

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 2025

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

11 de março de 2026

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 2025, 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 2025, são:

Categoria	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Participação de Trabalho	
	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	Óleo (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)
Provadas Desenvolvidas em Produção	36.384,7	156.667,0	33.551,6	153.940,9
Provadas Desenvolvidas a Produzir	21.360,8	143.957,0	20.286,3	143.665,6
Provadas Não Desenvolvidas	<u>27.640,2</u>	<u>57.732,8</u>	<u>26.244,4</u>	<u>57.484,7</u>
Total Provadas	85.385,6	358.356,8	80.082,3	355.091,2
Prováveis	25.079,0	93.512,5	22.380,2	92.503,8
Possíveis	19.693,2	23.347,6	18.208,6	25.798,3

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 2025, são:

Categoria	Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	LGN (MBBL)	Gás ⁽¹⁾ (MMCF)	C ₅₊ (MBBL)	Total	Valor Presente Em 10%
Provadas Desenvolvidas em Produção	33.551,6	6.977,1	128.144,1	600,8	753.512,5	777.753,3
Provadas Desenvolvidas a Produzir	20.286,3	6.191,8	120.937,1	339,5	1.470.620,4	657.284,8
Provadas Não Desenvolvidas	26.244,4	2.664,6	47.132,2	206,3	1.161.578,3	497.737,0
Total Provadas	80.082,3	15.833,5	296.213,4	1.146,7	3.385.711,1	1.932.775,0
Prováveis	22.380,2	4.314,5	76.974,7	291,3	1.155.431,0	481.007,3
Possíveis	18.208,6	774,7	20.948,3	135,6	645.723,1	234.344,1

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 2036. 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 custos de royalty, custos de capital, custos de abandono e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. 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 26 de fevereiro de 2026. 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 26 de fevereiro de 2026. Os preços do óleo e C5+ são ajustados por campo para diferenciais de qualidade e mercado. Conforme solicitado, as projeções econômicas estão incluídas na categoria de provadas desenvolvidas em produção para contabilizar as receitas e perdas incrementais recebidas de certos contratos de cobertura sobre o preço do óleo em vigor até 31 de dezembro de 2026. O preço do GLP utilizado neste relatório é R\$3.996,00 por tonelada ou \$62,40 por barril, que se baseia na média ponderada pelo volume dos contratos vigentes em 2025. Os preços do gás são calculados com base nos contratos em vigor das propriedades utilizando os preços futuros do Brent de 26 de fevereiro de 2026 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 26 de fevereiro de 2026 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 futuros da Brent, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Término do Período</u>	<u>Preço do Brent (\$/Barril)</u>
31-12-2026	69,61
31-12-2027	65,94
31-12-2028	65,12
31-12-2029	65,51
31-12-2030	66,14
31-12-2031	66,52
31-12-2032	66,70
Posteriormente	66,64

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 projeto, 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 a 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 da 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 interpretadas 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,

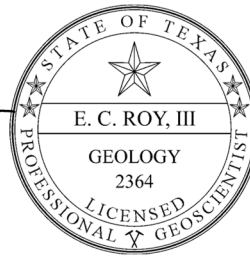
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Empresa de Engenharia registrada no Texas F-2699

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



Por: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice-presidente



Data da assinatura: 11 de março de 2026

Data da assinatura: 11 de março de 2026

PSF:JLC

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.

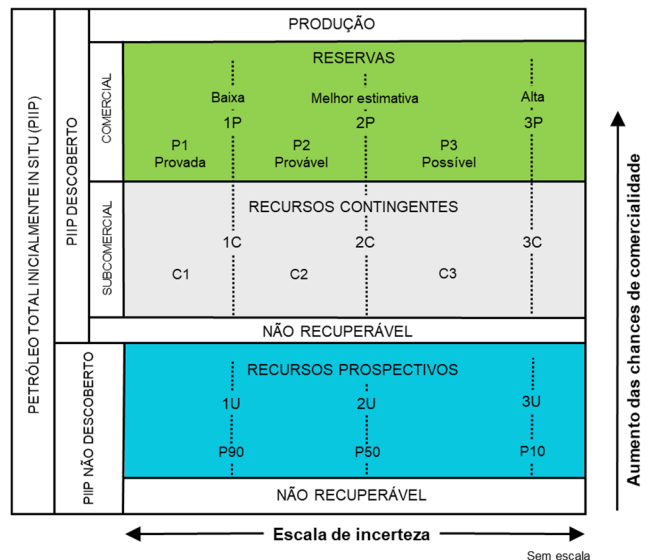


Figura 1-1: Estrutura de classificação de recursos

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).

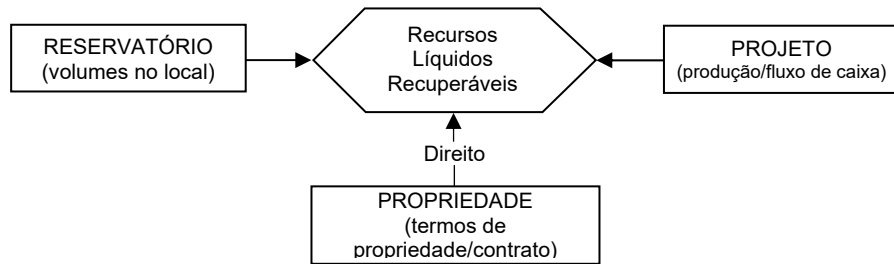


Figura 1.2—Avaliação dos recursos

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.	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Em produção	O projeto de desenvolvimento está atualmente produzindo ou é capaz de produzir e vender petróleo para o mercado.	<p>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.</p> <p>O portão de decisão do projeto consiste na decisão de iniciar ou continuar a produção econômica a partir do projeto.</p>
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.	<p>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.</p> <p>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.</p>

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.	<p>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).</p> <p>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.</p>
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.	<p>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.</p> <p>Os Recursos Contingentes são ainda categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturação do projeto e/ou caracterizados pelo status econômico.</p>
Desenvolvimento Pendente	Uma acumulação descoberta para as quais as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.	<p>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.</p> <p>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.</p>
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.	<p>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.</p> <p>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.</p>

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.	<p>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.</p> <p>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.</p>
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
<p>Reservas Provasdas</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>A área do reservatório considerada como Provasda 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.</p> <p>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.</p> <p>Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provasdas, desde que:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>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 Provasda e o programa de desenvolvimento aplicado.</p>
<p>Reservas Prováveis</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacente à Provasda 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.</p> <p>As estimativas prováveis também incluem recuperações incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provasda.</p>

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
<p>Reservas Possíveis</p>	<p>Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>As estimativas possíveis também incluem quantidades incrementais associadas a eficiências de recuperação do projeto além daquelas assumidas para a reserva Provável.</p>
<p>Reservas Prováveis e Possíveis</p>	<p>Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

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 2025

ÁREA ATIVO/CATEGORIA	Reservas Brutas (100%)		Reservas Brutas Participação de Trabalho		Reservas Líquidas				Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo	Gás ⁽¹⁾	Óleo	Gás ⁽¹⁾	Óleo	LGN	Gás ⁽²⁾	C ₅₊	Total	Valor Presente de 10%
	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)		
Bahia										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	15.459,7	102.561,8	15.211,7	102.537,4	15.211,7	4.640,9	87.984,2	0,0	301.642,7	352.004,6
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	13.667,8	114.797,8	13.548,1	114.740,0	13.548,1	4.871,6	98.365,1	0,0	1.038.295,9	436.705,1
Provasdas Não Desenvolvidas	12.732,2	39.900,0	12.694,5	39.900,0	12.694,5	1.862,4	33.408,5	0,0	581.188,5	244.342,5
Total Provasdas	41.859,7	257.259,6	41.454,3	257.177,3	41.454,3	11.374,9	219.757,8	0,0	1.921.127,1	1.033.052,1
Prováveis	9.101,1	67.735,2	9.072,0	67.735,2	9.072,0	3.181,8	57.657,3	0,0	614.923,0	226.272,0
Possíveis	9.128,6	14.360,6	8.917,8	14.258,3	8.917,8	247,5	11.944,9	0,0	293.157,1	93.695,2
Potiguar										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	20.925,0	54.105,2	18.339,8	51.403,5	18.339,8	2.336,2	40.159,9	600,8	451.869,8	425.748,7
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	7.692,9	29.159,1	6.738,3	28.925,6	6.738,3	1.320,2	22.572,0	339,5	432.324,4	220.579,8
Provasdas Não Desenvolvidas	14.908,0	17.832,8	13.549,9	17.584,7	13.549,9	802,2	13.723,7	206,3	580.389,8	253.394,5
Total Provasdas	43.525,9	101.097,2	38.628,0	97.913,8	38.628,0	4.458,6	76.455,6	1.146,7	1.464.584,0	899.722,9
Prováveis	15.977,9	25.777,3	13.308,2	24.768,6	13.308,2	1.132,7	19.317,5	291,3	540.508,0	254.735,3
Possíveis	10.564,6	11.987,0	9.290,7	11.539,9	9.290,7	527,2	9.003,3	135,6	352.565,9	140.648,9
Total										
Provasdas Desenvolvidas em Produção	36.384,7	156.667,0	33.551,6	153.940,9	33.551,6	6.977,1	128.144,1	600,8	753.512,5	777.753,3
Provasdas Desenvolvidas a Produzir	21.360,8	143.957,0	20.286,3	143.665,6	20.286,3	6.191,8	120.937,1	339,5	1.470.620,4	657.284,8
Provasdas Não Desenvolvidas	27.640,2	57.732,8	26.244,4	57.484,7	26.244,4	2.664,6	47.132,2	206,3	1.161.578,3	497.737,0
Total Provasdas	85.385,6	358.356,8	80.082,3	355.091,2	80.082,3	15.833,5	296.213,4	1.146,7	3.385.711,1	1.932.775,0
Prováveis	25.079,0	93.512,5	22.380,2	92.503,8	22.380,2	4.314,5	76.974,7	291,3	1.155.431,0	481.007,3
Possíveis	19.693,2	26.347,6	18.208,6	25.798,3	18.208,6	774,7	20.948,3	135,6	645.723,1	234.344,1

⁽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 2025

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		
31-12-2026	6.017,0	22.690,9	5.539,5	22.306,3	5.539,5	998,8	18.365,2	112,4	60,11	45,59	8,199	41,77	959,4	860,1
31-12-2027	6.425,3	24.446,7	5.878,3	24.082,1	5.878,3	1.089,7	19.907,9	108,3	60,08	44,58	8,088	39,57	1.022,0	913,8
31-12-2028	6.376,1	25.779,8	5.814,3	25.446,0	5.814,3	1.137,2	21.160,9	99,6	59,24	42,60	8,010	39,07	1.094,0	985,1
31-12-2029	6.414,3	25.750,9	5.909,9	25.458,2	5.909,9	1.130,8	21.192,1	97,5	59,61	41,29	8,003	39,31	1.178,0	1069,4
31-12-2030	6.692,1	26.168,6	6.239,1	25.912,0	6.239,1	1.143,9	21.567,0	101,6	60,19	41,25	8,021	39,69	1.268,0	1157,5
31-12-2031	6.468,3	24.709,9	6.064,0	24.484,8	6.064,0	1.069,6	20.425,2	91,0	60,60	40,89	8,017	39,91	1.330,0	1220,8
31-12-2032	6.127,6	24.900,3	5.777,7	24.704,6	5.777,7	1.086,5	20.689,6	74,7	60,86	38,92	7,945	40,02	1.385,0	1276,8
31-12-2033	5.713,4	23.789,7	5.409,7	23.618,9	5.409,7	1.038,7	19.801,5	66,0	60,84	38,24	7,896	39,98	1.394,0	1285,8
31-12-2034	5.068,1	21.190,7	4.803,4	21.041,4	4.803,4	920,5	17.656,6	56,9	60,85	38,03	7,806	39,98	1.383,0	1276,3
31-12-2035	4.486,1	18.768,2	4.254,6	18.637,4	4.254,6	812,9	15.622,5	49,6	60,85	37,93	7,816	39,98	1.363,0	1257,8
31-12-2036	4.020,1	16.680,3	3.816,6	16.565,3	3.816,6	721,6	13.875,8	43,9	60,86	37,91	7,811	39,98	1.343,0	1239,8
31-12-2037	3.549,1	14.837,6	3.370,2	14.736,3	3.370,2	642,9	12.342,5	39,1	60,85	37,90	7,807	39,98	1.316,0	1214,7
31-12-2038	3.138,4	13.203,3	2.979,9	13.113,9	2.979,9	572,4	10.983,1	34,7	60,85	37,88	7,799	39,98	1.279,0	1178,7
31-12-2039	2.784,6	11.799,6	2.646,9	11.721,2	2.646,9	512,3	9.814,1	31,0	60,85	37,88	7,794	39,98	1.239,0	1140,7
31-12-2040	2.457,3	10.545,8	2.336,5	10.476,7	2.336,5	458,3	8.769,4	27,8	60,84	37,89	7,787	39,98	1.186,0	1093,2
SUBTOTAL	75.737,7	305.262,3	70.840,8	302.305,3	70.840,8	13.336,1	252.173,2	1.034,1	60,41	40,36	7,944	39,95		
RESTANTE	9.647,9	53.094,5	9.241,5	52.785,9	9.241,5	2.497,5	44.040,2	112,6	60,81	35,95	7,830	39,98		
TOTAL	85.385,6	358.356,8	80.082,3	355.091,2	80.082,3	15.833,5	296.213,4	1.146,7	60,46	39,66	7,927	39,95		
PROD CUM	482.035,4	1.264.599,3												
FINAL	567.421,0	1.622.956,1												

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$
31-12-2026	332.966,1	45.534,9	150.570,5	4.693,9	533.765,4	42.142,2	96.257,6	0,0	124.750,4	27.293,5	243.321,7	243.321,7	232.854,2	8,000	2.130.848,3
31-12-2027	353.184,7	48.584,8	161.011,7	4.286,8	567.068,0	43.650,6	94.515,4	0,0	128.344,3	29.541,9	271.015,8	514.337,5	467.601,6	12,000	1.764.095,4
31-12-2028	344.446,5	48.448,1	169.505,9	3.889,7	566.290,2	43.062,1	115.371,1	94,6	130.851,7	30.796,8	246.113,9	760.451,3	661.050,3	15,000	1.554.738,3
31-12-2029	352.270,4	46.694,7	169.604,6	3.833,9	572.403,6	43.747,7	107.478,1	109,6	134.339,5	30.667,3	256.061,5	1.016.512,9	844.585,7	20,000	1.291.109,0
31-12-2030	375.556,0	47.186,1	172.987,4	4.032,4	599.761,9	46.214,7	90.568,3	109,6	138.591,7	31.162,6	293.115,0	1.309.627,8	1.035.390,7	25,000	1.100.249,1
31-12-2031	367.492,9	43.741,3	163.742,6	3.631,1	578.607,9	44.831,0	58.602,2	109,6	138.974,2	29.231,2	306.859,8	1.616.487,7	1.217.257,6	30,000	957.533,6
31-12-2032	351.640,4	42.286,1	164.383,8	2.991,0	561.301,2	43.110,8	69.231,3	109,6	140.330,7	29.419,2	279.099,6	1.895.587,3	1.367.535,1	40,000	761.415,6
31-12-2033	329.118,2	39.722,6	156.350,3	2.637,4	527.828,6	40.411,1	25.257,5	15,0	142.494,6	28.004,9	291.645,6	2.187.232,8	1.510.301,5	60,000	548.072,1
31-12-2034	292.272,7	35.000,4	137.830,2	2.273,4	467.376,8	35.806,5	12.695,3	60,1	142.020,8	24.838,6	251.955,6	2.439.188,4	1.622.484,4	80,000	436.981,0
31-12-2035	258.902,6	30.832,7	122.111,9	1.982,5	413.829,6	31.705,2	10.125,2	77,4	139.938,3	21.929,9	210.053,7	2.649.242,2	1.707.522,7	100,000	369.543,7
31-12-2036	232.273,3	27.354,1	108.377,3	1.755,1	369.759,7	28.379,3	5.398,9	77,4	137.955,9	19.470,1	178.478,1	2.827.720,3	1.773.189,1		
31-12-2037	205.088,8	24.368,9	96.355,2	1.562,9	327.375,8	25.096,0	0,0	184,5	134.891,3	17.334,2	149.869,8	2.977.590,2	1.823.372,4		
31-12-2038	181.325,7	21.680,0	85.656,2	1.386,8	290.048,7	22.213,7	0,0	443,3	131.681,5	15.421,8	120.288,3	3.097.878,5	1.859.998,0		
31-12-2039	161.056,7	19.404,4	76.488,9	1.241,4	258.191,4	19.755,0	0,0	408,3	128.338,1	13.794,5	95.895,5	3.193.773,9	1.886.542,7		
31-12-2040	142.145,8	17.365,1	68.290,4	1.112,1	228.913,4	17.480,2	0,0	551,7	123.811,0	12.335,9	74.734,6	3.268.508,6	1.905.355,0		
SUBTOTAL	4.279.740,7	538.204,1	2.003.267,0	41.310,3	6.862.522,2	527.605,9	685.500,8	2.350,7	2.017.314,0	361.242,2	3.268.508,6	3.268.508,6	1.905.355,0		
RESTANTE	561.985,1	89.773,2	344.828,4	4.503,9	1.001.090,7	72.967,4	0,0	121.302,9	624.680,7	64.937,2	117.202,6	3.385.711,1	1.932.775,0		
TOTAL	4.841.725,9	627.977,4	2.348.095,4	45.814,2	7.863.612,8	600.573,3	685.500,8	123.653,6	2.641.994,6	426.179,4	3.385.711,1	3.385.711,1	1.932.775,0		
TOTAL DE 28,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO 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			
31-12-2026	5.024,6	20.257,4	4.655,8	19.899,8	4.655,8	894,8	16.476,1	92,8	59,89	44,56	8,168	41,83	809,0	737,6	
31-12-2027	4.060,2	16.384,6	3.743,0	16.074,6	3.743,0	723,1	13.329,2	71,7	60,05	44,57	8,073	39,58	795,0	724,6	
31-12-2028	3.436,4	13.907,2	3.160,9	13.637,8	3.160,9	613,4	11.320,3	59,0	59,19	43,62	8,040	39,07	781,0	711,6	
31-12-2029	2.976,5	12.072,9	2.736,0	11.838,5	2.736,0	532,7	9.834,2	50,0	59,58	42,25	8,036	39,30	764,0	695,8	
31-12-2030	2.607,3	10.614,5	2.397,1	10.409,9	2.397,1	468,3	8.656,0	42,6	60,21	41,53	8,038	39,68	759,0	690,8	
31-12-2031	2.290,7	9.340,3	2.105,4	9.161,1	2.105,4	411,9	7.626,8	36,1	60,60	41,23	8,041	39,91	741,0	674,1	
31-12-2032	2.032,0	8.328,4	1.867,5	8.171,0	1.867,5	367,3	6.808,8	31,3	60,79	40,96	8,013	40,02	721,0	654,6	
31-12-2033	1.823,5	7.537,0	1.677,1	7.398,4	1.677,1	332,3	6.167,1	28,0	60,73	40,81	7,967	39,98	711,0	644,6	
31-12-2034	1.642,4	6.845,2	1.511,8	6.723,1	1.511,8	301,9	5.605,7	25,1	60,73	40,71	7,838	39,98	699,0	633,1	
31-12-2035	1.477,2	6.235,6	1.360,4	6.128,0	1.360,4	274,8	5.111,2	22,7	60,73	40,61	7,847	39,98	684,0	619,7	
31-12-2036	1.336,4	5.684,5	1.231,5	5.589,4	1.231,5	250,3	4.664,9	20,5	60,73	40,54	7,841	39,98	675,0	611,2	
31-12-2037	1.209,9	5.199,4	1.115,4	5.115,1	1.115,4	229,1	4.270,3	18,6	60,73	40,42	7,836	39,98	662,0	598,2	
31-12-2038	1.094,9	4.743,8	1.009,8	4.669,1	1.009,8	208,8	3.900,4	16,6	60,74	40,23	7,827	39,98	643,0	579,7	
31-12-2039	994,1	4.329,7	918,1	4.263,5	918,1	190,3	3.562,5	15,0	60,74	40,14	7,823	39,98	623,0	561,2	
31-12-2040	891,2	3.935,7	822,6	3.877,0	822,6	173,1	3.239,6	13,5	60,73	40,05	7,822	39,98	597,0	536,7	
SUBTOTAL	32.897,3	135.416,1	30.312,5	132.956,4	30.312,5	5.972,1	110.573,1	543,5	60,21	42,24	8,001	40,06			
REstante	3.487,4	21.250,9	3.239,1	20.984,5	3.239,1	1.005,0	17.571,0	57,3	60,63	37,43	7,852	39,98			
TOTAL	36.384,7	156.667,0	33.551,6	153.940,9	33.551,6	6.977,1	128.144,1	600,8	60,25	41,54	7,980	40,05			
PROD CUM	173.324,9	694.574,2													
FINAL	209.709,5	851.241,2													

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	278.836,1	39.875,5	134.571,3	3.883,0	457.165,8	35.843,3	0,0	0,0	118.000,6	24.319,7	279.002,3	279.002,3	267.047,5	8,000	795.038,3
31-12-2027	224.767,3	32.229,2	107.610,3	2.839,0	367.445,8	28.064,3	0,0	0,0	113.933,8	19.614,4	205.833,3	484.835,5	445.968,0	12,000	757.613,8
31-12-2028	187.105,0	26.757,1	91.009,5	2.305,2	307.176,8	23.408,5	0,0	94,6	111.328,0	16.621,4	155.724,2	640.559,8	568.976,8	15,000	725.375,1
31-12-2029	163.007,1	22.508,4	79.028,8	1.964,9	266.509,2	20.341,2	0,0	94,6	109.831,2	14.421,5	121.820,7	762.380,5	656.446,8	20,000	672.524,9
31-12-2030	144.339,8	19.448,3	69.579,8	1.692,3	235.060,2	17.964,9	0,0	94,6	108.463,3	12.663,9	95.873,5	858.254,0	719.030,8	25,000	624.771,9
31-12-2031	127.587,3	16.981,2	61.329,7	1.442,5	207.340,7	15.852,6	0,0	94,6	106.299,4	11.117,5	73.976,5	932.230,6	762.940,7	30,000	583.080,6
31-12-2032	113.524,4	15.042,7	54.559,8	1.251,2	184.378,0	14.095,4	0,0	94,6	104.543,1	9.900,3	55.744,6	987.975,1	793.026,1	40,000	515.785,0
31-12-2033	101.851,5	13.564,1	49.133,0	1.118,0	165.666,5	12.653,3	0,0	0,0	103.567,5	8.957,3	40.488,4	1.028.463,5	812.896,5	60,000	425.271,4
31-12-2034	91.815,5	12.289,6	43.938,3	1.005,5	149.048,9	11.388,6	0,0	60,1	102.621,0	8.135,0	26.844,2	1.055.307,7	824.882,1	80,000	368.026,1
31-12-2035	82.617,9	11.161,5	40.107,8	906,8	134.793,9	10.275,2	0,0	77,4	101.233,9	7.403,5	15.803,9	1.071.111,6	831.308,7	100,000	328.569,6
31-12-2036	74.787,7	10.147,9	36.578,2	820,2	122.334,1	9.313,9	0,0	77,4	100.238,9	6.742,0	5.961,8	1.077.073,5	833.528,2		
31-12-2037	67.743,6	9.261,1	33.463,9	742,0	111.210,6	8.452,3	0,0	184,5	98.578,7	6.168,4	-2.173,3	1.074.900,1	832.819,2		
31-12-2038	61.333,4	8.399,3	30.527,4	663,2	100.923,3	7.660,7	0,0	443,3	96.859,1	5.620,1	-9.659,9	1.065.240,3	829.903,3		
31-12-2039	55.764,1	7.636,5	27.870,9	598,8	91.870,3	6.968,7	0,0	408,3	94.867,6	5.123,2	-15.497,5	1.049.742,7	825.634,4		
31-12-2040	49.957,7	6.934,7	25.338,4	540,1	82.771,0	6.262,5	0,0	551,7	92.123,0	4.659,9	-20.826,1	1.028.916,6	820.415,5		
SUBTOTAL	1.825.038,4	252.237,1	884.647,0	21.772,8	2.983.695,3	228.545,6	0,0	2.275,8	1.562.489,1	161.468,2	1.028.916,6	1.028.916,6	820.415,5		
REstante	196.398,5	37.621,6	137.975,1	2.291,5	374.286,7	26.604,1	0,0	121.302,9	475.585,6	26.198,1	-275.404,1	753.512,5	777.753,3		
TOTAL	2.021.436,9	289.858,7	1.022.622,2	24.064,2	3.357.982,0	255.149,7	0,0	123.578,7	2.038.074,7	187.666,3	753.512,5	753.512,5	777.753,3		
TOTAL DE 28,67 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 2025

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		
31-12-2026	762,7	2.189,1	691,3	2.171,8	691,3	93,1	1.704,9	17,0	61,77	53,76	8,431	41,51	129,0	102,5
31-12-2027	1.289,1	6.304,4	1.185,5	6.278,7	1.185,5	278,8	5.141,9	30,5	60,12	45,72	8,119	39,55	174,0	143,7
31-12-2028	1.368,8	8.082,4	1.273,6	8.058,2	1.273,6	336,0	6.692,1	31,6	59,31	43,37	7,979	39,07	212,0	181,5
31-12-2029	1.536,2	8.918,9	1.446,5	8.893,8	1.446,5	367,6	7.396,5	34,5	59,70	42,22	7,977	39,31	261,0	230,5
31-12-2030	1.585,0	9.284,9	1.500,6	9.261,2	1.500,6	370,3	7.722,0	35,4	60,34	42,11	7,972	39,68	313,0	282,1
31-12-2031	1.616,4	9.908,4	1.536,6	9.885,8	1.536,6	393,1	8.289,0	32,5	60,77	40,59	7,943	39,91	371,0	340,1
31-12-2032	1.646,1	11.863,0	1.575,1	11.843,3	1.575,1	492,6	10.018,2	25,5	61,04	36,79	7,850	40,02	423,0	392,6
31-12-2033	1.609,5	11.912,9	1.545,9	11.895,6	1.545,9	504,3	10.089,5	21,1	61,05	35,54	7,807	39,98	428,0	397,6
31-12-2034	1.441,4	10.457,7	1.384,1	10.442,4	1.384,1	445,0	8.859,2	17,8	61,07	35,31	7,767	39,98	421,0	391,6
31-12-2035	1.261,3	9.140,3	1.209,6	9.126,7	1.209,6	389,8	7.744,5	15,1	61,07	35,16	7,781	39,98	411,0	381,6
31-12-2036	1.107,8	8.022,5	1.061,1	8.010,4	1.061,1	343,0	6.796,9	13,1	61,07	35,09	7,776	39,98	396,0	368,1
31-12-2037	969,6	7.068,7	927,5	7.057,9	927,5	303,7	5.987,8	11,4	61,07	35,01	7,773	39,98	384,0	357,6
31-12-2038	849,7	6.221,6	811,3	6.211,9	811,3	268,1	5.269,6	9,9	61,07	34,93	7,765	39,98	367,0	341,1
31-12-2039	749,0	5.507,0	714,4	5.498,3	714,4	238,6	4.663,1	8,7	61,07	34,87	7,759	39,98	352,0	326,6
31-12-2040	653,8	4.879,6	622,9	4.871,9	622,9	211,9	4.131,5	7,6	61,06	34,80	7,749	39,98	333,0	310,1
SUBTOTAL	18.446,5	119.761,4	17.486,0	119.507,9	17.486,0	5.036,0	100.506,7	311,8	60,70	38,24	7,869	39,82		
RESTANTE	2.914,3	24.195,5	2.800,3	24.157,7	2.800,3	1.155,7	20.430,4	27,7	61,15	33,31	7,803	39,98		
TOTAL	21.360,8	143.957,0	20.286,3	143.665,6	20.286,3	6.191,8	120.937,1	339,5	60,76	37,32	7,858	39,83		
PROD CUM	308.710,6	570.025,1												
FINAL	330.071,3	713.982,1												

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	TÉRMINO DO	CUM	DESC DE 10%	TAXA DE	VP ACUM	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	42.697,1	5.006,7	14.374,0	705,3	62.783,1	5.068,6	58.720,3	0,0	4.607,2	2.665,8	-8.278,9	-8.278,9	-8.337,1	8,000	755.875,9	
31-12-2027	71.267,8	12.748,6	41.745,3	1.208,1	126.969,8	9.357,1	49.466,2	0,0	9.375,5	7.667,2	51.103,7	42.824,8	35.680,4	12,000	576.414,4	
31-12-2028	75.530,5	14.574,3	53.397,8	1.235,4	144.738,0	10.318,4	49.384,7	0,0	11.427,0	9.322,5	64.285,4	107.110,3	86.279,8	15,000	480.068,8	
31-12-2029	86.358,2	15.521,7	58.998,5	1.356,1	162.234,4	11.657,1	29.399,4	15,0	13.960,5	10.231,7	96.970,6	204.080,9	155.656,5	20,000	365.322,7	
31-12-2030	90.549,6	15.595,6	61.562,5	1.406,3	169.113,9	12.177,9	27.919,3	15,0	16.391,2	10.469,6	102.141,0	306.221,9	222.239,7	25,000	287.113,6	
31-12-2031	93.373,9	15.957,8	65.836,8	1.296,2	176.464,7	12.613,0	31.049,4	15,0	18.131,3	11.069,2	103.586,7	409.808,7	283.559,1	30,000	231.547,8	
31-12-2032	96.148,4	18.122,3	78.643,0	1.018,8	193.932,5	13.422,3	38.926,6	15,0	20.589,2	13.454,4	107.525,0	517.333,7	341.339,2	40,000	159.804,6	
31-12-2033	94.378,1	17.922,1	78.770,8	843,8	191.914,7	13.208,3	9.845,6	15,0	22.234,7	13.606,8	133.004,3	650.338,0	406.476,5	60,000	89.251,3	
31-12-2034	84.520,8	15.714,9	68.809,1	712,4	169.757,3	11.732,8	0,0	0,0	21.874,8	11.971,9	124.177,8	774.515,8	461.797,1	80,000	56.671,4	
31-12-2035	73.868,1	13.707,3	60.260,2	605,2	148.440,9	10.254,6	0,0	0,0	20.847,3	10.472,1	106.866,8	881.382,6	505.077,1	100,000	38.798,1	
31-12-2036	64.799,5	12.034,8	52.850,8	524,2	130.209,2	8.994,5	0,0	0,0	19.707,1	9.197,6	92.310,1	973.692,7	539.061,7			
31-12-2037	56.637,2	10.631,7	46.541,0	456,3	114.266,3	7.879,6	0,0	0,0	18.381,0	8.126,6	79.879,0	1.053.571,8	565.796,3			
31-12-2038	49.547,0	9.366,2	40.918,2	396,5	100.228,0	6.903,3	0,0	0,0	17.130,1	7.160,1	69.034,4	1.122.606,2	586.800,5			
31-12-2039	43.625,4	8.319,9	36.178,8	348,0	88.472,1	6.087,2	0,0	0,0	16.090,4	6.356,8	59.937,8	1.182.544,0	603.379,0			
31-12-2040	38.035,5	7.373,4	32.013,3	304,5	77.726,7	5.331,1	0,0	0,0	14.868,0	5.636,3	51.891,2	1.234.435,2	616.428,0			
SUBTOTAL	1.061.337,1	192.597,3	790.900,1	12.417,1	2.057.251,6	145.005,9	294.711,6	74,9	245.615,3	137.408,7	1.234.435,2	1.234.435,2	616.428,0			
RESTANTE	171.238,0	38.495,6	159.414,6	1.107,2	370.255,4	24.767,7	0,0	0,0	79.649,7	29.652,9	236.185,2	1.470.620,4	657.284,8			
TOTAL	1.232.575,1	231.092,9	950.314,7	13.524,3	2.427.507,0	169.773,6	294.711,6	74,9	325.265,0	167.061,6	1.470.620,4	1.470.620,4	657.284,8			
TOTAL DE 26,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO 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		
31-12-2026	229,7	244,4	192,4	234,7	192,4	10,9	184,2	2,6	59,42	59,89	8,824	41,17	21,4	20,0
31-12-2027	1.075,9	1.757,8	949,8	1.728,8	949,8	87,8	1.436,8	6,1	60,17	41,08	8,113	39,57	53,0	45,4
31-12-2028	1.570,9	3.790,2	1.379,8	3.750,0	1.379,8	187,7	3.148,4	8,9	59,29	37,91	7,972	39,07	101,0	92,0
31-12-2029	1.901,6	4.759,2	1.727,4	4.725,9	1.727,4	230,4	3.961,3	13,0	59,57	37,60	7,971	39,32	153,0	143,2
31-12-2030	2.499,8	6.269,2	2.341,4	6.240,9	2.341,4	305,3	5.188,9	23,5	60,08	39,77	8,064	39,70	196,0	184,7
31-12-2031	2.561,2	5.461,2	2.422,0	5.437,9	2.422,0	264,6	4.509,4	22,4	60,50	40,82	8,111	39,91	218,0	206,6
31-12-2032	2.449,6	4.708,9	2.335,2	4.690,3	2.335,2	226,6	3.862,7	18,0	60,80	40,26	8,072	40,02	241,0	229,6
31-12-2033	2.280,4	4.339,8	2.186,8	4.324,9	2.186,8	202,1	3.544,9	16,9	60,77	40,75	8,025	39,98	255,0	243,6
31-12-2034	1.984,2	3.887,8	1.907,5	3.875,9	1.907,5	173,6	3.191,7	13,9	60,78	40,30	7,859	39,98	263,0	251,6
31-12-2035	1.747,6	3.392,3	1.684,6	3.382,7	1.684,6	148,3	2.766,9	11,8	60,80	40,22	7,859	39,98	268,0	256,6
31-12-2036	1.575,9	2.973,3	1.524,0	2.965,5	1.524,0	128,3	2.413,9	10,3	60,82	40,30	7,850	39,98	272,0	260,6
31-12-2037	1.369,6	2.569,4	1.327,3	2.563,3	1.327,3	110,1	2.084,4	9,1	60,81	40,65	7,844	39,98	270,0	258,9
31-12-2038	1.193,7	2.237,9	1.158,7	2.232,9	1.158,7	95,5	1.813,1	8,2	60,79	41,01	7,838	39,98	269,0	257,9
31-12-2039	1.041,5	1.962,9	1.014,5	1.959,4	1.014,5	83,4	1.588,6	7,4	60,79	41,34	7,830	39,98	264,0	252,9
31-12-2040	912,3	1.730,6	891,0	1.727,9	891,0	73,3	1.398,3	6,7	60,78	41,71	7,823	39,98	256,0	246,4
SUBTOTAL	24.394,0	50.084,7	23.042,3	49.841,0	23.042,3	2.327,9	41.093,4	178,7	60,47	40,11	7,975	39,85		
REstante	3.246,2	7.648,1	3.202,0	7.643,7	3.202,0	336,7	6.038,8	27,6	60,70	40,56	7,856	39,98		
TOTAL	27.640,2	57.732,8	26.244,4	57.484,7	26.244,4	2.664,6	47.132,2	206,3	60,50	40,17	7,960	39,87		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	27.640,2	57.732,8												

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	TÉRMINO DO	CUM	CUM	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%
31-12-2026	11.432,9	652,7	1.625,3	105,6	13.816,4	1.230,3	37.537,2	0,0	2.142,5	308,0	-27.401,7	-27.401,7	-25.856,2	8,000	579.934,1
31-12-2027	57.149,6	3.607,0	11.656,1	239,7	72.652,4	6.229,2	45.049,2	0,0	5.034,9	2.260,3	14.078,8	-13.322,9	-14.046,8	12,000	430.067,2
31-12-2028	81.811,0	7.116,7	25.098,6	349,1	114.375,4	9.335,1	65.986,4	0,0	8.096,8	4.852,9	26.104,2	12.781,3	5.793,7	15,000	349.294,4
31-12-2029	102.905,1	8.664,6	31.577,3	513,0	143.659,9	11.749,3	78.078,6	0,0	10.547,8	6.014,0	37.270,1	50.051,4	32.482,4	20,000	253.261,4
31-12-2030	140.666,6	12.142,2	41.845,2	933,8	195.587,8	16.071,9	62.649,0	0,0	13.737,3	8.029,1	95.100,5	145.151,9	94.120,1	25,000	188.363,6
31-12-2031	146.531,7	10.802,3	36.576,1	892,3	194.802,6	16.365,3	27.552,8	0,0	14.543,4	7.044,5	129.296,5	274.448,4	170.757,9	30,000	142.905,2
31-12-2032	141.967,6	9.121,1	31.181,0	721,0	182.990,7	15.593,1	30.304,7	0,0	15.198,3	6.064,5	115.830,1	390.278,5	233.169,8	40,000	85.826,0
31-12-2033	132.888,7	8.236,5	28.446,5	675,6	170.247,3	14.549,5	15.411,9	0,0	16.692,4	5.440,7	118.152,8	508.431,3	290.928,5	60,000	33.549,4
31-12-2034	115.936,4	6.995,9	25.082,8	555,5	148.570,6	12.685,1	12.695,3	0,0	17.525,0	4.731,7	100.933,6	609.364,9	335.805,1	80,000	12.283,6
31-12-2035	102.416,6	5.963,8	21.743,9	470,5	130.594,8	11.175,3	10.125,2	0,0	17.857,0	4.054,3	87.383,1	696.748,0	371.136,8	100,000	2.176,0
31-12-2036	92.686,1	5.171,4	18.948,3	410,7	117.216,4	10.070,9	5.398,9	0,0	18.009,9	3.530,5	80.206,2	776.954,1	400.599,3		
31-12-2037	80.708,0	4.476,1	16.350,3	364,5	101.898,9	8.764,1	0,0	0,0	17.931,5	3.039,2	72.164,1	849.118,3	424.757,0		
31-12-2038	70.445,3	3.914,5	14.210,6	327,0	88.897,4	7.649,7	0,0	0,0	17.692,4	2.641,5	60.913,8	910.032,0	443.298,2		
31-12-2039	61.667,3	3.447,9	12.439,2	294,6	77.848,9	6.699,1	0,0	0,0	17.380,2	2.314,5	51.455,2	961.487,2	457.529,3		
31-12-2040	54.152,5	3.057,0	10.938,7	267,5	68.415,8	5.886,6	0,0	0,0	16.820,0	2.039,7	43.669,5	1.005.156,7	468.511,5		
SUBTOTAL	1.393.365,2	93.369,8	327.719,9	7.120,4	1.821.575,3	154.054,4	390.789,2	0,0	209.209,5	62.365,3	1.005.156,7	1.005.156,7	468.511,5		
REstante	194.348,7	13.656,1	47.438,7	1.105,2	256.548,6	21.595,5	0,0	0,0	69.445,4	9.086,2	156.421,5	1.161.578,3	497.737,0		
TOTAL	1.587.713,9	107.025,8	375.158,5	8.225,6	2.078.123,8	175.650,0	390.789,2	0,0	278.654,9	71.451,5	1.161.578,3	1.161.578,3	497.737,0		
TOTAL DE 26,67 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 2025

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		
31-12-2026	128,2	283,3	122,0	280,0	122,0	12,2	206,3	2,9	59,46	60,10	8,825	41,41	8,0	-1,0
31-12-2027	541,1	1.283,0	453,4	1.256,5	453,4	59,5	992,6	10,6	59,33	53,46	8,495	39,48	81,2	65,5
31-12-2028	1.287,8	2.965,3	1.048,6	2.891,2	1.048,6	131,9	2.340,6	19,6	58,81	49,76	8,108	39,07	134,0	114,1
31-12-2029	1.682,5	3.914,9	1.371,6	3.805,5	1.371,6	179,7	3.093,0	24,0	59,24	47,03	8,066	39,31	165,0	144,1
31-12-2030	1.906,4	6.133,5	1.577,1	6.002,8	1.577,1	294,9	4.961,9	25,6	59,89	41,00	7,870	39,68	205,4	184,2
31-12-2031	1.916,5	7.529,9	1.636,7	7.420,3	1.636,7	365,2	6.137,8	31,1	60,34	40,89	7,894	39,91	267,9	242,6
31-12-2032	1.930,6	7.961,7	1.685,7	7.863,4	1.685,7	381,1	6.536,1	29,5	60,56	40,01	7,851	40,02	304,0	274,4
31-12-2033	1.891,0	7.759,6	1.684,2	7.679,6	1.684,2	375,2	6.402,7	25,8	60,55	38,91	7,759	39,98	342,0	310,9
31-12-2034	1.839,8	6.815,8	1.667,5	6.750,4	1.667,5	325,7	5.638,5	21,4	60,63	38,51	7,617	39,98	343,0	311,9
31-12-2035	1.712,6	5.990,3	1.570,8	5.936,4	1.570,8	281,7	4.940,4	18,0	60,65	38,28	7,664	39,98	355,0	322,9
31-12-2036	1.545,7	5.525,7	1.427,7	5.480,8	1.427,7	256,2	4.557,3	15,2	60,63	37,73	7,759	39,98	361,0	329,0
31-12-2037	1.348,0	5.071,3	1.246,8	5.033,5	1.246,8	229,3	4.202,0	12,6	60,64	37,17	7,843	39,98	355,0	323,3
31-12-2038	1.144,5	4.409,1	1.059,0	4.377,1	1.059,0	199,1	3.656,3	10,6	60,64	36,97	7,875	39,98	351,0	319,3
31-12-2039	987,6	3.851,5	914,5	3.824,2	914,5	174,0	3.195,4	9,1	60,64	36,81	7,872	39,98	342,0	311,2
31-12-2040	863,3	3.392,2	801,1	3.369,1	801,1	153,8	2.816,4	7,6	60,67	36,53	7,870	39,98	335,0	305,1
SUBTOTAL	20.725,7	72.886,9	18.266,8	71.970,7	18.266,8	3.419,6	59.677,2	263,7	60,28	39,98	7,841	39,82		
REstante	4.353,3	20.625,6	4.113,5	20.533,1	4.113,5	894,9	17.297,5	27,6	60,87	34,17	7,755	39,98		
TOTAL	25.079,0	93.512,5	22.380,2	92.503,8	22.380,2	4.314,5	76.974,7	291,3	60,39	38,77	7,821	39,83		
PROD CUM	2.786,0	13.675,7												
FINAL	27.865,0	107.188,1												

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	7.254,9	735,7	1.820,1	120,3	9.931,0	834,8	17.241,7	0,0	-1.127,3	346,2	-7.364,4	-7.364,4	-7.055,8	8,000	561.981,3
31-12-2027	26.900,0	3.181,0	8.431,9	419,5	38.932,4	3.177,2	35.332,2	0,0	2.521,6	1.665,7	-3.764,3	-11.128,7	-10.650,5	12,000	415.043,0
31-12-2028	61.674,3	6.564,3	18.978,2	767,0	87.983,8	7.200,3	30.169,1	0,0	6.674,8	3.711,9	40.227,8	29.099,0	20.872,3	15,000	337.215,2
31-12-2029	81.253,6	8.453,3	24.947,0	945,1	115.599,0	9.461,2	26.186,8	0,0	9.293,2	4.924,7	65.733,1	94.832,2	67.816,6	20,000	246.102,1
31-12-2030	94.445,5	12.090,4	39.050,7	1.015,6	146.602,2	11.469,3	37.274,0	0,0	11.332,6	7.779,1	78.747,2	173.579,4	119.242,7	25,000	185.462,4
31-12-2031	98.757,1	14.932,3	48.453,7	1.239,5	163.382,6	12.417,5	53.395,5	0,0	13.669,4	9.701,5	74.198,7	247.778,0	163.117,1	30,000	143.423,8
31-12-2032	102.082,8	15.246,3	51.313,7	1.182,0	169.824,8	12.855,4	29.927,9	0,0	15.411,4	10.104,5	101.525,5	349.303,5	217.817,6	40,000	91.008,9
31-12-2033	101.980,9	14.599,6	49.680,1	1.033,0	167.293,7	12.721,5	49.288,6	0,0	16.821,1	9.868,6	78.593,8	427.897,3	256.084,4	60,000	42.768,4
31-12-2034	101.092,8	12.542,4	42.947,5	855,2	157.437,9	12.240,8	13.876,8	0,0	17.443,9	8.594,6	105.281,7	533.179,0	302.914,1	80,000	22.487,8
31-12-2035	95.261,9	10.783,1	37.861,3	718,5	144.624,8	11.371,6	20.070,3	0,0	17.672,8	7.465,6	88.044,5	621.223,5	338.582,0	100,000	12.347,5
31-12-2036	86.560,2	9.666,1	35.358,7	608,3	132.193,3	10.358,1	22.001,4	0,0	17.912,0	6.784,1	75.137,6	696.361,1	366.279,9		
31-12-2037	75.601,0	8.524,6	32.954,6	503,8	117.584,0	9.127,3	0,0	0,0	17.859,2	6.102,5	84.495,0	780.856,1	394.568,4		
31-12-2038	64.216,8	7.360,9	28.793,1	424,6	100.795,3	7.788,7	0,0	-258,9	17.199,1	5.295,8	70.770,6	851.626,7	416.103,7		
31-12-2039	55.461,4	6.405,0	25.155,2	362,0	87.383,6	6.739,2	0,0	-258,9	16.757,2	4.624,2	59.521,9	911.148,6	432.568,8		
31-12-2040	48.604,5	5.616,3	22.166,3	305,9	76.693,0	5.908,2	0,0	0,0	16.859,5	4.076,4	49.848,8	960.997,4	445.106,7		
SUBTOTAL	1.101.147,5	136.701,6	467.912,0	10.500,1	1.716.261,2	133.671,2	334.764,4	-517,7	196.300,5	91.045,5	960.997,4	960.997,4	445.106,7		
REstante	250.407,4	30.578,0	134.137,4	1.103,8	416.226,5	31.181,9	0,0	517,7	166.200,2	23.893,1	194.433,6	1.155.431,0	481.007,3		
TOTAL	1.351.554,9	167.279,6	602.049,4	11.603,9	2.132.487,7	164.853,1	334.764,4	0,0	362.500,7	114.938,5	1.155.431,0	1.155.431,0	481.007,3		
TOTAL DE 28,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

 CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVOS BAHIA E POTIGUAR
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			
31-12-2026	49,3	72,0	45,1	71,0	45,1	2,5	43,1	0,4	60,98	52,61	8,300	41,36	8,0	6,5	
31-12-2027	207,7	365,0	183,3	358,4	183,3	14,6	272,4	3,2	59,75	57,71	8,319	39,43	21,0	19,0	
31-12-2028	597,8	805,9	513,3	774,3	513,3	31,1	599,0	6,8	59,46	57,90	7,911	39,07	35,0	32,5	
31-12-2029	784,7	1.129,6	678,8	1.083,1	678,8	44,9	840,7	10,2	59,82	58,68	8,049	39,31	50,0	46,4	
31-12-2030	874,5	1.181,9	771,7	1.137,2	771,7	49,5	889,1	10,7	60,15	57,29	8,284	39,69	61,0	56,2	
31-12-2031	1.110,3	1.366,7	966,6	1.305,3	966,6	57,5	1.023,8	12,2	60,48	56,71	8,297	39,91	79,0	72,5	
31-12-2032	1.234,7	1.392,6	1.112,2	1.343,1	1.112,2	61,2	1.068,0	10,9	60,69	52,55	8,249	40,02	106,0	99,2	
31-12-2033	1.231,4	1.249,8	1.119,1	1.209,2	1.119,1	55,4	964,1	9,6	60,63	51,95	8,169	39,98	119,0	110,2	
31-12-2034	1.314,4	1.335,1	1.198,3	1.299,6	1.198,3	56,4	1.048,4	9,3	60,63	50,91	7,790	39,98	153,0	142,9	
31-12-2035	1.460,7	1.383,2	1.361,1	1.353,8	1.361,1	56,7	1.098,4	9,4	60,67	50,91	7,771	39,98	175,0	165,2	
31-12-2036	1.481,3	1.886,6	1.397,5	1.862,2	1.397,5	54,5	1.518,6	8,0	60,75	48,73	7,579	39,98	197,0	187,9	
31-12-2037	1.277,1	1.852,6	1.205,5	1.831,8	1.205,5	43,8	1.508,1	6,5	60,77	48,88	7,531	39,98	195,0	186,8	
31-12-2038	1.076,3	1.563,5	1.014,9	1.545,7	1.014,9	35,5	1.273,9	5,4	60,77	49,32	7,708	39,98	190,0	181,8	
31-12-2039	935,1	1.337,9	881,9	1.322,4	881,9	29,5	1.089,9	4,6	60,77	49,79	7,704	39,98	184,0	176,3	
31-12-2040	828,4	1.154,3	781,9	1.140,5	781,9	24,8	939,5	4,0	60,77	50,25	7,691	39,98	181,0	173,3	
SUBTOTAL	14.463,7	18.076,6	13.231,2	17.637,5	13.231,2	617,9	14.177,0	111,2	60,55	52,79	7,878	39,82			
REstante	5.229,5	8.271,0	4.977,4	8.160,7	4.977,4	156,8	6.771,3	24,4	60,83	49,73	7,428	39,98			
TOTAL	19.693,2	26.347,6	18.208,6	25.798,3	18.208,6	774,7	20.948,3	135,6	60,63	52,17	7,732	39,85			
PROD CUM	12.799,2	18.702,8													
FINAL	32.492,4	45.050,4													

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\$
31-12-2026	2.749,3	131,3	357,9	17,8	3.256,3	291,2	6.621,5	0,0	182,3	68,1	-3.906,8	-3.906,8	-3.615,6	8,000	281.203,1
31-12-2027	10.950,3	845,1	2.265,9	124,6	14.185,9	1.218,1	17.329,2	0,0	641,8	416,5	-5.419,6	-9.326,5	-8.411,1	12,000	197.080,8
31-12-2028	30.519,8	1.803,4	4.739,2	266,0	37.328,4	3.290,3	16.005,4	0,0	1.284,1	884,4	15.864,2	6.537,7	3.881,7	15,000	154.411,0
31-12-2029	40.604,5	2.633,6	6.766,4	400,7	50.405,2	4.414,1	18.147,6	-15,0	2.093,8	1.279,4	24.485,3	31.023,1	21.260,3	20,000	106.710,8
31-12-2030	46.417,8	2.835,0	7.365,5	425,2	57.043,5	5.021,6	16.918,4	-15,0	3.124,4	1.422,8	30.571,1	61.594,2	41.240,8	25,000	76.685,7
31-12-2031	58.457,7	3.259,4	8.494,8	485,5	70.697,4	6.271,5	35.127,5	-15,0	4.018,4	1.666,2	23.628,8	85.223,0	55.027,9	30,000	56.881,6
31-12-2032	67.492,6	3.213,8	8.809,8	436,0	79.952,1	7.150,8	27.751,2	-15,0	5.114,7	1.843,5	38.106,9	123.329,8	75.384,6	40,000	33.613,4
31-12-2033	67.854,1	2.875,9	7.875,7	383,8	78.989,5	7.123,3	12.724,4	-15,0	5.969,4	1.668,0	51.519,5	174.849,3	100.620,5	60,000	13.966,4
31-12-2034	72.648,6	2.870,6	8.166,6	372,2	84.058,0	7.597,8	38.139,4	-60,1	7.153,9	1.732,6	29.494,3	204.343,6	113.669,9	80,000	6.396,9
31-12-2035	82.570,0	2.889,0	8.535,6	374,6	94.369,3	8.580,0	34.753,2	-60,1	8.390,7	1.748,8	40.956,7	245.300,4	130.072,8	100,000	2.852,5
31-12-2036	84.897,9	2.656,9	11.508,9	321,7	99.385,4	8.902,0	51.625,7	-60,1	9.800,5	1.888,0	27.229,3	272.529,6	139.881,5		
31-12-2037	73.259,9	2.141,4	11.357,6	260,6	87.019,5	7.728,1	0,0	-60,1	10.313,8	1.632,5	67.405,1	339.934,8	162.451,0		
31-12-2038	61.671,1	1.750,3	9.818,8	216,2	73.456,4	6.513,1	0,0	-60,1	9.976,6	1.342,5	55.684,2	395.619,0	179.397,9		
31-12-2039	53.592,3	1.467,8	8.396,5	184,0	63.640,6	5.651,4	0,0	-25,1	9.850,3	1.126,5	47.037,5	442.656,6	192.410,4		
31-12-2040	47.515,1	1.248,5	7.225,6	158,7	56.147,9	4.998,8	0,0	-283,9	9.807,9	956,8	40.668,4	483.324,9	202.633,5		
SUBTOTAL	801.201,0	32.622,1	111.684,8	4.427,6	949.935,4	84.752,1	275.143,6	-684,2	87.722,6	19.676,4	483.324,9	483.324,9	202.633,5		
REstante	302.766,6	7.796,3	50.296,0	975,5	361.834,4	31.997,2	0,0	684,2	160.430,3	6.324,7	162.398,1	645.723,1	234.344,1		
TOTAL	1.103.967,6	40.418,4	161.980,8	5.403,0	1.311.769,8	116.749,3	275.143,6	0,0	248.152,8	26.001,0	645.723,1	645.723,1	234.344,1		
TOTAL DE 28,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

 CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

RESERVAS PROVADAS

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			
31-12-2026	2.500,3	12.708,0	2.461,1	12.700,8	2.461,1	561,9	10.862,8	0,0	64,66	32,51	7,775	0,00	399	398,0	
31-12-2027	2.815,1	14.846,7	2.779,5	14.839,4	2.779,5	668,6	12.692,1	0,0	60,99	33,36	7,748	0,00	430	428,5	
31-12-2028	2.781,2	16.955,4	2.750,1	16.949,0	2.750,1	750,1	14.526,8	0,0	60,14	32,39	7,719	0,00	477	476,1	
31-12-2029	2.787,4	17.133,1	2.758,6	17.127,5	2.758,6	751,5	14.686,5	0,0	60,49	30,64	7,714	0,00	528	527,0	
31-12-2030	2.821,2	17.243,1	2.794,3	17.238,1	2.794,3	748,8	14.794,5	0,0	61,09	30,09	7,716	0,00	585	583,9	
31-12-2031	2.912,5	16.721,0	2.885,8	16.716,4	2.885,8	715,8	14.359,4	0,0	61,45	30,27	7,728	0,00	647	645,8	
31-12-2032	3.075,3	18.325,1	3.050,4	18.320,9	3.050,4	795,9	15.704,5	0,0	61,61	30,35	7,705	0,00	716	714,7	
31-12-2033	3.029,9	17.990,1	3.007,3	17.986,3	3.007,3	782,3	15.403,2	0,0	61,54	30,32	7,705	0,00	724	722,7	
31-12-2034	2.736,9	16.188,4	2.716,5	16.184,9	2.716,5	699,4	13.864,1	0,0	61,53	30,32	7,734	0,00	722	720,7	
31-12-2035	2.445,3	14.404,6	2.426,8	14.401,4	2.426,8	620,1	12.314,3	0,0	61,52	30,32	7,749	0,00	713	711,7	
31-12-2036	2.214,7	12.817,4	2.198,0	12.814,4	2.198,0	550,9	10.946,3	0,0	61,52	30,32	7,742	0,00	700	698,7	
31-12-2037	1.946,3	11.398,3	1.931,2	11.395,5	1.931,2	490,9	9.733,1	0,0	61,52	30,32	7,738	0,00	682	680,7	
31-12-2038	1.711,6	10.151,3	1.697,8	10.148,6	1.697,8	437,5	8.666,8	0,0	61,52	30,32	7,729	0,00	662	660,8	
31-12-2039	1.514,2	9.071,8	1.501,6	9.069,3	1.501,6	391,5	7.743,2	0,0	61,52	30,32	7,719	0,00	640	638,8	
31-12-2040	1.321,6	8.105,8	1.310,2	8.103,6	1.310,2	350,2	6.916,7	0,0	61,52	30,32	7,708	0,00	610	608,8	
SUBTOTAL	36.613,5	214.060,0	36.269,3	213.996,1	36.269,3	9.315,4	183.214,4	0,0	61,48	30,84	7,727	0,00			
RESTANTE	5.246,2	43.199,6	5.185,1	43.181,2	5.185,1	2.059,5	36.543,4	0,0	61,48	30,32	7,777	0,00			
TOTAL	41.859,7	257.259,6	41.454,3	257.177,3	41.454,3	11.374,9	219.757,8	0,0	61,48	30,75	7,736	0,00			
PROD CUM FINAL	340.360,9	1.042.549,2													
	382.220,6	1.299.808,8													

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	159.127,9	18.267,6	84.456,0	0,0	261.851,5	19.544,4	32.663,6	0,0	71.675,5	14.799,0	123.169,2	123.169,2	117.764,2	8,000	1.150.221,2
31-12-2027	169.525,9	22.303,3	98.343,8	0,0	290.173,0	21.269,9	52.552,6	0,0	74.079,2	17.499,1	124.772,2	124.772,2	225.622,9	12,000	934.467,6
31-12-2028	165.378,1	24.293,8	112.130,4	0,0	301.802,3	21.498,6	66.310,3	94,6	75.786,4	19.728,8	118.383,5	366.324,9	318.438,7	15,000	813.788,8
31-12-2029	166.864,8	23.029,8	113.290,1	0,0	303.184,7	21.638,7	54.923,4	109,6	78.280,2	19.823,4	128.409,5	494.734,4	410.341,6	20,000	664.795,6
31-12-2030	170.707,9	22.533,3	114.152,5	0,0	307.393,7	22.026,1	40.453,9	109,6	80.713,6	19.866,1	144.224,4	638.958,8	504.304,6	25,000	559.288,5
31-12-2031	177.335,1	21.664,7	110.964,7	0,0	309.964,5	22.506,7	43.896,2	109,6	80.902,3	19.115,1	143.434,7	782.393,5	589.263,4	30,000	481.874,5
31-12-2032	187.943,6	24.152,8	120.996,5	0,0	333.092,9	24.036,5	63.382,7	109,6	83.267,2	21.110,1	141.186,9	923.580,3	665.126,9	40,000	377.843,0
31-12-2033	185.067,1	23.718,5	118.685,5	0,0	327.471,2	23.647,7	18.244,5	15,0	85.789,5	20.671,4	179.103,0	1.102.683,4	752.770,5	60,000	268.202,7
31-12-2034	167.147,1	21.205,2	107.218,4	0,0	295.570,8	21.350,2	12.695,3	60,1	85.746,1	18.517,3	157.201,9	1.259.885,2	822.718,6	80,000	212.696,9
31-12-2035	149.306,0	18.802,9	95.417,7	0,0	263.526,7	19.051,5	10.125,2	60,1	84.230,0	16.417,5	133.642,4	1.393.527,6	876.795,2	100,000	179.518,9
31-12-2036	135.219,1	16.704,3	84.745,3	0,0	236.668,7	17.174,2	5.398,9	60,1	82.708,8	14.590,1	116.736,6	1.510.264,2	919.718,0		
31-12-2037	118.805,4	14.885,3	75.311,1	0,0	209.001,8	15.132,0	0,0	60,1	80.417,0	12.988,6	100.404,1	1.610.668,3	953.335,2		
31-12-2038	104.452,3	13.264,9	66.982,9	0,0	184.700,0	13.341,8	0,0	318,9	78.224,5	11.565,8	81.249,1	1.691.917,4	978.073,1		
31-12-2039	92.386,4	11.871,3	59.773,0	0,0	164.030,7	11.827,2	0,0	258,9	76.099,5	10.342,6	65.502,4	1.757.419,7	996.203,6		
31-12-2040	80.609,2	10.616,6	53.315,3	0,0	144.541,1	10.376,4	0,0	419,6	72.715,7	9.243,5	51.785,9	1.809.205,6	1.009.237,9		
SUBTOTAL	2.229.875,9	287.314,4	1.415.783,2	0,0	3.932.973,5	284.421,9	400.646,5	1.785,6	1.190.635,5	246.278,4	1.809.205,6	1.809.205,6	1.009.237,9		
RESTANTE	318.762,6	62.443,4	284.183,0	0,0	665.389,0	44.785,0	0,0	74.296,3	381.972,2	52.413,9	111.921,5	1.921.127,1	1.033.052,1		
TOTAL	2.548.638,5	349.757,7	1.699.966,2	0,0	4.598.362,5	329.206,9	400.646,5	76.082,0	1.572.607,7	298.692,4	1.921.127,1	1.921.127,1	1.033.052,1		
TOTAL DE 28,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS 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			
31-12-2026	2.116,2	11.960,4	2.087,6	11.958,2	2.087,6	533,9	10.271,6	0,0	64,74	32,50	7,784	0,00	339	337,6	
31-12-2027	1.699,8	9.941,3	1.675,5	9.939,4	1.675,5	444,2	8.536,0	0,0	60,99	33,38	7,745	0,00	331	329,6	
31-12-2028	1.434,6	8.592,2	1.413,4	8.590,5	1.413,4	384,0	7.377,0	0,0	60,13	32,40	7,728	0,00	323	322,1	
31-12-2029	1.247,3	7.562,4	1.228,2	7.560,9	1.228,2	338,3	6.492,1	0,0	60,51	30,67	7,727	0,00	312	311,1	
31-12-2030	1.102,9	6.761,0	1.085,6	6.759,6	1.085,6	302,4	5.803,8	0,0	61,13	30,09	7,734	0,00	311	310,1	
31-12-2031	979,8	6.066,9	964,1	6.065,6	964,1	271,3	5.207,7	0,0	61,51	30,26	7,751	0,00	305	304,1	
31-12-2032	873,6	5.493,6	859,4	5.492,4	859,4	245,7	4.715,2	0,0	61,69	30,35	7,722	0,00	300	299,1	
31-12-2033	788,8	5.005,0	775,9	5.003,9	775,9	223,6	4.295,8	0,0	61,63	30,32	7,721	0,00	291	290,1	
31-12-2034	712,1	4.570,4	700,3	4.569,3	700,3	204,1	3.922,6	0,0	61,63	30,32	7,750	0,00	284	283,1	
31-12-2035	638,4	4.186,5	627,7	4.185,5	627,7	186,6	3.593,1	0,0	61,63	30,32	7,764	0,00	277	276,1	
31-12-2036	579,1	3.832,9	569,3	3.832,0	569,3	170,5	3.291,5	0,0	61,63	30,32	7,757	0,00	271	270,1	
31-12-2037	525,8	3.526,0	516,9	3.525,1	516,9	156,9	3.027,6	0,0	61,63	30,32	7,753	0,00	262	261,1	
31-12-2038	477,1	3.248,1	469,0	3.247,3	469,0	144,3	2.789,0	0,0	61,63	30,32	7,744	0,00	254	253,1	
31-12-2039	436,7	2.983,4	429,3	2.982,7	429,3	132,0	2.561,9	0,0	61,63	30,32	7,732	0,00	244	243,1	
31-12-2040	388,3	2.725,2	381,6	2.724,5	381,6	120,6	2.339,8	0,0	61,62	30,32	7,721	0,00	229	228,2	
SUBTOTAL	14.000,7	86.455,3	13.783,9	86.436,7	13.783,9	3.858,7	74.224,6	0,0	61,72	31,19	7,745	0,00			
REstante	1.459,0	16.106,4	1.427,8	16.100,7	1.427,8	782,2	13.759,6	0,0	61,49	30,32	7,785	0,00			
TOTAL	15.459,7	102.561,8	15.211,7	102.537,4	15.211,7	4.640,9	87.984,2	0,0	61,70	31,05	7,751	0,00			
PROD CUM	104.391,8	575.112,8													
FINAL	119.851,4	677.674,6													

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	SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
31-12-2026	135.149,9	17.352,6	79.956,5	0,0	232.459,1	17.001,9	0,0	0,0	67.110,6	13.999,2	134.347,4	134.347,4	128.542,3	8,000	356.984,0
31-12-2027	102.188,1	14.828,1	66.114,6	0,0	183.130,8	13.150,0	0,0	0,0	64.440,4	11.640,8	93.899,6	228.247,1	210.169,1	12,000	344.836,3
31-12-2028	84.984,4	12.442,4	57.006,6	0,0	154.433,4	11.021,4	0,0	94,6	62.547,0	10.062,1	70.708,3	298.955,4	266.026,8	15,000	332.122,8
31-12-2029	74.312,4	10.378,3	50.164,5	0,0	134.855,2	9.630,0	0,0	94,6	61.675,7	8.863,2	54.591,6	353.547,0	305.233,8	20,000	309.834,2
31-12-2030	66.365,0	9.100,4	44.885,2	0,0	120.350,6	8.596,8	0,0	94,6	60.986,8	7.922,3	42.750,0	396.297,0	333.141,0	25,000	288.966,1
31-12-2031	59.299,9	8.211,0	40.362,8	0,0	107.873,6	7.695,0	0,0	94,6	59.599,1	7.098,7	33.386,2	429.683,2	352.958,9	30,000	270.442,8
31-12-2032	53.015,9	7.457,1	36.409,9	0,0	96.883,0	6.897,2	0,0	94,6	58.446,0	6.424,4	25.020,6	454.703,9	366.466,4	40,000	240.182,3
31-12-2033	47.816,7	6.780,1	33.167,1	0,0	87.763,8	6.236,1	0,0	0,0	57.851,6	5.848,7	17.827,4	472.531,2	375.217,7	60,000	199.036,4
31-12-2034	43.159,0	6.188,2	30.399,1	0,0	79.746,3	5.649,9	0,0	60,1	57.145,6	5.339,2	11.551,5	484.082,8	380.377,7	80,000	172.817,4
31-12-2035	38.684,8	5.659,1	27.898,0	0,0	72.241,9	5.094,7	0,0	60,1	56.073,7	4.882,2	6.131,3	490.214,1	382.874,5	100,000	154.662,1
31-12-2036	35.087,5	5.170,6	25.533,6	0,0	65.791,6	4.631,7	0,0	60,1	55.376,0	4.461,3	1.262,7	491.476,7	383.351,8		
31-12-2037	31.852,9	4.758,7	23.473,0	0,0	60.084,5	4.219,0	0,0	60,1	54.131,6	4.105,2	-2.431,4	489.045,4	382.545,9		
31-12-2038	28.906,1	4.374,7	21.596,7	0,0	54.877,5	3.842,7	0,0	318,9	53.015,4	3.775,9	-6.075,5	482.969,9	380.710,5		
31-12-2039	26.459,5	4.002,9	19.807,8	0,0	50.270,1	3.519,0	0,0	258,9	51.764,0	3.458,2	-8.730,0	474.239,9	378.305,2		
31-12-2040	23.512,4	3.657,4	18.066,0	0,0	45.235,7	3.149,6	0,0	419,6	49.805,6	3.158,2	-11.297,3	462.942,5	375.474,8		
SUBTOTAL	850.794,4	120.361,5	574.841,2	0,0	1.545.997,1	110.335,2	0,0	1.710,8	869.969,1	101.039,5	462.942,5	462.942,5	375.474,8		
REstante	87.794,1	23.716,7	107.120,0	0,0	218.630,9	13.749,5	0,0	74.296,3	272.058,3	19.826,6	-161.299,8	301.642,7	352.004,6		
TOTAL	938.588,5	144.078,2	681.961,3	0,0	1.764.628,0	124.084,7	0,0	76.007,1	1.142.027,4	120.866,1	301.642,7	301.642,7	352.004,6		
TOTAL DE 28,67 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 2025

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%)		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			
31-12-2026	367,0	730,1	356,4	725,0	356,4	27,1	576,1	0,0	64,20	32,68	7,604	0,00	54	54,0	
31-12-2027	655,4	3.689,6	644,4	3.684,3	644,4	160,1	3.119,0	0,0	60,85	33,35	7,720	0,00	80	80,0	
31-12-2028	705,9	5.371,8	696,5	5.367,2	696,5	213,1	4.592,8	0,0	60,02	32,40	7,659	0,00	112	112,0	
31-12-2029	811,3	5.960,2	803,1	5.956,2	803,1	233,5	5.104,3	0,0	60,39	30,63	7,656	0,00	148	148,0	
31-12-2030	863,5	6.247,9	856,2	6.244,4	856,2	232,5	5.368,3	0,0	61,00	30,10	7,646	0,00	191	191,0	
31-12-2031	941,5	7.121,9	934,9	7.118,7	934,9	266,8	6.129,7	0,0	61,37	30,27	7,667	0,00	245	244,9	
31-12-2032	1.068,6	9.676,6	1.062,7	9.673,7	1.062,7	393,6	8.324,9	0,0	61,54	30,35	7,671	0,00	301	300,9	
31-12-2033	1.117,2	10.099,3	1.111,7	10.096,6	1.111,7	422,2	8.685,4	0,0	61,48	30,32	7,682	0,00	310	309,9	
31-12-2034	1.015,6	8.925,7	1.010,6	8.923,3	1.010,6	375,7	7.673,5	0,0	61,48	30,32	7,717	0,00	307	306,9	
31-12-2035	888,7	7.838,2	884,1	7.835,9	884,1	331,0	6.736,9	0,0	61,48	30,32	7,735	0,00	300	299,9	
31-12-2036	778,7	6.894,3	774,4	6.892,2	774,4	292,0	5.924,1	0,0	61,48	30,32	7,730	0,00	289	288,9	
31-12-2037	680,5	6.086,2	676,5	6.084,2	676,5	259,3	5.227,7	0,0	61,48	30,32	7,727	0,00	281	280,9	
31-12-2038	597,4	5.367,5	593,6	5.365,6	593,6	229,6	4.608,9	0,0	61,48	30,32	7,720	0,00	270	270,0	
31-12-2039	524,2	4.757,1	520,7	4.755,4	520,7	204,8	4.083,1	0,0	61,48	30,32	7,713	0,00	261	261,0	
31-12-2040	454,7	4.223,4	451,4	4.221,8	451,4	182,2	3.624,0	0,0	61,48	30,32	7,702	0,00	248	248,0	
SUBTOTAL	11.470,3	92.989,7	11.377,1	92.944,4	11.377,1	3.823,5	79.778,7	0,0	61,32	30,58	7,694	0,00			
REstante	2.197,5	21.808,2	2.170,9	21.795,5	2.170,9	1.048,1	18.586,4	0,0	61,49	30,32	7,775	0,00			
TOTAL	13.667,8	114.797,8	13.548,1	114.740,0	13.548,1	4.871,6	98.365,1	0,0	61,35	30,53	7,710	0,00			
PROD CUM FINAL	235.969,2	467.436,4													
FINAL	249.637,0	582.234,2													

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	22.880,0	884,5	4.381,0	0,0	28.145,4	2.430,0	31.291,3	0,0	3.077,8	776,9	-9.430,5	-9.430,5	-9.157,8	8,000	507.770,2
31-12-2027	39.217,4	5.338,0	24.077,9	0,0	68.633,3	4.980,7	24.139,7	0,0	6.408,9	4.271,5	28.832,4	19.401,8	15.661,4	12,000	378.967,1
31-12-2028	41.804,8	6.902,8	35.175,1	0,0	83.882,6	5.738,2	25.003,3	0,0	8.360,1	5.807,3	38.973,7	58.375,6	46.331,3	15,000	310.949,7
31-12-2029	48.501,5	7.152,2	39.081,3	0,0	94.735,0	6.554,0	15.517,1	15,0	10.325,4	6.396,6	55.926,9	114.302,5	86.350,8	20,000	231.290,6
31-12-2030	52.228,2	6.998,0	41.044,1	0,0	100.270,3	6.987,8	15.582,2	15,0	11.963,6	6.529,9	59.191,9	173.494,4	124.891,1	25,000	178.078,3
31-12-2031	57.375,3	8.076,9	46.996,4	0,0	112.448,6	7.768,3	27.233,0	15,0	13.492,9	7.458,0	56.481,5	229.975,9	158.263,5	30,000	140.965,9
31-12-2032	65.395,6	11.945,6	63.864,0	0,0	141.205,3	9.375,8	38.502,7	15,0	16.342,0	10.624,1	66.345,7	296.321,6	193.839,9	40,000	94.171,4
31-12-2033	68.342,8	12.801,6	66.720,1	0,0	147.864,5	9.810,1	9.845,6	15,0	18.293,9	11.260,5	98.639,3	394.960,9	242.133,2	60,000	49.875,2
31-12-2034	62.124,3	11.391,8	59.216,1	0,0	132.732,2	8.850,4	0,0	0,0	18.164,9	9.990,9	95.726,0	490.686,9	284.777,5	80,000	30.240,4
31-12-2035	54.350,7	10.034,9	52.111,0	0,0	116.496,6	7.757,9	0,0	0,0	17.336,2	8.789,3	82.613,3	573.300,2	318.234,5	100,000	19.766,6
31-12-2036	47.605,1	8.854,2	45.793,0	0,0	102.252,3	6.803,6	0,0	0,0	16.313,7	7.740,2	71.394,8	644.695,0	344.519,2		
31-12-2037	41.589,4	7.862,7	40.396,5	0,0	89.848,6	5.964,5	0,0	0,0	15.284,2	6.857,8	61.742,1	706.437,1	365.183,6		
31-12-2038	36.494,0	6.960,0	35.578,8	0,0	79.032,8	5.241,5	0,0	0,0	14.386,5	6.057,6	53.347,2	759.784,3	381.415,2		
31-12-2039	32.011,7	6.208,0	31.492,5	0,0	69.712,3	4.613,2	0,0	0,0	13.581,0	5.389,1	46.129,1	805.913,4	394.174,7		
31-12-2040	27.750,4	5.525,7	27.913,2	0,0	61.189,2	4.029,3	0,0	0,0	12.552,0	4.789,6	39.818,3	845.731,7	404.187,8		
SUBTOTAL	697.671,4	116.936,7	613.840,8	0,0	1.428.448,9	96.905,2	187.114,9	74,9	195.883,0	102.739,2	845.731,7	845.731,7	404.187,8		
REstante	133.498,9	31.777,0	144.505,9	0,0	309.781,7	20.000,7	0,0	0,0	70.642,6	26.574,2	192.564,3	1.038.295,9	436.705,1		
TOTAL	831.170,3	148.713,7	758.346,6	0,0	1.738.230,6	116.905,9	187.114,9	74,9	266.525,6	129.313,4	1.038.295,9	1.038.295,9	436.705,1		
TOTAL DE 26,67 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

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

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		
31-12-2026	17,1	17,6	17,1	17,6	17,1	0,9	15,0	0,0	64,28	32,87	7,890	0,00	6,4	6,4
31-12-2027	459,8	1.215,8	459,5	1.215,8	459,5	64,3	1.037,1	0,0	61,20	33,26	7,860	0,00	19,0	19,0
31-12-2028	640,7	2.991,4	640,2	2.991,4	640,2	153,0	2.557,0	0,0	60,27	32,35	7,802	0,00	42,0	42,0
31-12-2029	728,7	3.610,5	727,3	3.610,5	727,3	179,7	3.090,1	0,0	60,57	30,60	7,781	0,00	68,0	67,9
31-12-2030	854,8	4.234,2	852,5	4.234,2	852,5	213,8	3.622,4	0,0	61,13	30,09	7,791	0,00	83,0	82,8
31-12-2031	991,2	3.532,2	986,8	3.532,2	986,8	177,7	3.022,1	0,0	61,47	30,26	7,811	0,00	97,0	96,7
31-12-2032	1.133,1	3.154,9	1.128,3	3.154,9	1.128,3	156,5	2.664,4	0,0	61,63	30,35	7,778	0,00	115,0	114,7
31-12-2033	1.124,0	2.885,8	1.119,7	2.885,8	1.119,7	136,4	2.422,0	0,0	61,54	30,32	7,762	0,00	123,0	122,7
31-12-2034	1.009,3	2.692,3	1.005,7	2.692,3	1.005,7	119,6	2.268,0	0,0	61,52	30,32	7,761	0,00	131,0	130,7
31-12-2035	918,1	2.380,0	915,0	2.380,0	915,0	102,5	1.984,3	0,0	61,50	30,32	7,765	0,00	136,0	135,7
31-12-2036	856,9	2.090,2	854,3	2.090,2	854,3	88,4	1.730,7	0,0	61,49	30,32	7,753	0,00	140,0	139,7
31-12-2037	740,0	1.786,1	737,8	1.786,1	737,8	74,7	1.477,8	0,0	61,48	30,32	7,742	0,00	139,0	138,7
31-12-2038	637,1	1.535,7	635,2	1.535,7	635,2	63,7	1.268,9	0,0	61,48	30,32	7,729	0,00	138,0	137,7
31-12-2039	553,2	1.331,2	551,6	1.331,2	551,6	54,8	1.098,3	0,0	61,48	30,32	7,714	0,00	135,0	134,7
31-12-2040	478,7	1.157,3	477,3	1.157,3	477,3	47,3	952,9	0,0	61,48	30,32	7,699	0,00	133,0	132,7
SUBTOTAL	11.142,5	34.615,0	11.108,2	34.615,0	11.108,2	1.633,2	29.211,1	0,0	61,34	30,63	7,774	0,00		
RESTANTE	1.589,7	5.285,0	1.586,3	5.285,0	1.586,3	229,2	4.197,4	0,0	61,44	30,32	7,757	0,00		
TOTAL	12.732,2	39.900,0	12.694,5	39.900,0	12.694,5	1.862,4	33.408,5	0,0	61,36	30,59	7,772	0,00		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	12.732,2	39.900,0												

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	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\$	%
31-12-2026	1.098,0	30,5	118,5	0,0	1.247,0	112,5	1.372,3	0,0	1.487,1	22,9	-1.747,7	-1.747,7	-1.620,3	8,000	285.467,0
31-12-2027	28.120,5	2.137,2	8.151,3	0,0	38.409,0	3.139,2	28.412,9	0,0	3.229,9	1.586,8	2.040,2	292,5	-207,6	12,000	210.664,2
31-12-2028	38.588,9	4.948,6	19.948,8	0,0	63.486,3	4.739,0	41.306,9	0,0	4.879,4	3.859,4	8.701,5	8.994,0	6.080,6	15,000	170.716,4
31-12-2029	44.050,9	5.499,3	24.044,4	0,0	73.594,6	5.454,7	39.406,3	0,0	6.279,0	4.563,6	17.891,0	26.884,9	18.757,0	20,000	123.670,8
31-12-2030	52.114,7	6.434,9	28.223,2	0,0	86.772,8	6.441,4	24.871,8	0,0	7.763,2	5.413,9	42.282,5	69.167,4	46.272,5	25,000	92.244,0
31-12-2031	60.659,9	5.376,8	23.605,6	0,0	89.642,3	7.043,3	16.663,3	0,0	7.810,3	4.558,4	53.567,0	122.734,4	78.040,9	30,000	70.465,8
31-12-2032	69.532,0	4.750,1	20.722,5	0,0	95.004,7	7.763,5	24.879,9	0,0	8.479,1	4.061,6	49.820,5	172.554,9	104.820,6	40,000	43.489,2
31-12-2033	68.907,6	4.136,9	18.798,3	0,0	91.842,9	7.601,5	8.398,9	0,0	9.644,0	3.562,2	62.636,4	235.191,2	135.419,6	60,000	19.291,1
31-12-2034	61.863,8	3.625,3	17.603,3	0,0	83.092,3	6.849,9	12.695,3	0,0	10.435,6	3.187,2	49.924,3	285.115,6	157.563,4	80,000	9.639,1
31-12-2035	56.270,5	3.108,9	15.408,8	0,0	74.788,2	6.198,9	10.125,2	0,0	10.820,2	2.746,1	44.897,8	330.013,4	175.686,2	100,000	5.090,2
31-12-2036	52.526,5	2.679,5	13.418,7	0,0	68.624,8	5.739,0	5.398,9	0,0	11.019,1	2.388,7	44.079,1	374.092,5	191.847,1		
31-12-2037	45.363,1	2.264,0	11.441,6	0,0	59.068,6	4.948,4	0,0	0,0	11.001,2	2.025,5	41.093,4	415.185,9	205.605,6		
31-12-2038	39.052,2	1.930,2	9.807,4	0,0	50.789,8	4.257,6	0,0	0,0	10.822,6	1.732,3	33.977,3	449.163,2	215.947,4		
31-12-2039	33.915,2	1.660,4	8.472,7	0,0	44.048,3	3.695,1	0,0	0,0	10.754,5	1.495,4	28.103,3	477.266,5	223.723,6		
31-12-2040	29.346,4	1.433,6	7.336,2	0,0	38.116,1	3.197,4	0,0	0,0	10.358,0	1.295,8	23.264,9	500.531,4	229.575,4		
SUBTOTAL	681.410,2	50.016,1	227.101,2	0,0	958.527,5	77.181,5	213.531,6	0,0	124.783,4	42.499,6	500.531,4	500.531,4	229.575,4		
RESTANTE	97.469,6	6.949,7	32.557,1	0,0	136.976,4	11.034,8	0,0	0,0	39.271,4	6.013,2	80.657,0	581.188,5	244.342,5		
TOTAL	778.879,7	56.965,8	259.658,3	0,0	1.095.503,9	88.216,3	213.531,6	0,0	164.054,7	48.512,8	581.188,5	581.188,5	244.342,5		
TOTAL DE 26,67 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

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO BAHIA
BRASIL

RESERVAS PROVÁVEIS

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS (100%)		PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE		
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	COMPLETAÇÕES ATIVAS BRUTO	LÍQUIDO	
	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL			
31-12-2026	13,9	34,8	13,9	34,8	13,9	0,9	15,2	0,0	64,38	32,72	7,902	0,00	2	2,0	
31-12-2027	70,9	356,4	70,9	356,4	70,9	18,2	291,3	0,0	60,72	33,16	7,864	0,00	8	8,0	
31-12-2028	234,4	1.228,3	233,8	1.228,3	233,8	55,6	1.045,0	0,0	60,12	32,40	7,335	0,00	19	18,9	
31-12-2029	332,9	1.768,9	331,6	1.768,9	331,6	86,3	1.506,3	0,0	60,47	30,37	7,346	0,00	27	26,9	
31-12-2030	443,0	3.834,7	441,7	3.834,7	441,7	195,4	3.272,7	0,0	61,00	30,10	7,404	0,00	44	43,9	
31-12-2031	543,0	4.789,1	541,3	4.789,1	541,3	244,4	4.087,7	0,0	61,36	30,27	7,447	0,00	57	56,9	
31-12-2032	600,6	5.356,7	598,8	5.356,7	598,8	266,3	4.582,1	0,0	61,53	30,35	7,457	0,00	71	70,9	
31-12-2033	643,5	5.477,0	641,9	5.477,0	641,9	274,8	4.683,5	0,0	61,51	30,32	7,457	0,00	81	80,9	
31-12-2034	701,0	4.926,3	699,3	4.926,3	699,3	242,5	4.214,7	0,0	61,55	30,32	7,458	0,00	84	83,8	
31-12-2035	681,1	4.404,4	679,5	4.404,4	679,5	211,8	3.744,7	0,0	61,55	30,32	7,527	0,00	88	87,8	
31-12-2036	612,1	4.184,0	610,6	4.184,0	610,6	197,1	3.545,2	0,0	61,53	30,32	7,663	0,00	93	92,8	
31-12-2037	543,1	3.959,3	541,4	3.959,3	541,4	180,3	3.363,5	0,0	61,51	30,32	7,781	0,00	93	92,8	
31-12-2038	467,9	3.471,8	466,5	3.471,8	466,5	157,8	2.949,7	0,0	61,51	30,32	7,823	0,00	95	94,8	
31-12-2039	407,4	3.052,1	406,2	3.052,1	406,2	138,8	2.592,7	0,0	61,50	30,32	7,822	0,00	93	92,8	
31-12-2040	366,9	2.716,4	365,9	2.716,4	365,9	124,0	2.306,9	0,0	61,51	30,32	7,823	0,00	91	90,8	
SUBTOTAL	6.661,8	49.560,2	6.643,2	49.560,2	6.643,2	2.394,2	42.201,2	0,0	61,37	30,37	7,565	0,00			
RESTANTE	2.439,3	18.175,0	2.428,9	18.175,0	2.428,9	787,6	15.456,1	0,0	61,51	30,32	7,717	0,00			
TOTAL	9.101,1	67.735,2	9.072,0	67.735,2	9.072,0	3.181,8	57.657,3	0,0	61,41	30,36	7,606	0,00			
PROD CUM	2.397,5	4.805,4													
FINAL	11.498,6	72.540,6													

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	SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	893,3	31,1	120,0	0,0	1.044,4	92,7	2.199,4	0,0	125,2	24,7	-1.397,7	-1.397,7	-1.337,1	8,000	270.776,7
31-12-2027	4.302,8	603,1	2.290,7	0,0	7.196,5	533,1	9.184,3	0,0	408,0	484,7	-3.413,6	-4.811,3	-4.446,6	12,000	190.685,2
31-12-2028	14.053,3	1.801,6	7.665,1	0,0	23.520,0	1.741,8	12.354,1	0,0	1.214,6	1.529,5	6.679,9	1.868,7	622,1	15,000	149.636,8
31-12-2029	20.052,6	2.620,3	11.065,9	0,0	33.738,7	2.492,5	12.346,9	0,0	1.804,8	2.251,8	14.842,7	16.711,3	11.211,3	20,000	103.242,8
31-12-2030	26.944,7	5.881,3	24.232,6	0,0	57.058,6	3.818,2	26.655,4	0,0	2.611,1	4.933,9	19.040,0	35.751,3	23.639,8	25,000	73.711,5
31-12-2031	33.211,5	7.397,9	30.440,3	0,0	71.049,7	4.735,0	28.542,7	0,0	3.555,2	6.249,1	27.967,6	63.719,0	40.244,7	30,000	54.110,7
31-12-2032	36.842,8	8.080,2	34.167,3	0,0	79.090,3	5.263,6	12.402,6	0,0	4.368,1	6.820,8	50.235,2	113.954,1	67.334,7	40,000	31.088,4
31-12-2033	39.484,3	8.331,1	34.927,4	0,0	82.742,7	5.560,3	17.153,6	0,0	4.917,7	6.996,2	48.114,9	162.069,0	90.828,4	60,000	12.084,9
31-12-2034	43.042,4	7.353,1	31.432,2	0,0	81.827,6	5.726,5	6.472,7	0,0	5.242,3	6.216,8	58.169,4	220.238,4	116.706,8	80,000	5.172,4
31-12-2035	41.819,6	6.423,2	28.186,7	0,0	76.429,5	5.440,9	7.392,2	0,0	5.415,0	5.467,8	52.713,7	272.952,0	138.025,1	100,000	2.130,2
31-12-2036	37.570,9	5.975,1	27.168,2	0,0	70.714,2	4.970,1	14.525,3	0,0	5.695,4	5.092,8	40.430,5	313.382,6	152.921,5		
31-12-2037	33.303,8	5.467,5	26.170,8	0,0	64.942,0	4.496,0	0,0	0,0	5.955,3	4.701,6	49.789,2	363.171,7	169.586,5		
31-12-2038	28.693,5	4.784,5	23.076,0	0,0	56.554,0	3.897,7	0,0	-258,9	5.924,0	4.115,3	42.876,0	406.047,7	182.630,3		
31-12-2039	24.982,6	4.208,3	20.280,7	0,0	49.471,6	3.402,9	0,0	-258,9	5.829,7	3.617,6	36.880,3	442.928,0	192.829,2		
31-12-2040	22.505,0	3.760,3	18.047,7	0,0	44.313,0	3.055,3	0,0	0,0	6.387,4	3.225,9	31.644,4	474.572,4	200.786,5		
SUBTOTAL	407.703,0	72.718,5	319.271,4	0,0	799.692,9	55.226,8	149.229,2	-517,7	59.453,7	61.728,5	474.572,4	474.572,4	200.786,5		
RESTANTE	149.399,2	23.880,4	119.275,2	0,0	292.554,7	20.217,9	0,0	517,7	110.644,4	20.824,0	140.350,6	614.923,0	226.272,0		
TOTAL	557.102,2	96.598,8	438.546,6	0,0	1.092.247,6	75.444,7	149.229,2	0,0	170.098,1	82.552,5	614.923,0	614.923,0	226.272,0		
TOTAL DE 28,67 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 2025

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			
31-12-2026	18,5	35,4	17,0	34,6	17,0	0,8	14,7	0,0	64,69	32,75	7,141	0,00	2	1,8	
31-12-2027	64,0	94,6	56,7	90,9	56,7	2,4	64,0	0,0	61,09	33,28	6,889	0,00	4	3,5	
31-12-2028	271,0	219,2	228,7	198,0	228,7	4,7	150,1	0,0	60,72	32,41	5,454	0,00	8	7,0	
31-12-2029	353,2	246,4	301,9	220,7	301,9	5,3	168,7	0,0	61,03	30,58	5,286	0,00	13	11,5	
31-12-2030	304,8	243,1	276,6	229,0	276,6	7,8	181,4	0,0	61,37	30,11	6,405	0,00	16	14,5	
31-12-2031	361,7	289,6	330,8	274,2	330,8	10,2	220,4	0,0	61,70	30,27	6,529	0,00	21	19,5	
31-12-2032	465,8	428,4	448,1	419,6	448,1	18,8	348,4	0,0	61,67	30,35	7,135	0,00	38	36,5	
31-12-2033	484,9	400,6	474,0	395,1	474,0	18,0	329,7	0,0	61,55	30,32	7,261	0,00	43	41,5	
31-12-2034	521,4	512,0	513,9	508,3	513,9	20,2	431,3	0,0	61,52	30,32	7,315	0,00	53	51,5	
31-12-2035	616,8	555,4	612,7	553,3	612,7	20,3	473,3	0,0	61,53	30,32	7,378	0,00	64	62,8	
31-12-2036	713,1	1.175,2	711,3	1.174,3	711,3	23,2	981,2	0,0	61,51	30,32	7,314	0,00	86	85,3	
31-12-2037	638,3	1.275,0	637,4	1.274,5	637,4	18,5	1.072,8	0,0	61,49	30,32	7,316	0,00	86	85,8	
31-12-2038	540,2	1.083,5	540,0	1.083,3	540,0	14,5	912,7	0,0	61,48	30,32	7,569	0,00	83	82,8	
31-12-2039	472,0	928,8	472,0	928,8	472,0	11,6	782,4	0,0	61,47	30,32	7,565	0,00	81	81,0	
31-12-2040	419,2	800,9	419,2	800,9	419,2	9,4	674,1	0,0	61,46	30,32	7,548	0,00	80	80,0	
SUBTOTAL	6.244,8	8.287,9	6.040,3	8.185,6	6.040,3	185,6	6.805,1	0,0	61,47	30,42	7,248	0,00			
REstante	2.883,8	6.072,7	2.877,6	6.072,7	2.877,6	61,9	5.139,8	0,0	61,46	30,32	7,230	0,00			
TOTAL	9.128,6	14.360,6	8.917,8	14.258,3	8.917,8	247,5	11.944,9	0,0	61,47	30,39	7,240	0,00			
PROD CUM FINAL	9.416,2 18.544,8	15.877,1 30.237,7													

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\$	DESC	%	M\$
31-12-2026	1.099,6	27,0	105,3	0,0	1.231,9	112,0	495,5	0,0	88,1	20,3	516,0	516,0	481,1	8,000	115.315,3	
31-12-2027	3.462,4	78,5	440,7	0,0	3.981,6	356,6	5.644,9	0,0	105,7	65,3	-2.190,9	-1.674,9	-1.374,1	12,000	76.871,0	
31-12-2028	13.889,7	151,5	818,5	0,0	14.859,8	1.386,1	10.043,3	0,0	-46,5	128,0	3.348,8	1.673,9	1.104,3	15,000	58.126,4	
31-12-2029	18.422,5	160,5	891,7	0,0	19.474,7	1.829,1	9.879,3	-15,0	337,0	148,2	7.296,1	8.970,1	6.234,7	20,000	38.076,1	
31-12-2030	16.975,3	235,6	1.162,0	0,0	18.372,9	1.702,5	7.051,5	-15,0	967,2	231,7	8.434,9	17.405,0	11.764,9	25,000	26.156,7	
31-12-2031	20.411,7	308,0	1.438,7	0,0	22.158,3	2.049,8	13.362,4	-15,0	1.026,6	313,7	5.420,7	22.825,7	14.953,9	30,000	18.716,6	
31-12-2032	27.639,1	570,6	2.485,5	0,0	30.695,2	2.803,2	19.805,3	-15,0	1.635,9	632,4	5.833,4	28.659,1	17.913,0	40,000	10.572,4	
31-12-2033	29.172,1	546,8	2.394,1	0,0	32.113,0	2.947,3	6.477,7	-15,0	2.182,6	600,7	19.919,6	48.578,7	27.623,4	60,000	4.406,5	
31-12-2034	31.613,7	612,2	3.155,0	0,0	35.380,9	3.217,2	14.588,1	-60,1	2.609,6	697,7	14.328,4	62.907,0	33.864,8	80,000	2.267,0	
31-12-2035	37.694,6	615,9	3.491,6	0,0	41.802,2	3.820,7	18.936,8	-60,1	2.936,1	707,2	15.461,5	78.368,5	39.965,3	100,000	1.318,2	
31-12-2036	43.754,8	704,7	7.177,0	0,0	51.636,5	4.559,5	44.528,3	-60,1	4.022,6	993,4	-2.407,3	75.961,2	38.911,8			
31-12-2037	39.195,1	560,1	7.848,5	0,0	47.603,7	4.138,3	0,0	-60,1	4.656,7	907,9	37.960,9	113.922,1	51.621,9			
31-12-2038	33.195,4	438,5	6.907,9	0,0	40.541,8	3.513,8	0,0	-60,1	4.491,1	741,4	31.855,6	145.777,7	61.316,2			
31-12-2039	29.013,8	351,3	5.918,9	0,0	35.284,0	3.065,1	0,0	0,0	4.533,4	614,8	27.070,6	172.848,3	68.804,6			
31-12-2040	25.763,8	285,3	5.088,4	0,0	31.137,5	2.714,0	0,0	-258,9	4.550,2	515,4	23.616,7	196.465,0	74.739,9			
SUBTOTAL	371.303,8	5.646,5	49.323,8	0,0	426.274,0	38.215,3	150.813,2	-634,1	34.096,3	7.318,3	196.465,0	196.465,0	74.739,9			
REstante	176.862,9	1.877,1	37.161,2	0,0	215.901,1	18.717,2	0,0	634,1	96.245,4	3.612,3	96.692,1	293.157,1	93.695,2			
TOTAL	548.166,7	7.523,5	86.485,0	0,0	642.175,2	56.932,5	150.813,2	0,0	130.341,7	10.930,6	293.157,1	293.157,1	93.695,2			
TOTAL DE 28,67 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

 CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS BRUTAS									RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE	
	RESERVAS BRUTAS (100%)		PARTICIPAÇÃO DE TRAB														COMPLETAÇÕES ATIVAS		
	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GÁS ⁽²⁾	ÓLEO	GLP	GÁS ⁽³⁾	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	ÓLEO	GLP	GÁS	C ₅₊	BRUTO	LÍQUIDO	
MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MBBL	MMCF	MMCF	MMCF	MBBL	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	\$/BBL				
31-12-2026	3.516,8	9.982,9	3.078,4	9.605,5	3.078,4	437,0	7.502,4	112,4	56,47	62,40	8,812	41,77	560	462,2					
31-12-2027	3.610,1	9.600,0	3.098,8	9.242,7	3.098,8	421,2	7.215,7	108,3	59,27	62,40	8,685	39,57	592	485,2					
31-12-2028	3.594,8	8.824,5	3.064,2	8.497,0	3.064,2	387,1	6.634,1	99,6	58,44	62,40	8,649	39,07	617	509,1					
31-12-2029	3.627,0	8.617,8	3.151,3	8.330,8	3.151,3	379,2	6.505,6	97,5	58,83	62,40	8,656	39,31	650	542,4					
31-12-2030	3.870,9	8.925,4	3.444,8	8.673,9	3.444,8	395,1	6.772,5	101,6	59,47	62,40	8,687	39,69	683	573,7					
31-12-2031	3.555,8	7.988,9	3.178,2	7.768,4	3.178,2	353,8	6.065,7	91,0	59,83	62,40	8,701	39,91	683	575,0					
31-12-2032	3.052,3	6.575,2	2.727,4	6.383,7	2.727,4	290,6	4.985,1	74,7	60,02	62,40	8,703	40,02	669	562,0					
31-12-2033	2.683,5	5.799,6	2.402,5	5.632,7	2.402,5	256,5	4.398,3	66,0	59,96	62,40	8,563	39,98	670	563,0					
31-12-2034	2.331,1	5.002,3	2.086,8	4.856,5	2.086,8	221,1	3.792,5	56,9	59,96	62,40	8,072	39,98	661	555,5					
31-12-2035	2.040,8	4.363,6	1.827,8	4.236,0	1.827,8	192,8	3.308,2	49,6	59,96	62,40	8,069	39,98	650	546,1					
31-12-2036	1.805,4	3.862,9	1.618,6	3.750,9	1.618,6	170,7	2.929,5	43,9	59,96	62,40	8,067	39,98	643	541,1					
31-12-2037	1.602,8	3.439,3	1.439,0	3.340,8	1.439,0	152,0	2.609,4	39,1	59,96	62,40	8,065	39,98	634	533,9					
31-12-2038	1.426,8	3.052,1	1.282,1	2.965,3	1.282,1	134,9	2.316,2	34,7	59,96	62,40	8,062	39,98	617	517,9					
31-12-2039	1.270,5	2.727,8	1.145,3	2.651,9	1.145,3	120,7	2.070,9	31,0	59,96	62,40	8,072	39,98	599	501,9					
31-12-2040	1.135,7	2.440,0	1.026,3	2.373,2	1.026,3	108,1	1.852,7	27,8	59,96	62,40	8,083	39,98	576	484,4					
SUBTOTAL	39.124,2	91.202,3	34.571,6	88.309,2	34.571,6	4.020,7	68.958,8	1.034,1	59,29	62,40	8,519	39,95							
REstante	4.401,7	9.894,9	4.056,4	9.604,7	4.056,4	438,0	7.496,8	112,6	59,96	62,40	8,089	39,98							
TOTAL	43.525,9	101.097,2	38.628,0	97.913,8	38.628,0	4.458,6	76.455,6	1.146,7	59,36	62,40	8,477	39,95							
PROD CUM FINAL	141.674,5	222.050,1																	
	185.200,4	323.147,3																	

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	CUM	DESC	VP ACUM	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	173.838,2	27.267,3	66.114,5	4.693,9	271.913,9	22.597,9	63.594,0	0,0	53.074,9	12.494,5	120.152,5	120.152,5	115.090,0	8,000	980.627,1	
31-12-2027	183.658,8	26.281,5	62.667,9	4.286,8	276.894,9	22.380,7	41.962,8	0,0	54.265,1	12.042,8	146.243,6	266.396,1	241.978,8	12,000	829.627,8	
31-12-2028	179.068,4	24.154,3	57.375,5	3.889,7	264.487,9	21.563,4	49.060,8	0,0	55.065,3	11.068,1	127.730,3	394.126,4	342.611,6	15,000	740.949,5	
31-12-2029	185.405,5	23.664,9	56.314,4	3.833,9	269.218,9	22.109,0	52.554,7	0,0	56.059,3	10.843,8	127.652,0	521.778,4	434.244,1	20,000	626.313,4	
31-12-2030	204.848,1	24.652,8	58.834,9	4.032,4	292.368,2	24.188,6	50.114,4	0,0	57.878,1	11.296,5	148.890,6	670.669,0	531.086,1	25,000	540.960,6	
31-12-2031	190.157,8	22.076,6	52.777,9	3.631,1	268.643,4	22.324,3	14.706,0	0,0	58.071,9	10.116,0	163.425,1	834.094,2	627.994,3	30,000	475.659,2	
31-12-2032	163.696,8	18.133,3	43.387,3	2.991,0	228.208,4	19.074,3	5.848,7	0,0	57.063,5	8.309,1	137.912,8	972.006,9	702.408,1	40,000	383.572,6	
31-12-2033	144.051,1	16.004,1	37.664,8	2.637,4	200.357,4	16.763,4	7.013,0	0,0	56.705,0	7.333,5	112.542,5	1.084.549,5	757.531,0	60,000	279.869,4	
31-12-2034	125.125,6	13.795,2	30.611,8	2.273,4	171.806,0	14.456,3	0,0	0,0	56.274,7	6.321,3	94.753,7	1.179.303,2	799.765,8	80,000	224.284,1	
31-12-2035	109.596,6	12.029,7	26.694,2	1.982,5	150.303,0	12.653,7	0,0	17,3	55.708,3	5.512,3	76.411,4	1.255.714,6	830.727,4	100,000	190.024,8	
31-12-2036	97.054,2	10.649,8	23.632,0	1.755,1	133.091,1	11.205,0	0,0	17,3	55.247,1	4.880,0	61.741,6	1.317.456,1	853.471,1			
31-12-2037	86.283,4	9.483,6	21.044,2	1.562,9	118.374,0	9.964,0	0,0	124,4	54.474,3	4.345,6	49.465,7	1.366.921,8	870.037,2			
31-12-2038	76.873,5	8.415,1	18.673,3	1.386,8	105.348,6	8.871,9	0,0	124,4	53.457,1	3.856,0	39.039,3	1.405.961,1	881.924,9			
31-12-2039	68.670,4	7.533,0	16.715,9	1.241,4	94.160,7	7.927,7	0,0	149,5	52.238,6	3.451,8	30.393,1	1.436.354,2	890.339,1			
31-12-2040	61.536,6	6.748,5	14.975,1	1.112,1	84.372,4	7.103,9	0,0	132,1	51.095,3	3.092,3	22.948,7	1.459.302,9	896.117,1			
SUBTOTAL	2.049.864,8	250.889,8	587.483,8	41.310,3	2.929.548,7	243.184,0	284.854,4	565,0	826.678,5	114.963,8	1.459.302,9	1.459.302,9	896.117,1			
REstante	243.222,5	27.329,9	60.645,4	4.503,9	335.701,6	28.182,3	0,0	47.006,6	242.708,4	12.523,2	5.281,1	1.464.584,0	899.722,9			
TOTAL	2.293.087,3	278.219,6	648.129,2	45.814,2	3.265.250,3	271.366,4	284.854,4	47.571,6	1.069.386,9	127.487,0	1.464.584,0	1.464.584,0	899.722,9			
TOTAL DE 24,92 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS 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		
31-12-2026	2.908,4	8.297,0	2.568,2	7.941,6	2.568,2	360,9	6.204,5	92,8	55,95	62,40	8,802	41,83	470	400,0
31-12-2027	2.360,3	6.443,3	2.067,5	6.135,3	2.067,5	278,9	4.793,2	71,7	59,29	62,40	8,657	39,58	464	395,0
31-12-2028	2.001,7	5.315,1	1.747,5	5.047,4	1.747,5	229,4	3.943,3	59,0	58,44	62,40	8,623	39,07	458	389,5
31-12-2029	1.729,2	4.510,4	1.507,8	4.277,7	1.507,8	194,4	3.342,1	50,0	58,82	62,40	8,637	39,30	452	384,7
31-12-2030	1.504,3	3.853,4	1.311,5	3.650,3	1.311,5	165,8	2.852,2	42,6	59,45	62,40	8,658	39,68	448	380,7
31-12-2031	1.310,9	3.273,4	1.141,3	3.095,5	1.141,3	140,5	2.419,1	36,1	59,83	62,40	8,667	39,91	436	370,0
31-12-2032	1.158,4	2.834,9	1.008,1	2.678,6	1.008,1	121,6	2.093,6	31,3	60,02	62,40	8,669	40,02	421	355,5
31-12-2033	1.034,7	2.532,0	901,2	2.394,5	901,2	108,7	1.871,3	28,0	59,96	62,40	8,532	39,98	420	354,5
31-12-2034	930,4	2.274,8	811,5	2.153,8	811,5	97,8	1.683,2	25,1	59,96	62,40	8,044	39,98	415	350,0
31-12-2035	838,7	2.049,1	732,7	1.942,4	732,7	88,2	1.518,1	22,7	59,96	62,40	8,043	39,98	407	343,5
31-12-2036	757,2	1.851,6	662,1	1.757,3	662,1	79,8	1.373,5	20,5	59,96	62,40	8,041	39,98	404	341,0
31-12-2037	684,1	1.673,4	598,6	1.590,0	598,6	72,2	1.242,7	18,6	59,96	62,40	8,039	39,98	400	337,0
31-12-2038	617,8	1.495,7	540,8	1.421,8	540,8	64,5	1.111,4	16,6	59,96	62,40	8,036	39,98	389	326,5
31-12-2039	557,4	1.346,3	488,7	1.280,9	488,7	58,2	1.000,6	15,0	59,96	62,40	8,058	39,98	379	318,0
31-12-2040	502,9	1.210,5	441,0	1.152,5	441,0	52,5	899,8	13,5	59,96	62,40	8,083	39,98	368	308,5
SUBTOTAL	18.896,6	48.960,8	16.528,5	46.519,7	16.528,5	2.113,4	36.348,5	543,5	58,94	62,40	8,523	40,06		
REstante	2.028,4	5.144,4	1.811,3	4.883,9	1.811,3	222,8	3.811,4	57,3	59,96	62,40	8,095	39,98		
TOTAL	20.925,0	54.105,2	18.339,8	51.403,5	18.339,8	2.336,2	40.159,9	600,8	59,04	62,40	8,483	40,05		
PROD CUM	68.933,1	119.461,4												
FINAL	89.858,1	173.566,6												

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	SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%
31-12-2026	143.686,2	22.522,9	54.614,8	3.883,0	224.706,8	18.841,4	0,0	0,0	50.890,0	10.320,5	144.654,8	144.654,8	138.505,1	8,000	438.054,3
31-12-2027	122.579,3	17.401,0	41.495,7	2.839,0	184.315,0	14.914,3	0,0	0,0	49.493,4	7.973,6	111.933,6	256.588,5	235.799,0	12,000	412.777,6
31-12-2028	102.120,6	14.314,8	34.002,9	2.305,2	152.743,4	12.387,1	0,0	0,0	48.781,0	6.559,4	85.015,9	341.604,4	302.950,0	15,000	393.252,3
31-12-2029	88.694,7	12.130,1	28.864,3	1.964,9	131.654,1	10.711,2	0,0	0,0	48.155,4	5.558,3	67.229,1	408.833,5	351.213,0	20,000	362.690,7
31-12-2030	77.974,8	10.347,9	24.694,6	1.692,3	114.709,6	9.368,1	0,0	0,0	47.476,5	4.741,6	53.123,4	461.957,0	385.889,8	25,000	335.805,7
31-12-2031	68.287,3	8.770,2	20.966,9	1.442,5	99.467,1	8.157,6	0,0	0,0	46.700,3	4.018,7	40.590,4	502.547,3	409.981,8	30,000	312.637,9
31-12-2032	60.508,5	7.585,5	18.149,9	1.251,2	87.495,1	7.198,2	0,0	0,0	46.097,1	3.475,9	30.723,9	533.271,3	426.559,6	40,000	275.602,7
31-12-2033	54.034,8	6.784,0	15.965,9	1.118,0	77.902,7	6.417,2	0,0	0,0	45.715,9	3.108,6	22.661,1	555.932,3	437.678,8	60,000	226.235,0
31-12-2034	48.656,5	6.101,5	13.539,2	1.005,5	69.302,7	5.738,7	0,0	0,0	45.475,5	2.795,8	15.292,7	571.225,0	444.504,4	80,000	195.208,6
31-12-2035	43.933,1	5.502,4	12.209,8	906,8	62.552,0	5.180,5	0,0	17,3	45.160,3	2.521,3	9.672,6	580.897,5	448.434,2	100,000	173.907,5
31-12-2036	39.700,2	4.977,3	11.044,7	820,2	56.542,4	4.682,2	0,0	17,3	44.863,0	2.280,7	4.699,2	585.596,7	450.176,4		
31-12-2037	35.890,7	4.502,4	9.990,9	742,0	51.126,1	4.233,4	0,0	124,4	44.447,2	2.063,1	258,0	585.854,8	450.273,3		
31-12-2038	32.427,3	4.024,6	8.930,6	663,2	46.045,8	3.817,9	0,0	124,4	43.843,6	1.844,2	-3.584,3	582.270,4	449.192,8		
31-12-2039	29.304,7	3.633,6	8.063,1	598,8	41.600,2	3.449,7	0,0	149,5	43.103,5	1.665,0	-6.767,5	575.502,9	447.329,2		
31-12-2040	26.445,4	3.277,3	7.272,5	540,1	37.535,3	3.112,9	0,0	132,1	42.317,3	1.501,8	-9.528,8	565.974,1	444.940,7		
SUBTOTAL	974.244,0	131.875,6	309.805,8	21.772,8	1.437.698,2	118.210,4	0,0	565,0	692.520,0	60.428,6	565.974,1	565.974,1	444.940,7		
REstante	108.604,3	13.904,9	30.855,1	2.291,5	155.655,8	12.854,6	0,0	47.006,6	203.527,3	6.371,6	-114.104,3	451.869,8	425.748,7		
TOTAL	1.082.848,4	145.780,4	340.660,9	24.064,2	1.593.353,9	131.065,1	0,0	47.571,6	896.047,3	66.800,2	451.869,8	451.869,8	425.748,7		
TOTAL DE 24,92 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 2025

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			
31-12-2026	395,7	1.459,1	334,9	1.446,7	334,9	66,1	1.128,8	17,0	59,18	62,40	8,853	41,51	75	48,5	
31-12-2027	633,7	2.614,7	541,1	2.594,4	541,1	118,8	2.022,9	30,5	59,24	62,40	8,734	39,55	94	63,7	
31-12-2028	663,0	2.710,6	577,1	2.691,0	577,1	122,9	2.099,3	31,6	58,44	62,40	8,680	39,07	100	69,5	
31-12-2029	724,9	2.958,7	643,4	2.937,7	643,4	134,1	2.292,2	34,5	58,83	62,40	8,689	39,31	113	82,5	
31-12-2030	721,6	3.037,0	644,5	3.016,9	644,5	137,8	2.353,8	35,4	59,46	62,40	8,717	39,68	122	91,1	
31-12-2031	674,9	2.786,5	601,7	2.767,2	601,7	126,3	2.159,3	32,5	59,83	62,40	8,725	39,91	126	95,1	
31-12-2032	577,4	2.186,4	512,4	2.169,6	512,4	99,0	1.693,2	25,5	60,02	62,40	8,728	40,02	122	91,6	
31-12-2033	492,3	1.813,6	434,2	1.799,0	434,2	82,1	1.404,1	21,1	59,96	62,40	8,583	39,98	118	87,6	
31-12-2034	425,8	1.532,0	373,5	1.519,1	373,5	69,3	1.185,7	17,8	59,96	62,40	8,090	39,98	114	84,6	
31-12-2035	372,5	1.302,2	325,5	1.290,8	325,5	58,9	1.007,6	15,1	59,96	62,40	8,088	39,98	111	81,6	
31-12-2036	329,1	1.128,2	286,8	1.118,2	286,8	51,0	872,8	13,1	59,96	62,40	8,086	39,98	107	79,1	
31-12-2037	289,1	982,5	251,0	973,7	251,0	44,4	760,1	11,4	59,96	62,40	8,084	39,98	103	76,6	
31-12-2038	252,3	854,2	217,7	846,3	217,7	38,6	660,7	9,9	59,96	62,40	8,082	39,98	97	71,1	
31-12-2039	224,7	749,9	193,7	742,9	193,7	33,8	580,0	8,7	59,96	62,40	8,080	39,98	91	65,6	
31-12-2040	199,1	656,3	171,5	650,1	171,5	29,6	507,6	7,6	59,96	62,40	8,078	39,98	85	62,1	
SUBTOTAL	6.976,2	26.771,8	6.108,9	26.563,5	6.108,9	1.212,5	20.728,0	311,8	59,53	62,40	8,542	39,82			
REstante	716,8	2.387,4	629,4	2.362,1	629,4	107,7	1.843,9	27,7	59,96	62,40	8,085	39,98			
TOTAL	7.692,9	29.159,1	6.738,3	28.925,6	6.738,3	1.320,2	22.572,0	339,5	59,57	62,40	8,505	39,83			
PROD CUM FINAL	72.741,4	102.588,7													
	80.434,3	131.747,9													

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	ROYALTY	CAPITAL	ABANDONO	UPSTRM	MIDSTRM	SEM DESCONTO	DESC DE 10%	TAXA DE	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	19.817,1	4.122,3	9.993,0	705,3	34.637,7	2.638,6	27.429,1	0,0	1.529,4	1.888,9	1.151,6	1.151,6	820,7	8,000	248.105,7
31-12-2027	32.050,4	7.410,6	17.667,4	1.208,1	58.336,5	4.376,4	25.326,4	0,0	2.966,6	3.395,7	22.271,4	23.423,0	20.018,9	12,000	197.447,3
31-12-2028	33.725,7	7.671,5	18.222,8	1.235,4	60.855,4	4.580,2	24.381,3	0,0	3.066,9	3.515,3	25.311,7	48.734,7	39.948,5	15,000	169.119,1
31-12-2029	37.856,6	8.369,6	19.917,2	1.356,1	67.499,5	5.103,2	13.882,4	0,0	3.635,1	3.835,1	41.043,7	89.778,4	69.305,7	20,000	134.032,1
31-12-2030	38.321,4	8.597,6	20.518,3	1.406,3	68.843,5	5.190,0	12.337,1	0,0	4.427,6	3.939,6	42.949,1	132.727,5	97.348,6	25,000	109.035,4
31-12-2031	35.998,6	7.880,8	18.840,4	1.296,2	64.016,0	4.844,7	3.816,4	0,0	4.638,4	3.611,2	47.105,3	179.832,8	125.295,6	30,000	90.581,9
31-12-2032	30.752,8	6.176,7	14.779,0	1.018,8	52.727,3	4.046,6	423,9	0,0	4.247,2	2.830,3	41.179,2	221.012,1	147.499,3	40,000	65.633,2
31-12-2033	26.035,2	5.120,5	12.050,7	843,8	44.050,3	3.398,2	0,0	0,0	3.940,8	2.346,3	34.365,0	255.377,1	164.343,3	60,000	39.376,0
31-12-2034	22.396,5	4.323,1	9.593,0	712,4	37.025,1	2.882,4	0,0	0,0	3.709,9	1.981,0	28.451,9	283.828,9	177.019,7	80,000	26.431,0
31-12-2035	19.517,4	3.672,5	8.149,2	605,2	31.944,3	2.496,8	0,0	0,0	3.511,2	1.682,8	24.253,5	308.082,4	186.842,6	100,000	19.031,4
31-12-2036	17.194,4	3.180,6	7.057,8	524,2	27.957,0	2.190,9	0,0	0,0	3.393,4	1.457,4	20.915,3	328.997,7	194.542,5		
31-12-2037	15.047,8	2.769,0	6.144,5	456,3	24.417,7	1.915,1	0,0	0,0	3.096,8	1.268,8	18.137,0	347.134,7	200.612,6		
31-12-2038	13.053,0	2.406,2	5.339,4	396,5	21.195,2	1.661,9	0,0	0,0	2.743,6	1.102,6	15.687,2	362.821,9	205.385,3		
31-12-2039	11.613,6	2.111,9	4.686,3	348,0	18.759,9	1.474,0	0,0	0,0	2.509,4	967,7	13.808,7	376.630,6	209.204,3		
31-12-2040	10.285,1	1.847,7	4.100,1	304,5	16.537,4	1.301,8	0,0	0,0	2.316,0	846,7	12.072,9	388.703,5	212.240,2		
SUBTOTAL	363.665,7	75.660,5	177.059,3	12.417,1	628.802,8	48.100,7	107.596,7	0,0	49.732,3	34.669,5	388.703,5	388.703,5	212.240,2		
REstante	37.739,1	6.718,6	14.908,7	1.107,2	60.473,6	4.767,0	0,0	0,0	9.007,1	3.078,6	43.620,9	432.324,4	220.579,8		
TOTAL	401.404,8	82.379,2	191.968,1	13.524,3	689.276,4	52.867,6	107.596,7	0,0	58.739,4	37.748,1	432.324,4	432.324,4	220.579,8		
TOTAL DE 22,92 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

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		
31-12-2026	212,6	226,8	175,3	217,2	175,3	10,0	169,2	2,6	58,95	62,40	8,907	41,17	15	13,6
31-12-2027	616,1	542,0	490,3	513,1	490,3	23,6	399,7	6,1	59,21	62,40	8,769	39,57	34	26,4
31-12-2028	930,2	798,8	739,6	758,6	739,6	34,7	591,4	8,9	58,44	62,40	8,708	39,07	59	50,1
31-12-2029	1.172,9	1.148,7	1.000,1	1.115,4	1.000,1	50,7	871,3	13,0	58,85	62,40	8,646	39,32	85	75,3
31-12-2030	1.645,0	2.035,0	1.488,9	2.006,7	1.488,9	91,5	1.566,5	23,5	59,48	62,40	8,696	39,70	113	101,9
31-12-2031	1.570,0	1.929,0	1.435,2	1.905,7	1.435,2	86,9	1.487,3	22,4	59,83	62,40	8,721	39,91	121	109,9
31-12-2032	1.316,5	1.554,0	1.206,9	1.535,4	1.206,9	70,0	1.198,3	18,0	60,02	62,40	8,728	40,02	126	114,9
31-12-2033	1.156,5	1.454,0	1.067,1	1.439,1	1.067,1	65,7	1.122,9	16,9	59,96	62,40	8,592	39,98	132	120,9
31-12-2034	974,9	1.195,5	901,8	1.183,6	901,8	54,0	923,6	13,9	59,96	62,40	8,098	39,98	132	120,9
31-12-2035	829,6	1.012,3	769,6	1.002,8	769,6	45,8	782,6	11,8	59,96	62,40	8,095	39,98	132	120,9
31-12-2036	719,0	883,1	669,8	875,4	669,8	39,9	683,2	10,3	59,96	62,40	8,094	39,98	132	120,9
31-12-2037	629,6	783,3	589,5	777,2	589,5	35,5	606,6	9,1	59,96	62,40	8,093	39,98	131	120,3
31-12-2038	556,7	702,2	523,6	697,2	523,6	31,8	544,2	8,2	59,96	62,40	8,091	39,98	131	120,3
31-12-2039	488,3	631,7	462,8	628,1	462,8	28,6	490,3	7,4	59,96	62,40	8,090	39,98	129	118,3
31-12-2040	433,6	573,3	413,7	570,6	413,7	26,0	445,4	6,7	59,96	62,40	8,089	39,98	123	113,8
SUBTOTAL	13.251,5	15.469,7	11.934,2	15.226,0	11.934,2	694,8	11.882,3	178,7	59,66	62,40	8,468	39,85		
REstante	1.656,5	2.363,1	1.615,7	2.358,7	1.615,7	107,5	1.841,4	27,6	59,96	62,40	8,082	39,98		
TOTAL	14.908,0	17.832,8	13.549,9	17.584,7	13.549,9	802,2	13.723,7	206,3	59,69	62,40	8,416	39,87		
PROD CUM	0,0	0,0												
FINAL	14.908,0	17.832,8												

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	DESC	VP ACUM
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2026	10.334,9	622,2	1.506,8	105,6	12.569,4	1.117,8	36.164,9	0,0	655,4	285,1	-25.653,9	-25.653,9	-24.235,8	8,000	294.467,1
31-12-2027	29.029,1	1.469,9	3.504,8	239,7	34.243,4	3.089,9	16.636,3	0,0	1.805,1	673,5	12.038,6	-13.615,4	-13.839,1	12,000	219.402,9
31-12-2028	43.222,1	2.168,0	5.149,9	349,1	50.889,1	4.596,1	24.679,5	0,0	3.217,4	993,4	17.402,7	3.787,4	-286,9	15,000	178.578,1
31-12-2029	58.854,2	3.165,2	7.532,9	513,0	70.065,3	6.294,6	38.672,3	0,0	4.268,8	1.450,4	19.379,2	23.166,5	13.725,4	20,000	129.590,6
31-12-2030	88.551,9	5.707,3	13.622,0	933,8	108.815,0	9.630,5	37.777,3	0,0	5.974,1	2.615,2	52.818,0	75.984,5	47.847,7	25,000	96.119,6
31-12-2031	85.871,9	5.425,5	12.970,6	892,3	105.160,3	9.322,0	10.889,6	0,0	6.733,1	2.486,1	75.729,5	151.714,0	92.716,9	30,000	72.439,4
31-12-2032	72.435,5	4.371,0	10.458,5	721,0	87.986,0	7.829,6	5.424,7	0,0	6.719,2	2.002,9	66.009,6	217.723,6	128.349,2	40,000	42.336,8
31-12-2033	63.981,0	4.099,6	9.648,2	675,6	78.404,4	6.948,0	7.013,0	0,0	7.048,4	1.878,5	55.516,5	273.240,1	155.508,9	60,000	14.258,4
31-12-2034	54.072,6	3.370,6	7.479,5	555,5	65.478,2	5.835,2	0,0	0,0	7.089,3	1.544,5	51.009,2	324.249,3	178.241,7	80,000	2.644,5
31-12-2035	46.146,1	2.854,9	6.335,1	470,5	55.806,7	4.976,4	0,0	0,0	7.036,8	1.308,2	42.485,3	366.734,6	195.450,6	100,000	-2.914,2
31-12-2036	40.159,6	2.491,9	5.529,5	410,7	48.591,7	4.331,9	0,0	0,0	6.990,8	1.141,8	36.127,1	402.861,7	208.752,2		
31-12-2037	35.344,9	2.212,1	4.908,7	364,5	42.830,2	3.815,6	0,0	0,0	6.930,3	1.013,6	31.070,7	433.932,4	219.151,3		
31-12-2038	31.393,1	1.984,3	4.403,2	327,0	38.107,6	3.392,1	0,0	0,0	6.869,8	909,3	26.936,4	460.868,8	227.346,8		
31-12-2039	27.752,1	1.787,5	3.966,5	294,6	33.800,6	3.004,0	0,0	0,0	6.625,7	819,1	23.351,9	484.220,7	233.805,7		
31-12-2040	24.806,1	1.623,5	3.602,5	267,5	30.299,7	2.689,2	0,0	0,0	6.462,0	743,9	20.404,6	504.625,3	238.936,1		
SUBTOTAL	711.955,0	43.353,6	100.618,7	7.120,4	863.047,8	76.873,0	177.257,6	0,0	84.426,2	19.865,7	504.625,3	504.625,3	238.936,1		
REstante	96.879,1	6.706,4	14.881,5	1.105,2	119.572,2	10.560,7	0,0	0,0	30.174,0	3.073,0	75.764,5	580.389,8	253.394,5		
TOTAL	808.834,1	50.060,0	115.500,2	8.225,6	982.620,0	87.433,7	177.257,6	0,0	114.600,2	22.938,7	580.389,8	580.389,8	253.394,5		
TOTAL DE 22,36 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 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

 CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO 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				
31-12-2026	114,3	248,5	108,1	245,2	108,1	11,3	191,1	2,9	58,83	62,40	8,898	41,41	6	-3,0		
31-12-2027	470,2	926,6	382,6	900,1	382,6	41,3	701,3	10,6	59,07	62,40	8,757	39,48	73	57,5		
31-12-2028	1.053,4	1.736,9	814,9	1.662,9	814,9	76,3	1.295,6	19,6	58,44	62,40	8,732	39,07	115	95,2		
31-12-2029	1.349,6	2.146,1	1.040,0	2.036,6	1.040,0	93,5	1.586,7	24,0	58,85	62,40	8,748	39,31	138	117,2		
31-12-2030	1.463,5	2.298,7	1.135,3	2.168,1	1.135,3	99,5	1.689,2	25,6	59,45	62,40	8,772	39,68	161	140,3		
31-12-2031	1.373,5	2.740,8	1.095,4	2.631,2	1.095,4	120,7	2.050,0	31,1	59,84	62,40	8,787	39,91	211	185,7		
31-12-2032	1.330,0	2.605,0	1.087,0	2.506,7	1.087,0	114,8	1.954,0	29,5	60,02	62,40	8,775	40,02	233	203,6		
31-12-2033	1.247,5	2.282,6	1.042,3	2.202,7	1.042,3	100,5	1.719,2	25,8	59,96	62,40	8,581	39,98	261	230,0		
31-12-2034	1.138,7	1.889,5	968,2	1.824,0	968,2	83,2	1.423,8	21,4	59,96	62,40	8,088	39,98	259	228,0		
31-12-2035	1.031,5	1.585,9	891,3	1.532,0	891,3	69,9	1.195,7	18,0	59,96	62,40	8,091	39,98	267	235,0		
31-12-2036	933,6	1.341,6	817,0	1.296,8	817,0	59,2	1.012,1	15,2	59,96	62,40	8,092	39,98	268	236,2		
31-12-2037	805,0	1.112,0	705,4	1.074,2	705,4	49,0	838,4	12,6	59,96	62,40	8,091	39,98	262	230,5		
31-12-2038	676,6	937,3	592,4	905,3	592,4	41,3	706,6	10,6	59,96	62,40	8,091	39,98	256	224,5		
31-12-2039	580,1	799,4	508,3	772,1	508,3	35,2	602,7	9,1	59,96	62,40	8,088	39,98	249	218,4		
31-12-2040	496,4	675,8	435,3	652,7	435,3	29,7	509,5	7,6	59,96	62,40	8,083	39,98	244	214,3		
SUBTOTAL	14.063,9	23.326,7	11.623,6	22.410,6	11.623,6	1.025,4	17.476,0	263,7	59,66	62,40	8,505	39,82				
REstante	1.914,0	2.450,5	1.684,6	2.358,0	1.684,6	107,3	1.841,5	27,6	59,96	62,40	8,071	39,98				
TOTAL	15.977,9	25.777,3	13.308,2	24.768,6	13.308,2	1.132,7	19.317,5	291,3	59,70	62,40	8,464	39,83				
PROD CUM	388,5	8.870,3														
FINAL	16.366,4	34.647,5														

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\$	%
31-12-2026	6.361,6	704,6	1.700,2	120,3	8.886,6	742,1	15.042,3	0,0	-1.252,5	321,5	-5.966,8	-5.966,8	-5.718,7	8,000	291.204,6
31-12-2027	22.597,2	2.577,9	6.141,2	419,5	31.735,8	2.644,0	26.147,9	0,0	2.113,6	1.181,0	-350,7	-6.317,5	-6.203,9	12,000	224.357,8
31-12-2028	47.621,1	4.762,7	11.313,1	767,0	64.463,8	5.458,5	17.815,0	0,0	5.460,2	2.182,4	33.547,8	27.230,4	20.250,3	15,000	187.578,3
31-12-2029	61.201,0	5.833,1	13.881,1	945,1	81.860,3	6.968,7	13.839,9	0,0	7.488,4	2.672,9	50.890,5	78.120,8	56.605,4	20,000	142.859,3
31-12-2030	67.500,8	6.209,1	14.818,1	1.015,6	89.543,5	7.651,1	10.618,6	0,0	8.721,5	2.845,2	59.707,2	137.828,1	95.602,9	25,000	111.750,9
31-12-2031	65.545,5	7.534,5	18.013,4	1.239,5	92.332,9	7.682,5	24.852,8	0,0	10.114,2	3.452,5	46.231,0	184.059,1	122.872,3	30,000	89.313,1
31-12-2032	65.240,0	7.166,1	17.146,4	1.182,0	90.734,5	7.591,8	17.525,4	0,0	11.043,3	3.283,7	51.290,4	235.349,4	150.482,9	40,000	59.920,5
31-12-2033	62.496,6	6.268,6	14.752,8	1.033,0	84.551,0	7.161,2	32.135,0	0,0	11.903,5	2.872,4	30.478,9	265.828,3	165.255,9	60,000	30.683,6
31-12-2034	58.050,4	5.189,4	11.515,3	855,2	75.610,3	6.514,3	7.404,1	0,0	12.201,6	2.377,9	47.112,3	312.940,6	186.207,4	80,000	17.315,4
31-12-2035	53.442,3	4.359,9	9.674,6	718,5	68.195,3	5.930,7	12.678,1	0,0	12.257,8	1.997,8	35.330,8	348.271,4	200.556,9	100,000	10.217,3
31-12-2036	48.989,4	3.691,0	8.190,5	608,3	61.479,1	5.388,0	7.476,1	0,0	12.216,6	1.691,3	34.707,1	382.978,5	213.358,4		
31-12-2037	42.297,3	3.057,1	6.783,8	503,8	52.642,0	4.631,3	0,0	0,0	11.903,9	1.400,8	34.705,9	417.684,4	224.981,9		
31-12-2038	35.523,3	2.576,4	5.717,1	424,6	44.241,3	3.891,0	0,0	0,0	11.275,1	1.180,6	27.894,6	445.579,0	233.473,5		
31-12-2039	30.478,7	2.196,7	4.874,5	362,0	37.912,0	3.336,3	0,0	0,0	10.927,5	1.006,6	22.641,6	468.220,6	239.739,6		
31-12-2040	26.099,4	1.856,1	4.118,6	305,9	32.380,0	2.852,9	0,0	0,0	10.472,1	850,5	18.204,5	486.425,1	244.320,3		
SUBTOTAL	693.444,5	63.983,1	148.640,6	10.500,1	916.568,4	78.444,4	185.535,2	0,0	136.846,8	29.317,0	486.425,1	486.425,1	244.320,3		
REstante	101.008,1	6.697,7	14.862,2	1.103,8	123.671,8	10.964,0	0,0	0,0	55.555,8	3.069,0	54.082,9	540.508,0	254.735,3		
TOTAL	794.452,7	70.680,8	163.502,8	11.603,9	1.040.240,1	89.408,4	185.535,2	0,0	192.402,6	32.386,0	540.508,0	540.508,0	254.735,3		
TOTAL DE 24,92 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

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E ECONOMIA
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2025

PARTICIPAÇÃO DA PETRORECONCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
ATIVO POTIGUAR
BRASIL

PERIOD ENDING D-M-A	RESERVAS POSSÍVEIS								PREÇOS MÉDIOS ⁽¹⁾				NÚMERO DE		
	RESERVAS BRUTAS				RESERVAS LÍQUIDAS				ÓLEO \$/BBL	GLP \$/BBL	GÁS \$/MCF	C ₅₊ \$/BBL	COMPLETAÇÕES ATIVAS		
	RESERVAS BRUTAS		PARTICIPAÇÃO DE TRAB		RESERVAS LÍQUIDAS		C ₅₊						BRUTO	LÍQUIDO	
ÓLEO MBBL	GÁS ⁽²⁾ MMCF	ÓLEO MBBL	GÁS ⁽²⁾ MMCF	ÓLEO MBBL	GLP MBBL	GÁS ⁽³⁾ MMCF	C ₅₊ MBBL	ÓLEO \$/BBL	GLP \$/BBL	GÁS \$/MCF	C ₅₊ \$/BBL	BRUTO	LÍQUIDO		
31-12-2026	30,9	36,6	28,1	36,4	28,1	1,7	28,4	0,4	58,74	62,40	8,902	41,36	6	4,7	
31-12-2027	143,7	270,4	126,6	267,5	126,6	12,3	208,4	3,2	59,14	62,40	8,758	39,43	17	15,5	
31-12-2028	326,8	586,8	284,6	576,3	284,6	26,5	449,0	6,8	58,44	62,40	8,732	39,07	27	25,5	
31-12-2029	431,5	883,2	377,0	862,4	377,0	39,6	672,0	10,2	58,85	62,40	8,742	39,31	37	34,9	
31-12-2030	569,7	938,8	495,1	908,2	495,1	41,7	707,7	10,7	59,47	62,40	8,765	39,69	45	41,7	
31-12-2031	748,6	1.077,0	635,8	1.031,1	635,8	47,3	803,4	12,2	59,84	62,40	8,782	39,91	58	53,0	
31-12-2032	768,9	964,2	664,0	923,5	664,0	42,4	719,6	10,9	60,02	62,40	8,788	40,02	68	62,7	
31-12-2033	746,5	849,2	645,1	814,0	645,1	37,3	634,4	9,6	59,96	62,40	8,641	39,98	76	68,7	
31-12-2034	793,0	823,0	684,4	791,3	684,4	36,2	617,1	9,3	59,96	62,40	8,121	39,98	100	91,4	
31-12-2035	843,9	827,8	748,4	800,4	748,4	36,4	625,1	9,4	59,96	62,40	8,069	39,98	111	102,4	
31-12-2036	768,1	711,4	686,2	687,9	686,2	31,3	537,3	8,0	59,96	62,40	8,062	39,98	111	102,7	
31-12-2037	638,8	577,6	568,1	557,3	568,1	25,3	435,3	6,5	59,96	62,40	8,061	39,98	109	101,0	
31-12-2038	536,1	480,1	474,9	462,4	474,9	21,0	361,2	5,4	59,96	62,40	8,059	39,98	107	99,0	
31-12-2039	463,1	409,2	409,9	393,6	409,9	17,9	307,5	4,6	59,96	62,40	8,057	39,98	103	95,3	
31-12-2040	409,3	353,4	362,8	339,6	362,8	15,4	265,3	4,0	59,96	62,40	8,055	39,98	101	93,3	
SUBTOTAL	8.218,9	9.788,7	7.190,9	9.452,0	7.190,9	432,3	7.371,9	111,2	59,78	62,40	8,459	39,82			
RESTANTE	2.345,7	2.198,3	2.099,8	2.088,0	2.099,8	94,9	1.631,5	24,4	59,96	62,40	8,051	39,98			
TOTAL	10.564,6	11.987,0	9.290,7	11.539,9	9.290,7	527,2	9.003,3	135,6	59,82	62,40	8,385	39,85			
PROD CUM	3.383,1	2.825,8													
FINAL	13.947,7	14.812,8													

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RECEITA BRUTA PARTICIPAÇÃO DE TRABALHO					DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR PRESENTE	
	ÓLEO M\$	GLP M\$	GÁS M\$	C ₅₊ M\$	TOTAL M\$	ROYALTY M\$	CAPITAL M\$	ABANDONO M\$	UPSTRM M\$	MIDSTRM M\$	SEM DESCONTO		DESC DE 10% M\$	TAXA DE DESC %	VP ACUM M\$
											TÉRMINO DO M\$	CUM M\$			
31-12-2026	1.649,7	104,3	252,6	17,8	2.024,3	179,3	6.125,9	0,0	94,2	47,8	-4.422,8	-4.422,8	-4.096,7	8,000	165.887,8
31-12-2027	7.487,9	766,6	1.825,2	124,6	10.204,3	861,5	11.684,4	0,0	536,1	351,1	-3.228,8	-7.651,6	-7.037,1	12,000	120.209,8
31-12-2028	16.630,1	1.651,8	3.920,7	266,0	22.468,6	1.904,2	5.962,1	0,0	1.330,6	756,3	12.515,4	4.863,8	2.777,5	15,000	96.284,6
31-12-2029	22.181,9	2.473,1	5.874,7	400,7	30.930,4	2.585,0	8.268,3	0,0	1.756,8	1.131,2	17.189,2	22.053,0	15.025,6	20,000	68.634,7
31-12-2030	29.442,5	2.599,4	6.203,5	425,2	38.670,6	3.319,1	9.866,9	0,0	2.157,3	1.191,1	22.136,2	44.189,2	29.475,8	25,000	50.529,0
31-12-2031	38.046,0	2.951,5	7.056,2	485,5	48.539,1	4.221,7	21.765,1	0,0	2.991,8	1.352,4	18.208,1	62.397,3	40.074,0	30,000	38.165,0
31-12-2032	39.853,5	2.643,2	6.324,2	436,0	49.256,9	4.347,6	7.945,9	0,0	3.478,8	1.211,2	32.273,5	94.670,8	57.471,7	40,000	23.041,0
31-12-2033	38.682,0	2.329,2	5.481,5	383,8	46.876,5	4.176,0	6.246,7	0,0	3.786,7	1.067,3	31.599,9	126.270,6	72.997,1	60,000	9.559,9
31-12-2034	41.034,9	2.258,5	5.011,5	372,2	48.677,1	4.380,6	23.551,3	0,0	4.544,3	1.034,9	15.166,0	141.436,6	79.805,1	80,000	4.129,9
31-12-2035	44.875,4	2.273,1	5.044,0	374,6	52.567,1	4.759,3	15.816,4	0,0	5.454,6	1.041,6	25.495,3	166.931,9	90.107,5	100,000	1.534,3
31-12-2036	41.143,1	1.952,2	4.331,9	321,7	47.748,9	4.342,5	7.097,4	0,0	5.777,9	894,5	29.636,5	196.568,4	100.969,7		
31-12-2037	34.064,7	1.581,4	3.509,1	260,6	39.415,8	3.589,8	0,0	0,0	5.657,1	724,6	29.444,3	226.012,7	110.829,2		
31-12-2038	28.475,6	1.311,8	2.910,9	216,2	32.914,5	2.999,2	0,0	0,0	5.485,5	601,1	23.828,7	249.841,3	118.081,6		
31-12-2039	24.578,4	1.116,5	2.477,6	184,0	28.356,6	2.586,3	0,0	-25,1	5.316,9	511,6	19.966,9	269.808,2	123.605,8		
31-12-2040	21.751,3	963,1	2.137,2	158,7	25.010,4	2.284,8	0,0	-25,1	5.257,6	441,3	17.051,7	286.859,9	127.893,6		
SUBTOTAL	429.897,2	26.975,7	62.361,0	4.427,6	523.661,4	46.536,8	124.330,4	-50,1	53.626,3	12.358,1	286.859,9	286.859,9	127.893,6		
RESTANTE	125.903,8	5.919,2	13.134,8	975,5	145.933,3	13.280,0	0,0	50,1	64.184,9	2.712,3	65.706,0	352.565,9	140.648,9		
TOTAL	555.801,0	32.894,9	75.495,8	5.403,0	669.594,7	59.816,8	124.330,4	0,0	117.811,1	15.070,4	352.565,9	352.565,9	140.648,9		
TOTAL DE 32,08 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

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 2025

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
31-12-2026	227	16	102.067,0	96.257,6
31-12-2027	137	31	102.997,6	94.515,4
31-12-2028	121	50	116.988,2	115.371,1
31-12-2029	119	53	108.416,9	107.478,1
31-12-2030	120	47	92.107,8	90.568,3
31-12-2031	125	24	58.740,7	58.602,2
31-12-2032	153	26	69.266,4	69.231,3
31-12-2033	29	14	25.257,5	25.257,5
31-12-2034	0	8	12.695,3	12.695,3
31-12-2035	0	5	10.125,2	10.125,2
31-12-2036	0	4	5.398,9	5.398,9
Total	1.030	278	704.061,3	685.500,8

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 2025

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
31-12-2026	284	19	121.401,2	113.499,3
31-12-2027	207	50	144.544,5	129.847,7
31-12-2028	189	63	149.361,0	145.540,1
31-12-2029	177	63	135.310,5	133.664,9
31-12-2030	163	62	129.577,7	127.842,3
31-12-2031	194	54	114.782,7	111.997,7
31-12-2032	174	51	103.001,7	99.159,3
31-12-2033	32	54	75.790,2	74.546,1
31-12-2034	0	17	26.607,2	26.572,1
31-12-2035	0	18	333.009,1	30.195,5
31-12-2036	0	15	27.642,0	27.400,3
Total	1.419	466	1.361.027,8	1.020.265,3

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 2025

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
31-12-2026	291	21	128.549,9	120.120,8
31-12-2027	227	55	163.786,5	147.176,9
31-12-2028	211	67	168.235,1	161.545,6
31-12-2029	211	66	156.232,0	151.812,4
31-12-2030	190	69	146.644,5	144.760,8
31-12-2031	214	72	154.688,6	147.125,2
31-12-2032	180	71	130.970,4	126.910,5
31-12-2033	35	67	90.412,8	87.270,5
31-12-2034	0	52	65.745,4	64.711,5
31-12-2035	0	44	367.762,3	64.948,7
31-12-2036	0	49	79.267,7	79.026,0
Total	1.558	633	1.652.295,2	1.295.408,8

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 2025

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
31-12-2026	76	1	32.809,2	32.663,6
31-12-2027	58	12	52.591,6	52.552,6
31-12-2028	61	25	66.310,3	66.310,3
31-12-2029	62	27	55.040,3	54.923,4
31-12-2030	67	19	40.609,8	40.453,9
31-12-2031	103	16	44.005,0	43.896,2
31-12-2032	150	21	63.417,7	63.382,7
31-12-2033	29	8	18.244,5	18.244,5
31-12-2034	0	8	12.695,3	12.695,3
31-12-2035	0	5	10.125,2	10.125,2
31-12-2036	0	4	5.398,9	5.398,9
Total	606	146	401.247,7	400.646,5

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 2025

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
31-12-2026	76	1	35.008,6	34.863,0
31-12-2027	62	15	61.775,9	61.736,9
31-12-2028	68	31	78.742,3	78.664,4
31-12-2029	71	32	67.426,1	67.270,2
31-12-2030	69	33	67.265,2	67.109,4
31-12-2031	109	31	72.617,9	72.438,9
31-12-2032	163	26	75.820,3	75.785,2
31-12-2033	29	18	35.398,2	35.398,2
31-12-2034	0	12	19.203,0	19.168,0
31-12-2035	0	10	17.517,3	17.517,3
31-12-2036	0	11	19.959,3	19.924,2
Total	647	220	550.734,1	549.875,7

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 2025

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
31-12-2026	77	1	35.615,8	35.358,5
31-12-2027	64	17	68.760,1	67.381,8
31-12-2028	70	34	91.464,2	88.707,7
31-12-2029	74	35	79.984,0	77.149,5
31-12-2030	71	39	74.316,8	74.160,9
31-12-2031	113	38	87.319,6	85.801,4
31-12-2032	166	38	95.625,6	95.590,5
31-12-2033	32	22	41.875,9	41.875,9
31-12-2034	0	22	33.791,1	33.756,1
31-12-2035	0	23	36.454,2	36.454,2
31-12-2036	0	40	64.487,6	64.452,5
Total	667	309	709.694,7	700.688,9

PROJETOS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS DE CAPITAL
PROVADAS (1P)
ATIVO POTIGUAR
BRASIL
PARTICIPAÇÃO DA PETRORECÔNCAVO S.A.
A PARTIR DE 31 DE DEZEMBRO DE 2025

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
31-12-2026	151	15	69.257,8	63.594,0
31-12-2027	79	19	50.406,0	41.962,8
31-12-2028	60	25	50.678,0	49.060,8
31-12-2029	57	26	53.376,6	52.554,7
31-12-2030	53	28	51.498,0	50.114,4
31-12-2031	22	8	14.735,7	14.706,0
31-12-2032	3	5	5.848,7	5.848,7
31-12-2033	0	6	7.013,0	7.013,0
31-12-2034	0	0	0,0	0,0
31-12-2035	0	0	0,0	0,0
31-12-2036	0	0	0,0	0,0
Total	424	132	302.813,7	284.854,4

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 2025

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
31-12-2026	208	18	86.392,6	78.636,3
31-12-2027	145	35	82.768,6	68.110,7
31-12-2028	121	32	70.618,7	66.875,8
31-12-2029	106	31	67.884,4	66.394,6
31-12-2030	94	29	62.312,5	60.733,0
31-12-2031	85	23	42.164,8	39.558,8
31-12-2032	11	25	27.181,4	23.374,0
31-12-2033	3	36	40.392,0	39.148,0
31-12-2034	0	5	7.404,1	7.404,1
31-12-2035	0	8	315.491,8	12.678,1
31-12-2036	0	4	7.682,7	7.476,1
Total	772	246	810.293,7	470.389,5

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 2025

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
31-12-2026	214	20	92.934,2	84.762,3
31-12-2027	163	38	95.026,4	79.795,1
31-12-2028	141	33	76.770,9	72.837,9
31-12-2029	137	31	76.248,0	74.662,9
31-12-2030	119	30	72.327,7	70.599,9
31-12-2031	101	34	67.369,0	61.323,9
31-12-2032	14	33	35.344,8	31.319,9
31-12-2033	3	45	48.536,9	45.394,6
31-12-2034	0	30	31.954,2	30.955,4
31-12-2035	0	21	331.308,2	28.494,5
31-12-2036	0	9	14.780,1	14.573,5
Total	891	324	942.600,5	594.719,9