



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

RECURSOS Y RESERVAS

OSCAR LEON
CONSULTOR

GEOLOGIA DEL PETROLEO: CARACTERISTICAS Y VALORACION DE LOS YACIMIENTOS HIDROCARBURIFEROS

07 - MAYO - 2014

SANTA CRUZ, BOLIVIA

Society of Petroleum Engineers
(SPE)
American Association of
Petroleum Geologists (AAPG)
World Petroleum Council (WPC)
Society of Petroleum Evaluation
Engineers (SPEE)

Los recursos petrolíferos son las cantidades estimadas de hidrocarburos que ocurren naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre.

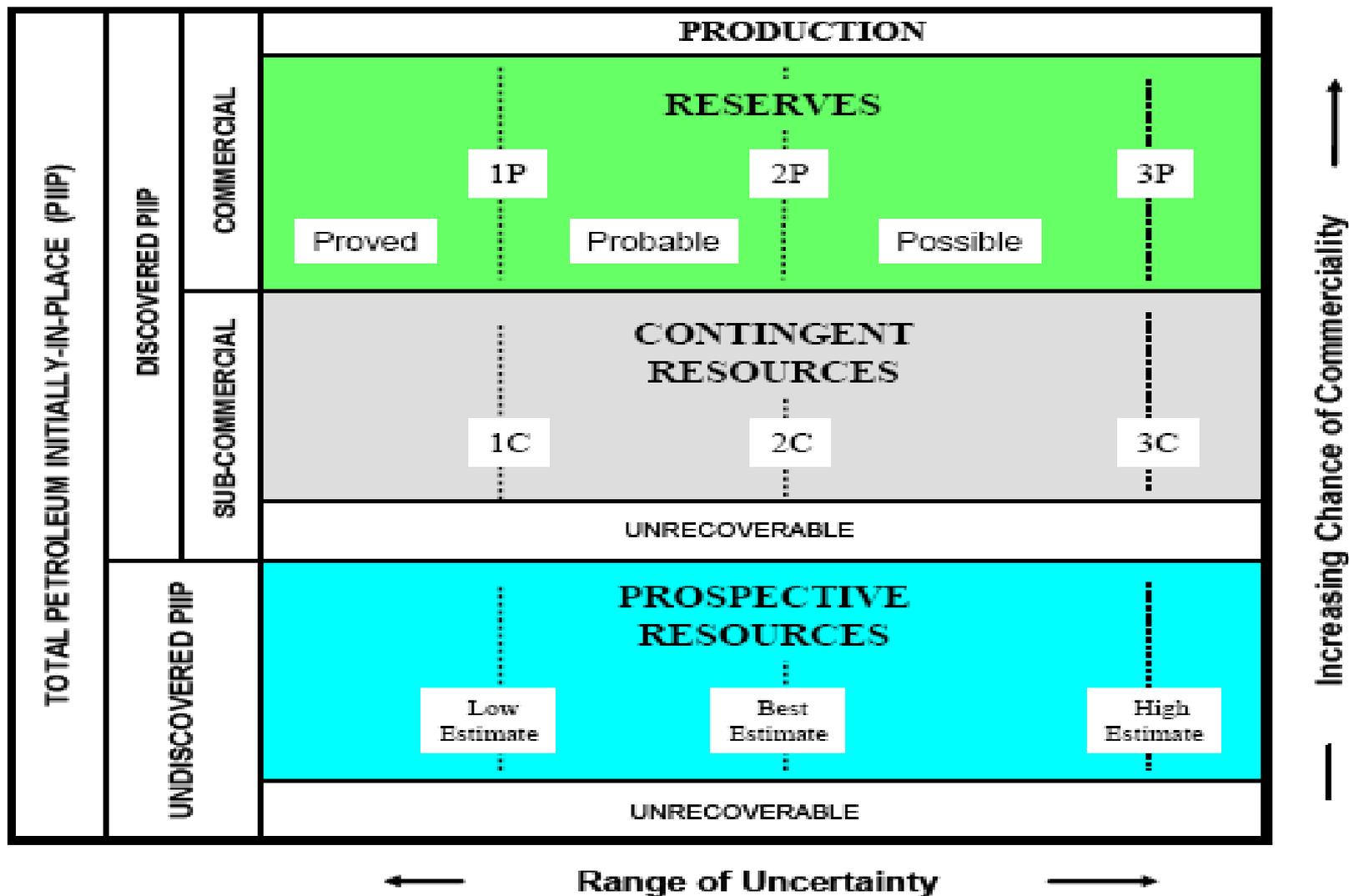
Las evaluaciones de recursos estiman las cantidades totales en acumulaciones conocidas o aún a descubrir; las evaluaciones de recursos son enfocadas en aquellas cantidades que potencialmente pueden ser recuperadas y comercializadas en proyectos comerciales.

El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en las fases gaseosas, líquidas, o sólidas.

El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre.

En casos raros, el contenido no hidrocarburo puede superar el 50%.

RECURSOS Y RESERVAS



El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comercialidad”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial.

PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE IN SITU es esa cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural.

Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún a descubrir (equivalente a los “recursos totales”).

PETRÓLEO DESCUBIERTO INICIALMENTE IN SITU es la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.

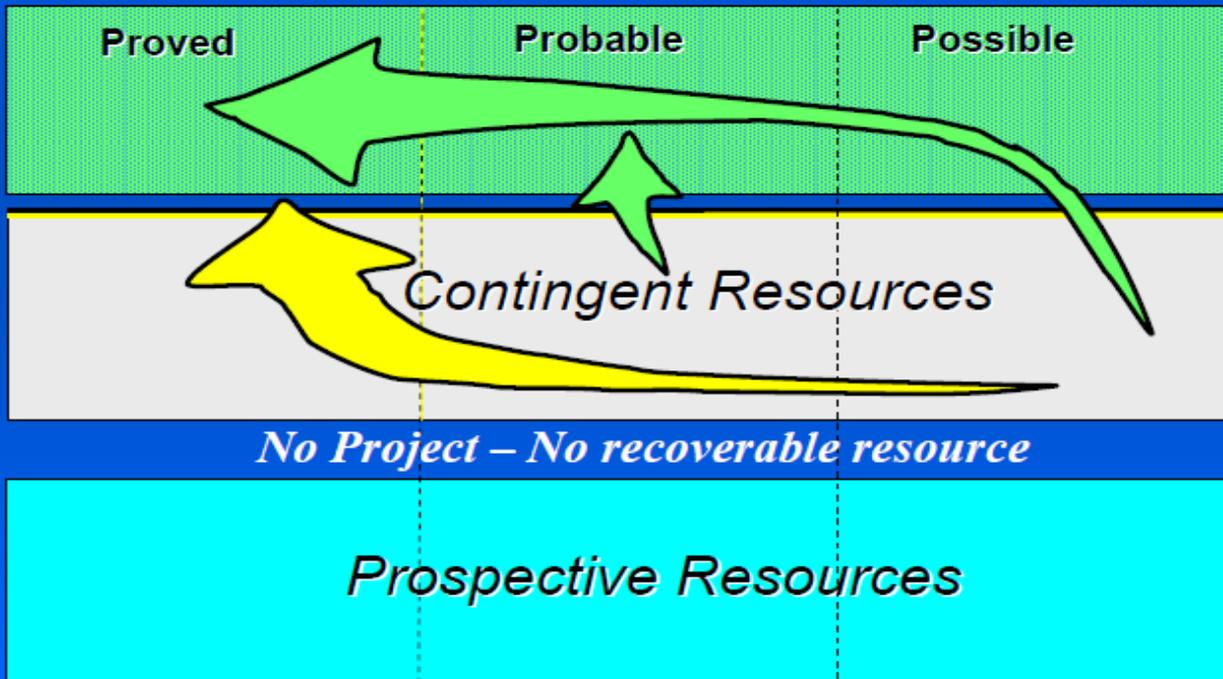
Total Resource System is "Project-Based"



PRODUCTION



The key is the **PROJECT**



Discovered

Commercial

Sub-commercial

Undiscovered

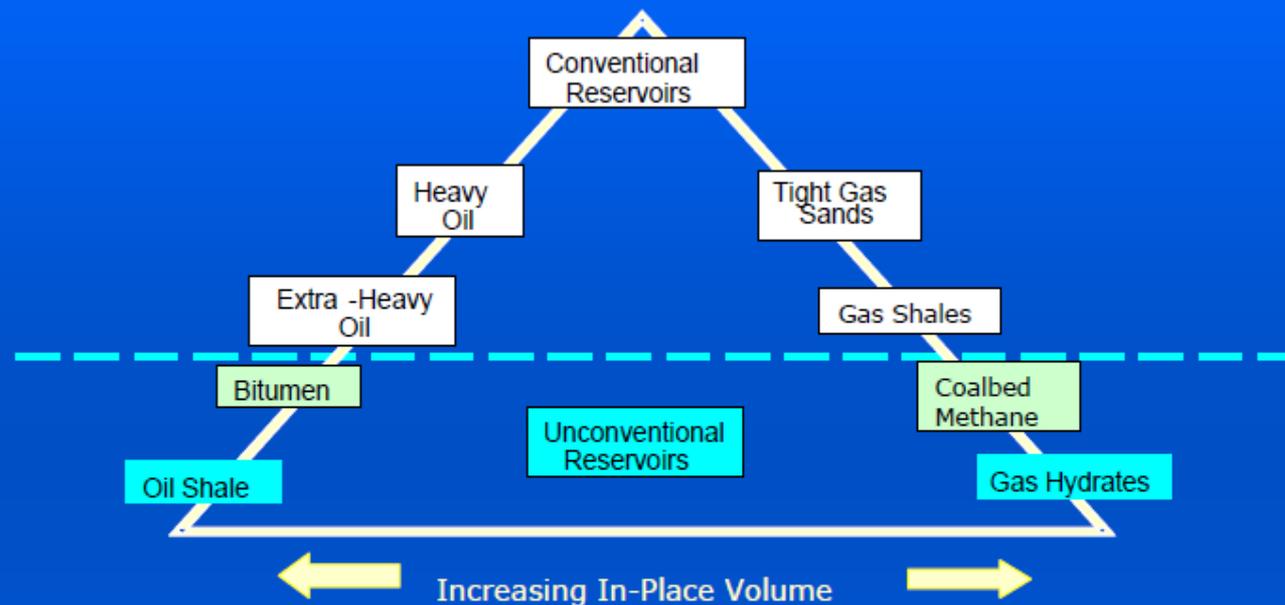
classify by commercial certainty

No Project – No recoverable resource

Prospective Resources

categorize by recovery certainty

Unconventional Resources



➔ Pervasive over large areas and not significantly affected by current hydrodynamic influences, i.e. buoyancy of petroleum on water!

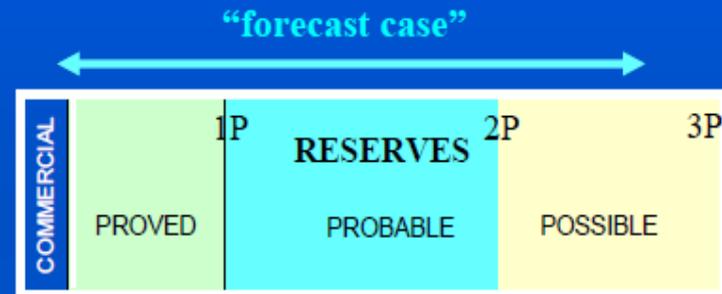
SPE classification still applies (but may require alternative assessment approaches).



Based on Forecast Conditions

Project decisions are based on the evaluators view of “Forecast Conditions”
= those assumed to exist during the project’s implementation

- Conditions include:
- Prices and costs
 - Technology available
 - Environmental standard
 - Fiscal terms
 - Regulatory constraints



Alternate economic scenarios are typically considered in the decision process and, in some cases, to supplement reporting requirements.

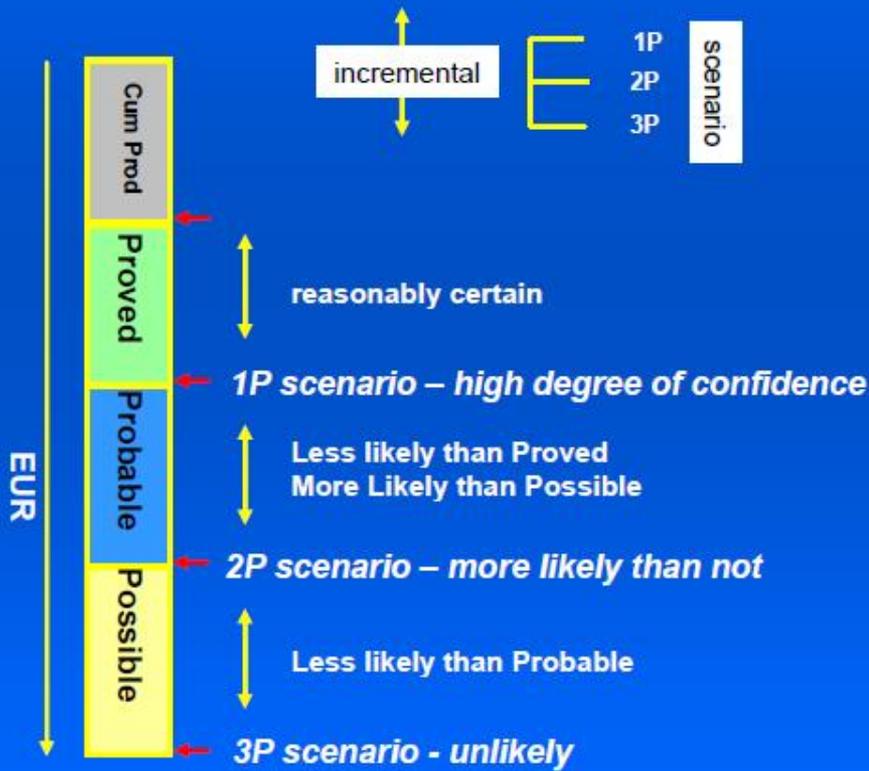
For example, one sensitivity case may assume “current conditions” will remain constant throughout the life of the project (“constant case”).

Categorize by Uncertainty

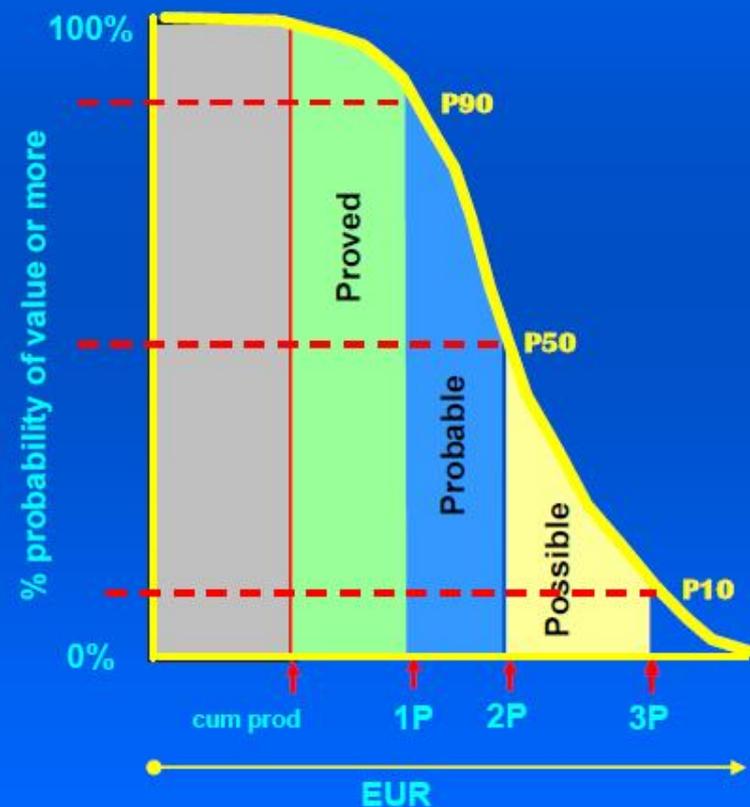


The system accommodates multiple approaches to assessing uncertainty.

Deterministic Methods



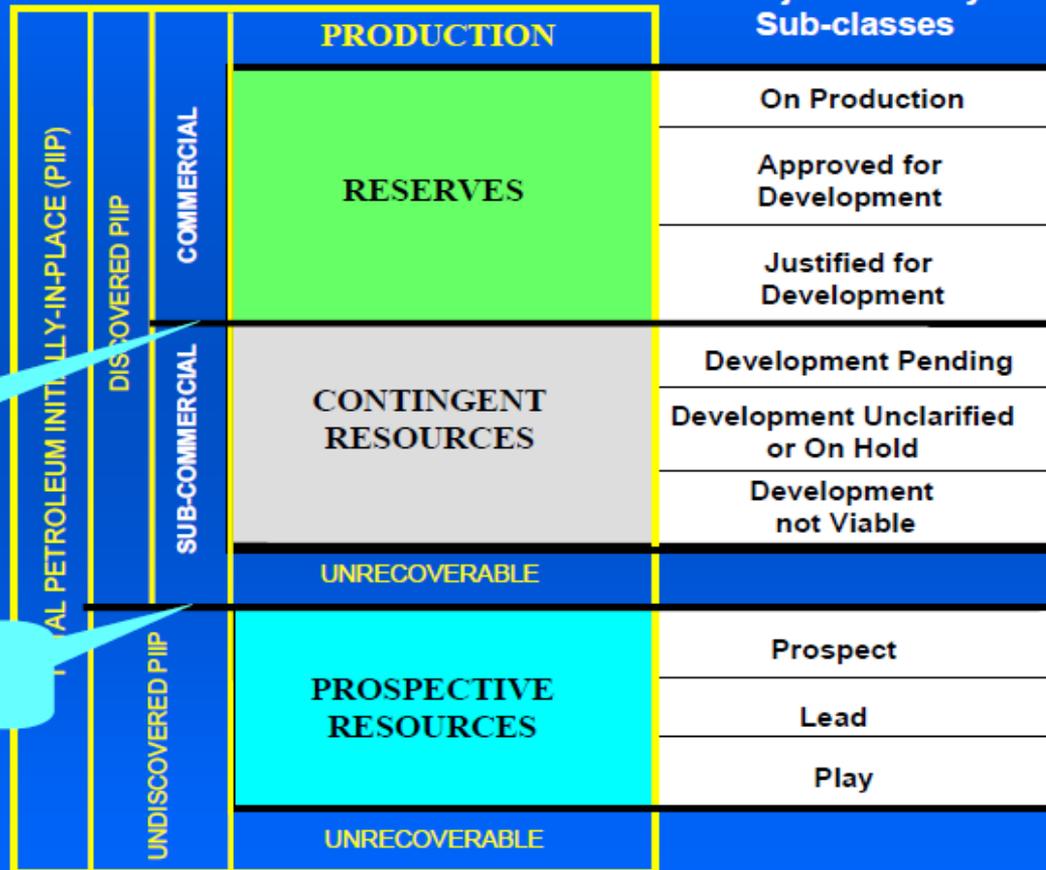
Probabilistic Methods



Sub-classify by Project Maturity



Project Maturity Sub-classes



Increasing Chance of Commerciality

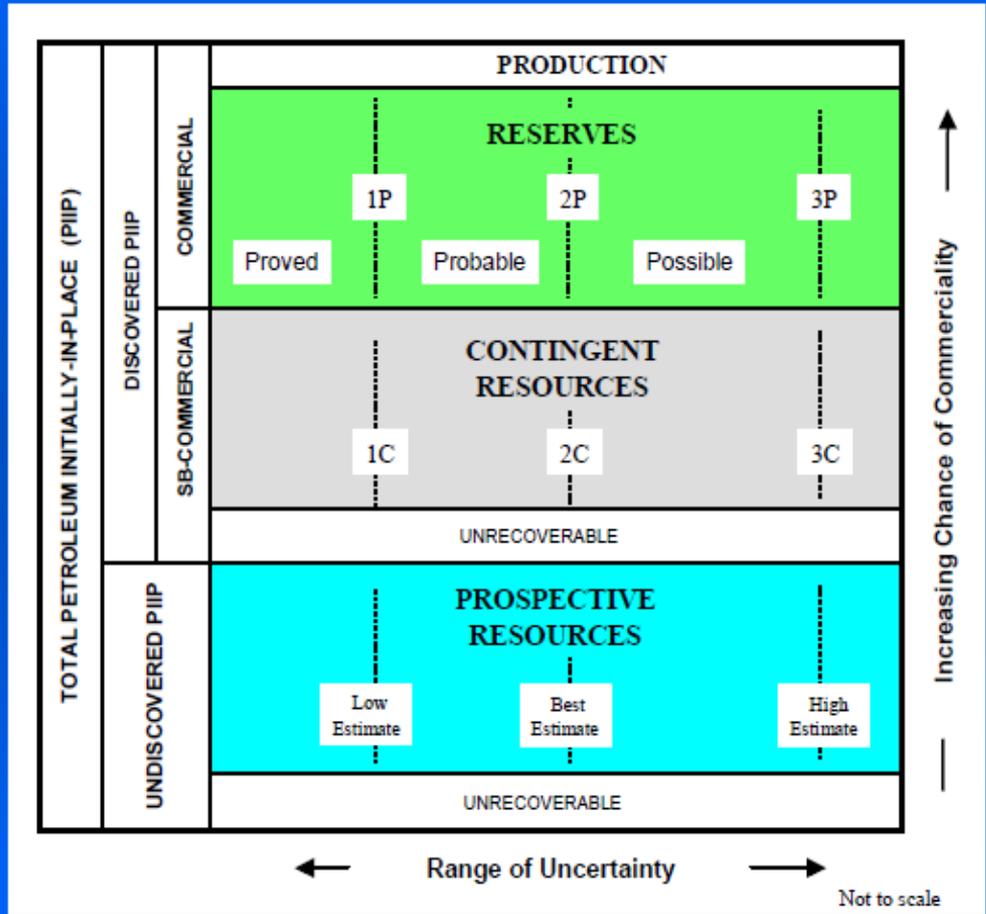
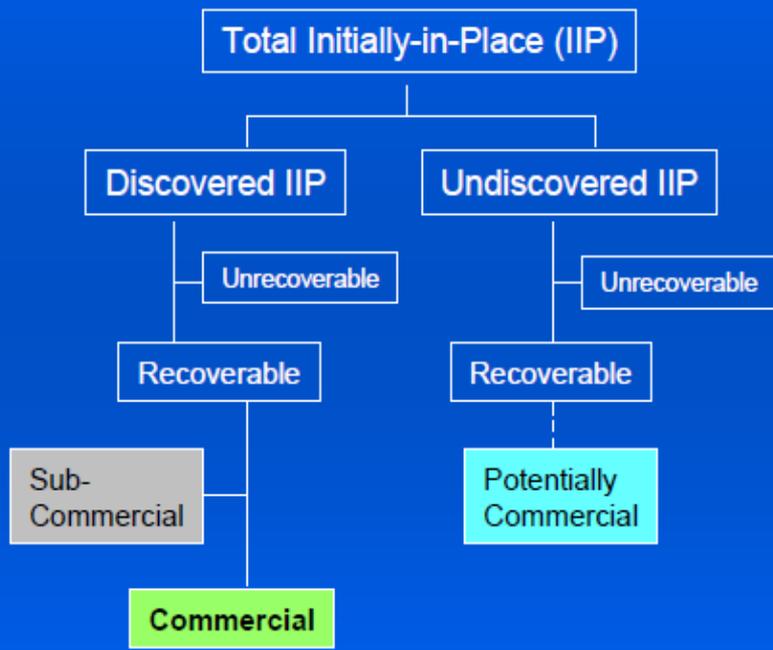
Range of Uncertainty

Not to scale

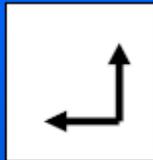
Commercial Criteria

Discovery Criteria

Resources Classification System



Separate Classification & Categorization



Discovered	Commercial	Production Reserves
	Sub-commercial	Contingent Resources Unrecoverable
Undiscovered		Prospective Resources Unrecoverable

classify by
Chance of
Commerciality (Risk)
of project applied

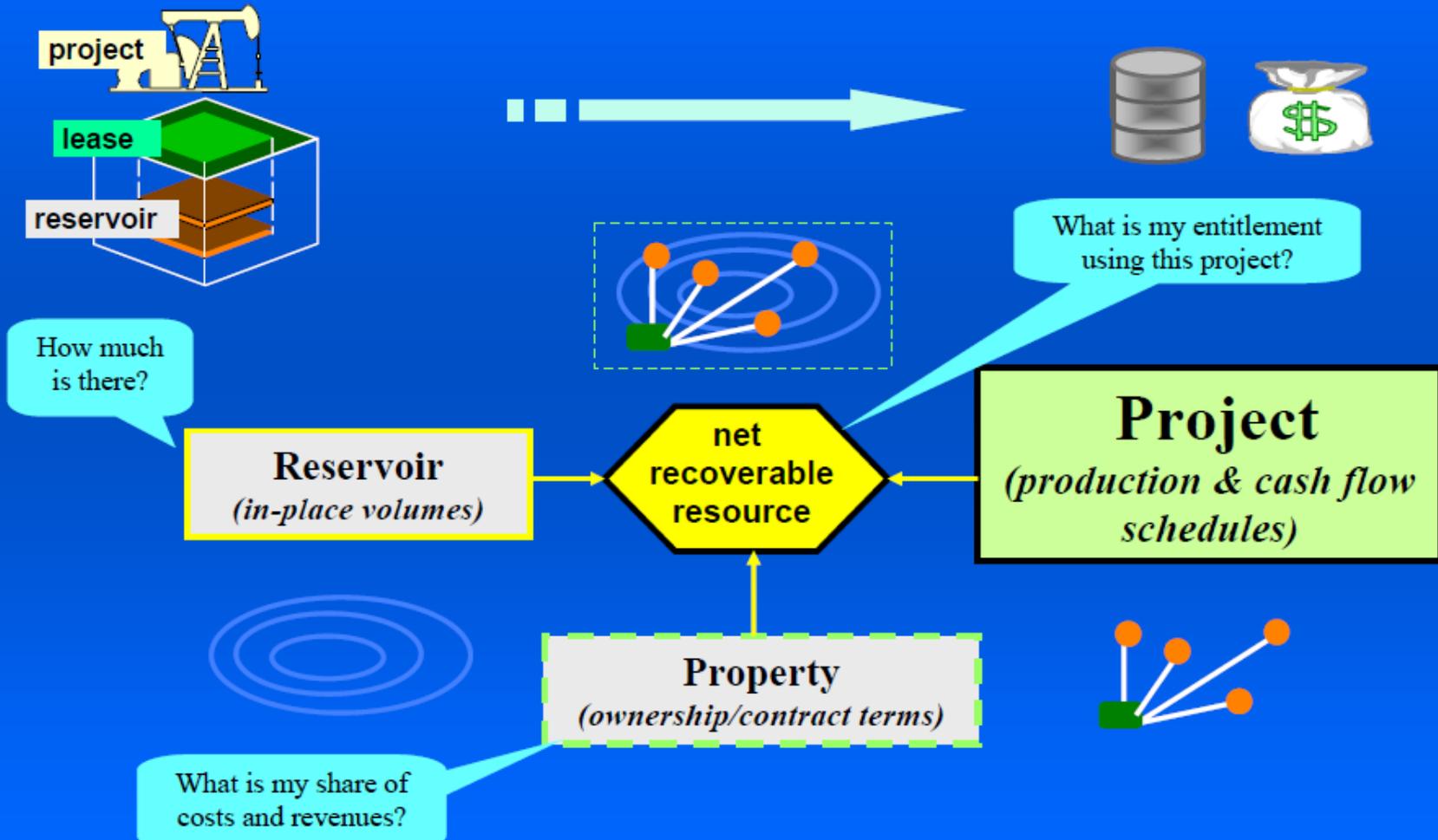
chance of
development

chance of
discovery

categorize estimates based on **uncertainty**
of sales quantities associated with project

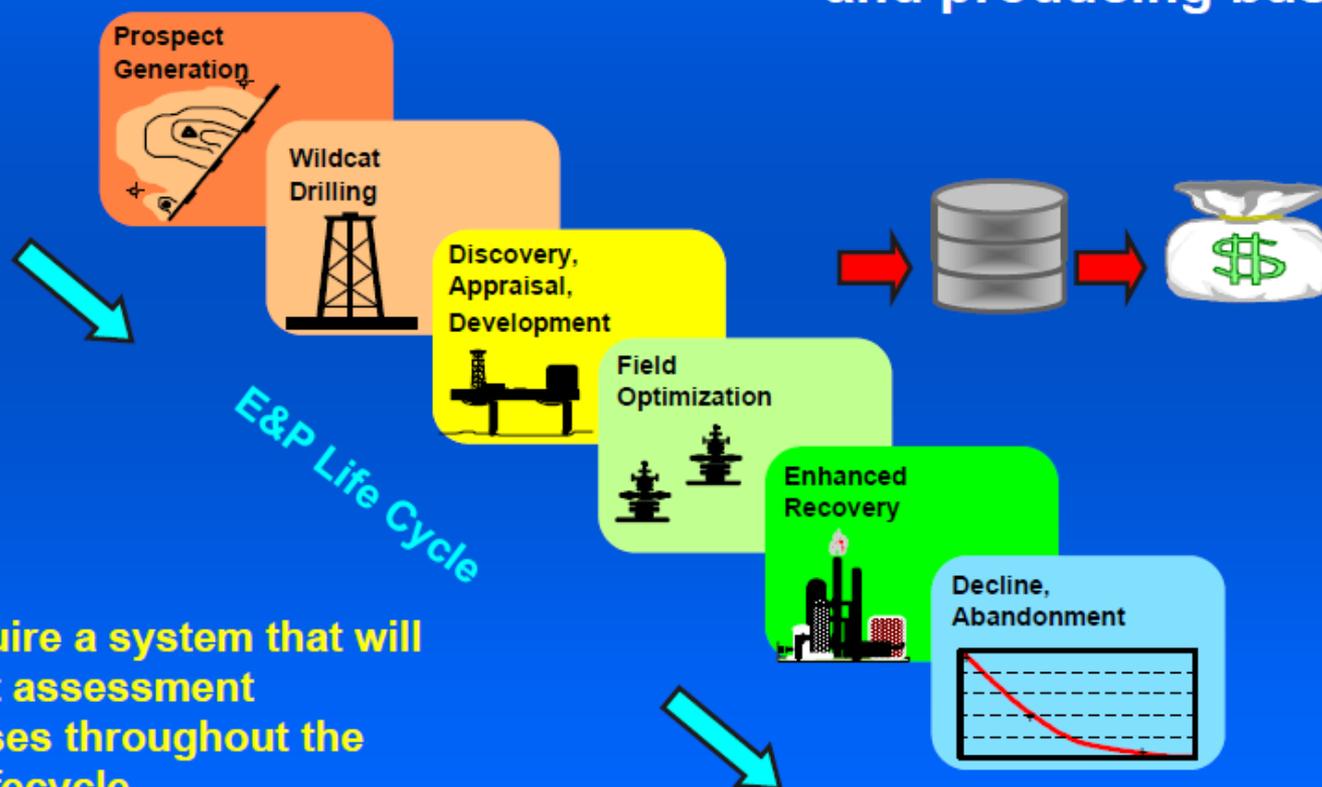
reservoir in-place uncertainty +
project recovery efficiency

“Project-Based” System



Scope of Projects

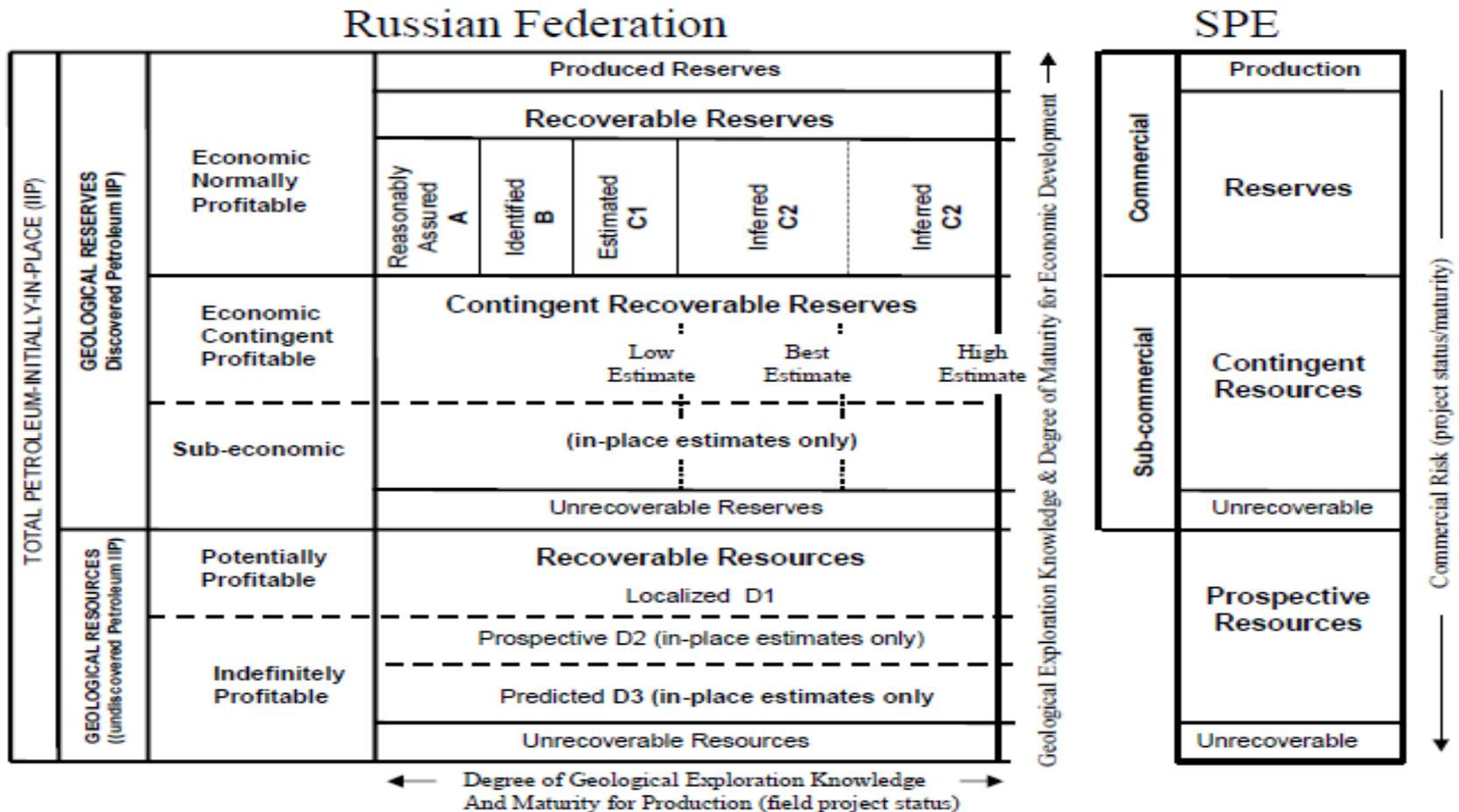
Align with the hydrocarbon finding, developing and producing business!



We require a system that will support assessment processes throughout the asset lifecycle

Russian Federation Classification Scheme (RF-2005)

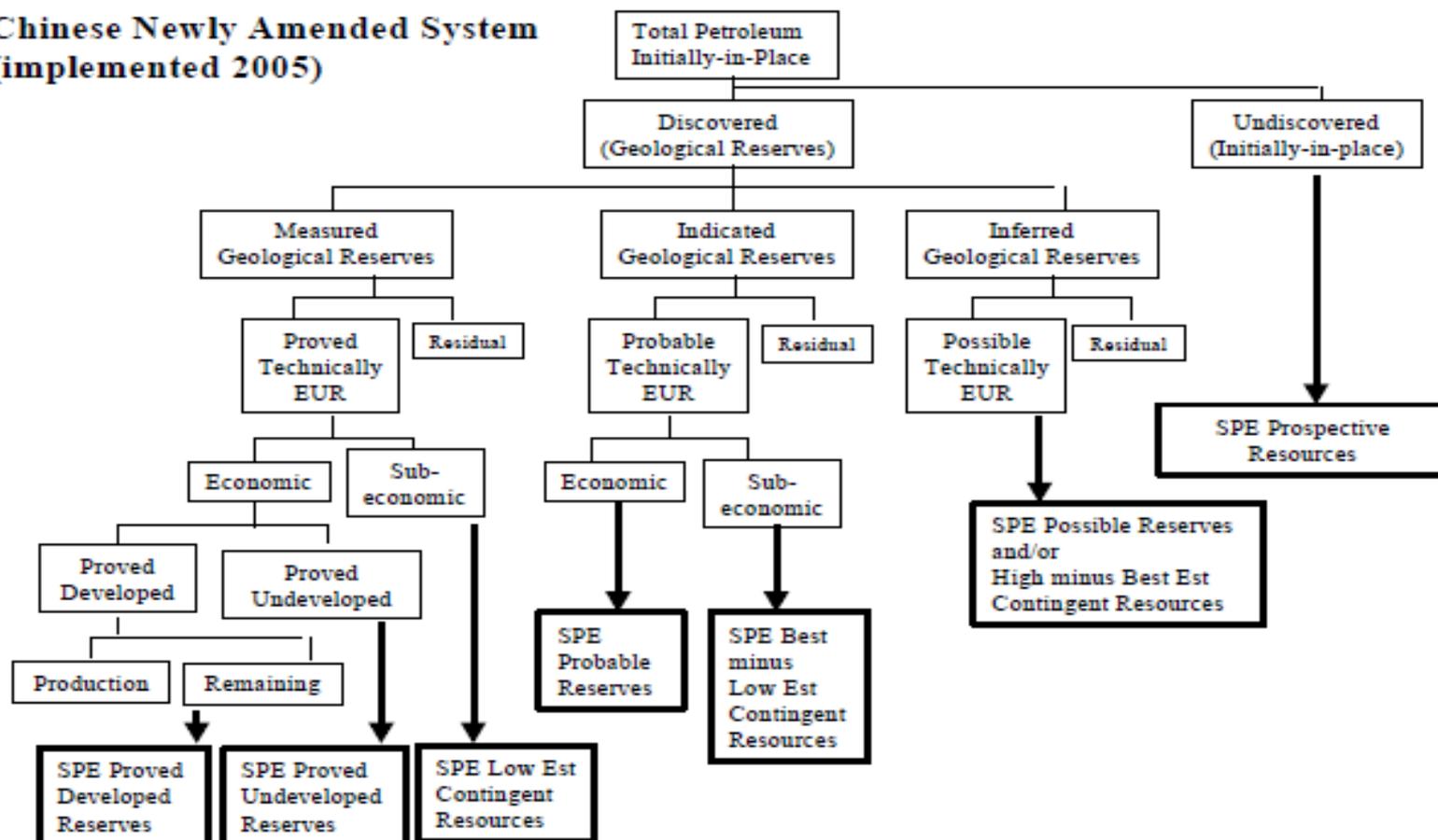
Comparisons of the new Russian Federation and SPE/WPC/AAPG classifications can be best approached by first examining separation into categories based on the “commercial axis”:



China Petroleum Reserves Office (PRO-2005)

There is a broad general agreement between the new Chinese (PRO-2005) and the SPE classification systems. However, there are some interpretational differences:

Chinese Newly Amended System (implemented 2005)



Norwegian Petroleum Directorate (NPD-2001)

The Norwegian Petroleum Directorate classification (NPD-2001) is based on the SPE/WPC/AAPG 2000 classification but expanded to utilize categories that differentiate projects based on their commerciality, that is, their maturity towards full producing status. These categories can also be viewed as qualitative measures of commercial risk or chance of commerciality.

		SPE/WPC/AAPG	NPD		
TOTAL PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	DISCOVERED PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	COMMERCIAL	PRODUCTION	0	Sold and Delivered
			P90 P50 P10	1	On Production
			RESERVES	2 F/A	Under Development
		1P 2P 3P	3 F/A	Development Committed	
		SUB-COMMERCIAL	CONTINGENT RESOURCES	4 F/A	Resources in Planning
				5 F/A	Development Likely
				6	Development Unlikely
	7F/A			Being Evaluated	
	UNRECOVERABLE				
	UNDISCOVERED PETROLEUM-INITIALLY-IN-PLACE	PROSPECTIVE RESOURCES	8	Prospect	
9			Play and Lead		
UNRECOVERABLE					

← Range of Uncertainty →

F= First recovery
A = Advanced recovery

United Nations Framework Classification (UNFC-2004)

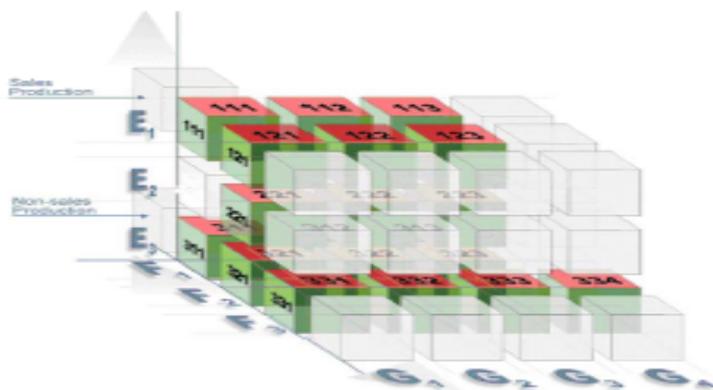
The UNFC was originally developed to support consistent reporting of coal resources but was later extended to apply to all minerals. The classification was developed under the auspices the United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) and subsequently endorsed by the UN Economic and Social Council (ECOSOC) in 1997 and recommended for worldwide implementation. In 2000, it was proposed to study its application to all energy resources including uranium and petroleum. The study was carried out by the UNECE Ad Hoc Group of Experts on the Harmonization of Energy Reserves/Resources Terminology; it included broad representation from governments and industry including prior members of the SPE Oil and Gas Reserves Committee. The result was the UN Framework Classification for Energy and Mineral Resources (UNFC), published in 2004 and subsequently endorsed for worldwide implementation by the ECOSOC.

The study teams built on existing standards; in the case of petroleum, the primary reference standard was the 2000 SPE/WPC/AAPG classification but care was taken to accommodate other systems such as that used in the Russian Federation. The classification is based on three key attributes:

- Economic (E)
- Field Project Status/Feasibility (F)
- Geological (G)

Subdividing each attribute results in a 3-dimensional matrix composed of 36 potential categories, 19 of which are applied to petroleum. An alpha-numeric numbering system bridges the language barrier for international communication (by adopting the standard sequence "EFG", it is further reduced to a pure numeric system). The following figure illustrates mapping of the UNFC and SPE classifications.

UNFC 2004



SPE/WPC/AAPG 2000

Reserves

	1P	2P	3P
Proved	Probable	Possible	
	P90	P50	P10
111	112	113	

Contingent Resources

	Low Est	Best Est	High Est
	P90	P50	P10
121	122	123	
231	232	233	

Prospective Resources

	Low Est	Best Est	High Est
	P90	P50	P10
334			

Comparison of UNFC and SPE/WPC/AAPG Classification

Las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas desde a una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.

Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicados. Las reservas se subdividen de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y puede ser sub-clasificado basado en la madurez del proyecto y/o caracterizado por el estado de su desarrollo y producción.

El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo petróleo al mercado.

El criterio clave es que el proyecto está recibiendo entradas de las ventas, y no que el proyecto aprobado de desarrollo esté necesariamente completo. Este es un punto en el que puede decirse que la “oportunidad de comercialización” del proyecto está en 100%.

Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está en curso.

En este punto, debe ser cierto que el proyecto de desarrollo sigue. El proyecto no debe estar sujeto a ninguna contingencia tales como aprobaciones reglamentarias extraordinarias o contratos de ventas.

Los gastos de capital pronosticados deberían encontrarse incluidos en el presupuesto aprobado de la entidad para el año actual o siguiente.

JUSTIFICADO PARA RESARROLLO

La implementación del proyecto de desarrollo es justificado sobre la base de las condiciones comerciales razonables pronosticadas en el momento de informar, y que hay expectativas razonables que todas las aprobaciones/contratos necesarios serán obtenidos.

Para poder moverse a este nivel de madurez de proyecto, y por lo tanto tener reservas asociadas a este, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable al momento de informarlo, basado en las suposiciones informadas de la entidad de los precios futuros, costos, etc. (“caso de pronóstico”) y las circunstancias específicas del proyecto.

La evidencia de una firme intención a proceder con desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable será suficiente para demostrar comercialidad. Debería haber un plan de desarrollo en suficiente detalles para apoyar la evaluación de comercialidad y la expectativa razonable que estará lista cualquier aprobación reglamentaria o contratos de ventas necesarios antes de la implementación del proyecto.

Aparte de dichas aprobaciones/contratos, no debería haber contingencias conocidas que pudieran excluir el avance del desarrollo dentro del marco de tiempo razonable

RECURSOS CONTINGENTES

Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.

Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, los proyectos para los que no hay mercados viables actualmente, o en los que la recuperación comercial depende de una tecnología aún en desarrollo, o en la que la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar en forma clara la comercialidad.

Los Recursos Contingentes están categorizados de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y puede ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

Las acumulaciones potenciales se evalúan de acuerdo con su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que serían recuperables bajo los proyectos definidos de desarrollo.

Se reconoce que los programas de desarrollo serán de significativamente menos detalle y dependerán más de los desarrollos analógicos en las fases más tempranas de exploración.

Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación.

Las actividades de proyecto están focalizadas en evaluar la oportunidad de descubrimiento y, suponiendo el descubrimiento, el rango de cantidades potenciales recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.

RESERVAS DESARROLLADAS

Las reservas desarrolladas son cantidades que se espera recuperar de los pozos e instalaciones existentes.

Se consideran las Reservas como desarrolladas sólo después de que ha sido instalado el equipamiento necesario, o cuando los costos para lograrlo son relativamente menores a los del costo de un pozo.

Cuando las instalaciones que se necesitan no están disponibles, puede ser necesario reclasificar las Reservas Desarrolladas como No Desarrolladas.

Las Reservas Desarrolladas pueden ser sub-clasificadas como Produciendo o No Produciendo.

Se espera que las Reservas Desarrolladas en Producción sean recuperadas de los intervalos de terminación que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación.

Se considera que las reservas de recuperación mejorada están produciendo sólo después de que el proyecto de recuperación mejorado está en operación.

RESERVS DESARROLLADAS NO EN PRODUCCION

Las reservas desarrolladas no en producción incluyen reservas de pozos cerrados y detrás de la cañería.

Se espera que las reservas de pozos cerrados sean recuperadas de (1) intervalos de terminación que están abiertos en el momento de la estimación pero que no empezaron todavía a producir, (2) pozos que se cerraron para condiciones del mercado o conexiones de ductos, o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas.

Se espera que las reservas detrás de la cañería sean recuperadas de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes de comenzar la producción.

En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con gastos relativamente bajos comparados con el costo de perforar un nuevo pozo.

Las reservas no desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras:

(1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente (pero conocido) reservorio, (3) de pozos infill que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

RESERVAS PROBADAS

Comprobadas son esas cantidades de petróleo que, por el análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimados con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de los reservorios conocidos y bajo condiciones definidas en términos económicas, métodos operativos y reglamentaciones del gobierno.

Si se usan los métodos deterministas, el término certeza razonable intenta expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 90% de probabilidad que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones.

El área del reservorio considerado como Comprobado incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido, si los hubiera, y (2) porciones no perforadas adyacentes del reservorio que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencia e ingeniería disponibles.

RESERVAS PROBADAS

En ausencia de datos de contactos de fluidos, las cantidades Comprobadas en el reservorio están limitadas por el hidrocarburo más bajo conocido (LKH-Lowest Known Hydrocarbon) como se ve en una penetración del pozo a menos que se indique de otra manera por los datos definitivos de geociencia, ingeniería o rendimiento. Dicha información definitiva puede incluir análisis de gradiente de presión e indicadores sísmicos. Los datos sísmicos por sí solos pueden no ser suficientes para definir los contactos de fluidos para reservas Comprobadas.

Las reservas en locaciones no desarrolladas pueden clasificarse como Comprobadas siempre que:

- Las locaciones estén en áreas no perforadas del reservorio que puedan juzgarse con seguridad razonable que son comercialmente productivas.
- Las interpretaciones de los datos de geociencia e ingeniería disponibles indican con seguridad razonable que la formación del objetivo es lateralmente continua con locaciones Comprobadas perforadas.

Para las Reservas Comprobadas, la eficiencia de recuperación aplicada a estos reservorios debería definirse basado en un rango de posibilidades respaldadas por análogos y criterios sólidos de ingeniería considerando las características del área Comprobada y el programa de desarrollo aplicado.

RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Comprobadas pero más certeros de recuperar que las Reservas Posibles.

Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Comprobadas estimadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades recuperadas reales igualarán o excederán la estimación 2P.

Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a Comprobadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos certeros. La continuidad del reservorio interpretado puede no reunir los criterios de certeza razonable.

Las estimaciones Probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las Comprobadas.

RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos de geociencia e ingeniería sugiere que son menos posibles de recuperar que las Reservas Probables.

La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Comprobadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta.

Cuando se usan los métodos probabilísticas, debería haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de las 3P.

Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacente a las Probables en las que el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles son progresivamente menos certeros.

A menudo, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencia e ingeniería no pueden definir claramente los límites aéreas y verticales del reservorio de producción comercial del reservorio por un proyecto definido.

Las estimaciones Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá del asumido para las probables.

RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES

Las estimaciones 2P y 3P pueden estar basadas en las interpretaciones alternativas razonables técnicas y comerciales dentro del reservorio y/o proyecto sujeto que están claramente documentados, incluyendo comparaciones con los resultados en proyectos exitosos similares.

En acumulaciones convencionales, las Reservas Probables y/o Posibles pueden asignarse cuando los datos de geociencia e ingeniería identifican porciones directamente adyacentes de un reservorio dentro de la misma acumulación que puede estar separada de las áreas Comprobadas por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo pero son interpretadas como en comunicación con el reservorio conocido (Comprobado).

Las Reservas Probables o Posibles pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área Comprobada.

Las Reservas Posibles (y en algunos casos Probables) pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más bajas que el área adyacente Comprobada o 2P.

RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES

Se debe actuar con precaución al asignar Reservas a reservorios adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente selladoras hasta que este reservorio sea penetrado y evaluado como comercialmente productivo.

La justificación de asignar Reservas en tales casos debería estar claramente documentada.

Las Reservas no deberían asignarse a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un reservorio no productivo (o sea, ausencia de reservorio, reservorio estructuralmente bajo, o resultados negativos de ensayos); dichas áreas pueden contener Recursos Prospectivos.

En las acumulaciones convencionales, en las que la perforación ha definido una elevación más alta conocida de petróleo (HKO) y existe el potencial para un casquete de gas asociado, las Reservas de petróleo Comprobadas sólo deberían ser asignadas en porciones más altas estructuralmente del reservorio si hay certeza razonable de que dichas porciones están inicialmente por encima de la presión de punto de burbuja basada en los análisis de ingeniería documentados.

Las porciones del Reservorio que no llegan a esta certeza pueden ser asignadas como petróleo y/o gas Probable y Posible basado en las propiedades del fluido del reservorio y las interpretaciones del gradiente de presión.