

20 de janeiro de 2021

PetroRecôncavo S.A.
Estrada de Vinte Mil, km 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, em 31 de dezembro de 2020, ao interesse da PetroRecôncavo S.A. (PRSA) em certas propriedades de petróleo e gás localizadas na Bacia do Recôncavo, no leste do Brasil. Também conforme solicitado, estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa, a partir de 31 de dezembro de 2020, ao interesse da PRSA-Petrobras nessas propriedades. É de nosso entendimento que em 23 de dezembro de 2020, a PRSA adquiriu a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) nessas propriedades. O interesse exclusivo da participação da Petrobras é denominada neste documento como "participação da PRSA", e o interesse que inclui a participação da Petrobras é denominada neste documento como "participação da PRSA-Petrobras". 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. Os valores monetários mostrados neste relatório são expressos em dólares dos Estados Unidos (\$) ou milhares de dólares dos Estados Unidos (M\$).

As estimativas neste relatório foram preparadas de acordo com as definições e diretrizes estabelecidas no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) de 2018 aprovado pela Society of Petroleum Engineers (SPE). Conforme apresentado no PRMS 2018, as acumulações de petróleo podem ser classificadas, em ordem decrescente de probabilidade de comercialidade, como reservas, recursos contingentes, ou recursos prospectivos. As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes, e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. As definições são apresentadas imediatamente após esta carta.

RESERVAS

Reservas são as quantidades de petróleo que se prevê serem comercialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento a partir de uma determinada data em condições definidas. As reservas devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais, e remanescentes, a partir da data da avaliação com base nos projetos de desenvolvimento aplicados. Reservas provadas são as quantidades de petróleo e gás que, pela análise dos dados de engenharia e geociência, podem ser estimadas com razoável certeza de 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 reservas estão limitadas às datas de validade dos contratos. Os campos do Contrato de Serviço da Petrobras têm uma data de validade contratual de 5 de agosto de 2025. A data de vencimento do contrato para o Campo Juriti na concessão BT-REC-10 e BT-REC-14 é 23 de novembro de 2031; a data de vencimento do contrato para todos os outros campos de concessão BT-REC-10 e BT-REC-14 é 31 de dezembro de 2030.

Conforme apresentado nas projeções resumidas anexas, Tabelas I a VI, estimamos que as reservas líquidas e a receita líquida futura para a participação da PRSA nessas propriedades, em 31 de dezembro de 2020, são:

Categoria	Reservas Líquidas		Receita Líquida Futura (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Valor Presente Em 10%
Provadas Desenvolvidas Em Produção	2.739,1	1.903,2	(1.014,5) ⁽¹⁾	1.061,8
Provadas Desenvolvidas A Produzir	1.370,5	590,0	25.969,9	19.605,6
Provadas Não Desenvolvidas	929,2	266,7	7.527,3	4.123,1
Total Provadas	5.038,9	2.760,0	32.482,8	24.790,5
Prováveis	438,1	244,1	7.538,7	5.138,7
Possíveis	391,2	38,4	2.588,2	934,4

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

⁽¹⁾ A receita líquida futura é negativa após a dedução dos custos fixos no nível da concessão associados às reservas provadas totais.

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de óleo 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. As reservas de óleo equivalente expressas neste relatório são expressas em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), determinadas usando a razão de 6 MCF de gás para 1 barril de óleo.

A categorização das reservas transmite o grau relativo de certeza; a subcategorização das reservas baseia-se no status de desenvolvimento e produção. As estimativas de reservas e receitas futuras aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com os riscos.

A receita bruta para as reservas mostradas neste relatório é a participação da PRSA na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções. A receita líquida futura se dá após as deduções da participação da PRSA dos impostos de produção, custos de capital, 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.

Não fizemos nenhuma investigação sobre possível desequilíbrio entre volume e valor resultante de fornecimento excessivo ou incompleto conforme o interesse 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 participação na receita líquida da 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 nível de campo.

RECURSOS CONTINGENTES

Recursos contingentes são as quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, a serem 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 mostrados neste relatório são os volumes econômicos para a participação da PRSA-Petrobras estimados para as possíveis prorrogações dos prazos de validade dos contratos, além dos volumes econômicos para a participação da PRSA-Petrobras estimados para os prazos de validade contratuais. As extensões podem ser concedidas por até 27 anos. Os recursos contingentes mostrados neste relatório estão condicionados à obtenção das prorrogações contratuais. Os custos necessários para resolver essa contingência não foram incluídos neste relatório; as estimativas de fluxo de caixa são baseadas na premissa de que a contingência será resolvida com sucesso. Se a contingência for resolvida com sucesso, os recursos contingentes estimados neste relatório deverão ser reclassificados como reservas; nossas estimativas não foram arriscadas para contrabilizar a possibilidade de que a contingência não seja resolvida.

Estimamos os recursos contingentes líquidos e o fluxo de caixa para a participação da PRSA-Petrobras nessas propriedades, a partir de 31 de dezembro de 2020, da seguinte forma:

Categoria	Recursos Contingentes Líquidos		Fluxo De Caixa Contingente Líquido (M\$)	
	Óleo (MBBL)	Gás (MMCF)	Total	Desconto de 10%
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	4.029,0	91.194,7	42.913,7
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	5.694,1	188.574,7	83.502,5
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	7.175,7	247.976,7	104.041,2

Os volumes de óleo mostrados incluem óleo cru e condensado. Os volumes de óleo 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 recursos contingentes mostrados neste relatório foram estimados usando métodos determinísticos. Uma vez que todas as contingências tenham sido resolvidas com sucesso, a probabilidade aproximada de que as quantidades de recursos contingentes efetivamente recuperados serão iguais ou superiores aos valores estimados é geralmente inferida como sendo de 90 por cento para a menor estimativa, 50 por cento para a melhor estimativa, e 10 por cento para a maior estimativa. As estimativas de recursos contingentes aqui incluídas não foram ajustadas de acordo com o risco de desenvolvimento.

A receita contingente bruta é a participação da PRSA-Petrobras na receita bruta (100 por cento) das propriedades antes de quaisquer deduções. O fluxo de caixa líquido contingente se dá após as deduções da participação da PRSA-Petrobras nos impostos, custos de capital, custos de abandono, e despesas operacionais, mas antes da consideração de qualquer imposto de renda. O fluxo de caixa contingente líquido teve desconto de uma taxa anual de 10 por cento para indicar o efeito do tempo sobre o valor do dinheiro; o fluxo de caixa contingente, descontado ou não, não deve ser interpretado como sendo o valor justo de mercado das propriedades.

PARÂMETROS ECONÔMICOS

Conforme solicitado, este relatório foi preparado utilizando os parâmetros de preços de óleo e gás especificados pela PRSA. Os preços de óleo e gás baseiam-se nos preços futuros do Petróleo Brent em 31 de dezembro

de 2020, e são ajustados por concessão com base nas exigências de diversos contratos de serviço em vigor para as propriedades. Os preços médios anuais do óleo, antes dos ajustes, são mostrados na tabela a seguir:

<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>	<u>Término Do Período</u>	<u>Preço Do Óleo (\$/Barril)</u>
31-12-2021	51,45	31-12-2026	49,22
31-12-2022	50,17	31-12-2027	49,21
31-12-2023	49,62	31-12-2028	49,19
31-12-2024	49,39	Posteriormente	49,17
31-12-2025	49,26		

Os custos operacionais utilizados neste relatório baseiam-se nos registros de despesas operacionais da PRSA, a operadora das propriedades. Conforme solicitado, os custos operacionais são limitados aos custos diretos de arrendamento e de campo e a estimativa da PRSA da parte de suas despesas gerais e administrativas de sua sede necessárias para operar as propriedades. Os custos operacionais foram divididos em custos de concessão, 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 atividades recentes. 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. Quando a PRSA adquiriu a participação da Petrobras, a PRSA assumiu a responsabilidade pelos custos de abandono. Conforme solicitado, para as reservas, nossas estimativas não incluem nenhum valor residual para o arrendamento e equipamento de poço ou o custo de abandono das propriedades, e para os recursos contingentes, os custos de abandono utilizados neste relatório são programados com base no cronograma fornecido pela PRSA. Também conforme solicitado, os custos de capital e os custos de abandono não são escalados pela inflação.

INFORMAÇÕES GERAIS

Este relatório não inclui nenhum valor que poderia ser atribuído a interesses em áreas não desenvolvidas além daquelas para as quais foram estimadas reservas e recursos contingentes. 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.

As reservas e os recursos contingentes mostrados neste relatório são apenas estimativas e não devem ser interpretadas como quantidades exatas. As estimativas 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 da participação de recuperar os volumes, e que nossas projeções de produção futura se mostrem consistentes com o desempenho real. Se esses volumes forem recuperados, as receitas e os custos relacionados a eles 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 e custos incorridos 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 interesses de propriedade. As reservas e os recursos contingentes deste relatório foram estimados 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 volumes de acordo com as definições e diretrizes do PRMS de 2018. 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.

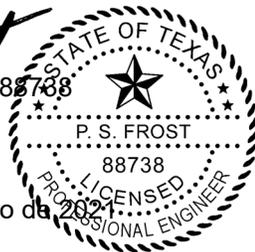
Os dados utilizados em nossas estimativas foram obtidos da PRSA, fontes de dados públicas, e dos arquivos não confidenciais da Netherland, Sewell & Associates, Inc. e foram aceitos como precisos. Os dados de apoio do trabalho encontram-se arquivados em nosso escritório. Não examinamos os direitos contratuais das propriedades nem confirmamos de forma independente o grau ou tipo de interesse 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 interesse nessas propriedades nem somos empregados de forma contingente.

Atenciosamente,

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

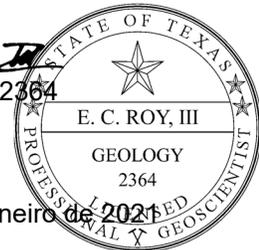
Por: 
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Presidente e Director Geral

Por: 
Philip S. (Scott) Frost, P.E. 88738
Vice Presidente Sênior



Data da assinatura: 20 de janeiro de 2021

Por: 
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice Presidente



Data da assinatura: 20 de janeiro de 2021

PSF:JLC

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 Petróleo Não Recuperável.

1.1.0.4 O eixo horizontal reflete o intervalo de incerteza das quantidades estimadas possivelmente recuperáveis de uma

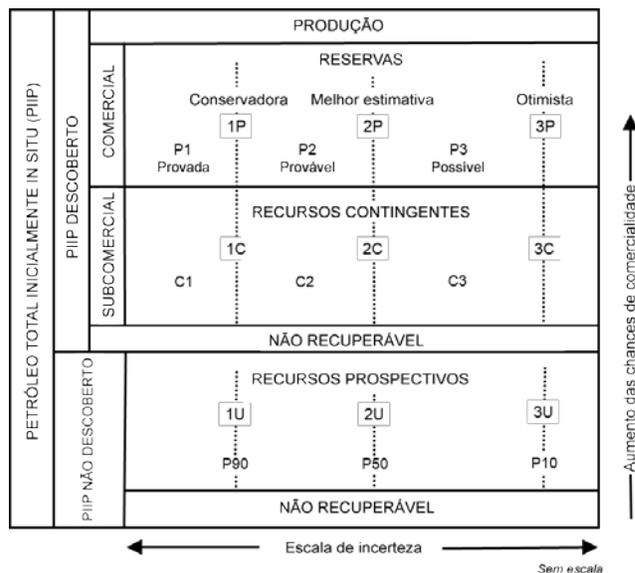


Figura 1.1 – Estrutura de classificação de recursos

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 estimadas, a partir de uma determinada data, como sendo possivelmente recuperáveis, além das quantidades já produzidas

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 conservadora, melhor estimativa e estimativa otimista).

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.

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

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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.
- F. Evidências de que as instalações de produção e transporte necessárias estão disponíveis ou podem ser disponibilizadas.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 conservadores e otimistas 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 recursos 1P, 2P, 3P, Provado (P1), Provável (P2), Possível (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 e C3; ou 1U, 2U e 3U. A probabilidade comercial de sucesso 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 conservadora, uma melhor estimativa e uma estimativa otimista 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 conservadora.
- 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 otimista.

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.

CLASSIFICAÇÃO E DEFINIÇÕES DAS RESERVAS E RECURSOS PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

2.2.1.4 Ao usar o método do cenário determinístico, normalmente também deve haver estimativas conservadoras, melhores estimativas e estimativas otimistas, 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 conservadoras/melhores/otimistas 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 conservadoras/melhores/otimistas 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 conservadoras/melhores/otimistas 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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

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 de produção 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 Reservas	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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Status	Definição	Diretrizes
Reservas Reservas	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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Tabela 3—Definições e diretrizes sobre categorias de reservas

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Provasdas	As quantidades de petróleo que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável a serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais definidas.	<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>
Reservas Prováveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Provasdas, mas mais seguras de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.	<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 PETROLÍFEROS

Extraído do Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos com a aprovação da
Diretoria da Society of Petroleum Engineers (SPE), junho de 2018

Categoria	Definição	Diretrizes
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociência e engenharia indiquem serem menos prováveis de serem recuperadas do que as Reservas Prováveis.	<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 otimista. 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>
Reservas Prováveis e Possíveis	Consulte acima os critérios distintos para Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.	<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>

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

RESERVAS PROVADAS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO	GÁS	ÓLEO	LGN	GÁS	EQUIV	ÓLEO	LGN	GÁS	ÓLEO	LGN	GÁS	TOTAL
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	M\$
31-12-2021	1.336,2	869,4	1.048,6	0,0	680,0	1.161,9	40,39	0,0	6,652	42.356,4	0,0	4.523,4	46.879,8
31-12-2022	1.449,2	819,5	1.134,9	0,0	640,3	1.241,6	43,32	0,0	6,688	49.163,1	0,0	4.282,7	53.445,8
31-12-2023	1.470,5	736,1	1.150,3	0,0	575,0	1.246,2	44,66	0,0	6,697	51.377,3	0,0	3.850,6	55.228,0
31-12-2024	1.408,5	715,7	1.101,2	0,0	558,3	1.194,3	45,33	0,0	6,738	49.917,8	0,0	3.762,2	53.680,0
31-12-2025	753,1	393,0	590,1	0,0	306,4	641,2	45,65	0,0	6,779	26.938,8	0,0	2.077,0	29.015,8
31-07-2026	15,5	0,0	13,8	0,0	0,0	13,8	42,81	0,0	0,000	589,5	0,0	0,0	589,5
SUBTOTAL	6.433,1	3.533,7	5.038,9	0,0	2.760,0	5.498,9	43,73	0,0	6,702	220.343,0	0,0	18.495,9	238.838,9
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	6.433,1	3.533,7	5.038,9	0,0	2.760,0	5.498,9	43,73	0,0	6,702	220.343,0	0,0	18.495,9	238.838,9
PROD CUM	96.839,7	146.873,9											
FINAL	103.272,8	150.407,6											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
		IMPOSTOS		CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESA	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM	
		PRODUÇÃO	DAR VALOR	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIONAL	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$	
	BRUTA	LÍQUIDO	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
31-12-2021	173	173,0	3.388,6	0,0	12.407,5	0,0	28.863,1	2.220,6	2.220,6	1.992,7	8,000	26.094,3
31-12-2022	203	203,0	3.886,0	0,0	11.852,3	0,0	31.072,0	6.635,5	8.856,1	7.660,3	12,000	23.582,1
31-12-2023	227	227,0	4.018,6	0,0	11.526,4	0,0	32.034,7	7.648,3	16.504,4	13.656,7	15,000	21.929,2
31-12-2024	242	242,0	3.910,5	0,0	7.118,9	0,0	32.682,4	9.968,3	26.472,7	20.784,7	20,000	19.538,9
31-12-2025	242	242,0	2.080,8	0,0	1.552,9	0,0	19.399,4	5.982,7	32.455,4	24.773,9	25,000	17.523,5
31-07-2026	5	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	562,1	27,4	32.482,8	24.790,5	30,000	15.809,5
											40,000	13.072,1
											60,000	9.408,0
											80,000	7.132,4
											100,000	5.617,6
SUBTOTAL			17.284,5	0,0	44.458,0	0,0	144.613,6	32.482,8	32.482,8	24.790,5		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32.482,8	24.790,5		
TOTAL DE 5,6 ANOS			17.284,5	0,0	44.458,0	0,0	144.613,6	32.482,8	32.482,8	24.790,5		

Tabela 1

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

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS EM PRODUÇÃO

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$
31-12-2021	1.008,2	738,9	794,7	0,0	579,3	891,3	37,64	0,0	6,607	29.916,4	0,0	3.827,8	33.744,3
31-12-2022	825,6	589,5	651,9	0,0	463,0	729,0	39,99	0,0	6,573	26.066,8	0,0	3.042,9	29.109,7
31-12-2023	699,0	486,2	552,5	0,0	382,2	616,2	41,81	0,0	6,548	23.102,2	0,0	2.503,0	25.605,1
31-12-2024	601,0	404,9	475,4	0,0	318,7	528,5	43,03	0,0	6,525	20.458,1	0,0	2.079,5	22.537,6
31-12-2025	317,7	203,0	252,5	0,0	160,0	279,2	43,92	0,0	6,499	11.092,4	0,0	1.039,7	12.132,1
31-07-2026	13,6	0,0	12,1	0,0	0,0	12,1	42,81	0,0	0,000	518,4	0,0	0,0	518,4
SUBTOTAL	3.465,0	2.422,4	2.739,1	0,0	1.903,2	3.056,3	40,58	0,0	6,564	111.154,2	0,0	12.492,9	123.647,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	3.465,0	2.422,4	2.739,1	0,0	1.903,2	3.056,3	40,58	0,0	6,564	111.154,2	0,0	12.492,9	123.647,1
PROD CUM	34.452,6	63.702,6											
FINAL	37.917,6	66.125,0											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
		IMPOSTOS		CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESA OPERACIONAL	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM	
		PRODUÇÃO	DAR VALOR	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$	
	BRUTA	LÍQUIDO	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
31-12-2021	133	133,0	2.410,0	0,0	0,0	0,0	25.716,7	5.617,6	5.617,6	5.410,0	8,000	726,4
31-12-2022	132	132,0	2.075,8	0,0	0,0	0,0	25.349,7	1.684,2	7.301,8	6.901,1	12,000	1.365,6
31-12-2023	131	131,0	1.823,2	0,0	0,0	0,0	25.030,6	-1.248,7	6.053,1	5.938,4	15,000	1.769,1
31-12-2024	129	129,0	1.601,9	0,0	0,0	0,0	24.746,2	-3.810,5	2.242,7	3.223,7	20,000	2.324,9
31-12-2025	127	127,0	833,1	0,0	0,0	0,0	14.573,8	-3.274,8	-1.032,2	1.051,1	25,000	2.763,9
31-07-2026	4	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	500,7	17,7	-1.014,5	1.061,8	30,000	3.112,0
											40,000	3.609,3
											60,000	4.121,9
											80,000	4.310,0
											100,000	4.351,4
SUBTOTAL			8.744,0	0,0	0,0	0,0	115.917,6	-1.014,5	-1.014,5	1.061,8		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1.014,5	1.061,8		
TOTAL DE 5,6 ANOS			8.744,0	0,0	0,0	0,0	115.917,6	-1.014,5	-1.014,5	1.061,8		

Tabela II

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

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS DESENVOLVIDAS A PRODUZIR

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$
31-12-2021	249,7	90,3	193,3	0,0	69,6	204,9	49,03	0,0	6,935	9.477,8	0,0	482,9	9.960,7
31-12-2022	405,9	156,2	314,6	0,0	120,4	334,7	47,83	0,0	7,039	15.047,6	0,0	847,4	15.895,0
31-12-2023	439,7	157,7	341,2	0,0	121,6	361,4	47,28	0,0	7,068	16.130,8	0,0	859,4	16.990,3
31-12-2024	437,3	220,4	339,4	0,0	169,9	367,7	47,06	0,0	7,089	15.968,9	0,0	1.204,7	17.173,5
31-12-2025	232,4	140,7	180,4	0,0	108,5	198,5	46,91	0,0	7,162	8.463,8	0,0	777,0	9.240,8
31-07-2026	1,9	0,0	1,7	0,0	0,0	1,7	42,81	0,0	0,000	71,1	0,0	0,0	71,1
SUBTOTAL	1.766,9	765,4	1.370,5	0,0	590,0	1.468,8	47,54	0,0	7,070	65.159,9	0,0	4.171,5	69.331,4
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1.766,9	765,4	1.370,5	0,0	590,0	1.468,8	47,54	0,0	7,070	65.159,9	0,0	4.171,5	69.331,4
PROD CUM	62.384,3	83.169,6											
FINAL	64.151,2	83.935,0											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
		IMPOSTOS		CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESA OPERACIONAL	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM	
		PRODUÇÃO	DAR VALOR	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$	
31-12-2021	33	33,0	742,1	0,0	7.183,6	0,0	2.816,8	-781,8	-781,8	-861,4	8,000	20.687,7
31-12-2022	54	54,0	1.181,4	0,0	3.203,7	0,0	4.735,0	6.774,9	5.993,1	4.980,8	12,000	18.601,1
31-12-2023	67	67,0	1.254,2	0,0	2.460,8	0,0	5.234,2	8.041,0	14.034,1	11.317,2	15,000	17.224,7
31-12-2024	81	81,0	1.267,9	0,0	3.181,0	0,0	5.698,1	7.026,6	21.060,7	16.343,1	20,000	15.228,8
31-12-2025	82	82,0	678,4	0,0	179,8	0,0	3.483,0	4.899,6	25.960,3	19.599,7	25,000	13.540,2
31-07-2026	1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	61,5	9,6	25.969,9	19.605,6	30,000	12.099,6
											40,000	9.788,5
											60,000	6.671,2
											80,000	4.718,5
											100,000	3.410,7
SUBTOTAL			5.123,9	0,0	16.208,9	0,0	22.028,6	25.969,9	25.969,9	19.605,6		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25.969,9	19.605,6		
TOTAL DE 5,6 ANOS			5.123,9	0,0	16.208,9	0,0	22.028,6	25.969,9	25.969,9	19.605,6		

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

RESERVAS PROVADAS NÃO DESENVOLVIDAS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$
31-12-2021	78,3	40,2	60,5	0,0	31,0	65,7	48,94	0,0	6,867	2.962,2	0,0	212,6	3.174,8
31-12-2022	217,8	73,9	168,4	0,0	57,0	177,9	47,78	0,0	6,887	8.048,8	0,0	392,4	8.441,2
31-12-2023	331,8	92,3	256,7	0,0	71,1	268,5	47,32	0,0	6,864	12.144,4	0,0	488,2	12.632,6
31-12-2024	370,2	90,4	286,4	0,0	69,7	298,1	47,10	0,0	6,857	13.490,8	0,0	478,1	13.968,9
31-07-2025	203,1	49,2	157,1	0,0	37,9	163,5	46,98	0,0	6,862	7.382,7	0,0	260,3	7.642,9
SUBTOTAL	1.201,2	346,0	929,2	0,0	266,7	973,7	47,38	0,0	6,867	44.028,8	0,0	1.831,5	45.860,4
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	1.201,2	346,0	929,2	0,0	266,7	973,7	47,38	0,0	6,867	44.028,8	0,0	1.831,5	45.860,4
PROD CUM	2,8	1,7											
FINAL	1.204,0	347,6											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
		IMPOSTOS		CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESA OPERACIONAL	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM	
		PRODUÇÃO	DAR VALOR	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$	
31-12-2021	7	7,0	236,5	0,0	5.223,9	0,0	329,7	-2.615,3	-2.615,3	-2.555,8	8,000	4.680,2
31-12-2022	17	17,0	628,9	0,0	8.648,6	0,0	987,3	-1.823,6	-4.438,9	-4.221,6	12,000	3.615,4
31-12-2023	29	29,0	941,1	0,0	9.065,6	0,0	1.769,9	856,0	-3.582,9	-3.598,9	15,000	2.935,4
31-12-2024	32	32,0	1.040,7	0,0	3.937,9	0,0	2.238,1	6.752,2	3.169,4	1.217,9	20,000	1.985,2
31-07-2025	33	33,0	569,4	0,0	1.373,1	0,0	1.342,5	4.357,9	7.527,3	4.123,1	25,000	1.219,4
											30,000	598,0
											40,000	-325,7
											60,000	-1385,2
											80,000	-1896,1
											100,000	-2144,5
SUBTOTAL			3.416,6	0,0	28.249,1	0,0	6.667,4	7.527,3	7.527,3	4.123,1		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7.527,3	4.123,1		
TOTAL DE 4,6 ANOS			3.416,6	0,0	28.249,1	0,0	6.667,4	7.527,3	7.527,3	4.123,1		

Tabela IV

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

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

RESERVAS PROVÁVEIS

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS LÍQUIDAS				PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO MBBL	GÁS MMCF	ÓLEO MBBL	LGN MBBL	GÁS MMCF	EQUIV MBOE	ÓLEO \$/BBL	LGN \$/BBL	GÁS \$/MCF	ÓLEO M\$	LGN M\$	GÁS M\$	TOTAL M\$
31-12-2021	21,8	8,0	16,8	0,0	6,2	17,8	49,16	0,0	6,649	825,0	0,0	40,9	865,9
31-12-2022	64,6	15,4	50,1	0,0	11,9	52,0	47,76	0,0	6,649	2.390,5	0,0	78,9	2.469,4
31-12-2023	109,5	34,2	84,9	0,0	26,3	89,3	47,32	0,0	7,255	4.017,4	0,0	191,0	4.208,5
31-12-2024	215,4	151,0	166,6	0,0	116,4	186,0	47,09	0,0	7,106	7.843,7	0,0	827,3	8.671,0
31-12-2025	154,8	108,1	119,7	0,0	83,3	133,6	46,98	0,0	7,144	5.624,3	0,0	595,1	6.219,5
31-07-2026	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	42,81	0,0	0,000	2,9	0,0	0,0	2,9
SUBTOTAL	566,2	316,6	438,1	0,0	244,1	478,8	47,26	0,0	7,101	20.703,8	0,0	1.733,3	22.437,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	566,2	316,6	438,1	0,0	244,1	478,8	47,26	0,0	7,101	20.703,8	0,0	1.733,3	22.437,1
PROD CUM	58,1	13,4											
FINAL	624,4	330,0											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS		DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL	
			IMPOSTOS		CUSTO DE CAPITAL	CUSTO DE ABANDONO	DESPESA OPERACIONAL	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM
	BRUTA	LÍQUIDO	PRODUÇÃO M\$	DAR VALOR M\$	M\$	M\$	M\$	TÉRMINO DO M\$	CUM M\$	CUM M\$	%	M\$
31-12-2021	1	1,0	64,5	0,0	261,5	0,0	87,6	452,2	452,2	429,8	8,000	5.531,1
31-12-2022	6	6,0	184,0	0,0	2.770,2	0,0	297,0	-781,8	-329,5	-254,2	12,000	4.781,1
31-12-2023	9	9,0	313,5	0,0	2.811,5	0,0	595,4	488,0	158,5	110,1	15,000	4.301,8
31-12-2024	16	16,0	646,0	0,0	3.677,2	0,0	1.030,3	3.317,5	3.475,9	2.441,3	20,000	3.631,2
31-12-2025	19	19,0	463,3	0,0	915,7	0,0	780,5	4.060,0	7.535,9	5.137,1	25,000	3.089,0
31-07-2026	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,8	7.538,7	5.138,7	30,000	2.646,9
											40,000	1.982,8
											60,000	1.195,3
											80,000	783,0
											100,000	551,6
SUBTOTAL			1.671,3	0,0	10.436,2	0,0	2.790,9	7.538,7	7.538,7	5.138,7		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7.538,7	5.138,7		
TOTAL DE 5,6 ANOS			1.671,3	0,0	10.436,2	0,0	2.790,9	7.538,7	7.538,7	5.138,7		

Tabela V

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

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA

RESUMO DA PROJEÇÃO DE RESERVAS E RECEITAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020

INTERESSE DA PETRORECÔNCAVO S.A.

CERTAS PROPRIEDADES LOCALIZADAS NO
BACIA DO RECÔNCAVO
LESTE DO BRASIL

RESERVAS POSSÍVEIS

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	RESERVAS BRUTAS			RESERVAS LÍQUIDAS			PREÇOS MÉDIOS			RECEITA BRUTA			
	ÓLEO	GÁS	ÓLEO	LGN	GÁS	EQUIV	ÓLEO	LGN	GÁS	ÓLEO	LGN	GÁS	TOTAL
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	M\$
31-12-2021	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	48,74	0,0	6,649	-1,7	0,0	0,3	-1,5
31-12-2022	0,3	3,6	0,2	0,0	2,8	0,7	47,35	0,0	7,931	10,9	0,0	22,1	33,1
31-12-2023	13,4	14,4	10,4	0,0	11,1	12,3	46,84	0,0	7,801	488,8	0,0	86,8	575,6
31-12-2024	32,5	16,6	25,4	0,0	12,8	27,5	46,64	0,0	7,507	1.185,5	0,0	95,8	1.281,3
31-12-2025	28,2	15,1	22,0	0,0	11,7	24,0	46,53	0,0	7,580	1.025,7	0,0	88,3	1.114,0
31-12-2026	22,9	0,0	20,3	0,0	0,0	20,3	42,81	0,0	0,000	870,8	0,0	0,0	870,8
31-12-2027	64,5	0,0	57,4	0,0	0,0	57,4	42,79	0,0	0,000	2.457,7	0,0	0,0	2.457,7
31-12-2028	89,2	0,0	79,4	0,0	0,0	79,4	42,77	0,0	0,000	3.395,8	0,0	0,0	3.395,8
31-12-2029	95,1	0,0	84,6	0,0	0,0	84,6	42,77	0,0	0,000	3.619,7	0,0	0,0	3.619,7
31-12-2030	102,5	0,0	91,3	0,0	0,0	91,3	42,77	0,0	0,000	3.903,6	0,0	0,0	3.903,6
SUBTOTAL	448,5	49,8	391,2	0,0	38,4	397,5	43,35	0,0	7,644	16.956,7	0,0	293,3	17.250,1
RESTANTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	448,5	49,8	391,2	0,0	38,4	397,5	43,35	0,0	7,644	16.956,7	0,0	293,3	17.250,1
PROD CUM	17,9	14,9											
FINAL	466,4	64,7											

TÉRMINO DO PERÍODO D-M-A	NÚMERO DE CONCLUSÕES ATIVAS	DEDUÇÕES/DESPESAS LÍQUIDAS					RECEITA LÍQUIDA FUTURA			PERFIL DE VALOR ATUAL		
		IMPOSTOS		CUSTO DE	CUSTO DE	DESPESA	SEM DESCONTO		DESC DE 10%	TAXA DE DESC	VA CUM	
		PRODUÇÃO	DAR VALOR	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIONAL	TÉRMINO DO	CUM	CUM	%	M\$	
	BRUTA	LÍQUIDO	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
31-12-2021	0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3	-1,0	-1,0	-1,0	8,000	1.137,7
31-12-2022	1	1,0	2,5	0,0	114,4	0,0	16,9	-100,7	-101,7	-86,8	12,000	770,3
31-12-2023	2	2,0	39,5	0,0	437,0	0,0	119,4	-20,4	-122,1	-104,8	15,000	580,7
31-12-2024	3	3,0	86,5	0,0	294,2	0,0	228,3	672,3	550,2	380,0	20,000	370,5
31-12-2025	3	3,0	75,4	0,0	163,5	0,0	217,1	658,1	1.208,3	814,1	25,000	243,7
31-12-2026	2	2,0	0,0	0,0	1.442,3	0,0	492,3	-1.063,8	144,5	189,4	30,000	166,0
31-12-2027	9	9,0	0,0	0,0	3.365,4	0,0	1.219,9	-2.127,7	-1.983,1	-974,1	40,000	87,3
31-12-2028	11	11,0	0,0	0,0	2.115,4	0,0	1.370,5	-90,1	-2.073,2	-1.039,4	60,000	38,7
31-12-2029	11	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.417,8	2.201,9	128,7	-59,9	80,000	24,1
31-12-2030	11	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.444,0	2.459,5	2.588,2	934,4	100,000	15,8
SUBTOTAL			203,7	0,0	7.932,2	0,0	6.525,9	2.588,2	2.588,2	934,4		
RESTANTE			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.588,2	934,4		
TOTAL DE 10,0 ANOS			203,7	0,0	7.932,2	0,0	6.525,9	2.588,2	2.588,2	934,4		

Tabela VI

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

COM BASE EM PARÂMETROS DE PREÇO E CUSTO DO PRSA