

Auditoria de Reservas e Recursos de certos Campos nas Bacias do Solimões e do Amazonas, Brasil, em 30 de junho de 2021

Preparado para

ENEVA S.A.

20 de julho de 2021

20 de julho de 2021

ENEVA S.A.

Praia de Botafogo, 501 | Torre Corcovado | 4º andar
Rio de Janeiro | 22250-040
Rio de Janeiro
Brasil

Auditoria de Reservas e Recursos de certos Campos nas Bacias do Solimões e do Amazonas, Brasil, em 30 de junho de 2021

Este relatório de reservas e recursos foi elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) e emitido em 8 de julho de 2021, a pedido da ENEVA S.A. (ENEVA ou "o Cliente"). Este relatório destina-se unicamente ao uso interno da ENEVA e não deve ser distribuído a terceiros sem o consentimento prévio por escrito da GaffneyCline.

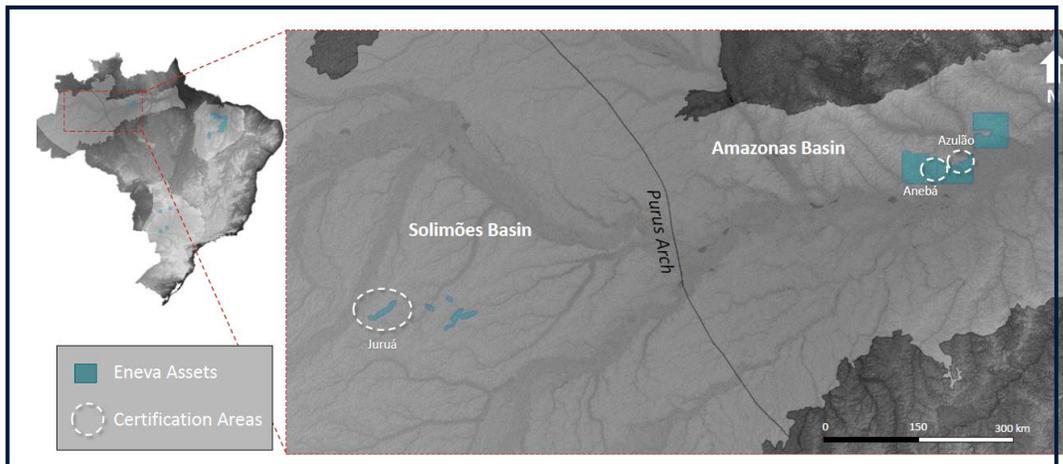
A ENEVA é a empresa operadora e tem participação de 100% no Campo de Azulão e no blocos AM-T-84 e AM-T-85, localizados na Bacia do Amazonas, e no Campo de Juruá, na Bacia do Solimões, Brasil, conforme apresentado na Figura 1. A ENEVA é uma companhia de energia totalmente integrada, com negócios em geração e comercialização de energia e exploração e produção de óleo e gás.

A GaffneyCline realizou avaliações periódicas de auditoria de reservas no Campo do Azulão, de 2013 a 2020. O último relatório da GaffneyCline intitulado "Relatório de Auditoria de Reservas de Gás Natural dos Campos nos quais a ENEVA detém Participação nas bacias do Parnaíba e do Amazonas, Brasil" foi datado de 6 de janeiro de 2021.

Em junho de 2021 a ENEVA assinou com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) o contrato de concessão do blocos AM-T-84 e AM-T-85 na bacia do Amazonas por um período de 35 anos (Fases de Exploração e Produção) e o contrato de concessão do Campo de Juruá na bacia do Solimões por 21 anos.

Este relatório se refere única e exclusivamente ao objeto definido no escopo de trabalho da Proposta de Serviços e em revisões acordadas posteriormente e está condicionado às premissas aqui descritas. Este relatório deverá ser considerado em sua totalidade e somente deverá ser utilizado para os fins a que se destina.

A Figura 1 apresenta a localização dos campos e blocos avaliados.

Figura 1: Mapa de Localização das Áreas da ENEVA nas Bacias do Amazonas e Solimões

Fonte: Eneva

GaffneyCline revisou a reavaliação da ENEVA do Campo de Azulão, onde novas informações do bloco AM-T-85 indicaram variação dos volumes originais de gás dentro da área do Campo de Azulão e sua possível extensão para o bloco adjacente, sendo esses recursos categorizados como recursos contingentes. Além disso, no bloco AM-T-84 foram avaliados os recursos contingentes de gás do poço 1-BRSA-1293-AM, denominado de Anebá.

Para o Campo de Juruá, a ENEVA avaliou o volume original de gás do campo e realizou simulações de reservatórios para obtenção dos fatores de recuperação e dos perfis de produção que também foram revisados pela GaffneyCline. Esses volumes foram categorizados como recursos contingentes por dependerem de um projeto de desenvolvimento para que possa ser vendido o gás de Juruá.

Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas para a GaffneyCline sobre estes ativos, a GaffneyCline apresenta, por meio deste, o demonstrativo de reservas na Tabela 1, os demonstrativos de recursos contingentes na Tabela 2 e na Tabela 3.

Os volumes de gás natural foram contabilizados em bilhões (10⁹) de metros cúbicos nas condições padrão de 1 Atmosfera e 15,0 °C. Os volumes de reserva correspondem ao gás para venda, após a utilização de 2% do gás produzido como combustível e consumo interno.

Os volumes de hidrocarboneto líquido a serem recuperados durante o processo de separação no campo são quantidades muito reduzidas e não foram reportados.

As vendas de gás são baseadas em contratos de gás firmes e existentes.

O artigo 47 da Legislação Nacional do Petróleo prevê que “...royalties deverão ser pagos mensalmente, em moeda nacional...” e, portanto, royalties (10%) são tratados mais como deduções de caixa do que como uma redução de volumes.

Tabela 1: Demonstrativo dos Volumes de Reserva de Gás Natural do Campo de Azulão na Bacia do Amazonas, no Brasil, em 30 de junho de 2021

Bloco	Campo	GIIP ENEVA (MMMm ³ , 100% WI)			RESERVAS ENEVA (MMMm ³ , 100% WI)		
		1P	2P	3P	1P	2P	3P
Azulão	Azulão	6.45	7.35	8.14	5.55	6.32	7.00

Tabela 2: Demonstrativo dos Volumes de Recursos Contingentes de Gás Natural de campos e blocos nas bacias do Amazonas e do Solimões, no Brasil, em 30 de junho de 2021

Bloco	Campo	GIIP ENEVA (MMMm ³ , 100%WI)			Recursos Contingentes ENEVA (MMMm ³ , 100% WI)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10
Juruá	Juruá	22.59	29.11	37.80	16.17	20.85	27.12
AM-T-85	Extensão Azulão	2.61	4.00	5.76	2.27	3.48	5.01
AM-T-84	Anebé GAS	1.27	3.11	7.64	0.97	2.36	5.79

Tabela 3: Demonstrativo dos Volumes de Recursos Contingentes de Óleo do Bloco AM-T-84 na Bacia do Amazonas, no Brasil, em 30 de junho de 2021

Bloco	Campo	OIIP ENEVA (MMBls, 100% WI)			Recursos Contingentes ENEVA (MMBls, 100%WI)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10
AM-T-84	Anebé OIL	5.18	12.8	31.14	1.69	4.23	10.61

Anotações:

1. As reservas da ENEVA representam 100% dos volumes estimados de serem comercialmente recuperáveis nas concessões através dos planos de desenvolvimento pretendidos
2. Os Recursos Contingentes da ENEVA são 100% dos volumes estimados de serem recuperáveis no ativo caso ele seja desenvolvido.
3. O Working Interest (WI) representa os volumes para a participação da ENEVA em cada concessão
4. Os volumes aqui relatados são "não riscados" no sentido de que nenhum ajuste foi feito quanto ao risco de que os ativos não venham a ser desenvolvidos na forma prevista ou não sigam adiante (ou seja, nenhum fator de "Chance de Desenvolvimento" foi aplicado).

Avaliação de Reservas e Recursos

As reservas dos campos foram estimadas como os volumes brutos dos campos até o término dos contratos de gás, líquidos do consumo de 2% e sujeitos às considerações do Teste de Limite Econômico (ELT). A participação da ENEVA nos ativos é de 100%.

Esta auditoria foi feita com base nas estimativas de reservas e em outras informações fornecidas pela ENEVA à GaffneyCline até 30 de junho de 2021 e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as perguntas que surgiram durante o processo de auditoria foram resolvidas a contento da GaffneyCline.

Os testes econômicos dos volumes de reservas de 30 de junho de 2021 foram baseados nos preços de gás fornecidos pela ENEVA, que são baseados em preços de transferência internos e em estimativas de preço de referência da ANP.

Investimentos futuros foram obtidos dos planos de desenvolvimento preparados pela ENEVA para os campos auditados. Dados de histórico recente de despesas operacionais foram utilizados como base para as projeções dos custos operacionais. Ajustes devido a inflação do dólar foram aplicados aos preços e gastos. A GaffneyCline acredita que a ENEVA projetou investimentos de capital e despesas operacionais suficientes para produzir economicamente os volumes projetados.

Na preparação deste relatório, a GaffneyCline utilizou as definições de reservas e recursos do Petroleum Resources Management System (PRMS), aprovado pela Society of Petroleum Engineers, 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 a European Association of Geoscientists and Engineers em junho de 2018, versão 1.01.

GaffneyCline conclui que as metodologias empregadas pela ENEVA para inferir as estimativas de reservas são adequadas e que a qualidade das informações utilizadas e a profundidade e o rigor do processo de estimativa das reservas são adequados.

Base de Opinião

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base em padrões aceitáveis de investigação profissional e, quando aplicável, em dados e informações providos pelo cliente, em escopo de comprometimento limitado, e pelo tempo permitido para que se conduza a avaliação.

Em linha com os padrões aceitáveis, este documento de forma nenhuma constitui ou garante ou prevê resultados, e não há nenhuma garantia implícita ou explícita de que os resultados de fato estarão em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GaffneyCline não verificou de forma independente qualquer informação provida ou direcionada pelo cliente, e aceitou a acurácia e totalidade desses dados. A GaffneyCline não possui razões para acreditar que algum fato relevante foi ocultado, mas não garante que seus questionamentos tenham revelado todas as questões que uma avaliação mais extensiva poderia ter desvendado.

As opiniões expressas aqui estão sujeitas e totalmente qualificadas pelas incertezas geralmente aceitas associadas à interpretação dos dados de geociência e engenharia e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam potencialmente afetar as decisões feitas pelos leitores do relatório e/ou resultados de fato. As opiniões e afirmações contidas neste relatório são de boa fé e baseadas na crença de que essas opiniões e afirmações são representativas das circunstâncias físicas e econômicas prevalentes.

Há muitas incertezas inerentes à estimativa de reservas e recursos, e nas projeções futuras da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. A avaliação de recursos e reservas de petróleo e gás tem de ser vista como um processo subjetivo de estimativa de acumulações em subsuperfície de petróleo e gás que não podem ser mensuradas de forma exata. As estimativas das reservas ou recursos de petróleo e gás elaboradas por terceiros talvez sejam muito diferentes das contidas neste relatório.

A exatidão da estimativa de qualquer recurso é função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados da perfuração, teste e produção, posteriores à elaboração das estimativas podem justificar revisões, sendo que algumas ou todas podem ser significativas. Da mesma forma, as estimativas de recursos são, em geral, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados podem ser diferentes do previsto.

A revisão e auditoria da GaffneyCline envolveu a revisão de fatos pertinentes, interpretações e premissas feitas pelo Cliente ou outros na elaboração das estimativas de reservas e recursos. A GaffneyCline conduziu os procedimentos necessários para permitir a emissão de opinião em relação à adequação das metodologias adotadas, adequação e qualidade dos dados utilizados, profundidade e acurácia do processo de estimativa das reservas e recursos, a classificação e categorização das reservas e recursos apropriados às definições relevantes utilizadas e a razoabilidade das estimativas.

Definição de Reservas e Recursos

Reservas são aquelas quantidades de petróleo que se antecipa de serem comercialmente recuperáveis através da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma certa data em diante, sob condições definidas. As reservas devem ainda satisfazer quatro critérios, com base no (s) projeto (s) de desenvolvimento aplicado (s): devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (na data de avaliação).

A GaffneyCline desconhece quaisquer potenciais alterações na regulamentação aplicável a estes campos que possa afetar a habilidade do Cliente em produzir as reservas estimadas.

As reservas são também categorizadas de acordo com o nível de certeza associada às estimativas, e podem ser sub classificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas de acordo com o status de desenvolvimento e produção. Todas as categorias de volumes de reservas aqui mencionadas foram determinadas no contexto de uma avaliação de limite econômico (ELT), avaliação (antes de impostos e excluindo os valores acumulados de depreciação) antes de qualquer análise do Valor Presente Líquido (VPL).

A GaffneyCline não fez uma visita e inspeção ao local, pois não considerou relevante para o propósito deste relatório. Por isso, a GaffneyCline não está em posição de comentar as operações e instalações atuais, suas condições e adequação, e se estão de acordo com os regulamentos pertencentes a tais operações. Além disso, a GaffneyCline não está em posição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou meio ambiente destas operações.

Este relatório foi preparado com base no entendimento da GaffneyCline quanto aos efeitos da legislação do petróleo e outros regulamentos que atualmente se aplicam a estas propriedades. No entanto, a GaffneyCline não está em posição de certificar a titularidade e os direitos de propriedade, as condições destes direitos (incluindo obrigações ambientais e de abandono), ou qualquer necessidade de licenças e permissões (incluindo permissão de planejamento, relações de interesse financeiro, ou gravames de qualquer parte das propriedades avaliadas).

Qualificações

Ao realizar esse estudo, a GaffneyCline não tinha conhecimento de nenhum conflito de interesses existente. Como consultor independente, a GaffneyCline está fornecendo consultoria técnica, comercial e estratégica imparcial no âmbito do setor energético. A remuneração da GaffneyCline não foi, de forma alguma, contingente ao conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GaffneyCline manteve, e continua a manter, um relacionamento empresa-cliente independente com o Cliente. Além disso, a administração e os funcionários da GaffneyCline não têm participação em nenhum dos ativos avaliados ou relativos à análise realizada, como parte do presente relatório.

Os membros da equipe que elaborou este relatório têm qualificação profissional e educacional e a experiência e especialização necessárias para executar o trabalho.

Nota

Este documento é confidencial e foi elaborado para uso exclusivo do Cliente ou das partes aqui indicadas e não poderá ser distribuído ou disponibilizado, no todo ou em parte, a nenhuma outra empresa ou pessoa sem o prévio conhecimento e consentimento por escrito da Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline). Nenhuma pessoa ou empresa além daquelas às quais se destina poderá se basear, direta ou indiretamente no conteúdo do presente relatório. A GaffneyCline atua somente na qualidade de consultor e, conforme permitido por lei, fica isenta de toda responsabilidade pelas ações ou perdas oriundas de qualquer confiança efetiva ou pretendida neste documento (ou em quaisquer outras declarações ou opiniões do GaffneyCline) pelo Cliente ou por qualquer outra pessoa ou entidade.

atenciosamente.

Gaffney. Cline & Associados



Gerente do Projeto

Eduardo Sanchez. Principal Consultor - Geólogo



Revisado por

Cesar Guzzetti. Principal Consultor – Engenheiro de Reservatórios

Appendices

Apêndice I Definições do Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS)

Apêndice II Glossary

Apêndice I
Definições do Sistema de Gerenciamento de Recursos de
Petróleo (PRMS)

Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council,
American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers,
Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts,
and European Association of Geoscientists & Engineers

Petroleum Resources Management System

Definitions and Guidelines (¹)
(Revised June 2018)

Table 1.Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reservas	<p>Para ser incluído na categoria de Reservas, um projeto deverá estar suficientemente definido, de modo a permitir estabelecer a sua viabilidade comercial. Deverá haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas irão ocorrer, e de que existem evidências quanto à intenção firme de se proceder ao estágio de desenvolvimento dentro de um período de tempo razoável.</p>	<p>As reservas devem satisfazer a quatro critérios: devem ter sido descobertas, precisam ser recuperáveis, devem ser exploráveis em escala comercial, e precisam permanecer baseadas nos projetos de desenvolvimento aplicados. As reservas são também subdivididas de acordo com o nível de certeza associado às estimativas, podendo ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas por seu estágio de desenvolvimento ou produção. Para ser incluído na categoria de Reservas, um projeto deverá estar suficientemente definido, de modo a permitir estabelecer a sua viabilidade comercial.</p> <p>Deverá haver uma expectativa razoável de que todas as aprovações internas e externas irão ocorrer, e de que existem evidências quanto à intenção firme de se proceder ao estágio de desenvolvimento dentro de um período de tempo razoável. Tal prazo razoável para o início do desenvolvimento dependerá de circunstâncias específicas, e variará de acordo com o escopo do projeto. Recomenda-se um prazo de cinco anos como referência, mas pode-se utilizar um prazo mais extenso quando, por exemplo, o desenvolvimento dos projetos econômicos for postergado por opção do produtor devido, entre vários aspectos, a motivos relacionados ao mercado ou, então, para se alcançar objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deverá ser claramente documentada. Para um reservatório ser incluído na categoria de Reservas, deverá existir uma elevada confiança na produtividade do reservatório em escala comercial, conforme tenha sido demonstrado pela produção efetiva, ou pelos testes de formação. Em certos casos, as Reservas poderão ser designadas com base em perfilagens de poços e/ou análises de testemunhos, indicando que o reservatório em questão contém hidrocarbonetos, sendo semelhante a reservatórios da mesma área, quer produtores ou que tenham demonstrado a capacidade de produção mediante os testes de formação</p>

¹ These Definitions and Guidelines are extracted from the full Petroleum Resources Management System (revised June 2018) document t.

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Projeto em produção	um projeto de desenvolvimento que está em produção na ocasião considerada, permitindo a venda de petróleo no mercado	O critério de importância chave é que uma renda proveniente de vendas esteja ingressando no projeto, mesmo sem o projeto de desenvolvimento aprovado estar completo. Este é o ponto no qual a probabilidade de exploração do projeto em escala comercial pode ser considerada como de 100%.
Projeto Aprovado para Desenvolvimento	Todas as aprovações necessárias já terão sido obtidas, os recursos de capital tendo sido comprometidos, a implementação do projeto de desenvolvimento encontrando-se em andamento.	Neste estágio, precisa haver a certeza de que o projeto de desenvolvimento esteja avançando. O projeto não pode, nessa ocasião, estar sujeito a nenhuma contingência, como a pendência de aprovação regulatória ou o fechamento de um contrato de vendas. Os dispêndios de capital previstos deverão ser incluídos pela entidade relatora, quer dentro do relatório para o ano corrente, ou no orçamento aprovado para o ano seguinte. O “portal decisório” do projeto é o início dos investimentos de capital na construção das instalações de produção e/ou nos poços de perfuração de desenvolvimento.
Justificado para Desenvolvimento	A implementação do projeto de desenvolvimento é justificada com base em uma previsão de condições razoáveis de mercado por ocasião do relatório em questão, devendo existir uma expectativa razoável de obtenção de todas as aprovações e contratos necessários	Para alcançar este nível de maturidade de projeto e, deste modo, ter reservas a ele associadas, o projeto de desenvolvimento deverá, por ocasião do respectivo relatório, ter sido constatado como comercialmente viável, com base nas premissas da entidade relatora quanto a preços futuros, custos, etc. (trata-se de uma situação de previsão), e quanto às circunstâncias específicas do projeto. A evidência de haver uma firme intenção de se prosseguir com o desenvolvimento dentro de um razoável período de tempo será suficiente para demonstrar a viabilidade comercial. Deverá existir um plano de desenvolvimento suficientemente detalhado para dar suporte à avaliação da viabilidade comercial, assim como uma razoável expectativa de que quaisquer aprovações regulatórias ou contratos de venda que sejam necessários antes da implantação do projeto estejam avançando. Além de tais aprovações e/ou contratos, não deverão existir contingências conhecidas capazes de impedir a continuidade do desenvolvimento dentro de um período de tempo razoável (ver a categoria Reservas). O “portal decisório” do projeto é a decisão da entidade relatora e seus parceiros, caso existam, de que pelo fato de o projeto ter atingido um nível suficiente de maturidade técnica e comercial, torna-se, nessa ocasião, justificada a continuação do desenvolvimento.

<p>Recursos Contingentes</p>	<p>Representam a estimativa, em determinada data, das quantidades de petróleo passíveis de recuperação a partir de acumulações conhecidas, mediante a aplicação de projetos de desenvolvimento, tais quantidades não sendo, devido a uma ou mais contingências existentes na ocasião considerada, recuperáveis em escala comercial.</p>	<p>Os Recursos de Contingência poderão abranger, por exemplo, projetos para os quais não existem mercados viáveis na ocasião considerada, ou em locais onde a recuperação em escala comercial depende de uma tecnologia em estágio de desenvolvimento ou, ainda, onde a avaliação da acumulação é insuficiente para se avaliar claramente a exploração em escala comercial. Os Recursos de Contingência são também categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas, podendo ser sub-classificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados por seu status econômico.</p>
-------------------------------------	---	---

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Desenvolvimento Pendente	É uma acumulação descoberta onde as atividades de projeto estão em andamento, com fins de justificar o desenvolvimento em escala comercial dentro de um futuro previsível.	O projeto em questão é percebido como possuindo um potencial razoável para um eventual desenvolvimento em escala comercial, pelo fato de que mais aquisições de dados (por exemplo, sondagem, dados sísmicos) e/ou avaliações estão em andamento na ocasião, visando confirmar a viabilidade do projeto em escala comercial, e fornecendo a base para a seleção de um plano de desenvolvimento adequado. Nesse estágio, as contingências críticas já terão sido identificadas, devendo existir uma expectativa razoável de que tais contingências serão resolvidas dentro de um período de tempo razoável. É preciso lembrar que os resultados desapontadores de uma avaliação ou apreciação podem levar a uma reclassificação do projeto, para o status de "Sustado" ou "Não Viável". O "portal de decisão" do projeto é a decisão de empreender mais aquisições de dados e/ou estudos projetados para conduzir o projeto até um nível de maturidade técnica e comercial, no qual uma decisão poderá ser tomada para se proceder ao desenvolvimento e à produção
Desenvolvimento em espera	Uma acumulação descoberta onde as atividades do projeto estão suspensas e / ou onde a justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.	O projeto é visto como tendo potencial para desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de modo que não haja mais uma chance provável de que uma contingência crítica possa ser removida em um futuro previsível, pode levar a uma reclassificação do projeto para o status Não Viável. A porta de decisão do projeto é a decisão de prosseguir com uma avaliação adicional destinada a esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial ou suspender temporariamente ou atrasar outras atividades pendentes de resolução de contingências externas.

<p>Desenvolvimento insuficientemente claro</p>	<p>É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão sustadas e/ou onde a justificativa de estar havendo um desenvolvimento em escala comercial pode estar sujeita a atrasos significativos</p>	<p>Nessa situação, o projeto é percebido como possuindo um potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial, mas ocorre a sustação de maiores atividades de avaliação e apreciação, que dependem da eliminação de significativas contingências externas ao projeto ou, então, com o propósito de clarificar o potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial, torna-se necessário empreender um volume substancial de atividades de avaliação e apreciação. O desenvolvimento pode estar sujeito a retardamentos significativos. É preciso observar que uma mudança de circunstâncias, tal como deixar de existir a expectativa razoável de que uma contingência crítica possa ser eliminada em um horizonte previsível poderia, por exemplo, levar a uma reclassificação do projeto para o status de Não Viável. O “portal decisório” do projeto será a decisão de prosseguir com uma avaliação adicional, projetada visando esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento em escala comercial ou, então, suspender temporariamente ou postergar mais as atividades que dependem da resolução de contingências externas</p>
<p>Desenvolvimento Não Viável</p>	<p>É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão sustadas e/ou onde a justificativa de estar havendo um desenvolvimento em escala comercial pode estar sujeita a atrasos significativos</p>	<p>O projeto é percebido como possuindo um potencial para o eventual desenvolvimento em escala comercial por ocasião do relatório em questão, mas as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas de modo que a oportunidade potencial somente será reconhecida na eventualidade de uma mudança de maior envergadura na tecnologia ou nas condições de comercialização. O “portal decisório” do projeto é a decisão de se abster de efetuar, em um horizonte previsível, qualquer outra aquisição de dados ou estudos sobre o projeto</p>

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Recursos Prospectivos	São aquelas quantidades de petróleo previstas em determinada data como sendo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda não descobertas.	As acumulações potenciais são avaliadas de acordo com a sua probabilidade de descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representam as quantidades estimadas que podem ser recuperadas mediante projetos de desenvolvimento definidos. É fato reconhecido que os programas de desenvolvimento têm, nessa situação, um detalhamento menos significativo, dependendo mais de desenvolvimentos análogos nas fases iniciais de exploração.
Prospecto	É um projeto associado a uma acumulação em potencial, estando suficientemente bem definida para representar um alvo viável de perfuração.	As atividades do projeto focam na avaliação da probabilidade da descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, o foco é dirigido para a faixa de quantidades potencialmente recuperáveis no âmbito de um programa de desenvolvimento em escala comercial
A Frente (lead)	É um projeto associado a uma acumulação em potencial, ainda mal definida na ocasião, necessitando de mais avaliação e/ou aquisição de dados, para poder ser classificado como um prospecto.	As atividades do projeto focam na aquisição de dados e/ou em conduzir mais avaliações, com o propósito de confirmar se a Frente pode ser amadurecida, para se tornar um prospecto. Tal avaliação abrange uma apreciação sobre a probabilidade da descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representa a faixa de recuperação em potencial, no âmbito de cenários de desenvolvimento viáveis
Atividade exploratória (Play)	<i>Consiste em um projeto associado a uma tendência possível de prospectos em potencial, porém exigindo mais aquisição de dados e/ou avaliações, com a finalidade de definir Frentes ou Prospectos específicos.</i>	As atividades do projeto focam na aquisição de dados adicionais e/ou em empreender mais avaliações, projetadas de forma a definir Frentes ou Prospectos, para permitir uma análise mais detalhada sobre a sua probabilidade de descoberta e, considerando uma descoberta já realizada, representa a faixa de recuperação em potencial, no âmbito de cenários de desenvolvimento hipotéticos

Table 2. Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Reservas Desenvolvidas	As Reservas Desenvolvidas são quantidades passíveis de recuperação a partir de poços e instalações existentes.	As reservas são consideradas desenvolvidas somente após o equipamento necessário ter sido instalado, ou quando o custo para fazê-lo é relativamente pequeno, quando comparado com o custo de um poço. Em locais onde as instalações necessárias são indisponíveis, poderá ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas poderão, ainda, ser classificadas como Produtoras ou Não Produtoras
Reservas Desenvolvidas Produtoras	As Reservas Desenvolvidas Produtoras são as passíveis de recuperação a partir de intervalos de completação que estejam abertos, e que estejam em produção na ocasião da estimativa.	As reservas de recuperação melhorada são consideradas como produtoras somente após o projeto de recuperação melhorada estar em operação.
Reservas Desenvolvidas Não Produtoras	As Reservas Desenvolvidas Não Produtoras incluem as Reservas enclausuradas e as situadas além dos tubos	As Reservas Enclausuradas são as passíveis de recuperação a partir de: Intervalos de 1.- completação que estejam abertos por ocasião da estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir. 2.- Poços que tenham sido bloqueados, diante das condições do mercado, ou por motivo das conexões da tubulação, 3.- Poços de produção não possível, por motivos mecânicos. As reservas Além da Tubulação são as passíveis de recuperação de zonas em poços existentes que necessitarão um trabalho adicional de completação ou uma recompletação futura, antes do início da produção. Em todos os casos, a produção poderá ser iniciada ou restaurada mediante dispêndios relativamente baixos, quando comparado com o custo da perfuração de um poço novo.

<p>Reservas Não Desenvolvidas</p>	<p>são as quantidades que, mediante futuros investimentos, são passíveis de recuperação:</p>	<p><u>Reservas Não Desenvolvidas são as quantidades que, mediante futuros investimentos, são passíveis de recuperação:</u> 1.-De novos poços em áreas não perfuradas, localizadas em acumulações conhecidas, 2.- Pelo aprofundamento de poços existentes, até um reservatório diferente, porém, conhecido. 3.-De poços de preenchimento que irão aumentar a recuperação, ou 4.- Onde um dispêndio relativamente elevado (por exemplo, quando comparado com o custo para a perfuração de um poço novo) seja necessário para (a) Re completar um poço existente ou (b) Instalar as facilidades de produção ou de transporte para projetos primários, ou de recuperação melhorada.</p>
--	--	---

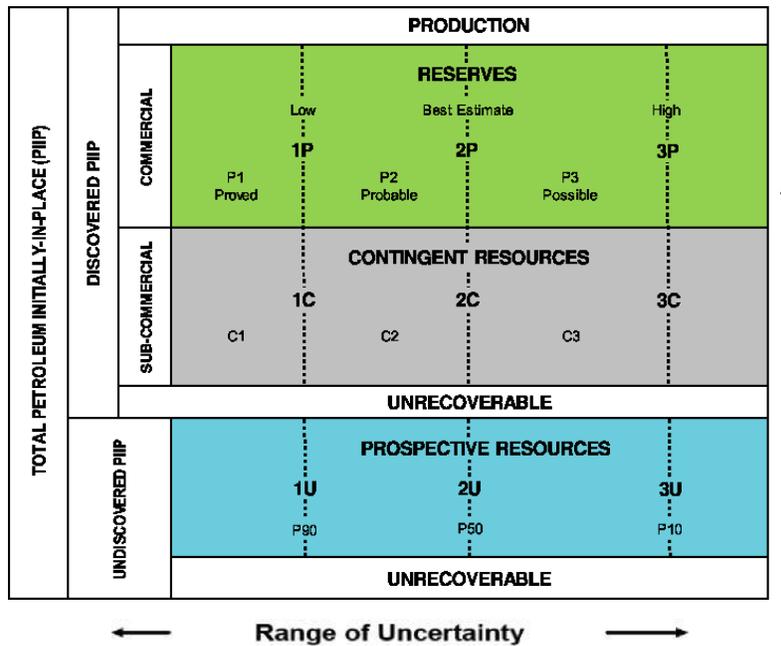
Table 3. Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
<p>Reservas Provasdas</p>	<p><u>Reservas Provasdas são aquelas quantidades de petróleo, presentes em reservatórios conhecidos, passíveis de serem, de acordo com análises de dados das geociências e de engenharia, estimadas como sendo, a partir de determinada data, comercialmente recuperáveis, sob determinadas condições econômicas, métodos de operação específicos, e regulamentos governamentais predefinidos.</u></p>	<p>Caso venham a ser utilizados métodos determinísticos, a aceção do termo “certeza razoável” expressará o elevado grau de confiança de que as quantidades em questão serão recuperadas. Se forem utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 90% de que as quantidades efetivamente recuperadas serão iguais ou superiores às estimativas. A área do reservatório considerada como Provasda inclui:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) A área delineada mediante a perfuração, e definida pelos contatos de fluidos, caso houver, e (2) As partes adjacentes do reservatório que não tenham sido perfuradas, e passíveis de serem, mediante julgamento razoável, avaliadas como contínuas ao reservatório e produtoras em escala comercial, com base nos dados de geociências e de engenharia. <p>Na ausência de dados sobre contatos entre fluidos, as quantidades Provasdas em um reservatório são limitadas pela menor elevação estrutural conhecida para uma ocorrência de hidrocarbonetos (LKH), conforme observado em uma penetração do poço, salvo indicação em contrário por dados definitivos de geociências, de engenharia ou de desempenho. Tais informações definitivas podem abranger as análises do gradiente de pressão e os indicadores sísmicos. Os dados sísmicos, por si só, podem ser insuficientes para se definir os contatos fluidos relacionados às reservas Provasdas (ver o Capítulo 8 das Diretrizes Suplementares de 2001). As reservas em locais não submetidos a desenvolvimento poderão ser classificadas como Provasdas, desde que esses locais estejam em áreas não perfuradas do reservatório, e passíveis de serem julgadas, com razoável grau de certeza, como produtoras em escala comercial. As interpretações dos dados disponíveis de geociências e de engenharia deverão indicar, com razoável grau de certeza, que a formação objetiva apresenta continuidade lateral com locais já perfurados, dotados de reservas Provasdas. No caso das Reservas Provasdas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deverá ser definida com base em uma gama de possibilidades, apoiadas por julgamentos análogos e viáveis de engenharia, considerando as características da área Provasda e o programa de desenvolvimento aplicado</p>

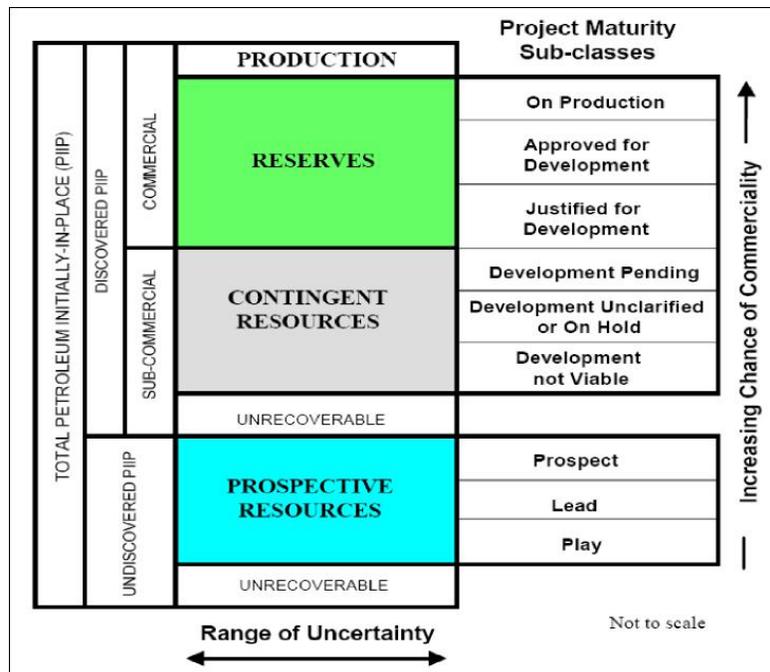
<p>Reservas Prováveis</p>	<p><u>As Reservas Prováveis são aquelas Reservas adicionais, em relação às quais as análises dos dados de geociências e de engenharia indicam que sua probabilidade de recuperação é menor do que a das Reservas Provadas, sendo, no entanto, mais prováveis de serem recuperadas que as Reservas Possíveis.</u></p>	<p>É provável, igualmente, que as efetivas quantidades remanescentes serão, quer maiores ou menores do que a estimativa da soma das Reservas Provadas, mais as Prováveis (2P). Nesse contexto, quando são utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 50% de que as quantidades efetivamente recuperadas sejam iguais ou superiores à estimativa 2P. Reservas Prováveis poderão ser atribuídas a áreas de um reservatório que sejam adjacentes às Reservas Provadas, onde o controle ou as interpretações dos dados disponíveis oferecem um nível de certeza menor. A interpretação da continuidade de um reservatório poderá não alcançar os critérios para se ter um razoável nível de certeza. As estimativas de Reservas Prováveis também abrangem as recuperações adicionais associadas às eficiências de recuperação do projeto que superam os valores pressupostos para as Reservas Provadas.</p>
----------------------------------	--	--

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	<p><i>As Reservas Possíveis são aquelas reservas adicionais que, quando submetidas a uma análise de dados de geociências e de engenharia, indicam serem menos passíveis de recuperação do que as Reservas Prováveis.</i></p>	<p>O total das quantidades finais recuperadas no projeto terão uma baixa probabilidade de excederem a soma das Reservas Provadas, mais as Prováveis, mais as Possíveis (3P), o que equivale a um quadro de estimativa mais elevada. Quando são utilizados métodos estatísticos, deverá haver uma probabilidade mínima de 10%, de que as quantidades efetivamente recuperadas sejam iguais ou superiores às estimativas 3P. Reservas Possíveis poderão ser atribuídas às áreas de um reservatório adjacente a Reservas Prováveis, onde o controle e as interpretações dos dados disponíveis oferecem um grau de certeza cada vez menor. Frequentemente, isso poderá ocorrer em áreas onde os dados de geociências e de engenharia não são suficientes para se definir claramente a área e os limites do reservatório na direção vertical, onde a produção poderá ocorrer em escala comercial a partir de um projeto definido para o reservatório. As estimativas possíveis também incluem as recuperações adicionais associadas às eficiências de recuperação do projeto e que superam os valores pressupostos em relação às Reservas Prováveis.</p>
Reservas Prováveis e Possíveis	<p><i>(para os critérios especificamente referentes a Reservas Prováveis e a Reservas Possíveis, consultar o texto mais acima.</i></p>	<p>As estimativas 2P e 3P podem ser baseadas em interpretações alternativas razoáveis, em âmbito técnico e comercial, dentro do projeto do reservatório e/ou do projeto-fim, interpretações essas que devem ser claramente documentadas, incluindo comparações com os resultados de projetos semelhantes que tenham obtido êxito. Nas acumulações convencionais, as Reservas Prováveis e/ou as Possíveis podem ser atribuídas onde os dados de geociências e de engenharia tenham identificado diretamente as partes adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação, que podem ser separadas das áreas Provadas, quer por falhas menores ou por outras descontinuidades geológicas, e que não tenham sido penetradas por furação de sondagem, mas que são interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser atribuídas a áreas estruturalmente mais altas do que a área Provada. Reservas Possíveis (e, em alguns casos, as Prováveis) podem ser atribuídas às áreas que são estruturalmente mais baixas que a área adjacente Provada, ou área 2P. Deve haver cuidado ao atribuir Reservas a reservatórios adjacentes isolados por falhas maiores, potencialmente vedantes, até que este reservatório seja penetrado e avaliado como produtor em escala comercial. Em tais casos, a justificativa para a atribuição de Reservas deve ficar claramente documentada. Reservas não devem ser atribuídas às áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida por um reservatório não produtor (quer diante da ausência de um reservatório, ou pelo fato de um reservatório ser estruturalmente baixo, ou, ainda, no caso de testes de resultado negativo); tais áreas podem conter Recursos a serem submetidos à Prospecção. Em acumulações convencionais, onde a sondagem tenha definido uma maior elevação estrutural conhecida para uma ocorrência de óleo (HKO) e onde existe a possibilidade de uma capa associada de gás, as Reservas de óleo Provadas somente poderão ser atribuídas às partes estruturalmente mais elevadas do reservatório, caso exista uma razoável certeza de que tais partes se encontram inicialmente acima da pressão do ponto de borbulhamento, com base em análises de engenharia documentadas. As partes do reservatório que não alcançarem este nível de certeza poderão ser designadas como Reservas Prováveis e Possíveis de óleo e/ou gás, com base nas propriedades dos fluidos do reservatório, e nas interpretações do gradiente de pressão.</p>

CLASIFICACAO DOS RECURSOS



MATURIDADE DO PROJETO



Apêndice II Glossário

Lista de Termos e Abreviações Padrão da Indústria de Petróleo

°API	Graus API (Instituto Americano de Petróleo)
TRPG	Associação Americana de Geólogos de Petróleo
B	Bilhões (10 ⁹)
Bbl	Barris
/Bbl	Por barril
BBbl	Bilhões de barris
Bscf ou Bcf	Bilhões de pés cúbicos padrão
Bscfd ou Bcfd	Bilhões de pés cúbicos padrão, por dia
Bm ³	Bilhões de metros cúbicos
BHP	Pressão no fundo do poço
blpd	Barris de líquido por dia
bpd	Barris de líquido
boe	Barris de óleo equivalente @ xxx mcf/Bbl
boepd	Barris de óleo equivalente por dia @ xxx mcf/Bbl
bopd	Barris de óleo por dia
BTU	Unidades Térmicas Britânicas
bwpd	Barris de água por dia
CO ₂	Dióxido de Carbono
CAPEX	Dispêndio para Aquisição de Imobilizado
cm	Centímetros
cp	Centipoise (unidade de viscosidade)
Deg C	Graus Celsius
Deg F	Graus Fahrenheit
DST	Teste de Formação
E&P	Exploração e Produção
EUR	Recuperação Final Estimada
FPSO	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Descarga
FSO	Unidade Flutuante de Armazenamento e Descarga
ft	Pé/pés
g	Gramas
g/cm ³	Gramas por centímetro cúbico
GDT	Gás para baixo, até
GIIP	Gás inicialmente <i>in place</i> , (Conteúdo Inicial de Gás no Reservatório)
GOR	Proporção Gás/Óleo
GWC	Contato Gás-Água
HDT	Hidrocarbonetos para baixo, até
HUT	Hidrocarbonetos acima, até
H ₂ S	Sulfeto de Hidrogênio, Ácido Sulfídrico
IRR	Taxa Interna de Retorno
k	Permeabilidade
km	Quilômetros
km ²	Quilômetros quadrados
LAS	<i>Log ASCII Standard</i>
LKG	Gás conhecido mais profundo
LKH	Hidrocarbonetos conhecidos mais profundos
LKO	Óleo conhecido mais profundo
LWD	Perfilando e perfurando simultaneamente
m	Metros
M	Mil
m ³	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gerenciamento
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão

m ³ /d	Metros cúbicos por dia
mD	Milidarcies (unidade de Permeabilidade)
MD	Profundidade Medida
MDT	Testador Modular Dinâmico
MFT	Testador Multi-Formação
mg/l	Miligramas por litro
Mm ³	Mil metros cúbicos
Mm ³ d	Mil metros cúbicos por dia
MM	Milhão
MMBbl	Milhão de Barris
MMBTU	Milhão de Unidades Térmicas Britânicas
Mscfd	Mil pés cúbicos padrão por dia
MMscfd	Milhão de metros cúbicos padrão por dia
MWD	Medindo e perfurando simultaneamente
NGL	Líquidos de Gás Natural
N ₂	Nitrogênio
NPV	Valor Presente Líquido
NTG	Proporção Líquido/Bruto
ODT	Óleo para baixo, até
OPEX	Despesas Operacionais
OWC	Contato Óleo-Água
PDP	Provado, Desenvolvido e Produzindo
PSDM	Migração em Profundidade Pós-empilhamento
psi	Libras por polegada quadrada
psia	Libras absolutas por polegada quadrada
psig	Manômetro de libras por polegada quadrada
PUD	Provado, mas Não Desenvolvido
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
P10	10% de Probabilidade
P50	50% de Probabilidade
P90	90% de Probabilidade
R _f	Fator de Recuperação
RFT	Repetir Testador de Formação
R _w	Resistividade da água
SCAL	Análise especial de testemunho
cf ou scf	Pé Cúbico Padrão
cf/d ou scf/d	Pé Cúbico Padrão por dia
s _o	Saturação de Óleo
SPE	Sociedade dos Engenheiros de Petróleo
SPEE	Sociedade dos Engenheiros de Avaliação de Petróleo
ss	Submarino, de subsuperfície
stb	Barril de tanque de estoque
STOIIP	Óleo de tanque de estoque inicialmente <i>in place</i> , (conteúdo inicial de óleo em um reservatório em condição de superfície)
s _w	Saturação de Água
TD	Profundidade Total
THP	Pressão na Cabeça da Tubulação
Tscf ou Tcf	Trilhão de pés cúbicos padrão
TOP	Leve ou Pague
TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
TVD _{ss}	Verdadeira Profundidade Vertical Submarina
US\$	Dólar dos Estados Unidos
VSP	Perfilagem Sísmica Vertical
WCT	Corte de Água

WI	Juros de Trabalho
WPC	Conselho Mundial de Petróleo
WTI	Intermediário do Oeste do Texas
2005 H1	Primeiro semestre de 2005 (exemplo)
2006 Q2	Segundo trimestre de 2006 (exemplo)
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
4D	Quadridimensional
1P	Reservas Provadas
2P	Reservas Provadas, mais as Prováveis
3P	Reservas Provadas, mais as Prováveis, mais as Possíveis
%	Porcentagem