

# Relatório Executivo de Auditoria dos Recursos Contingentes da Área de Juruá na Bacia do Solimões, Brasil, referente a 31 de dezembro de 2022

Prepared for

**ENEVA S.A.**

31 de Janeiro de 2023

31 de Janeiro de 2023

## ENEVA S.A.

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

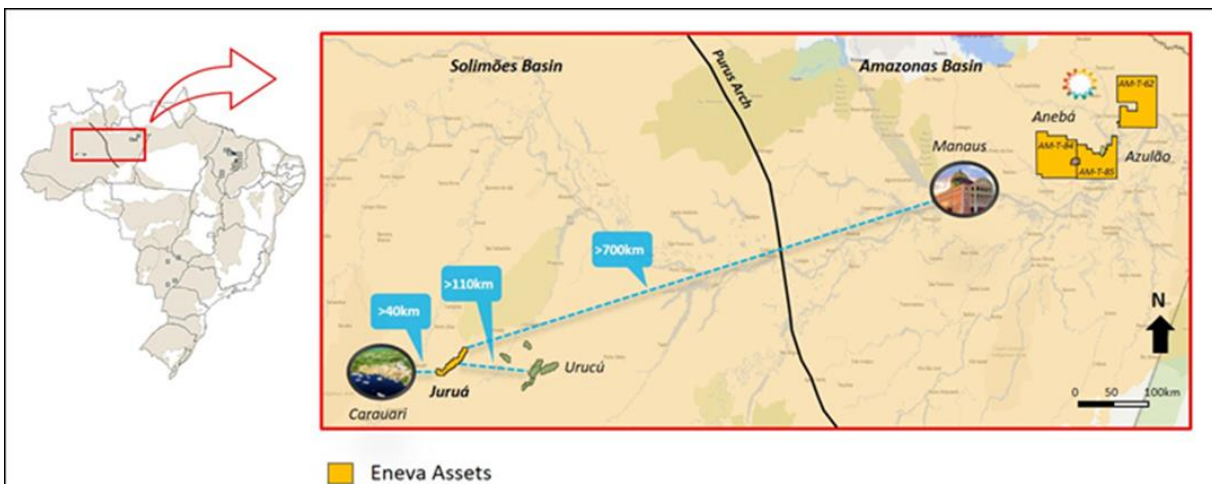
## Relatório Executivo de Auditoria dos Recursos Contingentes da Área de Juruá na Bacia do Solimões, Brasil, referente a 31 de Dezembro de 2022

Este relatório de Recursos Contingentes foi elaborado pela GaffneyCline e emitido em 31 de janeiro de 2023 a pedido da ENEVA S.A (ENEVA ou "Cliente"). O presente relatório destina-se exclusivamente ao uso interno da ENEVA e não deve ser distribuído a terceiros sem o consentimento prévio por escrito da GaffneyCline.

A ENEVA é a operadora e detém 100% de participação na Área 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.

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.

Figura 1: Mapa de localização da Área de Juruá.



Fonte: Eneva

GaffneyCline realizou auditoria sobre o estudo de caracterização de subsuperfície realizado pela Eneva em 2022 para a Área de Juruá. Neste procedimento foram considerados a interpretação sísmica, os atributos sísmicos, as modelagens petrofísica, estática e dinâmica. Em Juruá, 15 (quinze) poços foram perfurados e, em sua maioria, testados com sucesso. Os volumes recuperáveis estão categorizados como Recursos Contingentes, pois estão pendentes de um plano de desenvolvimento a ser aprovado.

Com base em todas as informações disponibilizadas para a GaffneyCline sobre a Área de Juruá, a empresa auditora apresenta a Tabela 1, na qual constam os volumes dos Recursos Contingentes.

**Tabela 1: Demonstrativo de volumes dos Recursos Contingentes de Gás Natural da Área de Juruá na Bacia do Solimões, Brasil referente a 31 de dezembro de 2022**

Área	Formação	GIIP (100% WI) (Bm <sup>3</sup> )			ENEVA Recursos Contingentes (100% WI)  Gas (Bm <sup>3</sup> )		
		Low	Best	High	Low (1C)	Best (2C)	High (3C)
Juruá	Juruá	30,70	42,70	46,20	19,00	24,04	28,90

Notas:

- Os Recursos Contingentes da ENEVA são 100% dos volumes estimados como tecnicamente recuperáveis do ativo caso ele seja desenvolvido.
- Os volumes aqui reportados são “não riscados” no sentido de que nenhum ajuste foi feito quanto ao risco dos ativos não serem desenvolvidos na forma prevista ou não possam seguir adiante (i.e., nenhum fator de “Chance de ser Desenvolvido” foi aplicado).
- Nenhuma análise econômica foi realizada e os volumes recuperáveis relatados acima não foram submetidos a nenhuma análise de viabilidade econômica.
- Totais podem não ser exatamente iguais a soma das partes devido a arredondamentos.

Os volumes de gás natural foram contabilizados em bilhões (10<sup>9</sup>) de metros cúbicos nas condições padrão de 1 Atmosfera e 15,6 °C.

A Lei do Petróleo, em seu artigo 47, afirma: “... os royalties devem ser pagos mensalmente, em moeda nacional...” e, portanto, os royalties e os direitos do proprietário da terra são tratados como deduções em dinheiro e não como uma redução aos volumes.

A auditoria foi realizada com base nas estimativas de recursos e outras informações disponibilizadas pela ENEVA para GaffneyCline até dezembro de 2022. Testes, procedimentos e ajustes foram considerados necessários durante o período de apuração. Todas as dúvidas que surgiram durante o processo de auditoria foram satisfatoriamente resolvidas pela ENEVA, para o contentamento da GaffneyCline.

Na preparação deste relatório, a GaffneyCline usou as definições contidas no Petroleum Resources Management System (PRMS), que foi aprovado pelos seguintes grupos: 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 European Association of Geoscientists and Engineers em Junho de 2018 , Versão 1.03 (ver apêndice I).

GaffneyCline conclui que as ações realizadas pela ENEVA para estimativa de recursos, tais quais: metodologias, qualidade e profundidade das informações, e cuidado com o processo, são adequados e em conformidade com os padrões da indústria.

## 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 dos recursos, e nas projeções futuras da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa. A avaliação dos recursos tem de ser vista como um processo subjetivo de estimativa de acumulações em subsuperfície que não podem ser mensuradas de forma exata. As estimativas dos recursos 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 hidrocarbonetos recuperados 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 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 Recursos Contingentes**

Recursos Contingentes são aquelas quantidades de petróleo estimadas, em determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidos, mas cujo(s) projeto(s) aplicado(s) ainda não é/são considerados maduro(s) o suficiente para o desenvolvimento comercial devido a uma ou mais contingências. Os Recursos Contingentes poderão incluir, por exemplo, projetos para os quais não exista, atualmente, mercados viáveis evidentes, ou cuja recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou cuja avaliação da acumulação seja insuficiente para a realização de avaliação comercial. Ainda, os Recursos Contingentes são categorizados de acordo com o nível de certeza associado às estimativas e poderão ser sub-classificados com base na maturidade do projeto e/ou de acordo com sua situação econômica.

Deve-se considerar que os Recursos Contingentes aqui informados não devem ser considerados como ausentes de riscos em termos de incerteza econômica e de comercialidade. Não há garantia de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos Recursos Contingentes. Uma vez descobertos, a probabilidade de que a acumulação seja desenvolvida comercialmente é denominada como “probabilidade de desenvolvimento PRMS).”

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.

## Notificação

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 & Associates



Gerente do Projeto  
Chao Li,  
*Consultor Sênior*



Revisado por  
Eduardo Sanchez  
*Consultor Principal*

## Apêndices

Appendix I PRMS Definitions translation (English version only)  
Appendix II Glossário

**Appendix I**  
**PRMS Definitions (English version only)**

**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 <sup>(1)</sup>

Revised 2018 Version 1.03

**Table 1- Recoverable Resources Classes and Sub-Classes**

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Reserves</b>	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives.</p> <p>In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>

---

<sup>1</sup> These Definitions and Guidelines are extracted from the full Petroleum Resources Management System (revised June 2018 v1.03) document.



Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>On Production</b>	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
<b>Approved for Development</b>	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>
<b>Justified for Development</b>	<p>Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast</p> <p>commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.</p>	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame)) There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to <u>justify proceeding with development at that point in time</u>.</p>
<b>Contingent Resources</b>	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Development Pending</b>	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
<b>Development on Hold</b>	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
<b>Development Unclarified</b>	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>
<b>Development Not Viable</b>	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited production potential.	<p>The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions.</p> <p>The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.</p>

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<b>Prospective Resources</b>	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
<b>Prospect</b>	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
<b>Lead</b>	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
<b>Play</b>	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

**Table 2-Reserves Status Definitions and Guidelines**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Developed Reserves</b>	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
<b>Developed Producing Reserves</b>	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	Shut-in and behind-pipe Reserves.	<p>Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves.</p> <p>In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.</p>
<b>Undeveloped Reserves</b>	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

**Table 3. Reserves Category Definitions and Guidelines**

Category	Definition	Guidelines
<b>Proved Reserves</b>	<p>Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.</p>	<p>If deterministic methods are used, the term “reasonable certainty” is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive.</li> <li>B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations.</li> </ul> <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
<b>Probable Reserves</b>	<p>Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.</p>	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

Category	Definition	Guidelines
<b>Possible Reserves</b>	<p>Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.</p>	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
<b>Probable and Possible Reserves</b>	<p>See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.</p>	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

Figure 1.1-RESOURCES CLASSIFICATION FRAMEWORK

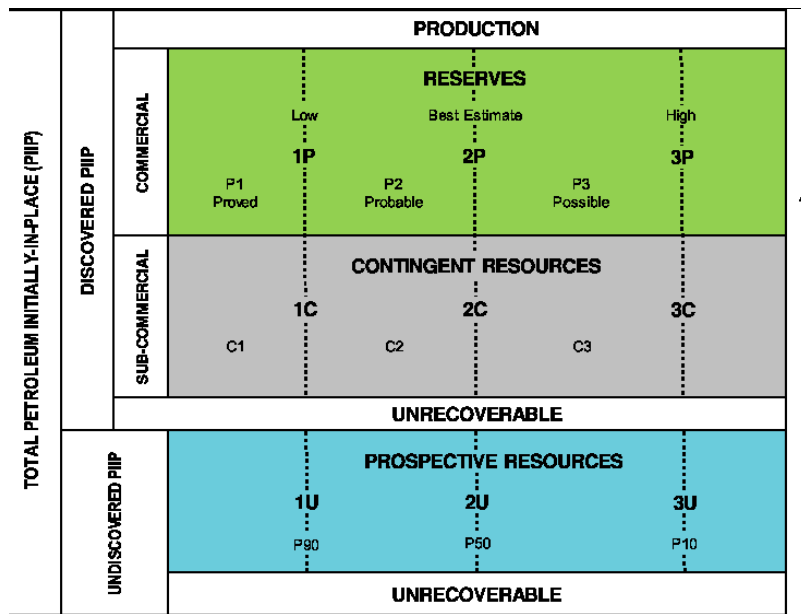
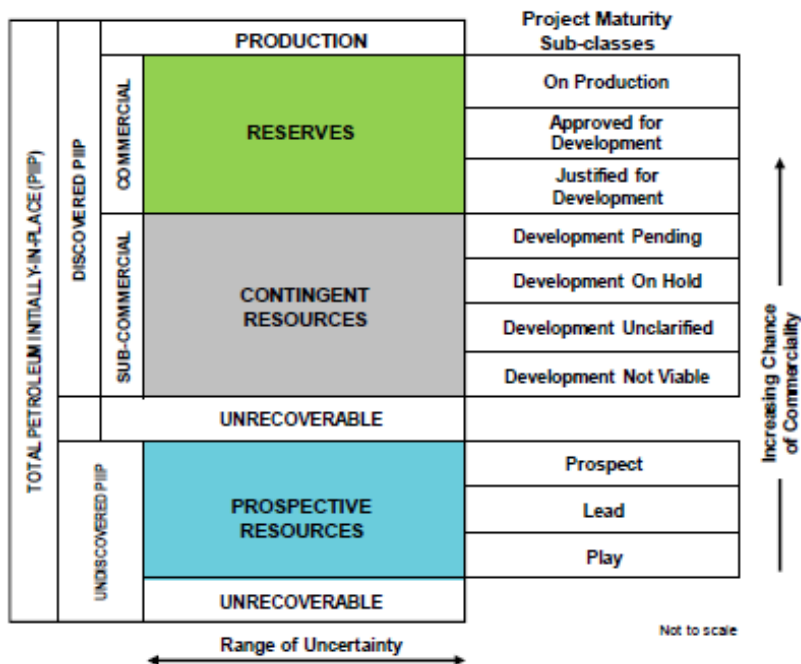


Figure 2.1—SUB-CLASSES BASED ON PROJECT MATURITY



## Appendix 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 <sup>9</sup> )
Bbl	Barris
Bls	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 <sup>3</sup>	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 <sub>2</sub>	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 <sup>3</sup>	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 <sub>2</sub> S	Sulfeto de Hidrogênio, Ácido Sulfídrico
IRR	Taxa Interna de Retorno
k	Permeabilidade
km	Quilômetros
km <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup>	Metros cúbicos
Mcf ou Mscf	Mil pés cúbicos padrão
MCM	Reunião do Comitê de Gerenciamento
MMcf ou MMscf	Milhões de pés cúbicos padrão
m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	Mil metros cúbicos
Mm <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub>	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
Rf	Fator de Recuperação
RFT	Repetir Testador de Formação
R <sub>w</sub>	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 <sub>o</sub>	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
TVDss	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