-2026	55.128,7	3.638,0	17.451,3	613,9	76.832,0	4.521,9	51.508,6	0,0	7.854,2	5.106,8	7.840,5	-2.983,7	-4.498,2	12,000	488.837,5
31-12-2027	90.626,2	8.074,4	39.019,0	784,7	138.504,2	8.232,1	33.443,4	0,0	11.679,9	10.821,1	74.327,7	71.344,0	53.876,4	15,000	406.747,2
31-12-2028	112.841,0	9.405,5	46.062,8	979,5	169.288,9	10.145,9	41.713,8	0,0	14.059,6	12.743,8	90.625,9	161.969,9	118.716,6	20,000	307.903,0
31-12-2029	122.330,0	11.509,5	56.382,9	1.090,7	191.313,1	11.179,0	42.870,7	0,0	15.913,1	15.707,2	105.643,1	267.613,0	187.317,8	25,000	239.771,3
31-12-2030	121.154,2	11.961,4	59.401,9	996,4	193.514,0	11.104,0	55.420,0	0,0	17.363,8	16.363,5	93.262,6	360.875,6	242.416,6	30,000	190.960,1
31-12-2031	116.742,8	10.573,8	53.102,6	839,6	181.258,7	10.373,2	12.749,1	0,0	18.588,9	14.464,2	125.083,4	485.959,0	309.931,8	40,000	127.470,0
31-12-2032	104.180,8	9.161,2	46.593,0	694,5	160.629,6	9.082,9	15.811,4	0,0	18.701,2	12.526,4	104.507,6	590.466,7	361.182,0	60,000	64.865,9
31-12-2033	92.834,3	8.265,4	42.295,4	597,9	143.993,0	8.078,1	15.409,9	0,0	18.806,7	11.308,0	90.390,4	680.857,0	401.527,8	80,000	36.368,7
31-12-2034	82.666,1	7.315,1	35.333,7	512,3	125.827,3	7.137,7	0,0	0,0	18.719,3	9.975,3	89.994,9	770.852,0	437.992,3	100,000	21.172,4
31-12-2035	70.585,7	6.319,2	29.101,5	434,8	106.441,3	6.076,2	0,0	0,0	18.176,4	8.597,6	73.591,1	844.443,1	465.092,2		
31-12-2036	60.813,3	5.496,6	25.265,4	370,9	91.946,2	5.168,5	0,0	0,0	17.535,3	7.472,0	61.770,4	906.213,5	485.769,7		
31-12-2037	53.103,8	4.833,6	22.226,7	319,9	80.484,0	4.497,6	0,0	0,0	17.286,8	6.567,2	52.132,4	958.345,8	501.633,9		
31-12-2038	45.369,5	4.264,0	19.604,0	284,0	69.521,4	3.823,1	0,0	0,0	13.627,5	5.797,8	46.273,0	1.004.618,9	514.428,9		
31-12-2039	39.619,3	3.784,4	17.385,9	248,9	61.038,5	3.348,2	0,0	-822,6	12.422,5	5.142,6	40.947,7	1.045.566,6	524.719,9		
SUBTOTAL	1.191.812,8	106.052,8	516.545,2	9.109,5	1.823.520,4	105.041,2	306.096,8	-822,6	222.918,3	144.720,2	1.045.566,6	1.045.566,6	524.719,9		
REstante	229.850,9	23.933,3	109.837,7	1.176,3	364.798,2	19.907,3	0,0	822,6	132.670,9	32.220,7	179.176,7	1.224.743,2	557.184,4		
TOTAL	1.421.663,7	129.986,2	626.382,9	10.285,8	2.188.318,6	124.948,6	306.096,8	0,0	355.589,1	176.940,9	1.224.743,2	1.224.743,2	557.184,4		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS POSSÍVEIS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	91,0	139,8	84,3	137,5	84,3	6,3	104,9	1,6	63,66	41,13	10,127	43,67	16,0	13,7
31-12-2026	292,2	452,8	241,3	439,2	241,3	19,5	335,9	4,9	62,27	41,06	9,655	42,24	31,0	27,9
31-12-2027	764,4	1.057,6	631,6	1.016,8	631,6	42,6	781,2	10,6	61,83	40,84	9,358	41,48	54,0	47,9
31-12-2028	965,9	1.268,7	841,9	1.235,8	841,9	53,4	950,0	13,3	60,80	40,87	9,663	41,08	78,0	70,4
31-12-2029	1.221,1	1.393,5	1.089,6	1.352,8	1.089,6	57,7	1.041,4	14,0	60,77	40,62	9,507	40,83	102,0	93,9
31-12-2030	1.144,0	1.221,6	1.040,9	1.191,5	1.040,9	51,7	923,8	11,7	60,81	39,90	9,659	40,66	113,0	104,9
31-12-2031	1.208,8	1.307,6	1.112,1	1.277,5	1.112,1	53,2	1.014,6	9,6	61,51	37,95	9,674	40,53	140,0	131,4
31-12-2032	1.407,3	1.452,4	1.335,2	1.431,9	1.335,2	55,3	1.118,8	9,5	61,82	37,61	9,841	40,47	195,0	186,9
31-12-2033	1.527,4	1.624,1	1.469,2	1.608,2	1.469,2	55,1	1.259,0	9,2	61,99	37,40	9,889	40,47	220,0	212,2
31-12-2034	1.349,6	1.582,1	1.303,2	1.570,1	1.303,2	45,9	1.256,3	7,8	62,08	37,49	9,891	40,47	217,0	209,4
31-12-2035	1.150,2	1.332,9	1.110,8	1.322,8	1.110,8	37,9	1.058,8	6,5	62,11	37,54	9,408	40,47	214,0	206,7
31-12-2036	993,0	1.127,5	960,6	1.119,4	960,6	31,5	895,7	5,4	62,14	37,60	9,053	40,47	209,0	201,9
31-12-2037	872,9	970,4	845,0	963,3	845,0	26,8	770,0	4,6	62,18	37,65	9,049	40,47	200,0	193,4
31-12-2038	770,5	833,7	746,3	827,5	746,3	22,7	660,5	3,9	62,29	37,68	9,041	40,47	197,0	190,4
31-12-2039	694,3	725,7	673,3	720,2	673,3	19,6	573,4	3,5	62,34	37,81	9,049	40,47	193,0	187,0
SUBTOTAL	14.452,8	16.490,4	13.485,4	16.214,5	13.485,4	579,2	12.744,3	115,9	61,75	38,81	9,535	40,82		
REstante	4.357,0	4.155,7	4.232,9	4.122,3	4.232,9	111,2	3.232,0	17,8	63,11	37,10	8,828	40,47		
TOTAL	18.809,8	20.646,1	17.718,3	20.336,8	17.718,3	690,4	15.976,3	133,7	62,08	38,54	9,392	40,77		
PROD CUM	10.854,2	14.289,8												
FINAL	29.664,0	34.935,9												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	5.363,6	258,5	1.062,3	70,0	6.754,4	396,7	19.070,2	0,0	454,5	382,9	-13.549,9	-13.549,9	-12.974,1	8,000	281.611,2
31-12-2026	15.024,4	800,3	3.243,7	208,5	19.277,0	1.216,7	15.042,8	0,0	1.140,5	1.187,5	689,5	-12.860,4	-12.259,9	12,000	197.161,4
31-12-2027	39.051,4	1.740,3	7.310,4	438,0	48.540,1	4.079,8	26.733,3	0,0	2.737,1	2.592,8	12.397,1	-463,3	-2.676,7	15,000	153.957,5
31-12-2028	51.184,4	2.183,5	9.180,0	545,2	63.093,1	4.722,6	28.954,8	0,0	4.185,3	3.253,6	21.976,8	21.513,5	13.181,9	20,000	105.259,1
31-12-2029	66.221,5	2.341,9	9.899,8	571,5	79.034,6	5.604,1	31.593,1	-14,6	6.131,6	3.496,4	32.224,0	53.737,5	33.895,6	25,000	74.341,9
31-12-2030	63.299,9	2.061,9	8.922,9	474,3	74.758,9	5.159,2	15.893,0	-14,6	6.860,2	3.093,3	43.767,7	97.505,2	59.941,4	30,000	53.828,7
31-12-2031	68.402,2	2.018,1	9.815,2	387,1	80.622,5	5.344,2	33.240,7	-14,6	7.989,9	3.100,1	30.962,1	128.467,3	76.505,4	40,000	29.627,2
31-12-2032	82.541,8	2.080,6	11.010,3	384,7	96.017,5	6.095,1	68.441,9	-14,6	9.401,7	3.242,0	8.851,4	137.318,7	80.756,4	60,000	9.203,3
31-12-2033	91.075,9	2.060,1	12.449,9	372,2	105.958,0	6.561,8	38.772,6	-14,6	11.124,5	3.273,1	46.240,5	183.559,3	101.516,1	80,000	1.404,4
31-12-2034	80.903,4	1.722,0	12.425,9	314,1	95.365,3	5.815,8	0,0	0,0	11.214,7	2.805,3	75.529,5	259.088,8	132.116,4	100,000	-2.203,0
31-12-2035	68.996,8	1.423,7	9.961,8	261,2	80.643,5	4.941,9	0,0	0,0	11.046,2	2.325,3	62.330,0	321.418,8	155.072,5		
31-12-2036	59.688,5	1.185,0	8.109,0	218,8	69.201,2	4.250,7	0,0	0,0	10.491,3	1.941,5	52.517,7	373.936,6	172.651,4		
31-12-2037	52.540,5	1.009,7	6.967,0	187,6	60.704,7	3.719,7	0,0	-58,5	10.140,6	1.655,9	45.247,0	419.183,5	186.417,6		
31-12-2038	46.485,4	854,2	5.972,2	159,2	53.471,0	3.269,2	0,0	-504,9	10.011,8	1.404,9	39.289,9	458.473,4	197.278,2		
31-12-2039	41.972,2	741,2	5.188,7	140,0	48.042,0	2.929,7	0,0	-504,9	9.873,9	1.220,1	34.523,2	492.996,6	205.952,8		
SUBTOTAL	832.751,8	22.480,8	121.518,8	4.732,3	981.483,8	64.107,1	277.742,4	-1.141,2	112.804,0	34.974,9	492.996,6	492.996,6	205.952,8		
REstante	267.152,3	4.126,8	28.531,8	719,1	300.530,0	17.571,9	0,0	1.141,2	125.493,5	6.852,0	149.471,4	642.468,0	234.671,9		
TOTAL	1.099.904,1	26.607,6	150.050,7	5.451,4	1.282.013,8	81.679,0	277.742,4	0,0	238.297,5	41.826,9	642.468,0	642.468,0	234.671,9		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	3.313,8	15.285,2	3.271,3	15.279,0	3.271,3	627,0	13.057,7	0,0	70,22	33,65	7,728	0,00	410	408,9
31-12-2026	3.598,3	17.892,9	3.549,9	17.882,5	3.549,9	767,3	15.210,8	0,0	67,37	32,31	8,099	0,00	449	447,9
31-12-2027	2.928,0	19.686,7	2.882,9	19.676,8	2.882,9	845,7	16.801,2	0,0	66,03	31,13	8,260	0,00	503	501,9
31-12-2028	2.842,7	20.395,5	2.801,6	20.386,7	2.801,6	862,0	17.454,7	0,0	65,57	31,10	8,310	0,00	566	564,8
31-12-2029	2.917,4	19.834,5	2.878,8	19.826,7	2.878,8	829,7	16.974,8	0,0	65,37	30,62	8,277	0,00	645	643,8
31-12-2030	3.077,4	20.074,8	3.040,3	20.067,8	3.040,3	830,6	17.171,3	0,0	65,23	30,50	8,306	0,00	720	718,6
31-12-2031	3.100,4	18.528,5	3.065,2	18.522,0	3.065,2	755,4	15.858,7	0,0	65,14	30,40	8,218	0,00	733	731,6
31-12-2032	2.930,0	16.473,8	2.898,1	16.467,9	2.898,1	663,8	14.082,0	0,0	65,08	30,35	8,066	0,00	738	736,6
31-12-2033	2.597,7	14.552,6	2.568,8	14.547,1	2.568,8	584,7	12.440,2	0,0	65,08	30,35	7,952	0,00	730	728,6
31-12-2034	2.251,9	12.833,4	2.225,7	12.828,3	2.225,7	515,0	10.971,4	0,0	65,05	30,35	7,939	0,00	708	706,6
31-12-2035	1.981,1	11.370,5	1.957,3	11.365,7	1.957,3	456,2	9.719,4	0,0	65,00	30,35	7,928	0,00	694	692,6
31-12-2036	1.750,6	10.116,8	1.729,0	10.112,3	1.729,0	405,8	8.645,7	0,0	64,95	30,35	7,916	0,00	676	674,7
31-12-2037	1.543,3	9.038,4	1.523,6	9.034,2	1.523,6	362,8	7.721,7	0,0	64,90	30,35	7,904	0,00	656	654,7
31-12-2038	1.267,3	7.978,2	1.249,3	7.974,3	1.249,3	320,3	6.820,0	0,0	64,92	30,35	7,887	0,00	620	618,7
31-12-2039	1.096,3	7.087,3	1.080,0	7.083,6	1.080,0	285,2	6.057,1	0,0	64,88	30,35	7,871	0,00	589	587,8
SUBTOTAL	37.196,2	221.149,3	36.721,9	221.054,9	36.721,9	9.111,6	188.986,7	0,0	65,88	30,93	8,090	0,00		
REstante	4.698,1	44.033,7	4.621,3	44.002,0	4.621,3	1.786,9	37.490,7	0,0	63,71	30,35	7,837	0,00		
TOTAL	41.894,3	265.183,0	41.343,2	265.056,8	41.343,2	10.898,5	226.477,4	0,0	65,64	30,83	8,049	0,00		
PROD CUM	336.979,4	1.027.514,7												
FINAL	378.873,6	1.292.697,7												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	229.699,6	21.095,1	100.916,0	0,0	351.710,7	30.892,8	61.600,8	0,0	69.613,9	25.155,4	164.447,7	164.447,7	156.537,7	8,000	1.343.140,5
31-12-2026	239.168,9	24.790,1	123.198,0	0,0	387.156,9	31.992,0	61.404,2	0,0	74.116,6	30.562,8	189.081,3	353.529,0	320.465,7	12,000	1.115.765,4
31-12-2027	190.346,0	26.325,2	138.774,9	0,0	355.446,1	26.280,2	59.128,2	0,0	75.225,8	33.884,8	160.927,1	514.456,1	447.542,0	15,000	986.285,4
31-12-2028	183.713,2	26.812,0	145.057,0	0,0	355.582,3	24.441,7	44.115,6	87,0	77.154,9	34.731,4	175.051,6	689.507,7	572.948,6	20,000	823.380,5
31-12-2029	188.192,9	25.407,5	140.493,9	0,0	354.094,2	23.359,6	63.341,0	101,6	80.266,7	33.555,1	153.470,4	842.978,1	672.992,2	25,000	705.354,5
31-12-2030	198.322,9	25.330,0	142.631,4	0,0	366.284,2	23.237,6	59.510,1	101,6	84.473,1	33.838,3	165.123,6	1.008.101,7	770.807,1	30,000	616.901,2
31-12-2031	199.663,4	22.961,5	130.318,8	0,0	352.943,7	22.022,8	31.995,9	101,6	85.012,6	30.859,6	182.951,1	1.191.052,8	869.436,5	40,000	494.743,1
31-12-2032	188.618,2	20.148,8	113.589,7	0,0	322.356,7	20.114,7	15.501,4	101,6	84.907,7	27.146,5	174.584,8	1.365.637,6	954.937,6	60,000	360.188,8
31-12-2033	167.179,0	17.745,7	98.924,4	0,0	283.849,1	17.707,5	0,0	14,6	82.135,4	23.922,1	160.069,6	1.525.707,2	1.026.271,0	80,000	288.765,6
31-12-2034	144.772,9	15.630,4	87.098,4	0,0	247.501,6	15.367,9	0,0	0,0	78.579,6	21.069,1	132.485,0	1.658.192,2	1.079.942,9	100,000	244.635,5
31-12-2035	127.235,1	13.845,4	77.056,3	0,0	218.136,8	13.542,5	0,0	0,0	75.931,7	18.659,1	110.003,5	1.768.195,7	991.846,0		
31-12-2036	112.303,9	12.317,5	68.441,3	0,0	193.062,8	12.057,9	0,0	219,5	74.103,9	16.592,3	90.089,3	1.858.285,0	1.022.008,9		
31-12-2037	98.881,0	11.012,3	61.028,9	0,0	170.922,2	10.736,2	0,0	278,0	71.457,1	14.823,7	73.627,2	1.931.912,2	1.044.421,5		
31-12-2038	81.109,2	9.721,3	53.786,7	0,0	144.617,2	8.879,0	0,0	278,0	64.768,7	13.104,9	57.586,6	1.989.498,8	1.060.358,2		
31-12-2039	70.073,6	8.655,5	47.677,2	0,0	126.406,3	7.763,7	0,0	278,0	60.060,3	11.669,6	46.634,6	2.036.133,4	1.072.092,7		
SUBTOTAL	2.419.279,8	281.798,2	1.528.992,9	0,0	4.230.070,8	288.396,2	396.597,2	1.561,3	1.137.808,2	369.574,6	2.036.133,4	2.036.133,4	1.072.092,7		
REstante	294.418,7	54.233,3	293.816,9	0,0	642.468,9	41.263,1	0,0	69.478,9	367.267,3	72.338,0	92.121,7	2.128.255,1	1.220.239,6		
TOTAL	2.713.698,5	336.031,5	1.822.809,8	0,0	4.872.539,8	329.659,3	396.597,2	71.040,1	1.505.075,5	441.912,6	2.128.255,1	2.128.255,1	1.220.239,6		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	2.537,8	11.613,6	2.495,3	11.607,3	2.495,3	465,5	9.944,6	0,0	70,55	33,62	7,651	0,00	348	346,9
31-12-2026	1.807,5	9.588,9	1.769,5	9.583,4	1.769,5	404,3	8.189,4	0,0	67,83	32,43	8,077	0,00	344	342,9
31-12-2027	1.473,4	8.216,4	1.439,1	8.211,5	1.439,1	344,5	7.026,9	0,0	66,48	31,13	8,260	0,00	340	338,9
31-12-2028	1.264,4	7.199,1	1.233,3	7.194,7	1.233,3	301,0	6.160,9	0,0	65,81	31,12	8,311	0,00	334	333,0
31-12-2029	1.098,1	6.379,9	1.070,0	6.375,8	1.070,0	266,5	5.461,9	0,0	65,43	30,62	8,275	0,00	329	328,0
31-12-2030	967,9	5.719,3	942,4	5.715,6	942,4	238,5	4.897,3	0,0	65,15	30,50	8,298	0,00	320	319,0
31-12-2031	865,3	5.155,5	842,1	5.152,1	842,1	214,3	4.415,4	0,0	64,92	30,40	8,209	0,00	310	309,0
31-12-2032	781,8	4.691,0	760,6	4.687,8	760,6	194,5	4.017,9	0,0	64,80	30,35	8,057	0,00	304	303,0
31-12-2033	709,2	4.288,8	689,9	4.285,8	689,9	177,5	3.673,7	0,0	64,78	30,35	7,943	0,00	300	299,0
31-12-2034	639,4	3.907,8	621,6	3.905,0	621,6	161,1	3.348,0	0,0	64,76	30,35	7,933	0,00	289	288,0
31-12-2035	582,9	3.560,4	566,7	3.557,8	566,7	146,4	3.050,5	0,0	64,73	30,35	7,925	0,00	282	281,0
31-12-2036	529,0	3.274,9	514,2	3.272,4	514,2	134,3	2.806,1	0,0	64,69	30,35	7,915	0,00	275	274,0
31-12-2037	478,6	3.013,6	465,1	3.011,2	465,1	123,5	2.582,2	0,0	64,65	30,35	7,904	0,00	266	265,1
31-12-2038	343,5	2.665,8	331,1	2.663,6	331,1	107,9	2.291,8	0,0	64,84	30,35	7,881	0,00	247	246,1
31-12-2039	294,6	2.443,8	283,3	2.441,7	283,3	98,5	2.103,1	0,0	64,85	30,35	7,864	0,00	234	233,1
SUBTOTAL	14.373,4	81.718,6	14.024,3	81.665,6	14.024,3	3.378,4	69.969,6	0,0	66,53	31,23	8,047	0,00		
REstante	1.449,1	17.992,8	1.404,9	17.975,2	1.404,9	717,3	15.484,7	0,0	63,62	30,35	7,827	0,00		
TOTAL	15.822,5	99.711,4	15.429,2	99.640,8	15.429,2	4.095,8	85.454,3	0,0	66,27	31,08	8,007	0,00		
PROD CUM	102.884,4	573.127,4												
FINAL	118.706,9	672.838,8												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	176.049,4	15.648,7	76.082,0	0,0	267.780,1	24.176,9	0,0	0,0	65.704,7	18.835,2	159.063,3	159.063,3	152.406,1	8,000	405.464,9
31-12-2026	120.020,0	13.108,8	66.145,1	0,0	199.273,9	17.264,6	0,0	0,0	64.394,9	16.302,0	101.312,3	260.375,6	240.492,3	12,000	387.534,9
31-12-2027	95.679,8	10.724,7	58.042,9	0,0	164.447,4	14.007,4	0,0	0,0	61.571,5	13.926,1	74.942,4	335.318,0	299.696,8	15,000	371.952,1
31-12-2028	81.172,2	9.368,5	51.202,3	0,0	141.743,0	11.973,5	0,0	87,0	59.708,1	12.184,9	57.789,5	393.107,5	341.201,4	20,000	346.395,8
31-12-2029	70.008,6	8.162,3	45.198,4	0,0	123.369,2	10.399,1	0,0	87,0	57.644,8	10.795,8	44.442,5	437.550,0	370.214,2	25,000	323.304,6
31-12-2030	61.394,3	7.274,8	40.636,2	0,0	109.305,3	9.182,3	0,0	87,0	55.904,3	9.665,5	34.466,2	472.016,2	390.671,9	30,000	303.122,4
31-12-2031	54.664,1	6.513,1	36.243,7	0,0	97.420,9	8.206,2	0,0	87,0	54.575,9	8.683,6	25.868,2	497.884,4	404.636,4	40,000	270.439,3
31-12-2032	49.286,7	5.903,8	32.372,2	0,0	87.562,7	7.420,9	0,0	87,0	53.815,4	7.886,7	18.352,8	516.237,2	413.648,2	60,000	226.124,4
31-12-2033	44.691,9	5.386,2	29.180,1	0,0	79.258,2	6.748,1	0,0	0,0	53.154,5	7.199,4	12.156,2	528.393,4	419.076,5	80,000	197.791,0
31-12-2034	40.255,3	4.890,7	26.558,9	0,0	71.704,9	6.103,1	0,0	0,0	51.819,8	6.543,1	7.238,8	535.632,2	422.020,2	100,000	178.079,5
31-12-2035	36.682,7	4.443,6	24.175,2	0,0	65.301,4	5.560,9	0,0	0,0	50.525,0	5.949,1	3.266,3	538.898,5	423.233,5		
31-12-2036	33.264,2	4.077,1	22.209,1	0,0	59.550,5	5.075,1	0,0	219,5	49.753,9	5.460,5	-958,5	537.940,1	422.920,4		
31-12-2037	30.070,7	3.746,9	20.409,6	0,0	54.227,2	4.622,1	0,0	278,0	48.357,0	5.019,0	-4.049,0	533.891,1	421.696,3		
31-12-2038	21.469,2	3.276,0	18.062,3	0,0	42.807,5	3.543,4	0,0	278,0	43.017,5	4.417,8	-8.449,2	525.441,9	419.364,4		
31-12-2039	18.373,4	2.990,9	16.538,6	0,0	37.902,9	3.116,0	0,0	278,0	39.662,3	4.041,1	-9.194,5	516.247,4	417.057,8		
SUBTOTAL	933.082,4	105.516,1	563.056,5	0,0	1.601.655,0	137.399,6	0,0	1.488,3	809.609,6	136.910,0	516.247,4	516.247,4	417.057,8		
REstante	89.380,4	21.771,4	121.200,9	0,0	232.352,7	19.445,1	0,0	69.478,9	252.357,6	29.182,6	-138.111,5	378.135,9	397.235,0		
TOTAL	1.022.462,8	127.287,6	684.257,4	0,0	1.834.007,7	156.844,7	0,0	70.967,2	1.061.967,3	166.092,6	378.135,9	378.135,9	397.235,0		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	204,6	2.661,0	204,6	2.661,0	204,6	118,5	2.280,5	0,0	69,63	33,73	7,999	0,00	57	57,0
31-12-2026	619,3	5.381,7	608,9	5.376,7	608,9	220,7	4.604,8	0,0	66,86	32,23	8,092	0,00	88	88,0
31-12-2027	795,6	7.243,2	785,0	7.238,2	785,0	298,3	6.198,5	0,0	65,47	31,12	8,250	0,00	126	126,0
31-12-2028	873,6	8.445,3	864,5	8.441,0	864,5	332,7	7.253,9	0,0	64,79	31,08	8,292	0,00	173	173,0
31-12-2029	981,9	9.432,9	973,7	9.429,2	973,7	373,9	8.109,6	0,0	64,48	30,62	8,266	0,00	239	239,0
31-12-2030	1.201,1	10.641,8	1.193,3	10.638,5	1.193,3	423,6	9.157,0	0,0	64,54	30,50	8,303	0,00	302	302,0
31-12-2031	1.164,9	9.883,0	1.157,9	9.880,0	1.157,9	392,4	8.507,1	0,0	64,34	30,40	8,211	0,00	299	299,0
31-12-2032	1.002,7	8.629,6	996,4	8.626,9	996,4	343,6	7.426,7	0,0	64,18	30,35	8,052	0,00	298	298,0
31-12-2033	869,0	7.564,8	863,3	7.562,3	863,3	302,3	6.508,6	0,0	64,12	30,35	7,929	0,00	294	294,0
31-12-2034	755,4	6.650,9	750,1	6.648,6	750,1	266,8	5.720,9	0,0	64,08	30,35	7,915	0,00	287	287,0
31-12-2035	661,9	5.865,9	657,0	5.863,8	657,0	236,3	5.044,0	0,0	64,04	30,35	7,903	0,00	281	281,0
31-12-2036	581,0	5.162,7	576,5	5.160,7	576,5	208,6	4.437,9	0,0	63,99	30,35	7,890	0,00	270	270,0
31-12-2037	506,7	4.565,9	502,5	4.564,0	502,5	185,2	3.923,4	0,0	63,92	30,35	7,875	0,00	259	259,0
31-12-2038	438,0	4.037,8	434,1	4.036,0	434,1	165,4	3.467,5	0,0	63,85	30,35	7,861	0,00	243	243,0
31-12-2039	376,9	3.524,2	373,3	3.522,6	373,3	145,6	3.024,3	0,0	63,76	30,35	7,847	0,00	226	226,0
SUBTOTAL	11.032,6	99.690,7	10.941,2	99.649,3	10.941,2	4.014,1	85.664,7	0,0	64,59	30,72	8,091	0,00		
REstante	1.860,6	19.831,8	1.830,5	19.817,6	1.830,5	847,0	16.953,7	0,0	63,18	30,35	7,824	0,00		
TOTAL	12.893,2	119.522,5	12.771,8	119.466,9	12.771,8	4.861,2	102.618,4	0,0	64,38	30,65	8,047	0,00		
PROD CUM	234.095,0	454.387,4												
FINAL	246.988,1	573.909,9												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$
31-12-2025	14.250,4	3.999,0	18.241,0	0,0	36.490,3	2.932,1	48.096,1	0,0	3.059,4	4.714,1	-22.311,4	-22.311,4	-21.409,7	8,000	508.641,9
31-12-2026	40.713,1	7.112,4	37.263,7	0,0	85.089,1	6.868,0	33.673,2	0,0	6.344,6	8.903,2	29.300,1	6.988,7	3.692,8	12,000	389.734,1
31-12-2027	51.399,3	9.285,1	51.136,3	0,0	111.820,7	8.984,4	26.783,0	0,0	8.627,3	12.082,8	55.343,2	62.331,9	47.242,8	15,000	324.992,0
31-12-2028	56.006,7	10.341,8	60.147,1	0,0	126.495,6	10.058,0	17.864,4	0,0	10.688,7	13.594,2	74.290,3	136.622,2	100.428,1	20,000	246.791,2
31-12-2029	62.783,6	11.448,7	67.031,2	0,0	141.263,5	11.326,7	35.198,6	14,6	14.140,4	15.271,3	65.312,0	201.934,2	143.025,7	25,000	192.650,0
31-12-2030	77.014,9	12.918,1	76.033,3	0,0	165.966,4	13.423,2	31.836,2	14,6	19.198,3	17.441,6	84.052,5	285.986,7	192.683,3	30,000	153.697,9
31-12-2031	74.504,2	11.929,3	69.848,4	0,0	156.281,9	12.868,8	0,0	14,6	19.830,6	16.117,9	107.450,1	393.436,7	250.620,3	40,000	102.768,2
31-12-2032	63.953,2	10.428,2	59.798,3	0,0	134.179,7	11.198,1	0,0	14,6	19.053,5	14.081,1	89.832,5	483.269,2	294.650,9	60,000	52.149,5
31-12-2033	55.357,6	9.175,7	51.606,5	0,0	116.139,8	9.792,4	0,0	14,6	18.148,8	12.369,2	75.814,8	559.084,0	328.428,4	80,000	28.887,0
31-12-2034	48.068,9	8.097,6	45.279,8	0,0	101.446,4	8.574,3	0,0	0,0	17.352,5	10.902,2	64.617,4	623.701,4	354.599,2	100,000	16.367,0
31-12-2035	42.077,1	7.171,2	39.862,5	0,0	89.110,9	7.549,9	0,0	0,0	16.606,3	9.641,6	55.313,1	679.014,5	374.965,1		
31-12-2036	36.891,1	6.332,5	35.013,6	0,0	78.237,2	6.650,4	0,0	0,0	15.665,3	8.501,1	47.420,3	726.434,8	390.837,1		
31-12-2037	32.122,6	5.621,7	30.897,8	0,0	68.642,1	5.859,3	0,0	0,0	14.526,9	7.533,0	40.722,9	767.157,8	403.228,3		
31-12-2038	27.714,2	5.019,7	27.258,5	0,0	59.992,4	5.137,8	0,0	0,0	13.350,9	6.712,4	34.791,4	801.949,1	412.853,0		
31-12-2039	23.801,5	4.420,2	23.731,7	0,0	51.953,5	4.454,6	0,0	0,0	12.131,6	5.901,2	29.466,0	831.415,2	420.263,5		
SUBTOTAL	706.658,3	123.301,3	693.149,9	0,0	1.523.109,5	125.677,9	193.451,4	72,9	208.725,2	163.766,7	831.415,2	831.415,2	420.263,5		
REstante	115.645,9	25.707,9	132.645,8	0,0	273.999,6	23.918,4	0,0	0,0	77.203,2	33.946,0	138.932,0	970.347,2	443.555,5		
TOTAL	822.304,2	149.009,2	825.795,6	0,0	1.797.109,1	149.596,3	193.451,4	72,9	285.928,5	197.712,7	970.347,2	970.347,2	443.555,5		
TOTAL DE 27,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	571,3	1.010,7	571,3	1.010,7	571,3	42,9	832,6	0,0	68,96	33,74	7,919	0,00	5,0	5,0
31-12-2026	1.171,5	2.922,4	1.171,5	2.922,4	1.171,5	142,4	2.416,6	0,0	66,95	32,09	8,189	0,00	17,0	17,0
31-12-2027	659,0	4.227,1	658,7	4.227,1	658,7	202,9	3.575,8	0,0	65,69	31,12	8,277	0,00	37,0	37,0
31-12-2028	704,8	4.751,1	703,8	4.751,1	703,8	228,3	4.040,0	0,0	66,12	31,11	8,343	0,00	59,0	58,9
31-12-2029	837,4	4.021,7	835,2	4.021,7	835,2	189,3	3.403,3	0,0	66,33	30,62	8,305	0,00	77,0	76,9
31-12-2030	908,5	3.713,8	904,6	3.713,8	904,6	168,4	3.117,0	0,0	66,23	30,50	8,329	0,00	98,0	97,7
31-12-2031	1.070,2	3.490,0	1.065,2	3.490,0	1.065,2	148,7	2.936,2	0,0	66,18	30,40	8,251	0,00	124,0	123,7
31-12-2032	1.145,5	3.153,2	1.141,1	3.153,2	1.141,1	125,8	2.637,4	0,0	66,06	30,35	8,121	0,00	136,0	135,7
31-12-2033	1.019,4	2.699,0	1.015,6	2.699,0	1.015,6	104,9	2.257,8	0,0	66,10	30,35	8,033	0,00	136,0	135,7
31-12-2034	857,2	2.274,7	853,9	2.274,7	853,9	87,1	1.902,5	0,0	66,10	30,35	8,021	0,00	132,0	131,7
31-12-2035	736,3	1.944,2	733,6	1.944,2	733,6	73,5	1.624,9	0,0	66,08	30,35	8,012	0,00	131,0	130,7
31-12-2036	640,6	1.679,2	638,3	1.679,2	638,3	62,9	1.401,7	0,0	66,03	30,35	8,004	0,00	131,0	130,7
31-12-2037	557,9	1.459,0	556,0	1.459,0	556,0	54,2	1.216,1	0,0	65,99	30,35	7,994	0,00	131,0	130,7
31-12-2038	485,8	1.274,6	484,2	1.274,6	484,2	47,0	1.060,7	0,0	65,94	30,35	7,981	0,00	130,0	129,7
31-12-2039	424,8	1.119,3	423,4	1.119,3	423,4	41,0	929,8	0,0	65,89	30,35	7,966	0,00	129,0	128,7
SUBTOTAL	11.790,3	39.740,0	11.756,3	39.740,0	11.756,3	1.719,1	33.352,4	0,0	66,31	30,82	8,179	0,00		
REstante	1.388,3	6.209,2	1.385,8	6.209,2	1.385,8	222,5	5.052,3	0,0	64,50	30,35	7,911	0,00		
TOTAL	13.178,6	45.949,1	13.142,2	45.949,1	13.142,2	1.941,6	38.404,7	0,0	66,12	30,77	8,144	0,00		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	13.178,6	45.949,1												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	
31-12-2025	39.399,9	1.447,4	6.593,0	0,0	47.440,2	3.783,8	13.504,7	0,0	849,8	1.606,1	27.695,8	27.695,8	25.541,3	8,000	429.033,7
31-12-2026	78.435,8	4.569,0	19.789,2	0,0	102.793,9	7.859,4	27.731,0	0,0	3.377,1	5.357,6	58.468,9	86.164,7	76.280,6	12,000	338.496,5
31-12-2027	43.266,9	6.315,4	29.595,7	0,0	79.178,0	3.288,4	32.345,2	0,0	5.026,9	7.875,9	30.641,5	116.806,2	100.602,4	15,000	289.341,3
31-12-2028	46.534,4	7.101,7	33.707,6	0,0	87.343,7	2.410,2	26.251,2	0,0	6.758,1	8.952,3	42.971,8	159.778,1	131.319,1	20,000	230.193,5
31-12-2029	55.400,8	5.796,5	28.264,4	0,0	89.461,6	1.633,8	28.142,4	0,0	8.481,5	7.488,0	43.715,9	203.493,9	159.752,2	25,000	189.399,8
31-12-2030	59.913,6	5.137,1	25.962,0	0,0	91.012,6	632,1	27.673,9	0,0	9.370,5	6.731,2	46.604,9	250.098,8	187.451,9	30,000	160.080,9
31-12-2031	70.495,1	4.519,1	24.226,8	0,0	99.240,9	947,8	31.995,9	0,0	10.606,1	6.058,2	49.632,9	299.731,7	214.179,9	40,000	121.535,7
31-12-2032	75.378,2	3.816,8	21.419,2	0,0	100.614,2	1.495,8	15.501,4	0,0	12.038,8	5.178,6	66.399,5	366.131,2	246.638,5	60,000	81.914,9
31-12-2033	67.129,6	3.183,7	18.137,8	0,0	88.451,0	1.166,9	0,0	0,0	10.832,0	4.353,5	72.098,6	438.229,8	278.766,1	80,000	62.087,6
31-12-2034	56.448,7	2.642,1	15.259,6	0,0	74.350,4	690,5	0,0	0,0	9.407,4	3.623,7	60.628,8	498.858,6	303.323,5	100,000	50.189,0
31-12-2035	48.475,4	2.230,6	13.018,6	0,0	63.724,6	431,7	0,0	0,0	8.800,4	3.068,4	51.424,1	550.282,7	322.258,6		
31-12-2036	42.148,6	1.907,9	11.218,6	0,0	55.275,2	332,4	0,0	0,0	8.684,7	2.630,7	43.627,4	593.910,1	336.862,6		
31-12-2037	36.687,7	1.643,7	9.721,5	0,0	48.053,0	254,9	0,0	0,0	8.573,2	2.271,7	36.953,2	630.863,3	348.108,1		
31-12-2038	31.925,8	1.425,6	8.465,9	0,0	41.817,3	197,9	0,0	0,0	8.400,3	1.974,7	31.244,4	662.107,7	356.752,0		
31-12-2039	27.898,7	1.244,3	7.406,9	0,0	36.549,9	193,1	0,0	0,0	8.266,4	1.727,3	26.363,1	688.470,8	363.382,6		
SUBTOTAL	779.539,1	52.980,8	272.786,5	0,0	1.105.306,4	25.318,6	203.145,8	0,0	119.473,3	68.897,8	688.470,8	688.470,8	363.382,6		
REstante	89.392,4	6.754,0	39.970,3	0,0	136.116,6	-2.100,4	0,0	0,0	37.706,4	9.209,4	91.301,2	779.772,0	379.449,0		
TOTAL	868.931,5	59.734,7	312.756,8	0,0	1.241.423,0	23.218,2	203.145,8	0,0	157.179,7	78.107,2	779.772,0	779.772,0	379.449,0		
TOTAL DE 27,5 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

RESERVAS PROVÁVEIS

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	135,5	321,0	135,5	321,0	135,5	5,9	276,0	0,0	69,36	33,53	7,766	0,00	7	7,0
31-12-2026	136,0	979,8	136,0	979,8	136,0	41,0	837,9	0,0	67,22	31,72	9,683	0,00	12	12,4
31-12-2027	223,8	3.308,1	223,8	3.308,1	223,8	161,6	2.815,6	0,0	65,78	31,13	9,516	0,00	19	19,0
31-12-2028	444,4	3.808,6	443,6	3.808,6	443,6	179,1	3.245,1	0,0	65,91	31,08	9,443	0,00	32	31,9
31-12-2029	610,2	4.872,5	608,8	4.872,5	608,8	235,4	4.151,4	0,0	66,00	30,62	9,422	0,00	52	51,9
31-12-2030	724,3	5.419,9	722,6	5.419,9	722,6	262,8	4.615,5	0,0	65,84	30,50	9,437	0,00	74	73,9
31-12-2031	810,3	4.960,2	808,2	4.960,2	808,2	238,1	4.211,7	0,0	65,64	30,40	9,428	0,00	82	81,9
31-12-2032	761,3	4.463,5	759,3	4.463,5	759,3	210,8	3.765,9	0,0	65,61	30,35	9,426	0,00	90	89,8
31-12-2033	679,5	4.198,6	677,4	4.198,6	677,4	193,9	3.552,9	0,0	65,67	30,35	9,216	0,00	93	92,8
31-12-2034	605,1	3.749,3	603,0	3.749,3	603,0	173,8	3.172,3	0,0	65,63	30,35	8,558	0,00	93	92,8
31-12-2035	519,0	3.254,5	517,2	3.254,5	517,2	151,2	2.753,5	0,0	65,60	30,35	8,046	0,00	91	90,8
31-12-2036	448,2	2.848,0	446,6	2.848,0	446,6	132,5	2.409,1	0,0	65,55	30,35	8,027	0,00	87	86,8
31-12-2037	391,4	2.522,0	390,1	2.522,0	390,1	117,3	2.133,0	0,0	65,51	30,35	8,024	0,00	88	87,8
31-12-2038	324,1	2.221,1	322,9	2.221,1	322,9	103,3	1.879,3	0,0	65,55	30,35	8,018	0,00	86	85,8
31-12-2039	281,8	1.978,3	280,9	1.978,3	280,9	92,0	1.673,4	0,0	65,50	30,35	8,013	0,00	77	76,8
SUBTOTAL	7.095,0	48.905,5	7.075,9	48.905,5	7.075,9	2.298,6	41.492,6	0,0	65,79	30,54	8,979	0,00		
REstante	1.966,4	13.588,8	1.950,7	13.588,8	1.950,7	634,3	11.458,9	0,0	65,26	30,35	7,945	0,00		
TOTAL	9.061,4	62.494,3	9.026,6	62.494,3	9.026,6	2.932,9	52.951,5	0,0	65,67	30,50	8,755	0,00		
PROD CUM	320,8	260,4												
FINAL	9.382,2	62.754,7												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
31-12-2025	9.398,4	198,6	2.143,1	0,0	11.740,1	1.112,4	14.549,8	0,0	688,6	272,0	-4.882,7	-4.882,7	-4.945,5	8,000	299.528,4
31-12-2026	9.141,5	1.300,0	8.113,3	0,0	18.554,8	1.177,8	28.079,3	0,0	4.043,1	1.643,2	-16.388,5	-21.271,2	-19.386,1	12,000	218.880,3
31-12-2027	14.722,0	5.028,5	26.792,9	0,0	46.543,4	2.748,3	3.652,0	0,0	5.533,8	6.308,9	28.300,4	7.029,2	2.862,4	15,000	176.193,5
31-12-2028	29.236,6	5.564,5	30.645,0	0,0	65.446,1	3.956,3	20.430,8	0,0	6.662,3	7.053,6	27.343,1	34.372,2	22.419,6	20,000	126.191,0
31-12-2029	40.181,5	7.207,0	39.113,0	0,0	86.501,5	4.951,1	24.128,9	0,0	7.741,5	9.333,4	40.346,6	74.718,9	48.391,2	25,000	92.884,8
31-12-2030	47.575,1	8.014,4	43.558,5	0,0	99.147,9	5.491,4	30.918,6	0,0	8.481,8	10.516,2	43.739,9	118.458,8	74.204,3	30,000	69.800,8
31-12-2031	53.054,4	7.237,1	39.709,1	0,0	100.000,6	5.520,6	9.172,7	0,0	9.476,0	9.521,1	66.310,1	184.768,9	110.002,9	40,000	41.116,4
31-12-2032	49.819,2	6.396,9	35.497,2	0,0	91.713,3	4.941,2	12.472,5	0,0	9.744,4	8.431,3	56.123,9	240.892,8	137.548,6	60,000	15.137,2
31-12-2033	44.484,9	5.885,8	32.743,5	0,0	83.114,2	4.403,2	4.923,9	0,0	9.886,3	7.782,7	56.118,2	297.011,0	162.612,0	80,000	4.622,5
31-12-2034	39.571,1	5.276,1	27.149,2	0,0	71.996,4	3.874,9	0,0	0,0	9.761,4	6.954,7	51.405,5	348.416,5	183.442,2	100,000	-388,1
31-12-2035	33.926,2	4.588,8	22.155,4	0,0	60.670,4	3.300,3	0,0	0,0	9.472,7	6.034,1	41.863,3	390.279,8	198.858,2		
31-12-2036	29.278,9	4.020,3	19.339,3	0,0	52.638,4	2.782,8	0,0	0,0	9.172,1	5.284,9	35.398,6	425.678,4	210.707,6		
31-12-2037	25.554,4	3.560,4	17.116,2	0,0	46.231,0	2.416,5	0,0	0,0	9.104,5	4.681,1	30.028,9	455.707,3	219.845,7		
31-12-2038	21.167,1	3.133,9	15.067,6	0,0	39.368,5	1.991,7	0,0	0,0	5.561,7	4.123,6	27.691,5	483.398,8	227.500,4		
31-12-2039	18.397,6	2.793,5	13.408,8	0,0	34.599,9	1.741,3	0,0	0,0	4.671,3	3.674,8	24.512,5	507.911,4	233.663,7		
SUBTOTAL	465.508,9	70.205,7	372.552,0	0,0	908.266,6	50.410,0	148.328,5	0,0	110.001,3	91.615,3	507.911,4	507.911,4	233.663,7		
REstante	127.307,0	19.251,6	91.045,4	0,0	237.604,0	12.233,0	0,0	0,0	79.299,3	25.285,1	120.786,7	628.698,0	255.067,7		
TOTAL	592.815,9	89.457,3	463.597,4	0,0	1.145.870,6	62.642,9	148.328,5	0,0	189.300,7	116.900,4	628.698,0	628.698,0	255.067,7		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

RESERVAS POSSÍVEIS

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	75,54	34,34	8,875	0,00	0	0,0
31-12-2026	32,1	19,5	25,8	16,4	25,8	0,2	13,3	0,0	66,93	31,73	4,984	0,00	2	1,8
31-12-2027	191,5	133,4	149,9	112,6	149,9	1,3	91,2	0,0	65,68	31,05	5,310	0,00	5	4,3
31-12-2028	160,5	109,7	138,2	98,6	138,2	1,5	82,6	0,0	66,16	31,15	7,246	0,00	8	7,3
31-12-2029	309,9	173,3	269,6	153,2	269,6	2,9	126,6	0,0	65,66	30,62	6,715	0,00	18	16,8
31-12-2030	317,3	203,2	293,6	191,4	293,6	6,0	161,6	0,0	65,76	30,49	8,553	0,00	28	26,8
31-12-2031	470,3	470,6	442,3	456,6	442,3	15,8	390,4	0,0	65,88	30,39	9,325	0,00	42	40,5
31-12-2032	598,5	618,9	585,5	612,4	585,5	18,1	497,5	0,0	66,18	30,35	9,776	0,00	73	72,0
31-12-2033	681,0	816,1	673,6	812,4	673,6	19,1	658,0	0,0	66,30	30,35	9,885	0,00	83	82,3
31-12-2034	608,5	900,2	605,8	898,8	605,8	15,5	749,0	0,0	66,39	30,35	9,890	0,00	81	80,5
31-12-2035	522,3	765,2	520,6	764,4	520,6	12,6	636,9	0,0	66,40	30,35	9,088	0,00	79	78,8
31-12-2036	451,7	651,5	451,7	651,5	451,7	10,4	542,4	0,0	66,42	30,35	8,506	0,00	77	77,0
31-12-2037	401,7	562,1	401,7	562,1	401,7	8,7	467,1	0,0	66,42	30,35	8,501	0,00	74	74,0
31-12-2038	364,6	486,7	364,6	486,7	364,6	7,3	403,4	0,0	66,43	30,35	8,498	0,00	76	76,0
31-12-2039	333,4	420,4	333,4	420,4	333,4	6,1	347,3	0,0	66,44	30,35	8,500	0,00	76	76,0
SUBTOTAL	5.443,2	6.330,9	5.256,3	6.237,4	5.256,3	125,3	5.167,5	0,0	66,23	30,39	9,009	0,00		
REstante	2.517,8	2.579,8	2.503,2	2.579,8	2.503,2	41,7	2.070,7	0,0	66,45	30,35	8,231	0,00		
TOTAL	7.961,0	8.910,6	7.759,5	8.817,2	7.759,5	167,0	7.238,3	0,0	66,30	30,38	8,786	0,00		
PROD CUM	7.454,1	11.402,3												
FINAL	15.415,1	20.312,9												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM ROYALTY	CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO M\$	CUM M\$	CUM M\$	DESC %	VP ACUM M\$
31-12-2025	-3,5	0,2	0,8	0,0	-2,6	-0,2	0,0	0,0	-0,4	0,2	-2,3	-2,3	-2,2	8,000	101.135,3
31-12-2026	1.725,7	5,0	66,1	0,0	1.796,7	130,1	4.127,8	0,0	97,8	9,3	-2.568,2	-2.570,4	-2.179,8	12,000	65.093,5
31-12-2027	9.845,0	39,7	484,3	0,0	10.369,1	764,4	9.172,3	0,0	783,7	73,5	-424,8	-2.995,2	-2.650,7	15,000	47.561,2
31-12-2028	9.145,3	45,7	598,8	0,0	9.789,8	638,1	2.182,4	0,0	1.251,0	86,6	5.631,7	2.636,5	1.397,1	20,000	28.977,0
31-12-2029	17.703,7	87,4	850,5	0,0	18.641,7	1.217,2	17.081,4	-14,6	2.233,5	156,6	-2.032,4	604,1	-98,0	25,000	18.167,9
31-12-2030	19.310,2	183,3	1.382,4	0,0	20.875,9	1.268,6	12.947,1	-14,6	2.874,8	310,4	3.489,6	4.093,7	2.061,2	30,000	11.645,5
31-12-2031	29.137,3	479,8	3.640,5	0,0	33.257,6	1.934,7	22.612,6	-14,6	3.812,8	821,3	4.090,9	8.184,5	4.079,4	40,000	4.974,3
31-12-2032	38.746,3	549,4	4.864,2	0,0	44.159,9	2.466,2	42.305,6	-14,6	4.597,7	973,6	-6.168,6	2.015,9	964,8	60,000	778,8
31-12-2033	44.659,5	578,8	6.504,0	0,0	51.742,2	2.837,0	23.262,2	-14,6	5.634,6	1.078,7	18.944,3	20.960,2	9.568,0	80,000	-216,8
31-12-2034	40.222,6	471,9	7.408,0	0,0	48.102,5	2.574,8	0,0	0,0	5.465,6	953,4	39.108,7	60.068,9	25.410,5	100,000	-481,7
31-12-2035	34.566,4	383,9	5.788,2	0,0	40.738,6	2.205,2	0,0	0,0	5.319,1	785,0	32.429,2	92.498,2	37.355,0		
31-12-2036	30.003,2	314,3	4.614,0	0,0	34.931,5	1.902,2	0,0	0,0	4.967,0	651,6	27.410,8	119.908,9	46.529,4		
31-12-2037	26.684,0	263,2	3.970,5	0,0	30.917,7	1.683,5	0,0	-58,5	4.877,7	550,1	23.865,0	143.773,9	53.789,3		
31-12-2038	24.219,9	220,5	3.428,5	0,0	27.868,9	1.520,2	0,0	-58,5	4.929,9	466,2	21.011,2	164.785,1	59.599,3		
31-12-2039	22.146,7	183,9	2.951,7	0,0	25.282,3	1.381,7	0,0	-58,5	4.835,9	394,5	18.728,7	183.513,8	64.306,8		
SUBTOTAL	348.112,5	3.806,9	46.552,5	0,0	398.472,0	22.523,7	133.691,2	-248,5	51.680,8	7.310,9	183.513,8	183.513,8	64.306,8		
REstante	166.328,9	1.264,7	17.043,3	0,0	184.636,9	10.105,8	0,0	248,5	88.433,2	2.612,0	83.237,4	266.751,2	80.865,7		
TOTAL	514.441,4	5.071,6	63.595,8	0,0	583.108,9	32.629,5	133.691,2	0,0	140.114,0	9.922,9	266.751,2	266.751,2	80.865,7		
TOTAL DE 29,67 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	3.558,3	10.039,1	3.145,6	9.640,7	3.145,6	438,7	7.323,0	112,0	64,49	41,14	10,218	44,06	442	401,2
31-12-2026	3.402,3	8.868,7	2.947,8	8.496,6	2.947,8	386,7	6.454,8	98,8	61,73	41,14	9,845	42,36	459	415,0
31-12-2027	3.492,3	8.766,9	3.041,8	8.436,6	3.041,8	384,0	6.410,2	98,1	60,28	41,14	9,893	41,50	481	435,2
31-12-2028	3.721,2	9.302,1	3.323,8	9.016,3	3.323,8	410,4	6.850,4	104,8	59,50	41,14	9,893	41,08	516	470,2
31-12-2029	3.567,0	8.624,2	3.233,7	8.379,7	3.233,7	380,7	6.355,3	97,2	59,02	41,14	9,893	40,83	556	510,7
31-12-2030	3.149,0	7.215,1	2.868,3	7.005,3	2.868,3	318,0	5.307,6	81,2	58,72	41,14	9,893	40,66	551	505,9
31-12-2031	2.910,8	6.348,3	2.673,3	6.167,8	2.673,3	279,9	4.671,9	71,5	58,47	41,14	9,893	40,53	556	510,9
31-12-2032	2.626,4	5.651,3	2.424,7	5.495,7	2.424,7	249,3	4.161,9	63,7	58,35	41,14	9,893	40,47	555	509,9
31-12-2033	2.332,0	4.965,2	2.160,4	4.830,8	2.160,4	219,2	3.658,3	56,0	58,33	41,14	9,893	40,47	554	509,7
31-12-2034	2.046,4	4.341,7	1.900,0	4.225,4	1.900,0	191,6	3.198,8	48,9	58,32	41,14	9,893	40,47	544	500,8
31-12-2035	1.810,7	3.835,8	1.685,6	3.734,9	1.685,6	169,4	2.826,9	43,3	58,31	41,14	9,893	40,47	528	486,3
31-12-2036	1.612,1	3.417,6	1.504,7	3.329,8	1.504,7	151,0	2.520,8	38,6	58,30	41,14	9,893	40,47	519	477,7
31-12-2037	1.436,5	3.050,2	1.344,4	2.973,8	1.344,4	135,0	2.253,3	34,5	58,29	41,14	9,893	40,47	506	465,2
31-12-2038	1.276,8	2.724,6	1.198,7	2.658,3	1.198,7	120,6	2.013,8	30,8	58,28	41,14	9,893	40,47	486	446,3
31-12-2039	1.147,6	2.451,1	1.081,4	2.393,4	1.081,4	108,6	1.812,6	27,7	58,27	41,14	9,893	40,47	475	437,2
SUBTOTAL	38.089,3	89.601,9	34.534,2	86.785,0	34.534,2	3.943,2	65.819,7	1.007,1	59,57	41,14	9,924	41,27		
REstante	5.367,6	12.263,9	5.109,1	11.951,2	5.109,1	543,4	9.071,1	138,8	58,24	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	43.456,9	101.865,8	39.643,3	98.736,1	39.643,3	4.486,6	74.890,8	1.145,9	59,40	41,14	9,921	41,18		
PROD CUM	138.425,2	219.164,9												
FINAL	181.882,1	321.030,7												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	202.852,9	18.048,4	74.829,2	4.937,2	300.667,7	21.788,1	38.441,6	0,0	48.436,6	26.737,3	165.264,1	165.264,1	158.176,8	8,000	1.035.814,3
31-12-2026	181.958,2	15.908,7	63.548,7	4.183,3	265.598,9	18.772,9	32.248,2	0,0	48.641,6	23.567,5	142.368,7	307.632,7	281.890,4	12,000	879.451,5
31-12-2027	183.372,5	15.798,9	63.416,2	4.070,6	266.658,2	18.381,7	49.248,6	0,0	48.597,5	23.404,9	127.025,6	434.658,3	382.011,5	15,000	788.298,4
31-12-2028	197.752,0	16.883,6	67.770,2	4.306,0	286.711,9	19.045,5	40.124,4	0,0	49.932,2	25.011,8	152.598,0	587.256,3	491.219,8	20,000	671.088,3
31-12-2029	190.854,8	15.663,5	62.872,7	3.970,7	273.361,8	18.019,9	24.316,7	0,0	51.864,6	23.204,3	155.956,3	743.212,6	592.709,1	25,000	584.150,2
31-12-2030	168.429,9	13.081,2	52.507,4	3.302,4	237.320,9	15.746,5	11.451,5	0,0	52.049,8	19.378,8	138.694,4	881.906,9	675.114,2	30,000	517.718,2
31-12-2031	156.297,7	11.514,6	46.219,1	2.897,3	216.928,6	14.417,1	12.679,1	0,0	51.721,7	17.058,0	121.052,7	1.002.959,7	740.466,0	40,000	423.917,8
31-12-2032	141.481,9	10.257,5	41.173,4	2.577,3	195.490,1	13.022,5	3.515,4	0,0	50.839,2	15.195,8	112.917,2	1.115.876,9	795.850,6	60,000	317.498,0
31-12-2033	126.022,2	9.016,5	36.191,8	2.265,4	173.495,9	11.592,3	1.561,4	0,0	50.642,5	13.357,2	96.342,5	1.212.219,4	838.783,2	80,000	259.669,0
31-12-2034	110.813,6	7.883,8	31.645,3	1.980,8	152.323,5	10.219,5	0,0	104,3	50.164,2	11.679,3	80.156,3	1.292.375,7	871.258,9	100,000	223.547,7
31-12-2035	98.293,4	6.967,3	27.966,7	1.750,5	134.978,0	9.089,6	0,0	119,0	49.548,7	10.321,6	65.899,1	1.358.274,7	895.531,8		
31-12-2036	87.728,7	6.212,9	24.938,4	1.561,0	120.441,0	8.132,2	0,0	119,0	48.276,8	9.204,0	54.709,1	1.412.983,8	913.851,4		
31-12-2037	78.365,6	5.553,7	22.292,3	1.395,3	107.606,9	7.282,0	0,0	174,5	47.376,8	8.227,3	44.546,3	1.457.530,1	927.413,6		
31-12-2038	69.861,1	4.963,3	19.922,4	1.247,0	95.993,8	6.519,7	0,0	1.361,1	46.546,5	7.352,7	34.213,7	1.491.743,8	936.886,2		
31-12-2039	63.006,6	4.467,4	17.932,0	1.122,4	86.528,5	5.888,9	0,0	2.230,9	46.000,0	6.618,1	25.790,5	1.517.534,4	943.385,2		
SUBTOTAL	2.057.091,0	162.221,2	653.226,0	41.567,3	2.914.105,5	197.918,4	213.586,8	4.108,8	740.638,7	240.318,4	1.517.534,4	1.517.534,4	943.385,2		
REstante	297.557,4	22.357,0	89.740,3	5.617,2	415.271,8	28.501,9	0,0	47.125,3	276.557,8	33.120,2	29.966,7	1.547.501,0	951.848,3		
TOTAL	2.354.648,4	184.578,2	742.966,3	47.184,4	3.329.377,3	226.420,3	213.586,8	51.234,1	1.017.196,5	273.438,6	1.547.501,0	1.547.501,0	951.848,3		
TOTAL DE 27,92 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	3.195,6	9.077,7	2.834,1	8.692,7	2.834,1	395,4	6.599,4	101,0	64,52	41,14	10,225	44,09	403	367,6
31-12-2026	2.569,9	6.755,2	2.270,9	6.427,6	2.270,9	292,1	4.875,0	74,6	61,69	41,14	9,845	42,38	393	358,5
31-12-2027	2.132,7	5.336,7	1.878,9	5.056,1	1.878,9	229,5	3.831,6	58,6	60,27	41,14	9,893	41,51	379	344,5
31-12-2028	1.829,5	4.529,6	1.612,5	4.288,5	1.612,5	194,7	3.249,4	49,7	59,56	41,14	9,893	41,09	370	335,5
31-12-2029	1.591,7	3.901,0	1.405,3	3.693,2	1.405,3	167,6	2.797,9	42,8	59,13	41,14	9,893	40,83	363	329,0
31-12-2030	1.398,7	3.398,9	1.237,8	3.219,5	1.237,8	146,1	2.438,2	37,3	58,84	41,14	9,893	40,66	353	319,3
31-12-2031	1.239,9	3.005,6	1.100,5	2.850,3	1.100,5	129,3	2.157,9	33,0	58,60	41,14	9,893	40,53	348	314,3
31-12-2032	1.107,1	2.683,9	985,9	2.549,2	985,9	115,6	1.929,3	29,5	58,49	41,14	9,893	40,47	344	310,3
31-12-2033	992,2	2.409,2	886,7	2.292,3	886,7	103,9	1.735,1	26,5	58,47	41,14	9,893	40,47	341	308,0
31-12-2034	891,8	2.170,7	799,7	2.069,0	799,7	93,8	1.565,7	24,0	58,45	41,14	9,893	40,47	335	302,0
31-12-2035	805,4	1.969,4	724,9	1.880,7	724,9	85,3	1.423,2	21,8	58,43	41,14	9,893	40,47	328	296,5
31-12-2036	728,5	1.786,2	657,7	1.708,7	657,7	77,5	1.292,9	19,8	58,42	41,14	9,893	40,47	323	291,5
31-12-2037	658,2	1.619,9	596,3	1.552,2	596,3	70,3	1.174,3	18,0	58,41	41,14	9,893	40,47	318	287,0
31-12-2038	589,0	1.461,2	534,9	1.402,1	534,9	63,5	1.060,4	16,2	58,39	41,14	9,893	40,47	310	279,4
31-12-2039	534,8	1.325,5	487,3	1.273,6	487,3	57,7	962,9	14,7	58,38	41,14	9,893	40,47	304	274,1
SUBTOTAL	20.265,0	51.430,9	18.013,2	48.955,7	18.013,2	2.222,2	37.093,0	567,6	60,19	41,14	9,946	41,57		
REstante	2.603,4	6.974,0	2.398,3	6.684,6	2.398,3	304,1	5.076,9	77,7	58,37	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	22.868,4	58.404,8	20.411,6	55.640,3	20.411,6	2.526,3	42.169,8	645,2	59,97	41,14	9,939	41,44		
PROD CUM	71.295,7	116.788,2												
FINAL	94.164,1	175.193,1												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO M\$	CUM M\$	CUM M\$	DESC %	M\$
31-12-2025	182.847,0	16.265,1	67.475,8	4.451,9	271.039,8	20.177,7	0,0	0,0	47.478,3	24.095,5	179.288,3	179.288,3	171.561,1	8,000	520.411,4
31-12-2026	140.088,8	12.015,1	47.996,3	3.161,0	203.261,2	15.327,4	0,0	0,0	46.029,4	17.799,4	124.105,0	303.393,3	279.452,1	12,000	485.422,9
31-12-2027	113.245,3	9.443,5	37.905,8	2.433,8	163.028,3	12.293,2	0,0	0,0	44.762,8	13.989,8	91.982,5	395.375,8	352.107,9	15,000	460.254,0
31-12-2028	96.037,2	8.008,5	32.145,9	2.042,7	138.234,4	10.431,8	0,0	0,0	43.815,6	11.864,0	72.122,9	467.498,7	403.887,4	20,000	422.545,5
31-12-2029	83.096,6	6.895,8	27.679,4	1.748,1	119.419,9	9.020,0	0,0	0,0	43.016,0	10.215,6	57.168,3	524.667,0	441.202,1	25,000	390.463,6
31-12-2030	72.824,6	6.009,2	24.120,8	1.517,0	104.471,6	7.894,6	0,0	0,0	42.493,7	8.902,2	45.181,2	569.848,2	468.010,3	30,000	363.372,6
31-12-2031	64.485,3	5.318,3	21.347,6	1.338,2	92.489,4	6.996,0	0,0	0,0	42.152,2	7.878,7	35.462,5	605.310,7	487.140,8	40,000	320.790,6
31-12-2032	57.662,1	4.754,9	19.086,1	1.194,7	82.697,9	6.258,7	0,0	0,0	41.419,4	7.044,1	27.975,7	633.286,4	500.861,9	60,000	264.811,5
31-12-2033	51.840,3	4.276,3	17.165,0	1.074,4	74.356,1	5.629,0	0,0	0,0	41.193,4	6.335,0	21.198,6	654.485,0	510.316,8	80,000	229.767,5
31-12-2034	46.745,7	3.858,9	15.489,6	969,5	67.063,7	5.079,4	0,0	104,3	40.869,5	5.716,7	15.293,8	669.778,8	516.522,0	100,000	205.651,7
31-12-2035	42.361,1	3.507,7	14.079,7	881,3	60.829,8	4.610,8	0,0	119,0	40.643,7	5.196,4	10.259,9	680.038,7	520.310,1		
31-12-2036	38.423,5	3.186,4	12.790,1	800,6	55.200,6	4.187,7	0,0	119,0	39.683,8	4.720,4	6.489,6	686.528,4	522.491,9		
31-12-2037	34.825,6	2.894,2	11.617,1	727,2	50.063,9	3.800,9	0,0	174,5	39.343,0	4.287,5	2.458,0	688.986,4	523.249,1		
31-12-2038	31.234,0	2.613,5	10.490,4	656,6	44.994,5	3.431,8	0,0	1.361,1	38.993,1	3.871,7	-2.663,1	686.323,3	522.522,5		
31-12-2039	28.446,5	2.373,2	9.525,9	596,3	40.941,8	3.126,9	0,0	2.230,9	38.712,1	3.515,7	-6.643,8	679.679,6	520.866,7		
SUBTOTAL	1.084.163,7	91.420,5	368.915,4	23.593,3	1.568.092,9	118.266,1	0,0	4.108,8	630.605,9	135.432,5	679.679,6	679.679,6	520.866,7		
REstante	139.980,4	12.512,6	50.225,2	3.143,8	205.861,9	15.909,0	0,0	47.125,3	241.171,5	18.536,5	-116.880,3	562.799,3	502.897,9		
TOTAL	1.224.144,1	103.933,1	419.140,6	26.737,1	1.773.954,8	134.175,0	0,0	51.234,1	871.777,4	153.969,0	562.799,3	562.799,3	502.897,9		
TOTAL DE 27,92 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	238,1	931,6	220,8	923,0	220,8	42,2	704,6	10,8	63,95	41,14	10,166	43,85	26	24,5
31-12-2026	440,4	1.988,2	402,2	1.964,9	402,2	89,9	1.500,5	23,0	61,44	41,14	9,844	42,29	38	36,5
31-12-2027	546,5	2.887,6	512,7	2.867,0	512,7	131,2	2.189,6	33,5	59,99	41,14	9,893	41,50	48	46,5
31-12-2028	695,6	3.350,5	663,3	3.331,7	663,3	152,1	2.538,7	38,8	59,23	41,14	9,893	41,08	72	70,5
31-12-2029	784,3	3.152,0	757,3	3.136,0	757,3	142,6	2.381,0	36,4	58,78	41,14	9,893	40,83	105	103,5
31-12-2030	681,5	2.511,0	658,7	2.497,3	658,7	113,5	1.894,2	29,0	58,50	41,14	9,893	40,66	104	102,5
31-12-2031	566,3	2.044,3	546,8	2.032,6	546,8	92,3	1.540,8	23,6	58,28	41,14	9,893	40,53	103	101,5
31-12-2032	483,5	1.696,2	466,7	1.686,1	466,7	76,5	1.277,3	19,5	58,18	41,14	9,893	40,47	102	100,5
31-12-2033	421,1	1.442,5	406,6	1.433,8	406,6	65,0	1.085,7	16,6	58,18	41,14	9,893	40,47	102	100,5
31-12-2034	368,9	1.233,5	356,4	1.225,9	356,4	55,6	927,9	14,2	58,18	41,14	9,893	40,47	98	97,6
31-12-2035	323,6	1.052,5	312,7	1.045,9	312,7	47,4	791,2	12,1	58,18	41,14	9,893	40,47	89	88,6
31-12-2036	285,3	913,3	275,8	907,5	275,8	41,2	687,2	10,5	58,18	41,14	9,893	40,47	86	85,6
31-12-2037	249,0	790,3	240,6	785,2	240,6	35,8	596,9	9,1	58,18	41,14	9,893	40,47	79	78,6
31-12-2038	219,0	687,9	211,7	683,5	211,7	31,1	519,5	7,9	58,18	41,14	9,893	40,47	70	69,6
31-12-2039	194,0	604,8	187,8	601,0	187,8	27,4	456,6	7,0	58,17	41,14	9,893	40,47	67	67,0
SUBTOTAL	6.497,0	25.286,1	6.220,0	25.121,5	6.220,0	1.143,7	19.091,5	292,1	58,97	41,14	9,899	41,01		
REstante	741,7	2.574,8	708,8	2.554,1	708,8	116,2	1.940,1	29,7	58,23	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	7.238,7	27.861,0	6.928,8	27.675,7	6.928,8	1.260,0	21.031,7	321,8	58,90	41,14	9,899	40,96		
PROD CUM	67.129,5	102.376,7												
FINAL	74.368,2	130.237,6												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	14.120,6	1.736,5	7.162,4	472,7	23.492,2	1.707,7	27.048,4	0,0	724,6	2.572,5	-8.560,9	-8.560,9	-8.260,4	8,000	212.877,5
31-12-2026	24.711,0	3.698,1	14.771,1	971,0	44.151,1	2.957,7	25.167,5	0,0	1.942,7	5.478,4	8.604,9	44,0	-832,4	12,000	166.392,4
31-12-2027	30.757,7	5.396,6	21.661,8	1.390,4	59.206,4	4.131,5	21.263,4	0,0	2.415,9	7.994,7	23.401,0	23.445,0	17.573,6	15,000	140.524,1
31-12-2028	39.286,5	6.256,9	25.115,0	1.595,6	72.254,1	5.084,1	16.919,0	0,0	3.649,9	9.269,1	37.332,0	60.776,9	44.257,9	20,000	108.620,6
31-12-2029	44.512,6	5.868,2	23.554,7	1.487,6	75.423,1	5.493,0	7.713,0	0,0	5.821,7	8.693,3	47.702,2	108.479,1	75.285,2	25,000	86.007,3
31-12-2030	38.532,9	4.668,6	18.739,6	1.178,6	63.119,8	4.577,2	0,0	0,0	6.400,0	6.916,2	45.226,4	153.705,5	102.120,0	30,000	69.403,5
31-12-2031	31.868,4	3.797,4	15.242,6	955,5	51.863,9	3.739,7	0,0	0,0	6.025,3	5.625,6	36.473,4	190.178,9	121.788,3	40,000	47.162,1
31-12-2032	27.152,0	3.148,1	12.636,4	791,0	43.727,4	3.138,6	0,0	0,0	5.683,2	4.663,7	30.242,0	220.420,9	136.611,1	60,000	24.301,7
31-12-2033	23.653,3	2.675,9	10.740,8	672,3	37.742,3	2.705,4	0,0	0,0	5.497,2	3.964,1	25.575,7	245.996,6	148.005,9	80,000	13.516,3
31-12-2034	20.736,0	2.286,8	9.179,2	574,6	32.776,7	2.348,3	0,0	0,0	5.208,6	3.387,8	21.832,0	267.828,6	156.847,8	100,000	7.664,3
31-12-2035	18.194,2	1.949,9	7.827,0	489,9	28.461,0	2.039,9	0,0	0,0	4.789,7	2.888,7	18.742,7	286.571,2	163.748,5		
31-12-2036	16.044,7	1.693,7	6.798,6	425,6	24.962,6	1.789,8	0,0	0,0	4.474,2	2.509,2	16.189,4	302.760,7	169.167,0		
31-12-2037	13.998,3	1.471,1	5.905,0	369,6	21.744,0	1.559,6	0,0	0,0	3.979,4	2.179,3	14.025,7	316.786,3	173.434,5		
31-12-2038	12.316,7	1.280,3	5.139,2	321,7	19.057,9	1.366,7	0,0	0,0	3.616,0	1.896,7	12.178,5	328.964,8	176.803,1		
31-12-2039	10.922,4	1.125,4	4.517,3	282,8	16.847,8	1.209,5	0,0	0,0	3.372,2	1.667,2	10.599,0	339.563,8	179.468,0		
SUBTOTAL	366.807,3	47.053,5	188.990,8	11.978,8	614.830,4	43.848,7	98.111,2	0,0	63.600,5	69.706,2	339.563,8	339.563,8	179.468,0		
REstante	41.275,0	4.781,7	19.193,7	1.201,4	66.451,8	4.919,5	0,0	0,0	9.577,9	7.083,7	44.870,7	384.434,5	187.583,5		
TOTAL	408.082,3	51.835,3	208.184,5	13.180,2	681.282,2	48.768,2	98.111,2	0,0	73.178,4	76.790,0	384.434,5	384.434,5	187.583,5		
TOTAL DE 25,92 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	124,5	29,7	90,7	24,9	90,7	1,1	19,0	0,3	64,89	41,14	10,054	43,41	13	9,0
31-12-2026	392,0	125,3	274,7	104,0	274,7	4,8	79,4	1,2	62,47	41,14	9,846	42,28	28	19,9
31-12-2027	813,1	542,6	650,3	513,5	650,3	23,3	389,0	6,0	60,54	41,14	9,893	41,40	54	44,2
31-12-2028	1.196,1	1.422,0	1.048,0	1.396,1	1.048,0	63,6	1.062,3	16,3	59,57	41,14	9,893	41,08	74	64,2
31-12-2029	1.190,9	1.571,2	1.071,1	1.550,4	1.071,1	70,5	1.176,5	18,0	59,05	41,14	9,893	40,83	88	78,2
31-12-2030	1.068,8	1.305,2	971,8	1.288,4	971,8	58,4	975,1	14,9	58,73	41,14	9,893	40,66	94	84,2
31-12-2031	1.104,6	1.298,3	1.026,0	1.284,8	1.026,0	58,3	973,3	14,9	58,42	41,14	9,893	40,53	105	95,2
31-12-2032	1.035,8	1.271,3	972,2	1.260,4	972,2	57,2	955,3	14,6	58,29	41,14	9,893	40,47	109	99,2
31-12-2033	918,8	1.113,5	867,2	1.104,7	867,2	50,2	837,6	12,8	58,27	41,14	9,893	40,47	111	101,2
31-12-2034	785,7	937,5	743,8	930,4	743,8	42,2	705,2	10,8	58,26	41,14	9,893	40,47	111	101,2
31-12-2035	681,7	813,9	647,9	808,3	647,9	36,7	612,6	9,4	58,24	41,14	9,893	40,47	111	101,2
31-12-2036	598,3	718,1	571,2	713,6	571,2	32,4	540,8	8,3	58,23	41,14	9,893	40,47	110	100,5
31-12-2037	529,3	640,0	507,5	636,4	507,5	28,9	482,2	7,4	58,21	41,14	9,893	40,47	109	99,5
31-12-2038	468,7	575,4	452,1	572,7	452,1	26,0	433,9	6,6	58,19	41,14	9,893	40,47	106	97,3
31-12-2039	418,8	520,9	406,3	518,9	406,3	23,6	393,1	6,0	58,17	41,14	9,893	40,47	104	96,0
SUBTOTAL	11.327,3	12.884,9	10.300,9	12.707,7	10.300,9	577,2	9.635,2	147,4	58,84	41,14	9,893	40,66		
REstante	2.022,5	2.715,1	2.002,0	2.712,4	2.002,0	123,1	2.054,1	31,4	58,09	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	13.349,8	15.600,0	12.302,8	15.420,1	12.302,8	700,3	11.689,3	178,9	58,72	41,14	9,893	40,63		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	13.349,8	15.600,0												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2025	5.885,3	46,8	191,0	12,6	6.135,7	-97,2	11.393,2	0,0	233,7	69,4	-5.463,3	-5.463,3	-5.123,8	8,000	302.525,4
31-12-2026	17.158,4	195,6	781,3	51,3	18.186,6	487,8	7.080,7	0,0	669,6	289,7	9.658,8	4.195,5	3.270,8	12,000	227.636,2
31-12-2027	39.369,5	958,8	3.848,7	246,4	44.423,4	1.957,0	27.985,2	0,0	1.418,7	1.420,4	11.642,1	15.837,6	12.329,9	15,000	187.520,2
31-12-2028	62.428,3	2.618,2	10.509,3	667,7	76.223,4	3.529,6	23.205,5	0,0	2.466,7	3.878,6	43.143,1	58.980,6	43.074,5	20,000	139.922,2
31-12-2029	63.245,6	2.899,5	11.638,6	735,0	78.518,8	3.506,9	16.603,7	0,0	3.027,0	4.295,4	51.085,8	110.066,4	76.221,8	25,000	107.679,3
31-12-2030	57.072,4	2.403,4	9.647,0	606,7	69.729,4	3.274,7	11.451,5	0,0	3.156,1	3.560,4	48.286,8	158.353,2	104.984,0	30,000	84.942,1
31-12-2031	59.943,9	2.398,9	9.628,9	603,6	72.575,3	3.681,4	12.679,1	0,0	3.544,2	3.553,7	49.116,8	207.470,1	131.536,9	40,000	55.965,1
31-12-2032	56.667,8	2.354,5	9.450,9	591,6	69.064,8	3.625,2	3.515,4	0,0	3.736,7	3.488,0	54.699,5	262.169,6	158.377,6	60,000	28.384,8
31-12-2033	50.528,5	2.064,3	8.286,1	518,7	61.397,5	3.257,9	1.561,4	0,0	3.951,9	3.058,1	49.568,2	311.737,8	180.460,5	80,000	16.385,1
31-12-2034	43.331,9	1.738,1	6.976,5	436,7	52.483,2	2.791,7	0,0	0,0	4.086,1	2.574,8	43.030,5	354.768,3	197.889,1	100,000	10.231,7
31-12-2035	37.738,2	1.509,7	6.060,0	379,3	45.687,1	2.438,9	0,0	0,0	4.115,2	2.236,5	36.896,5	391.664,8	211.473,2		
31-12-2036	33.260,5	1.332,8	5.349,6	334,9	40.277,7	2.154,6	0,0	0,0	4.118,8	1.974,4	32.030,0	423.694,8	222.192,6		
31-12-2037	29.541,8	1.188,4	4.770,2	298,6	35.799,0	1.921,4	0,0	0,0	4.054,5	1.760,5	28.062,6	451.757,4	230.730,0		
31-12-2038	26.310,3	1.069,5	4.292,8	268,7	31.941,3	1.721,2	0,0	0,0	3.937,4	1.584,3	24.698,3	476.455,7	237.560,6		
31-12-2039	23.637,6	968,8	3.888,9	243,4	28.738,8	1.552,5	0,0	0,0	3.915,8	1.435,3	21.835,3	498.291,0	243.050,4		
SUBTOTAL	606.120,1	23.747,2	95.319,8	5.995,2	731.182,2	35.803,7	115.475,6	0,0	46.432,3	35.179,7	498.291,0	498.291,0	243.050,4		
REstante	116.302,0	5.062,7	20.321,4	1.272,0	142.958,1	7.673,5	0,0	0,0	25.808,4	7.500,0	101.976,3	600.267,2	261.366,9		
TOTAL	722.422,0	28.809,9	115.641,2	7.267,1	874.140,3	43.477,1	115.475,6	0,0	72.240,6	42.679,6	600.267,2	600.267,2	261.366,9		
TOTAL DE 25,92 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)			RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾		ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF		MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	258,2	671,9		224,7	665,7	224,7	30,4	508,0	7,8	64,17	41,14	10,190	43,93	58	50,6
31-12-2026	1.002,4	1.319,2		738,9	1.242,6	738,9	56,8	948,6	14,5	62,24	41,14	9,844	42,30	106	90,8
31-12-2027	1.656,6	1.750,2		1.244,4	1.624,1	1.244,4	74,0	1.235,8	18,9	61,00	41,14	9,893	41,49	156	135,0
31-12-2028	1.724,9	2.146,6		1.394,4	2.049,6	1.394,4	93,4	1.558,5	23,8	59,96	41,14	9,893	41,08	187	165,6
31-12-2029	1.638,8	2.375,5		1.384,2	2.302,1	1.384,2	104,6	1.745,7	26,7	59,35	41,14	9,893	40,83	223	200,6
31-12-2030	1.446,3	2.171,0		1.247,6	2.114,5	1.247,6	95,9	1.601,5	24,5	58,98	41,14	9,893	40,66	237	214,6
31-12-2031	1.242,6	1.832,0		1.084,8	1.787,7	1.084,8	81,1	1.353,8	20,7	58,71	41,14	9,893	40,53	243	220,6
31-12-2032	1.054,7	1.516,8		928,0	1.481,5	928,0	67,2	1.121,6	17,2	58,58	41,14	9,893	40,47	247	225,1
31-12-2033	928,7	1.304,1		826,0	1.275,5	826,0	57,8	965,5	14,8	58,53	41,14	9,893	40,47	252	230,6
31-12-2034	820,8	1.116,6		736,7	1.093,3	736,7	49,6	827,3	12,7	58,49	41,14	9,893	40,47	251	229,9
31-12-2035	696,2	947,5		626,8	928,2	626,8	42,1	702,1	10,7	58,48	41,14	9,893	40,47	249	228,4
31-12-2036	597,0	807,3		539,3	791,2	539,3	35,9	599,0	9,2	58,47	41,14	9,893	40,47	243	222,4
31-12-2037	519,6	694,8		471,3	681,3	471,3	30,9	516,6	7,9	58,45	41,14	9,893	40,47	237	216,7
31-12-2038	454,7	616,4		414,2	605,0	414,2	27,5	458,6	7,0	58,43	41,14	9,893	40,47	235	215,0
31-12-2039	397,1	540,3		363,3	530,6	363,3	24,1	402,0	6,2	58,41	41,14	9,893	40,47	228	208,5
SUBTOTAL	14.438,5	19.810,2		12.224,7	19.172,9	12.224,7	871,3	14.544,6	222,5	59,41	41,14	9,900	40,93		
REstante	1.894,1	2.558,6		1.757,4	2.515,2	1.757,4	113,8	1.899,6	29,1	58,35	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	16.332,6	22.368,8		13.982,1	21.688,1	13.982,1	985,1	16.444,2	251,6	59,28	41,14	9,899	40,88		
PROD CUM	126,2	1.792,8													
FINAL	16.458,8	24.161,6													

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10% CUM	TAXA DE DESC %	VP ACUM M\$
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
31-12-2025	14.418,6	1.251,9	5.176,0	341,5	21.188,0	1.160,5	22.619,8	0,0	1.494,5	1.854,7	-5.941,4	-5.941,4	-5.839,8	8,000	340.367,2
31-12-2026	45.987,2	2.338,0	9.338,0	613,9	58.277,1	3.344,1	23.429,3	0,0	3.811,1	3.463,6	24.228,9	18.287,5	14.887,9	12,000	269.957,2
31-12-2027	75.904,2	3.045,9	12.226,1	784,7	91.960,8	5.483,8	29.791,4	0,0	6.146,1	4.512,2	46.027,3	64.314,8	51.014,0	15,000	230.553,7
31-12-2028	83.604,4	3.841,0	15.417,8	979,5	103.842,9	6.189,6	21.283,0	0,0	7.397,3	5.690,2	63.282,8	127.597,6	96.297,1	20,000	181.712,0
31-12-2029	82.148,5	4.302,5	17.270,0	1.090,7	104.811,6	6.227,9	18.741,9	0,0	8.171,6	6.373,8	65.296,5	192.894,1	138.926,7	25,000	146.886,5
31-12-2030	73.579,2	3.947,1	15.843,4	996,4	94.366,1	5.612,6	24.501,4	0,0	8.882,1	5.847,3	49.522,7	242.416,8	168.212,3	30,000	121.159,3
31-12-2031	63.688,4	3.336,7	13.393,5	839,6	81.258,2	4.852,6	3.576,4	0,0	9.112,8	4.943,1	58.773,3	301.190,1	199.928,9	40,000	86.353,7
31-12-2032	54.361,7	2.764,3	11.095,7	694,5	68.916,2	4.141,7	3.338,9	0,0	8.956,8	4.095,1	48.383,7	349.573,8	223.633,4	60,000	49.728,7
31-12-2033	48.349,4	2.379,7	9.551,9	597,9	60.878,8	3.674,8	10.486,0	0,0	8.920,4	3.525,3	34.272,2	383.846,0	238.915,8	80,000	31.746,2
31-12-2034	43.095,0	2.039,0	8.184,5	512,3	53.830,9	3.262,8	0,0	0,0	8.957,9	3.020,6	38.589,5	422.435,5	254.550,2	100,000	21.560,5
31-12-2035	36.659,5	1.730,5	6.946,1	434,8	45.770,9	2.775,9	0,0	0,0	8.703,6	2.563,6	31.727,8	454.163,3	266.234,0		
31-12-2036	31.534,4	1.476,4	5.926,1	370,9	39.307,8	2.385,7	0,0	0,0	8.363,2	2.187,1	26.371,7	480.535,0	275.062,1		
31-12-2037	27.549,4	1.273,2	5.110,5	319,9	34.253,0	2.081,1	0,0	0,0	8.182,3	1.886,1	22.103,5	502.638,5	281.788,2		
31-12-2038	24.202,4	1.130,2	4.536,4	284,0	30.153,0	1.831,4	0,0	0,0	8.065,8	1.674,3	18.581,5	521.220,0	286.928,5		
31-12-2039	21.221,7	990,8	3.977,1	248,9	26.438,5	1.606,9	0,0	-822,6	7.751,3	1.467,8	16.435,2	537.655,2	291.056,1		
SUBTOTAL	726.303,9	35.847,2	143.993,2	9.109,5	915.253,8	54.631,2	157.768,3	-822,6	112.916,9	53.104,8	537.655,2	537.655,2	291.056,1		
REstante	102.543,9	4.681,7	18.792,3	1.176,3	127.194,2	7.674,4	0,0	822,6	53.371,5	6.935,6	58.390,0	596.045,2	302.116,7		
TOTAL	828.847,8	40.528,9	162.785,5	10.285,8	1.042.448,0	62.305,6	157.768,3	0,0	166.288,5	60.040,5	596.045,2	596.045,2	302.116,7		
TOTAL DE 27,92 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		RESERVAS BRUTAS PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE COMPLETAÇÕES ATIVAS	
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL		
31-12-2025	91,1	139,7	84,3	137,4	84,3	6,3	104,8	1,6	63,66	41,14	10,128	43,67	16	13,7
31-12-2026	260,1	433,3	215,5	422,8	215,5	19,3	322,7	4,9	61,72	41,14	9,847	42,24	29	26,1
31-12-2027	572,9	924,2	481,7	904,2	481,7	41,3	690,0	10,6	60,63	41,14	9,893	41,48	49	43,7
31-12-2028	805,4	1.159,0	703,7	1.137,3	703,7	52,0	867,4	13,3	59,74	41,14	9,893	41,08	70	63,2
31-12-2029	911,2	1.220,1	820,0	1.199,6	820,0	54,8	914,7	14,0	59,17	41,14	9,893	40,83	84	77,2
31-12-2030	826,7	1.018,4	747,3	1.000,1	747,3	45,7	762,2	11,7	58,87	41,14	9,893	40,66	85	78,2
31-12-2031	738,4	836,9	669,8	820,9	669,8	37,4	624,1	9,6	58,62	41,14	9,893	40,53	98	90,9
31-12-2032	808,8	833,5	749,8	819,5	749,8	37,2	621,3	9,5	58,41	41,14	9,893	40,47	122	114,9
31-12-2033	846,4	808,0	795,6	795,8	795,6	36,0	601,0	9,2	58,34	41,14	9,893	40,47	137	129,9
31-12-2034	741,1	681,9	697,4	671,3	697,4	30,4	507,2	7,8	58,33	41,14	9,893	40,47	136	128,9
31-12-2035	627,9	567,7	590,2	558,5	590,2	25,3	421,9	6,5	58,34	41,14	9,893	40,47	135	127,9
31-12-2036	541,3	476,0	508,9	467,9	508,9	21,2	353,3	5,4	58,34	41,14	9,893	40,47	132	124,9
31-12-2037	471,2	408,3	443,3	401,3	443,3	18,1	302,9	4,6	58,33	41,14	9,893	40,47	126	119,4
31-12-2038	405,9	347,1	381,7	340,8	381,7	15,4	257,1	3,9	58,33	41,14	9,893	40,47	121	114,4
31-12-2039	361,0	305,3	339,9	299,8	339,9	13,5	226,1	3,5	58,32	41,14	9,893	40,47	117	111,0
SUBTOTAL	9.009,5	10.159,5	8.229,1	9.977,1	8.229,1	453,9	7.576,8	115,9	58,89	41,14	9,894	40,82		
REstante	1.839,3	1.576,0	1.729,7	1.542,6	1.729,7	69,6	1.161,3	17,8	58,29	41,14	9,893	40,47		
TOTAL	10.848,8	11.735,5	9.958,8	11.519,7	9.958,8	523,5	8.738,0	133,7	58,79	41,14	9,894	40,77		
PROD CUM	3.400,1	2.887,5												
FINAL	14.248,9	14.623,0												

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	TOTAL	CUSTO COM	CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESAS OPERACIONAIS		SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	
31-12-2025	5.367,1	258,3	1.061,5	70,0	6.757,0	396,9	19.070,2	0,0	454,9	382,7	-13.547,6	-13.547,6	-12.971,9	8,000	180.475,9
31-12-2026	13.298,7	795,3	3.177,6	208,5	17.480,2	1.086,6	10.915,1	0,0	1.042,8	1.178,2	3.257,7	-10.290,0	-10.080,1	12,000	132.067,9
31-12-2027	29.206,4	1.700,6	6.826,1	438,0	38.171,0	3.315,4	17.561,0	0,0	1.953,4	2.519,3	12.821,9	2.531,9	-26,0	15,000	106.396,3
31-12-2028	42.039,1	2.137,8	8.581,2	545,2	53.303,3	4.084,5	26.772,4	0,0	2.934,3	3.167,0	16.345,1	18.877,0	11.784,8	20,000	76.282,0
31-12-2029	48.517,8	2.254,5	9.049,3	571,5	60.393,0	4.387,0	14.511,7	0,0	3.898,2	3.339,8	34.256,4	53.133,4	33.993,6	25,000	56.174,0
31-12-2030	43.989,8	1.878,6	7.540,5	474,3	53.883,1	3.890,6	2.946,0	0,0	3.985,4	2.782,9	40.278,2	93.411,5	57.880,2	30,000	42.183,2
31-12-2031	39.264,9	1.538,3	6.174,6	387,1	47.364,9	3.409,5	10.628,1	0,0	4.177,1	2.278,9	26.871,3	120.282,8	72.425,9	40,000	24.653,0
31-12-2032	43.795,5	1.531,2	6.146,2	384,7	51.857,5	3.628,9	26.136,3	0,0	4.804,0	2.268,3	15.020,0	135.302,8	79.791,6	60,000	8.424,5
31-12-2033	46.416,5	1.481,3	5.945,9	372,2	54.215,8	3.724,8	15.510,4	0,0	5.490,0	2.194,4	27.296,2	162.599,0	91.948,1	80,000	1.621,2
31-12-2034	40.680,7	1.250,1	5.017,9	314,1	47.262,8	3.240,9	0,0	0,0	5.749,1	1.851,9	36.420,8	199.019,9	106.705,9	100,000	-1.721,3
31-12-2035	34.430,4	1.039,7	4.173,5	261,2	39.904,9	2.736,7	0,0	0,0	5.727,1	1.540,3	29.900,8	228.920,7	117.717,5		
31-12-2036	29.685,2	870,7	3.495,0	218,8	34.269,7	2.348,5	0,0	0,0	5.524,3	1.289,9	25.107,0	254.027,6	126.122,0		
31-12-2037	25.856,4	746,5	2.996,5	187,6	29.786,9	2.036,2	0,0	0,0	5.262,9	1.105,9	21.382,0	275.409,6	132.628,3		
31-12-2038	22.265,5	633,7	2.543,7	159,2	25.602,0	1.749,0	0,0	-446,3	5.081,9	938,8	18.278,7	293.688,3	137.678,9		
31-12-2039	19.825,4	557,3	2.237,0	140,0	22.759,7	1.548,0	0,0	-446,3	5.037,9	825,6	15.794,5	309.482,8	141.646,0		
SUBTOTAL	484.639,3	18.673,9	74.966,3	4.732,3	583.011,8	41.583,4	144.051,2	-892,7	61.123,2	27.664,0	309.482,8	309.482,8	141.646,0		
REstante	100.823,3	2.862,1	11.488,5	719,1	115.893,1	7.466,1	0,0	892,7	37.060,3	4.240,0	66.234,0	375.716,8	153.806,2		
TOTAL	585.462,6	21.536,0	86.454,9	5.451,4	698.905,0	49.049,5	144.051,2	0,0	98.183,5	31.904,0	375.716,8	375.716,8	153.806,2		
TOTAL DE 28,08 ANOS															

⁽¹⁾ Os preços médios incluem o impacto dos taxas de processamento e transporte negociadas.

⁽²⁾ As reservas brutas de gás são volumes de boca de poço antes das deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

⁽³⁾ As reservas líquidas de gás são após as deduções de uso de combustível na concessão, queima, perdas e processamento.

COM BASE NOS PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DA PRSA

Todas as estimativas e exposições aqui contidas fazem parte deste relatório da NSAI e estão sujeitas aos seus parâmetros e condições.

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS (1P)
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	129	18	105.302,2	100.042,4
31-12-2026	150	27	97.231,5	93.652,4
31-12-2027	153	46	110.247,9	108.376,8
31-12-2028	163	44	84.563,7	84.240,0
31-12-2029	171	39	87.734,7	87.657,7
31-12-2030	134	30	71.246,3	70.961,5
31-12-2031	1	40	44.742,5	44.675,1
31-12-2032	0	16	19.016,9	19.016,9
31-12-2033	0	2	1.561,4	1.561,4
Total	901	262	621.647,1	610.184,1

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS (2P)
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	208	31	146.294,0	137.212,1
31-12-2026	218	58	153.826,5	145.161,0
31-12-2027	232	68	147.702,4	141.820,2
31-12-2028	219	72	126.558,4	125.953,8
31-12-2029	208	71	131.191,9	130.528,4
31-12-2030	141	75	126.739,1	126.381,6
31-12-2031	1	52	57.491,7	57.424,2
31-12-2032	0	29	34.864,6	34.828,3
31-12-2033	0	12	17.007,7	16.971,3
Total	1.226	468	941.676,2	916.280,8

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS + POSSÍVEIS (3P)
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	231	35	165.969,6	156.282,3
31-12-2026	240	67	171.060,1	160.203,8
31-12-2027	260	88	178.322,0	168.553,5
31-12-2028	260	85	157.817,2	154.908,6
31-12-2029	235	90	165.284,9	162.121,5
31-12-2030	149	87	142.632,1	142.274,6
31-12-2031	1	79	92.128,9	90.664,9
31-12-2032	0	86	103.306,5	103.270,1
31-12-2033	0	45	55.780,3	55.743,9
Total	1.376	662	1.232.301,6	1.194.023,2

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS (1P)
ATIVO BAHIA, BRASIL
PARTICIPAÇÕES COMBINADAS DA
PETRORECÔNCAVO S.A. E SPE TIÊTA LTDA.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	61	5	61.726,9	61.600,8
31-12-2026	78	12	61.630,4	61.404,2
31-12-2027	88	20	59.168,2	59.128,2
31-12-2028	78	24	44.241,3	44.115,6
31-12-2029	128	25	63.418,1	63.341,0
31-12-2030	134	24	59.794,8	59.510,1
31-12-2031	1	29	32.063,4	31.995,9
31-12-2032	0	12	15.501,4	15.501,4
31-12-2033	0	0	0,0	0,0
Total	568	151	397.544,5	396.597,2

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS (2P)
ATIVO BAHIA, BRASIL
PARTICIPAÇÕES COMBINADAS DA
PETRORECÔNCAVO S.A. E SPE TIÊTA LTDA.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	68	8	76.276,8	76.150,7
31-12-2026	82	21	89.709,7	89.483,5
31-12-2027	92	21	62.820,3	62.780,2
31-12-2028	87	37	64.781,2	64.546,4
31-12-2029	137	38	87.546,9	87.469,8
31-12-2030	141	45	90.786,1	90.428,7
31-12-2031	1	36	41.236,1	41.168,7
31-12-2032	0	21	28.010,3	27.973,9
31-12-2033	0	3	4.960,2	4.923,9
Total	608	230	546.127,7	544.925,8

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS + POSSÍVEIS (3P)
ATIVO BAHIA, BRASIL
PARTICIPAÇÕES COMBINADAS DA
PETRORECÔNCAVO S.A. E SPE TIÊTA LTDA.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	68	8	76.276,8	76.150,7
31-12-2026	84	22	95.087,5	93.611,3
31-12-2027	95	25	74.492,6	71.952,5
31-12-2028	91	38	66.963,6	66.728,8
31-12-2029	145	48	107.128,3	104.551,2
31-12-2030	149	54	103.733,2	103.375,8
31-12-2031	1	50	65.098,7	63.781,2
31-12-2032	0	53	70.315,9	70.279,5
31-12-2033	0	21	28.222,4	28.186,0
Total	633	319	687.318,9	678.617,0

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS (1P)
ATIVO POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	68	13	43.575,3	38.441,6
31-12-2026	72	15	35.601,1	32.248,2
31-12-2027	65	26	51.079,7	49.248,6
31-12-2028	85	20	40.322,4	40.124,4
31-12-2029	43	14	24.316,7	24.316,7
31-12-2030	0	6	11.451,5	11.451,5
31-12-2031	0	11	12.679,1	12.679,1
31-12-2032	0	4	3.515,4	3.515,4
31-12-2033	0	2	1.561,4	1.561,4
Total	333	111	224.102,5	213.586,8

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS (2P)
ATIVO POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	140	23	70.017,3	61.061,4
31-12-2026	136	37	64.116,7	55.677,5
31-12-2027	140	47	84.882,1	79.040,0
31-12-2028	132	35	61.777,2	61.407,4
31-12-2029	71	33	43.644,9	43.058,6
31-12-2030	0	30	35.952,9	35.952,9
31-12-2031	0	16	16.255,6	16.255,6
31-12-2032	0	8	6.854,3	6.854,3
31-12-2033	0	9	12.047,4	12.047,4
Total	618	238	395.548,5	371.355,1

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS + PROVÁVEIS + POSSÍVEIS (3P)
ATIVO POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2024

Término Do Período D-M-A	Número de Projetos		Custos de Capital (M\$)	
	Manutenção de Poços	Poços a Perforar	Bruto (100%)	Bruto Participação de Trabalho
31-12-2025	163	27	89.692,8	80.131,6
31-12-2026	156	45	75.972,6	66.592,6
31-12-2027	165	63	103.829,5	96.601,0
31-12-2028	169	47	90.853,6	88.179,8
31-12-2029	90	42	58.156,6	57.570,2
31-12-2030	0	33	38.898,9	38.898,9
31-12-2031	0	29	27.030,3	26.883,7
31-12-2032	0	33	32.990,6	32.990,6
31-12-2033	0	24	27.557,9	27.557,9
Total	743	343	544.982,7	515.406,2