

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**RIESGO E INCERTIDUMBRE EN CAMPOS PETROLIFEROS**

TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA OPTAR EL  
TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO

**ELABORADO POR:**

**MAURO FRAN PERALTA NEIRA**

**LIMA – PERU**

**2004**

## INDICE

1. Objetivo
2. Sumario
3. Introducción
4. Hábitat de Hidrocarburos.
  - 4.1 La Exploración.
  - 4.2 Componentes de una Exploración Exitosa.
  - 4.3 Análisis de cuencas
  - 4.4 Reservorios
  - 4.5 Sistema de Carga de Petróleo
  - 4.6 Sello Regional
  - 4.7 Trampa
  - 4.8 Relación de tiempo.
5. Estimación de Reservas de Petróleo y Gas.
6. Incertidumbre en la Estimación de Reservas
7. Distribución de la Probabilidad.
8. Análisis de Riesgo.
9. Evaluación Económica.
10. El Rol de la Tecnología.
  - 10.1. Desarrollo en tecnología de exploración y Evaluación
  - 10.2 Desarrollo en la Tecnología de Desarrollo
  - 10.3 Desarrollo en la Tecnología de Producción
  - 10.4 Efectividad de la Tecnología
11. Análisis Post-Mortem
12. Conclusiones Y Recomendaciones.
13. Bibliografía

## **1. Objetivo**

Identificar los diferentes tipos de riesgo que pueden afectar la operación y/o resultados esperados de una entidad o inversión.

Medir y controlar el riesgo, mediante la instrumentación de técnicas y herramientas, políticas e implementación de procesos.

## **2. Sumario**

Ante todo el presente trabajo trata de brindar un análisis de riesgos e incertidumbres en la estimación de una operación en una actividad petrolífera, como se sabe existen riesgos e incertidumbres implícitos en la actividad. Todas las decisiones que se toman en el mundo implican cierto grado de incertidumbre o de riesgo. Por lo tanto, es importante evaluar los riesgos inherentes. Los dos elementos esenciales en el análisis consisten en identificar y cuantificar estos riesgos. La identificación depende, en gran medida, de la información disponible; por ejemplo, el costo real para emprender una determinada actividad. La evaluación depende de una combinación de las matemáticas con la valoración subjetiva de analistas. Calcular el riesgo máximo y el mínimo riesgo puede ser una tarea sencilla hasta cierto punto; lo que importa es valorar con precisión el riesgo real: la posibilidad de que de hecho se produzca el resultado previsto. A la hora de medir los riesgos es importante determinar el grado de control que se ejerce sobre dichos riesgos.

La calidad de la información que posee una empresa puede aumentar si se dedican fondos a la investigación. Por lo tanto, también habrá que valorar hasta qué punto merece la pena invertir cantidades adicionales de dinero para mejorar la información disponible.

El análisis de riesgos e incertidumbre no es un proceso estático. Las conclusiones deben revisarse cuando se obtiene información adicional o cuando las circunstancias del mercado varían. Es normal comparar entre diferentes opciones posibles, contratando los riesgos y las rentabilidades potenciales. Una opción que siempre puede considerarse consiste en no invertir en nada y depositar el dinero en un banco a cambio de un tipo de interés fijo.

El proceso de análisis de riesgos e incertidumbres consiste tan sólo en un cálculo de probabilidades. La decisión final dependerá de la posición ante los riesgos del directivo o agente que tomará la decisión. Por último en este trabajo se trata de indicar cuáles son Los amantes del riesgo escogerán la opción de mayor rentabilidad. Los que se oponen al riesgo elegirán al contrario la opción que implique las menores pérdidas posibles

### **3. Introducción**

En este tema se quiere proveer las herramientas para ayudar a establecer y sopesar la influencia de el Riesgo y la Incertidumbre asociada a la planificación de un proyecto Petrolífero, con la finalidad de que se generen estrategias para cada necesidad, basados en confiabilidad y riesgo para mejorar el desempeño del proyecto Petrolífero.

#### **Riesgo:**

Es la Variabilidad de los Flujo de caja reales respecto a los estimados, mientras más grande es la variabilidad mas grande es el riesgo.

#### **Incertidumbre:**

Es una situación donde los Posibles resultados de una estrategia no son conocidos y, en consecuencia, sus probabilidades de ocurrencia no son cuantificables.

### **4. Hábitat de Hidrocarburos**

La distribución de Hidrocarburos a través del mundo es muy amplia pero a la vez muy diferente en cada una de las zonas

En algunas rocas los hidrocarburos están presentes en pequeñas cantidades y poco medibles en pequeñas cantidades.

En estas rocas, los Hidrocarburos están presentes en grandes acumulaciones medidas en Billones de Barriles.

Los Hidrocarburos están presentes en cada continente del mundo, aunque en algunos continentes en mucha mayor cantidad que en otros.

La desigualdad en la ocurrencia de hidrocarburos en términos de casos geológicos y Geográficos a veces es parcialmente debido a la desigualdad de la actividad de exploración así como un resultado en la ocurrencia geológica pero también es debido a factores económicos y políticos.

Sin embargo, los factores geológicos son la principal razón por la cual algunas áreas geográficas y algunos sistemas geológicos son mas favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Es importante recordar que el interés primario de los exploradores es donde se encuentran los Hidrocarburos.

Los Métodos de exploración y la tecnología son principalmente usados para determinar donde se encuentran los Hidrocarburos.

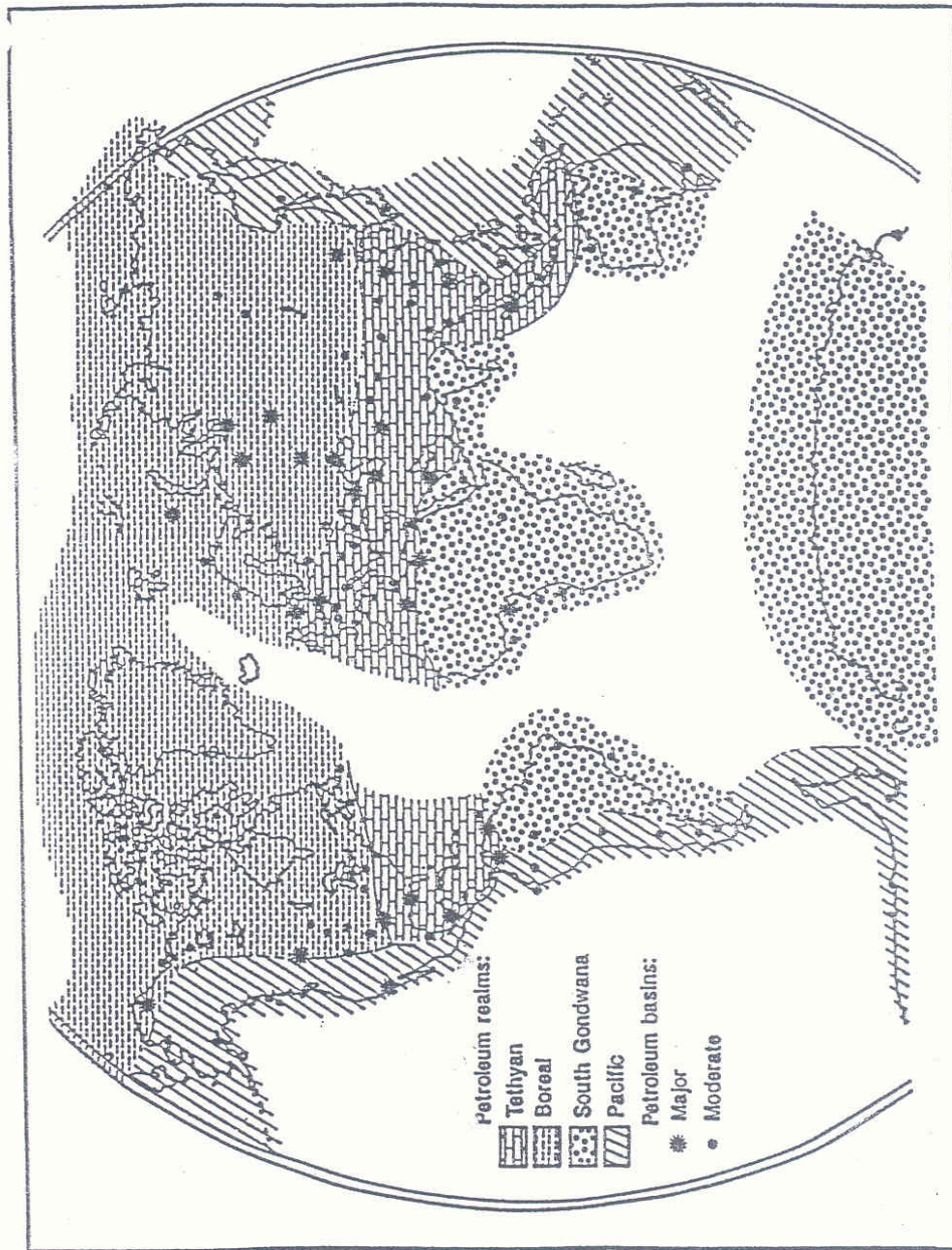


FIGURE 1 : GEOGRAPHIC DISTRIBUTION OF HYDROCARBONS IN THE WORLD  
 (Source: Klemme and Ulmishet, 1991)

Figura. Distribución de los Hidrocarburos en el Mundo.

Sin embargo, es importante entender los factores Geológicos responsables para la acumulación de Hidrocarburos.

Estos factores geológicos no son únicamente de interés académico.

Una comprensión de estos factores es esencial para el desarrollo de la exploración la cual conduce a el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos.

Así una comprensión de estos factores es esencial para asegurar la eficiencia, costo efectivo y la exitosa aplicación de las tecnologías de exploración en la búsqueda de reservas de hidrocarburos.

#### **4.1 La Exploración**

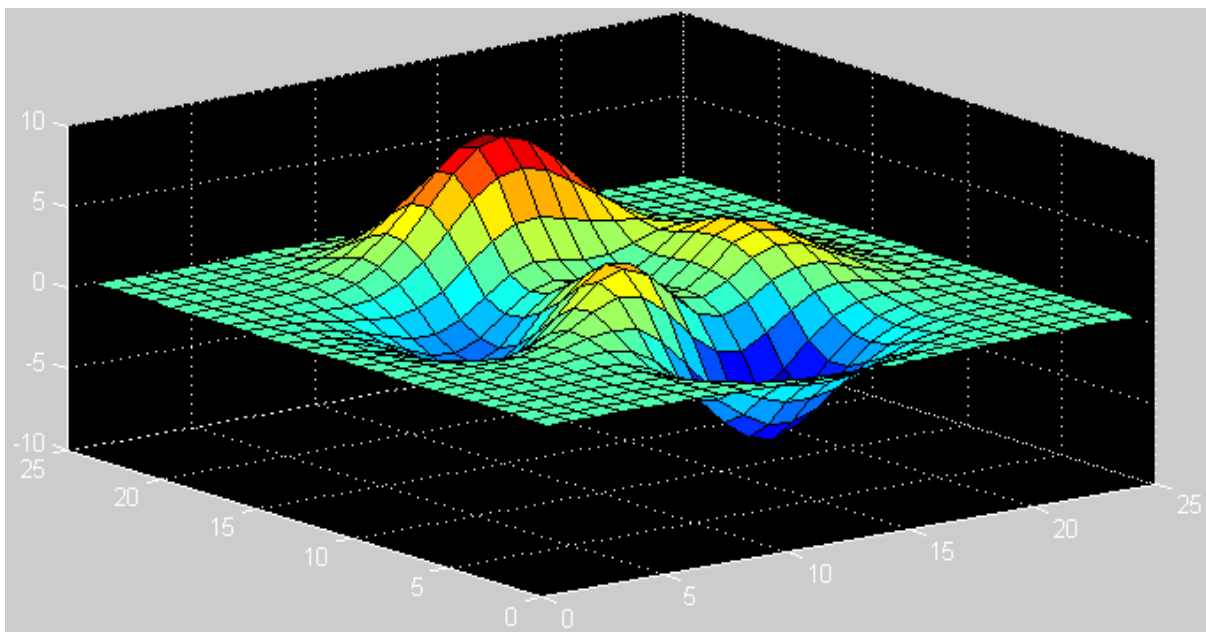
La Exploración es un concepto o modelo desarrollado en la mente de un explorador (Geólogo o Geofísico) de cómo un Número de factores geológicos pueden combinarse para producir reservas de hidrocarburos en una específica ubicación Geológica en una cuenca sedimentaria.

Así, los principales factores Geológicos que son requeridos en orden de desarrollar una exploración son como siguen:

**Reservorio**  
**Sistema de Carga de Petróleo**  
**Sello Regional**  
**Trampa**

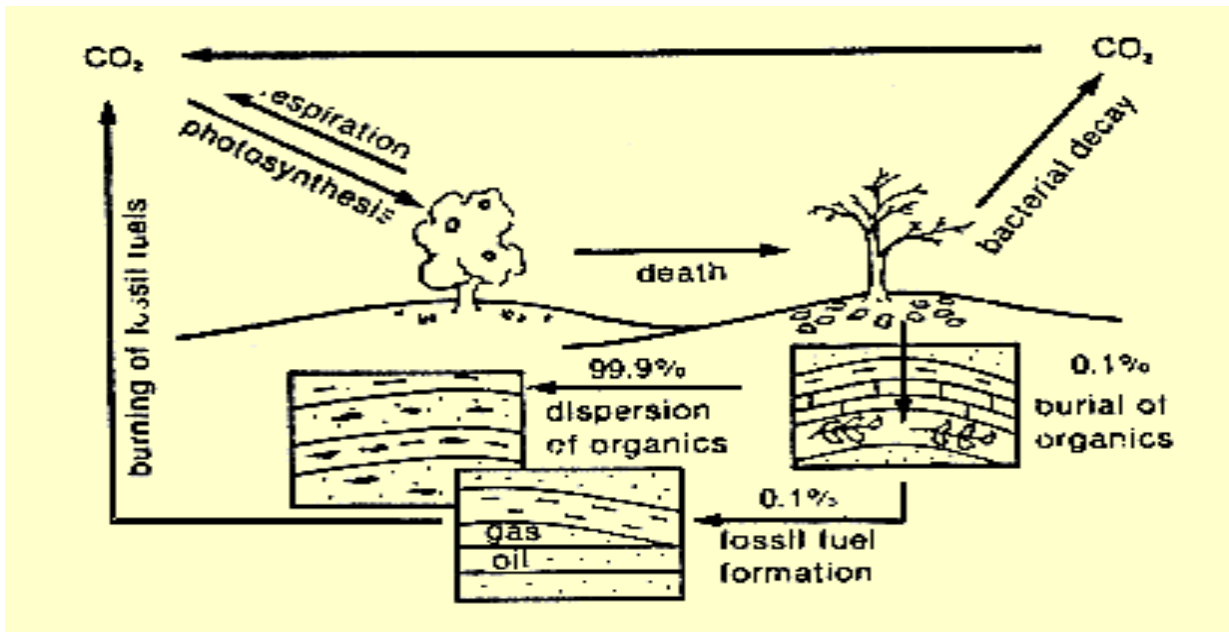
#### **4.2 Componentes de una Exploración Exitosa**

**Reservorio**  
Unidad de roca capaz de almacenar los Hidrocarburos y permitir que ellos sean producidos en rates económicos.



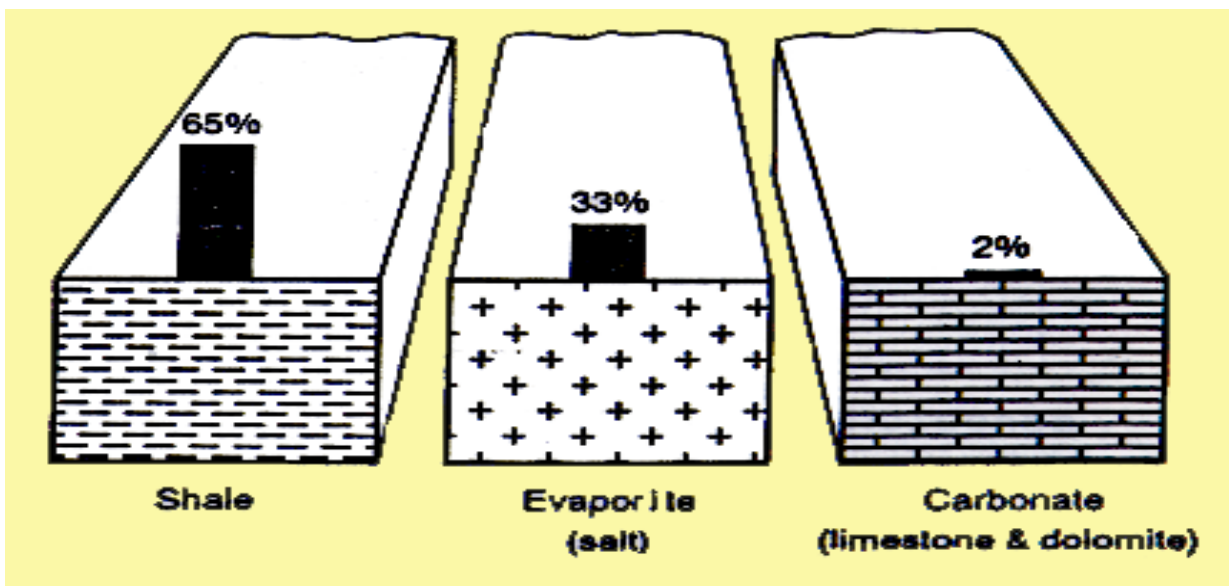
### Sistema de Carga de petróleo

Consiste en una roca madre de hidrocarburos termalmente madura capaz de expeler fluidos dentro del estrato poroso y permeable, el cual se transporta a los sitios de reserva en la Unidad del reservorio.



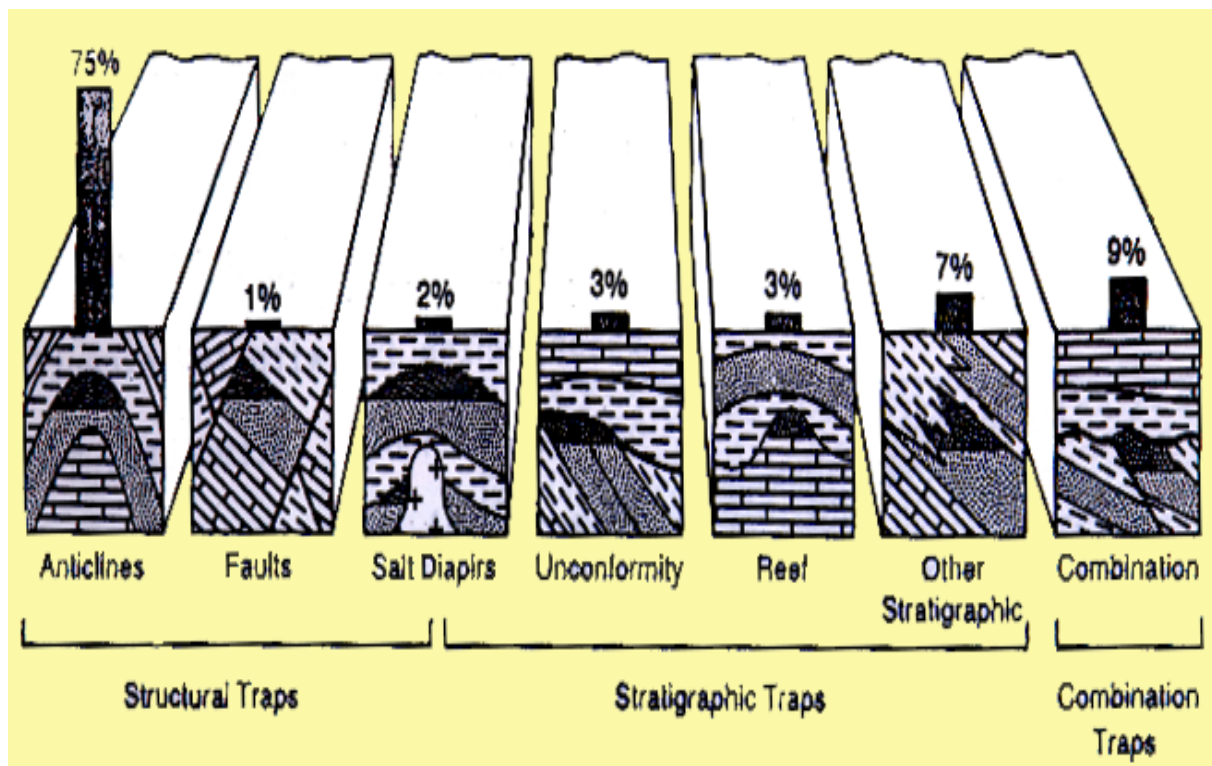
### Sello Regional

Una roca la cual provee una capa de roca al reservorio previniendo el escape de las acumulaciones de Hidrocarburos.



## Trampa

Características estructurales o estratigráficas las cuales concentran a los Hidrocarburos en lugares específicos, permitiendo su explotación comercial.



## Tiempo de Correlación

Para una correlación exitosa, todos los componentes superiores deben de estar en su lugar dentro del marco del tiempo el cual le permite la migración desde una roca origen a ser atrapada dentro de una unidad de reservorio y preservada.

### 4.3 Análisis de Cuencas

Predicciones racionales y realísticas de rocas de reservorios de Petróleo, rocas madres, sellos y trampas son obtenidas vía un análisis de cuencas.

Un análisis de cuencas provee una comprensión de la distribución y ambientes deposicionales de las rocas sedimentarias en una cuenca, así como el desarrollo estructural de la cuenca.

El análisis de las cuencas es así una herramienta usada para guiar los programas de exploración de la industria de petróleo.

Análisis de cuencas últimamente permiten un cálculo el cual puede ser hecho del potencial remanente de petróleo de una cuenca sedimentaria.



#### **4.4 Reservorios**

Los cálculos de los Potenciales de reservorios envuelve el cálculo de la porosidad y permeabilidad del potencial del reservorio.

La Porosidad y permeabilidad están influenciadas por el medio ambiente deposicional en el cual la roca reservorio fue depositada y por los cambios post-diagenéticos in situ.

Los reservorios pueden resultar de deposición en un amplio rango de ambientes. Los reservorios de areniscas tienen una porosidad deposicional y permeabilidad controlada por el tamaño de los granos, arreglo y empacamiento de los granos sedimentarios.

Los cambios diagenéticos post-deposicionales incluyen la alteración de minerales arcillosos y la deposición de Sílice y Cemento calcáreo dentro de los espacios porosos.

Los reservorios de carbonatos pueden tener una variedad de tipos de porosidad. Los cambios diagenéticos incluyen disolución, dolomitización, recristalización y cementación.

Los cambios diagenéticos son más importantes en carbonatos que en areniscas.

Un estrato de petróleo es inicialmente definido por el límite deposicional, erosional o diagenético de la unidad de reservorio neto.

Un reservorio debe de tener suficiente porosidad para proveer de un tanque de almacenamiento para los hidrocarburos entrampados.

Sin embargo, los poros deben de estar lo suficientemente interconectados para permitir que el hidrocarburo entrampado fluya a través del reservorio a la boca del pozo.

Lo principal que concierne al cálculo del potencial de un reservorio son la permeabilidad y la porosidad del mismo.

La porosidad del reservorio es un factor determinante que afecta el prospecto de las reservas de los Hidrocarburos.

La Permeabilidad afecta el rate en la cual los hidrocarburos pueden ser producidos desde el reservorio durante la exploración.

Ambos Porosidad y Permeabilidad tienen un gran impacto en el atractivo comercial de la exploración.

#### **4.5. Sistema de carga de Petróleo.**

Existen muchos casos de Hidrocarburos que son generados por procesos inorgánicos.

Sin embargo, existen evidencias disponibles las cuales muestran que el petróleo es originado biológicamente derivado de una materia orgánica en rocas sedimentarias.

La riqueza orgánica de las rocas es capaz de generar y expeler componentes de hidrocarburos.

La Roca Madre son formadas en tres principales ambientes deposicionales.

Lagos

Deltas

Cuencas Marinas

Los lagos son las mas importantes ubicaciones para la deposición de rocas madres en ambientes deposicionales.

La materia orgánica en lagos puede ser derivada de algas o bacterias las cuales frecuentemente producen gas.

Los Deltas pueden ser importantes ubicaciones para las deposiciones de las rocas madres.

Los ambientes marinos son responsables de la roca madre las cuales han generado mucho de los hidrocarburos del mundo.

La materia orgánica enterrada en sedimentos toma la forma de keroseno.

La riqueza de las rocas madres puede ser determinada por la medida del carbón orgánico total.

El tipo de Keroseno en una roca madre puede ser obtenido a través de la examinación microscópica en una luz reflectora.

El Potencial de generación de Petróleo de una roca madre puede ser determinado por pirolisis.

Las Rocas madres que poseen un exceso de 5 Kg/ton en la pirolisis tienen un potencial para ser rocas madres efectivas.

La Cromatografía por gas y estudios isotópicos de la roca madre pueden ser usados para determinar los tipos de productos de petróleo que van a ser generados.

Estas técnicas pueden ser usadas para correlacionar las rocas madre con el petróleo.

#### **4.5.1. Carga de Petróleo**

La Generación de petróleo ocurre cuando un resultado de derrumbamiento de el keroseno con el aumento de la temperatura.

La temperatura y el tiempo son los factores más importantes que afectan el derrumbamiento del Keroseno.

Como el Keroseno se rompe, esto pasa primero a través de la Fase de Generación de Petróleo, luego a través de una fase de Gas Húmedo/Gas Condensado, y finalmente a través de una fase de gas Seco.

La Expulsión de Hidrocarburos desde la roca madre (origen), la migración primaria es mayormente causada por micro fracturas de la roca madre como resultado de la sobrepresión asociado a la generación de Hidrocarburos.

La Roca madre origen puede no generar suficiente petróleo a causa de la expulsión.

Sien embargo, si el incremento a un alto nivel de madurez, la generación y retención del petróleo puede ser craqueado dentro del gas el cual será expelido.

Para rocas de origen rico en Hidrocarburos, la eficiencia de la expulsión puede ser tan alta como 60 a 90 %.

Migraciones secundarias lleva el petróleo del sitio de la expulsión a través de los estratos porosos y permeables a las trampas.

La Principal fuerza de impulsión después de la migración secundaria es la flotabilidad causada por la diferencia de densidad entre el Petróleo y/o Gas y la Formación de Agua Porosa.

La Principal restricción para la migración secundaria es la Presión capilar la cual se incrementa cuando el tamaño del poro es más pequeño.

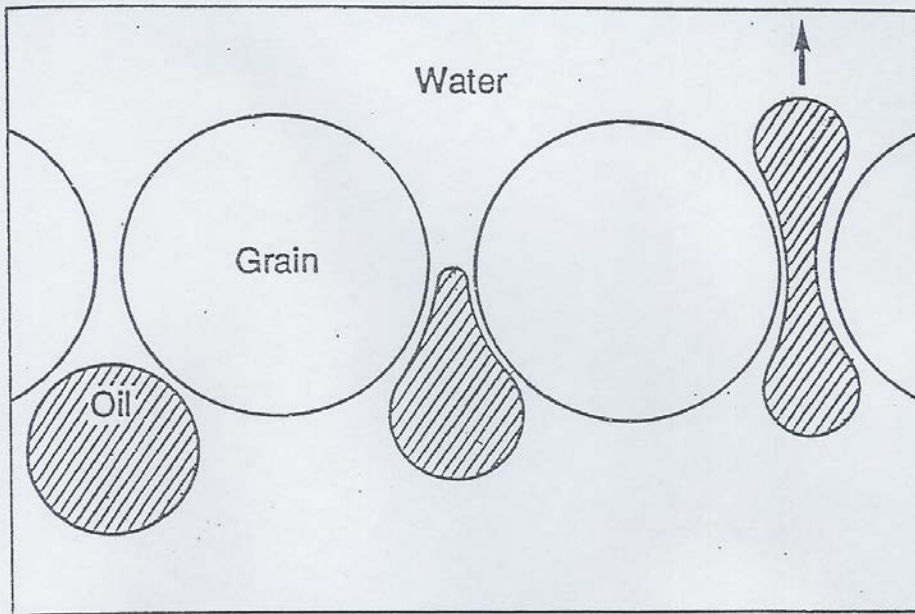


FIGURE : BUOYANCY AND CAPILLARY PRESSURE  
(Source: Allen and Allen, 1990)

Figura. Presión Capilar y Flotabilidad.

El Flujo de Petróleo a través de los estratos en SLUGs a lo largo de rutas preferidas (senderos de migración) mas que el barrido de todo el sistema.

La Migración secundaria porosa existe en un sistema Poroso cuando la presión capilar excede la flotabilidad de la columna de petróleo.

Este sistema poroso constituye un sello.

Durante la migración secundaria se pueden tener sustanciales pérdidas del Petróleo Generado.

Una vez que los Hidrocarburos se hallan acumulado en una trampa, estos pueden ser física y Químicamente alterados por procesos tales como:

Biodegradación (acción de bacterias).

Lavado por Agua.

Alteración Termal.

#### **4.6. Sello Regional**

La existencia de una zona de exploración requiere de la presencia de una capa de roca regional o sello.

Una capa de roca es efectiva si su presión capilar excede la presión de flotabilidad ejecutada por una columna de Hidrocarburos subyacente.

La Presión capilar de una capa de roca esta en función del tamaño del poro.  
La Presión de Flotabilidad es determinada por la altura de la columna de Hidrocarburos subyacente y por la densidad de los hidrocarburos.

Así, una capa de roca con una alta presión capilar (por ejemplo: muy pequeño tamaño de poro) debería ser requerido para exceder la presión de flotabilidad ejercida por una gran columna de gas subyacente.

La perdida de gas puede tomar lugar a través de una capa de roca como el resultado de difusión.

A través del mundo, la más efectiva capa de roca son granos finos clásticos.  
Las Capas de roca no necesitan ser de gran espesor para ser efectivas, aunque ellas necesiten ser lateralmente persistentes.

La Profundidad de entierro no parece ser crítica y los sellos pueden ser efectivos en todas las profundidades.

Dos particulares ubicaciones deposicionales son conducidas a ser desarrolladas de capas de rocas regionalmente extendidos o en asociación con rocas reservorio.

#### **4.7 Trampa**

El requerimiento final para la existencia de una efectiva exploración es la presencia de una trampa.

Una trampa puede ser definida como una combinación de factores físicos que promueven las acumulaciones y retención de hidrocarburos en una locación.

La mayoría de los más grandes campos de petrolero han sido descubiertos en trampas anticlinales estructuradas

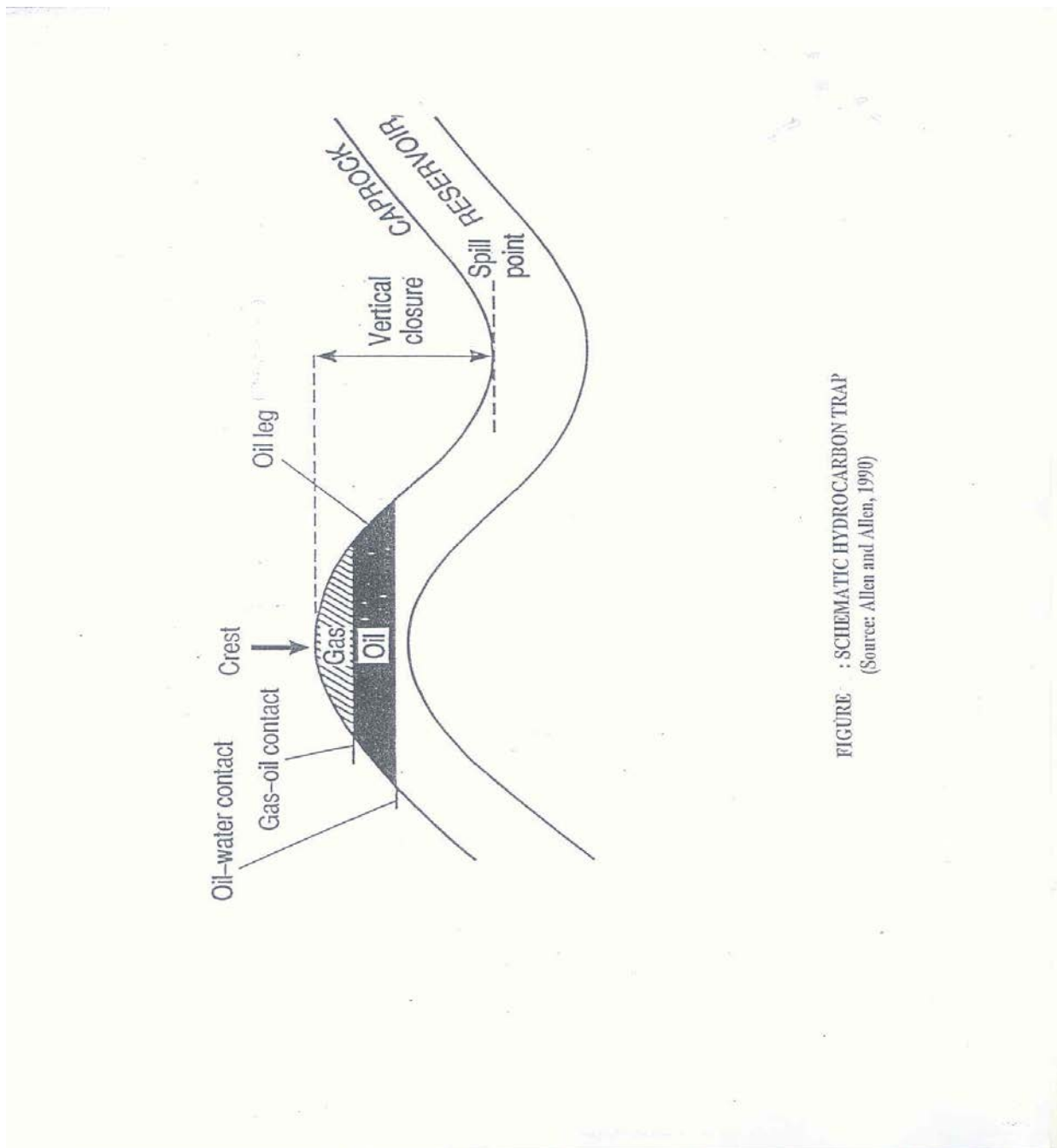


FIGURE : SCHEMATIC HYDROCARBON TRAP  
(Source: Allen and Allen, 1990)

Figura. Esquema del Entrampamiento de los Hidrocarburos

Trampas estratigráficas están en un grupo diverso en el cual la trampa geométrica es adquirida desde la morfología deposicional original de las cuencas sedimentarias, o de discontinuidades y de efectos subsecuentes, efectos diagenéticos.

Muchos de los recursos no descubiertos serán descubiertos en campos estratigráficos.

Trampas estratigráficas son en general más difíciles a explorar que las trampas estructurales.

Trampas hidrodinámicas están formadas por el movimiento de fluidos intersticiales a través de cuencas y son relativamente poco comunes.

Una trampa no únicamente requiere de una trampa sellada geoméricamente, estará presente pero también que la geometría debe estar presente antes de la carga de petróleo en orden de poder entrapar los hidrocarburos.

Así, a través de la evolución de algunos hidrocarburos requiere de una evaluación comprensiva de la cuenca en la cual el estrato esta ubicado debe ser subyacente (por ejemplo. Análisis de cuencas)

Ambos Petróleo y el gas pueden concurrir en una trampa, separadamente o juntos.

Cuando el petróleo y el gas están juntos, el gas estará en la cima por que es menos denso.

Si una trampa es primero cargada con petróleo y luego con gas, el petróleo puede ser desplegado pasando punto de derrame de la trampa disponible.

El petróleo puede migrar pendiente arriba a la siguiente trampa disponible.

Así, las trampas pueden contener grandes proporciones de petróleo o gas relativo como la distancia desde el lugar de origen concretamente.

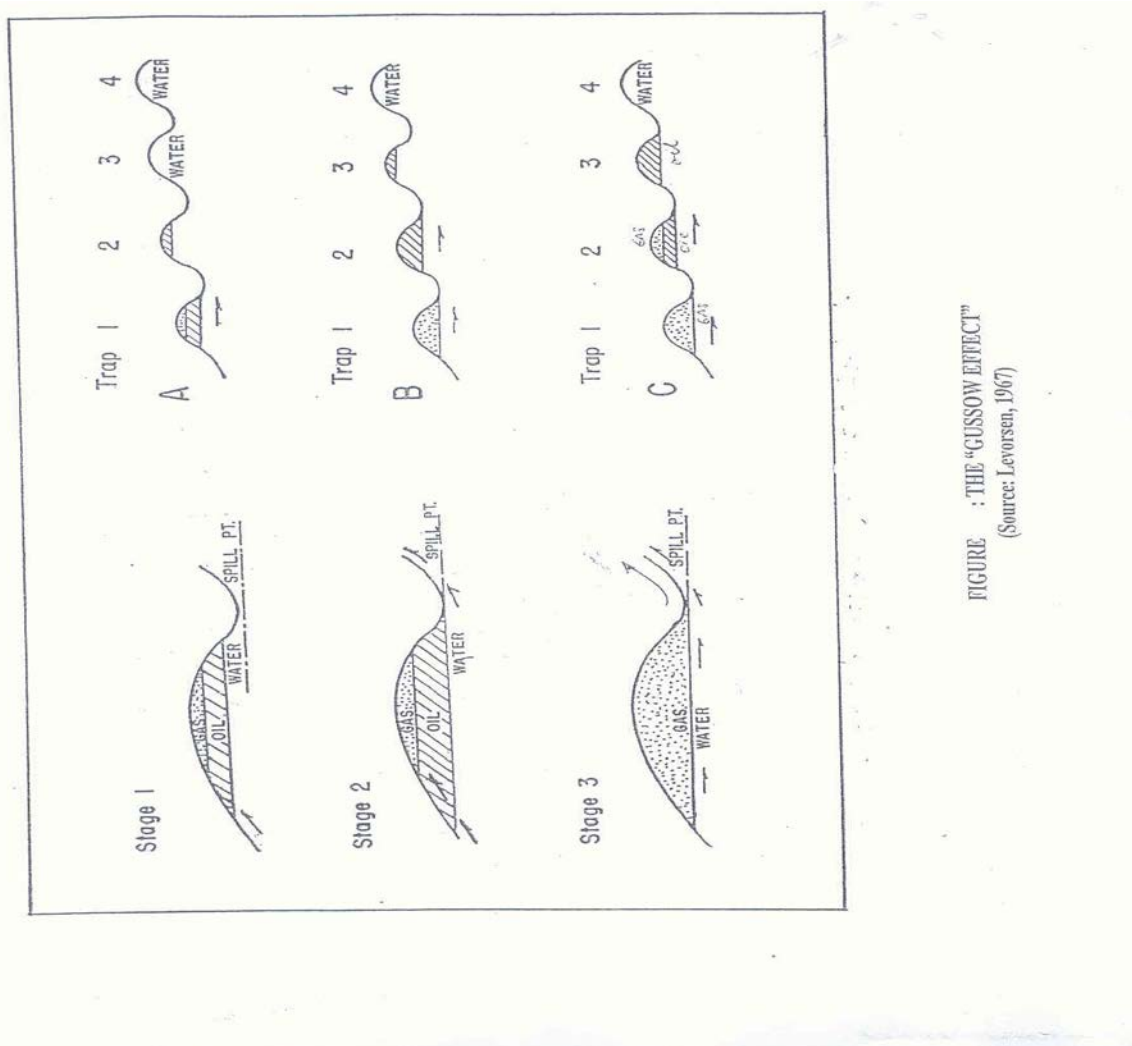


FIGURE : THE "GUSSOW EFFECT"  
(Source: Levorsen, 1967)

Fig. El Efecto Gussow.

#### **4.8. Relación de Tiempo**

Un entendimiento del mecanismo y del tiempo de la formación de trampas es esencial para la evaluación del proyecto.

Una trampa que se desarrolla demasiado tarde y después recibe la carga de petróleo será seca.

Trampas deposicionales y con fechas muy tempranas al tiempo de sellado llegarán a ser efectivas.

En contraste algunas trampas estructurales se forman muy tarde con respecto a la carga de petróleo.

Así, cada trampa necesita ser evaluada individualmente.

Esta evaluación requiere un entendimiento de la evolución estructural y estratigráfica de la cuenca.

Tal conocimiento puede únicamente ser adquirido a través análisis de cuencas, el cual forma la iniciación para el cálculo de exploración de hidrocarburos.

#### **5. Estimación de reservas**

Las Reservas de Petróleo y Gas pueden ser definidas como aquellas cantidades de Petróleo y Gas las cuales son estimadas a un particular tiempo a ser recuperadas desde que son postuladas o conocidas bajo específicas condiciones económicas usando una tecnología ya establecida.

Las reservas de Petróleo y gas estimadas para una estimación dada pueden cambiar debido a cambios en los precios, costos u otros factores.

Antes de considerar las implicaciones de las condiciones económicas en las reservas económicas es necesario saber:

Primero el Estimado de la cantidad total de gas y petróleo acumulado dentro de un campo conocido quiere decir el oil y gas in place.

Luego estimar la porción de oil y gas in place que puede ser producida usando una tecnología establecida disponible en el tiempo del estimado realizado quiere decir petróleo y gas recuperable.

La estimación de reservas recuperables de petróleo y gas envuelve contribuciones de varias disciplinas, especialmente de:

Geología

Geofísica

Petrofísica

Ingeniería

La estimación de reservas de petróleo y gas debería ser realizada utilizando aproximaciones consistentes y considerando las interrelaciones de los parámetros usados en realizar la estimación.



Existen varios métodos diferentes para estimar reservas de petróleo y gas, la más común es:

Volumétrica

Balance de materia

Análisis de curva de Declinación

Simulación de Reservorios

El método volumétrico es el más comúnmente usado durante la exploración y desarrollo con mayor data el método volumétrico puede ser refinado frecuentemente usando otros métodos de obtención de reservas.

El Método de Balance de materiales es usado para hacer estimaciones de reservas cuando son disponibles los datos de laboratorio así como la geología y la producción.

En términos simples, la ec. Balance Materiales:  $IR = R R + P R$

Cuatro tipos de datos básicos son requeridos para Balance de Materiales

Fluido de producción

Presión y Temperatura del reservorio

Análisis de fluidos

Análisis de Cores y Registros Petrofísicos

La Estimación de reservas de Balances de Materiales requiere un historial exacto y una performance del reservorio incluyendo volúmenes de petróleo, gas y agua producida o inyectada en el pozo as como los cambios de presión.

Razonablemente los estimados de reservas de Balance de Materiales pueden ser únicamente realizados después de que el 5 al 10% de petróleo o gas han sido producidos.

Análisis de curvas de declinación envuelve el análisis de datos de la curva de declinación

El análisis de curvas de declinación nos brinda la siguiente información

Reservas recuperables

Rate de producción futura esperada

Vida productiva del reservorio

El Análisis de la curva de declinación es usado para realizar estimados de reservas en campos productivos los cuales tienen un historial suficiente para mostrar la tendencia en el tiempo o en la producción.

Simulación de reservorios es una técnica que usa modelos matemáticos para simular el proceso que toma lugar en un reservorio de producción.

Es así que las técnicas de simulación de reservorios son complejas e incluyen la combinación de principios físicos y técnicas analíticas de uno o más métodos de estimación de reservas, esta técnica se utiliza para realizar estimados de reservas en campos donde la producción ha sido establecida.

## **Método volumétrico de estimación de reservas de petróleo y gas.**

Es el método más comúnmente usado de estimación de reservas durante las fases de exploración y desarrollo es además el más usado durante las primeras etapas de producción.

Aunque la estimación de reservas puede ser refinada usando otros procedimientos y datos disponibles, puede ser útil para comparar con otros métodos de estimación.

La Estimación de reservas recuperables usando el método volumétrico involucra los siguientes pasos:

Estimación del volumen de sub-superficie conteniendo hidrocarburos  $A \cdot H$

Determinación de la porosidad promedio efectiva en orden de estimar el espacio poroso dentro del volumen de roca que se encuentra debajo de la superficie.

Determinación de la saturación de agua para estimar el porcentaje de volumen poroso conteniendo hidrocarburos.

Determinación del factor de volumen de formación para poder corregir el volumen de hidrocarburos medidos en superficie ( $V/Bo = Ni$ )

Aplicación de un apropiado Factor de Recuperación

La estimación del volumen del reservorio depende del entendimiento del medio ambiente deposicional de los estratos del reservorio, la deformación de estos estratos, el mecanismo de entrapamiento de los hidrocarburos y la posición de varios fluidos de interfase.

Datos sísmicos, registros de pozos, cores, cortes de perforación, datos de pruebas de pozos y información de presión son los datos idealmente usados para interpretar la configuración y tamaño del volumen del reservorio.

Valores para porosidad y saturación de agua son derivados de registros de pozos y cores si están disponibles.

Estimados del factor de volumen de formación y factor de recuperación puede ser realizado desde análisis de fluidos y datos de producción si están disponibles, por analogía en reservorios similares de campos adyacentes y por análisis de ingeniería.

## **Estimación de reservas recuperables de petróleo**

$$R = [V \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \cdot (1/Bo) \cdot F] \cdot 7758$$

Donde R = Reservas recuperables

V = Volumen de la roca (Acre pies)

$\emptyset$  = Porosidad

$S_w$  = Saturación de Agua

$Bo$  = Factor de Volumen de Formación

F = Factor de Recuperación

7758 = Constante

## Estimación de reservas recuperables de gas

$$R = V \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \cdot \left( \frac{T_{sc} + P_{sc} \cdot T_r}{P_r \cdot Z_i - P_a \cdot Z_a} \right) \cdot 43560$$

Donde R = Reservas recuperables (Pies cúbicos Standard)

V = Volumen de la roca (Acre-pies)

$\emptyset$  = Porosidad

S<sub>w</sub> = Saturación de Agua

T<sub>sc</sub> = Temperatura base standard (°R)

P<sub>sc</sub> = Presión Base standard (Psia)

T<sub>r</sub> = temperatura del reservorio (°R)

P<sub>r</sub> = Presión original del reservorio (Psia)

Z<sub>i</sub> = Factor de Comprensibilidad a P<sub>i</sub> y temperatura del reservorio

P<sub>a</sub> = Presión de Abandono (Psia)

Z<sub>a</sub> = Factor de Comprensibilidad a P<sub>a</sub> y temperatura del reservorio

La Estimación de reservas de un gas en solución es más compleja y depende del rate de producción de petróleo, las características relativas de flujo de los fluidos del reservorio y el estado de depletación del reservorio.

## 6. Incertidumbre en la Estimación de Reservas

En algunas estimaciones de reservas los valores de los parámetros usados para realizar las estimaciones son raramente conocidos con certeza.

Existe también incertidumbre con la Geología y la Ingeniería sobre como esta basada la estimación de Reservas.

Como resultado existe siempre incertidumbre en alguna estimación de reservas.

Quiere decir que mientras menos conozcamos el modelo del pozo y menos se conozcan los valores de los parámetros, se incrementa la incertidumbre en la estimación de reservas.

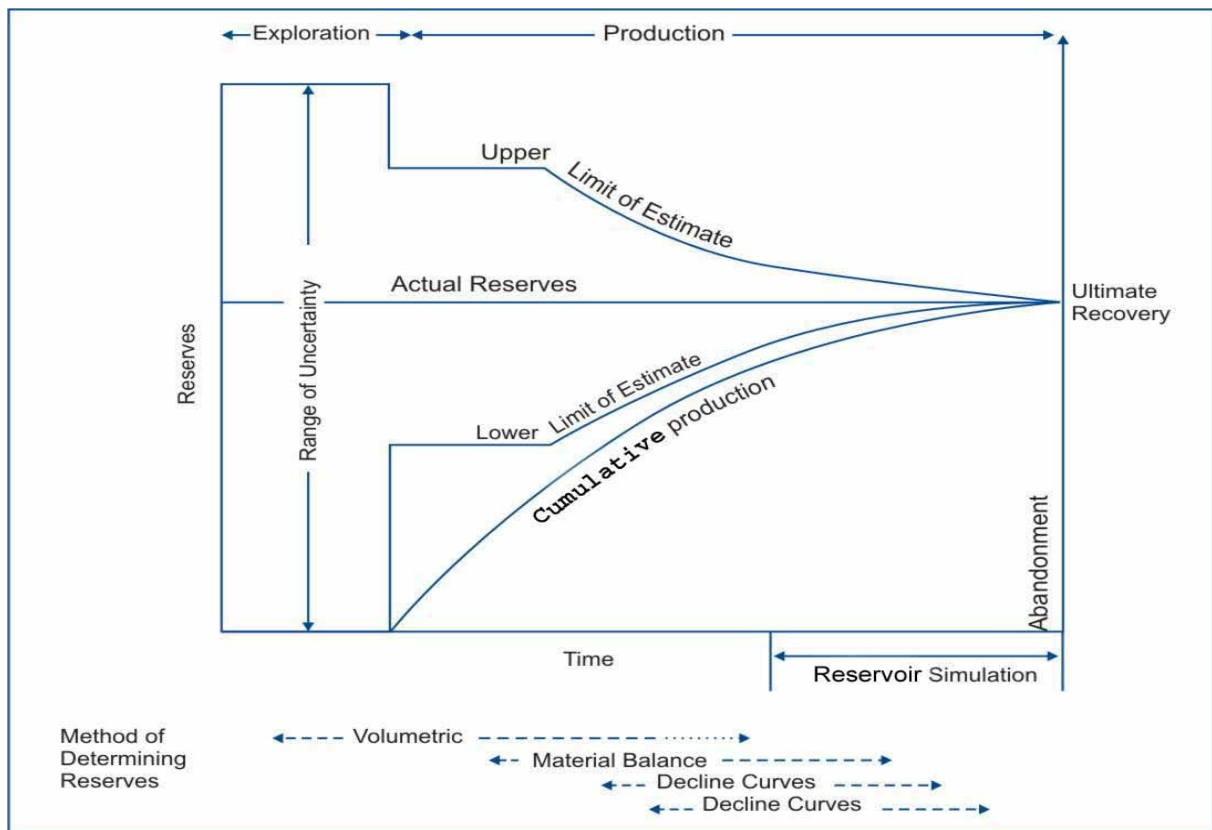
Tanto el modelo como los parámetros sean menos conocidos en la etapa de exploración, las estimaciones de reservas para proyectos de exploración son los más inciertos.

La tecnología puede reducir pero no eliminar la incertidumbre en la evaluación de las reservas.

La incertidumbre inherente en realizar estimados de reservas depende de uno de los dos caminos a seguir.

Mediante el Procedimiento Determinístico

Procedimiento Probabilístico o Estocástico.



**FIGURE 4.1: DECREASE OF UNCERTAINTY IN RESERVES ESTIMATION**

(After Petroleum Society, 1994)

Figura: Disminución de la Incertidumbre en la Estimación de Reservas

### Estimación de reservas por el Procedimiento Determinístico

Este procedimiento realiza el estimado de reservas usando un valor para cada parámetro.

El valor para cada parámetro esta basado sobre el mejor estimado para cada uno de los valores específicos.

La estimación determinística permite mediante la incertidumbre asignar unos estimados de reservas calculados con la categoría de probadas, probables y posibles.

Reservas Probadas son las que pueden ser estimadas con un alto grado de certeza, generalmente aceptadas en un 80% o mayor probabilidad de hasta la cantidad mínima a ser recuperable.

Reservas Probables son menos certeras a ser recuperadas que las probadas, y generalmente están entre un 40 a 80% de probabilidad a ser recuperadas.

Reservas posibles son menos certeras a ser recuperadas hay una probabilidad del 10 al 40% de probabilidad de ser recuperadas.

### **Procedimiento Probabilístico**

El procedimiento probabilístico realiza un estimado de reservas utilizando un rango de valores junto con una probabilidad asignada para cada parámetro en una fórmula de estimación de reservas.

Este procedimiento es útil cuando la incertidumbre es alta y principalmente en las etapas de exploración y producción.

Este procedimiento envuelve un análisis estadístico de los datos disponibles usando curvas de frecuencia relativa para describir el rango de posibles valores para cada parámetro en el pozo como las probabilidades de que estos ocurran.

Usando las curvas de distribución de frecuencia para cada parámetro en la fórmula de la estimación de reservas, varias técnicas pueden ser usadas para determinar un rango de reservas junto con la probabilidad de alcanzar un valor particular dentro del rango de reservas.

Las técnicas usadas para generar el rango de reservas incluye:

La Simulación de Monte Carlo

La Simulación Latin Hypercube

Las Simulaciones Probabilísticas Tales como Monte Carlo y Latin Hypercube son técnicas poderosas pero complejas las cuales pueden ser ahora realizadas rápidamente por computadoras.

### **Dificultad del cálculo de la incertidumbre**

Hay siempre incertidumbre en algunas estimaciones de reservas, es esencial que las personas tomen la responsabilidad del cálculo de reservas realizando estimados de la incertidumbre lo mas realistas que se pueda.

Los estimados de incertidumbre mas realistas, son las reservas calculadas más exactas.

Desafortunadamente un grannúmero de estudios han demostrado que muchos geólogos e ingenieros y otros poseen un pobre record de estimación de incertidumbre.

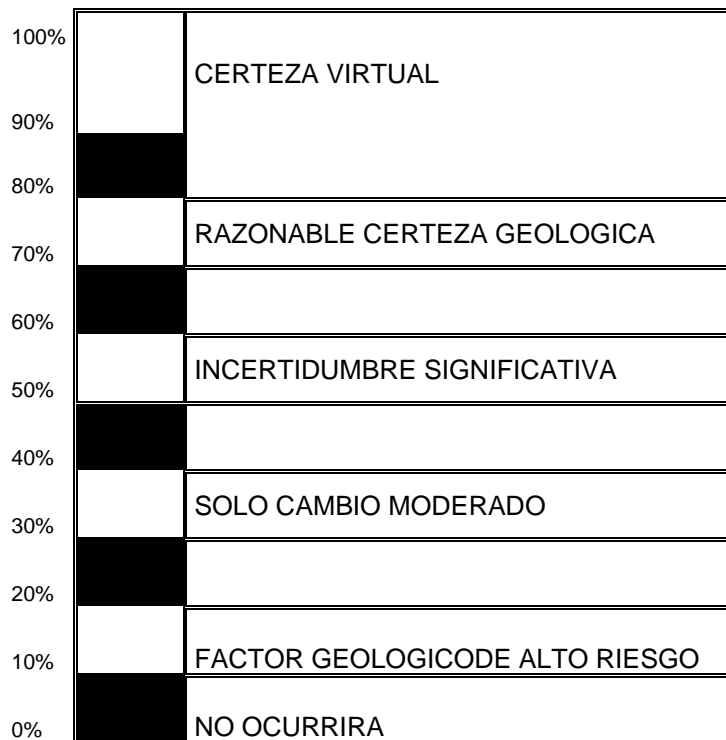


FIGURA: SUBJETIVIDAD Y PROBABILIDAD

RANGO DE PROBABILIDAD (%)	DESCRIPCION VERBAL
0-5	CASI NUNCA
5-15	RARAMENTE
15-25	INFRECUENTEMENTE
25-35	ALGUNAS VECES
35-45	MENOR INCERTIDUMBRE
45-55	INCERTIDUMBRE
55-65	MAYOR INCERTIDUMBRE
65-75	FRECUENTEMENTE
75-85	ALTA PROBABILIDAD
85-95	MUY ALTA PROBABILIDAD
95-100	(VIRTUAL) CERTEZA

FIGURA: CUANTIFICACION DE EXPRESIONES SUBJETIVAS

## 7. Distribuciones de la Probabilidad

En Orden de ser capaces de calcular la incertidumbre asociada con alguna estimación de reservas, es necesario calcular la incertidumbre asociada con cada parámetro en la fórmula que es usada para la estimación de reservas.

Primero se necesita definir el rango de valores al cual podría posiblemente existir para cada parámetro junto con el rango de probabilidades de los valores escogidos.

Para esto necesitamos de tres conceptos estadísticos.

### Arreglo, clasificación y análisis de datos

#### Arreglo

Es ingresada por la investigación que se realiza de la búsqueda de un concepto base o común así se puede arreglar por definición u objetivo y tratar de determinar cuanta información se asemeja a las características dadas que se deseen medir.

#### Clasificación

Es un paso intermedio entre el arreglo y el análisis y que envuelve a un grupo de cosas alrededor del arreglo, el clasificado se realiza para obtener significado y simplificación de las cosas.

#### Análisis

Es la última etapa en la cual se utilizan los conocimientos y el criterio que cada uno posea, aquí uno se puede ayudar con histogramas de frecuencia que viene a ser un ploteo de los datos obtenidos.

Un histograma de frecuencia es útil para prepara una distribución de frecuencias acumulada.

Entre las más comunes tenemos los histogramas de frecuencia normal y lognormal que es la más usada en estimación de reservas de hidrocarburos.

## 8. ANALISIS DE RIESGO

### **Realización de la decisión de Exploración y Producción.**

El Asunto fundamental en la cual la Gerencia en la Industria de Exploración y Producción de el Petróleo y Gas tiene que direccionarse en orden de realizar o tomar decisiones sobre las oportunidades de inversión presentadas para estas y son como siguen:

#### **Potencial Hidrocarburífero**

#### **Riesgo**

#### **Económico**

Primero la Gerencia debe de estar satisfecha con la Cuenca, la tendencia geológica, prospecto, Desarrollo del proyecto o el proyecto de producción siendo propuesto un potencial hidrocarburífero y que el potencial sea el suficientemente grande para encontrar las metas corporativas de la Compañía.

El Cálculo del potencial Hidrocarburífero esta basada en conceptos Geológicos los cuales son desarrollados Geológica, Geofísica y Geoquímicamente.

El calculo del tamaño del potencial de reservas pueden ser encontradas con una variedad de métodos Geológicos, Ingenieriles y Estadísticos.

En segundo caso, el cálculo debe de ser realizado con el riesgo asociado con los Estratos, Prospectos, Desarrollos de Proyectos o Proyectos de Producción.

Para el cálculo del riesgo es necesario el cálculo de algunos factores tales como:  
La Probabilidad de las acumulaciones de Hidrocarburos presentes en una cuenca.  
La Probabilidad de una acumulación postulada actualmente existente donde ha sido interpretado a ocurrir.  
La Probabilidad que estas acumulaciones sean del tamaño predecido.  
El cálculo de estos factores provee un cálculo del riesgo técnico.

Sin embargo al hacer decisiones acerca de que oportunidades existen para invertir el capital de la compañía, también se tiene que tomar en consideración otras clases de riesgo.

Y estos riesgos que pueden influenciar la decisión de invertir en el proceso son:

Riesgo Geológico

Riesgo del Negocio

Riesgo del Capital

Riesgo del precio del producto

Riesgo Medio Ambiental

Riesgo Político: (Nacionalización de compañías, inestabilidad política, corrupción)

Tercero también debe de ser considerado el valor que tiene la cuenca, el proyecto de desarrollo y el proyecto de producción a futuro para poder considerar si puede tener un buen proyecto económicamente beneficioso.

El Análisis económico debe de determinar que tan rentable las reservas calculadas puedan ser y si se les encuentra económico y si los requerimientos de la compañía son excedidos con creces.

La clave de los elementos en una decisión de exploración y producción puede representarse por una formula simple:

## **Potencial Hidrocarburífero + Riesgo + Economía = Decisión Riesgo**

El Racional y consistente cálculo del potencial Hidrocarburífero, riesgo y economía es esencial para la exploración y producción al realizar la decisión para que sea exitosa.

El cálculo de riesgo en exploración y producción envuelve la evaluación y el cálculo del potencial hidrocarburífero, riesgo y economía.



Así el cálculo del riesgo en exploración y producción es la llave para realizar la decisión de explorar y producir petróleo y gas.

El análisis de riesgo ha sido parte del proceso de exploración y producción de petróleo y gas desde los primeros días de la industria.

La mayoría de las compañías de petróleo y gas tratan de cuantificar el riesgo y tomar el riesgo de análisis de una manera formal, rigurosa y analítica.

El riesgo Geológico está referido al riesgo técnico, probabilidad geológica de éxito.

### **Administración de Riesgo:**

Es un proceso interactivo basado en el conocimiento, evaluación y manejo de los riesgos y sus impactos con el propósito de eliminar si no es el de minimizar las pérdidas en los cálculos.

Aplicable a cualquier situación donde un resultado no deseado o inesperado puede ser significativo o donde se identifiquen las oportunidades.

### **Identificación de Riesgos.**

Durante la etapa de identificación de Riesgos, no se busca cuantificar rigurosamente el riesgo implicado en una operación dada. Este proceso tiene más similitud con una sesión intuitiva de aporte de ideas que con un meticuloso análisis de ingeniería. Aún mas, este tipo de análisis no reemplaza a un análisis de riesgo Cuantitativo, sino que lo precede proveyendo una base sólida para llevar a cabo los análisis de Riesgo Cuantitativo y el Análisis económico de Ingeniería.

La Identificación del Riesgo puede llevarse a cabo en cualquier momento durante el proceso de diseño de Ingeniería. Sin embargo, es más productivo el aplicar estas técnicas a un diseño de ingeniería a un nivel alto. El objetivo primario de la identificación de riesgos es la determinación de todos los riesgos y problemas posibles que pudieran causar una situación no deseable y la generación de métodos para contrarrestar dichos riesgos. El primer paso en la identificación de riesgos es el establecimiento de metas y objetivos detallados que describan los resultados deseados del proyecto. El Próximo paso es hacer un detalle general del diseño o procedimiento básico de ingeniería a ser analizado. Con estos dos grupos de informaciones a la mano, lo que se desea y el diseño propuesto, se puede construir una tabla de mitigación de Riesgos.

Desarrollar criterios de evaluación de riesgos.

Definir e identificar los criterios de análisis y el nivel de aceptación de los riesgos.

Identificar la Estructura.

Separa la actividad o proyecto en un conjunto de elementos que facilite su comprensión y análisis.

## Calculo del Riesgo

El Calculo del Riesgo ha sido parte del proceso de exploración y Producción de Petróleo y gas desde los primeros días de la Industria.

Aunque en los Primeros años de la Industria de Petróleo y Gas, el Cálculo del Riesgo fue realizado empíricamente (y actualmente es realizado de esta forma por algunas compañías).

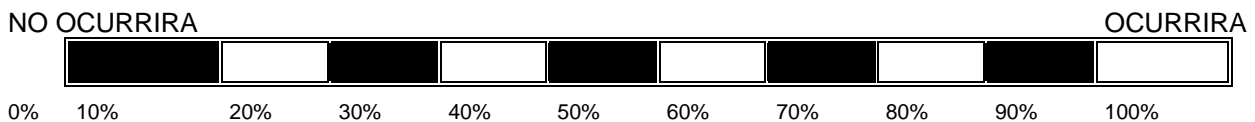
Desde los años 60's ha sido tema de publicación el tema de el cálculo del Riesgo y nuevas y poderosas técnicas que se han desarrollado para el cálculo del riesgo.

La Mayoría de las Compañías de Petróleo y Gas ahora tratan de cuantificar el Riesgo y la tomar el análisis de Riesgo de una manera formal, rigurosa y de manera analítica.

Esta tendencia ha sido conducida debido a la necesidad de mejorar el éxito de la exploración y ha sido facilitada por los dramáticos avances de la tecnología la cual ha hecho posible analizar los conceptos de riesgo, los cuales serían muy difíciles si es que no casi imposibles realizarlos de una forma manual.

Uno de los más grandes problemas en la ejecución del Cálculo de el Riesgo envuelve la subjetividad de la persona que realiza el cálculo del riesgo.

Una Probabilidad simple es mostrada en escala en la figura siguiente:



### Escala de Probabilidad

En esta Figura se aprecia que el 100% de esta escala indica que hay absoluta certeza que el evento ocurrirá. El 0% en la escala indica que existe una certeza absoluta que el evento no ocurrirá

En Exploración y Producción, existe raramente absoluta certeza y los estimados de Probabilidad de algunos eventos dados ocurran son inevitablemente subjetivos.

Además, la tendencia de los científicos tiende a emplear términos tales como "Certeza Virtual", "Buen Chance de", "Factor Geológico de alto riesgo", etc para expresar el cálculo de la probabilidad de que algunos eventos ocurran.

El problema luego es asignar valores a la probabilidad numérica de estos cálculos subjetivos y varios cálculos han sido hechos para definir tales términos cuantitativamente.

Inevitablemente, algunos esquemas no remueven la subjetividad pero pueden servir para estandarizar y cuantificar el cálculo de riesgo.

Puede parecer que los cálculos subjetivos son simplemente un trabajo de adivinación y que cuantificarlo no alteraría esto.

Sin embargo, varios estudios han mostrado que la experiencia y conocimiento de los científicos quienes usan un procedimiento lógico pueden realizar cálculos de riesgo los cuales son exactos y consistentes en el tiempo.

Probablemente pueden ser expresadas en una escala de 0% a 100% o en una escala de 0 a 1.

Un valor de 0 indica que nosotros estamos absolutamente con la certeza de que el requerimiento no ha sido encontrado, mientras que un valor de 1 indica que nosotros estamos con la certeza que el requerimiento ha sido encontrado.

### **Roca Madre:**

En el Calculo de la Probabilidad que una roca Madre efectivamente este presente, es necesario calcular factores tales como el espesor de la Roca Madre, su extensión lateral, la riqueza de su contenido Orgánico, el tipo de Material Orgánico y La madurez de la roca.

### **Migración:**

En la evaluación si la Migración de Hidrocarburos desde la Roca Madre ha tomado lugar, es necesario calcular los factores que influyen en el mecanismo de Migración (Facturas, Fallas), las ubicaciones de los senderos de la Migración respecto a la ubicación de las trampas y también el tiempo de Migración.

### **Reservorio:**

El Calculo de la Probabilidad de reservorios envuelve factores de consideración tales como la presencia de roca reservorio en el área de trampa con volumen suficiente, porosidad, permeabilidad y también la consideración del mecanismo de impulsión.

### **Roca Sello:**

En el Calculo de la Probabilidad de la ocurrencia de una trampa efectiva, es necesario considerar factores tales como la naturaleza y espesor de la roca Sello puede ser fracturado o exhibir una permeabilidad diferencial y si estas han preservado los Hidrocarburos acumulados.

### **Trampa:**

En el calculo de probabilidad de ocurrencia de una trampa efectiva, es necesario considerar si existe o no un adecuado cierre, si esta presente y si so capaces de detectarse y definirse con la tecnología a nuestra disposición.

La Multiplicación de la Probabilidad de ocurrencia de cada uno de estos 5 factores de campo un numero el cual representa la probabilidad de éxito Geológico para un proyecto (La probabilidad que una acumulación de Hidrocarburos este presente)

Un ejemplo muestra un cálculo de la probabilidad de éxito Geológico usando el método que esta dado en la siguiente figura.

<b>FACTOR</b>	<b>PROBABILIDAD DE OCURRENCIA</b>
<b>Roca Madre</b>	<b>0.8</b>
<b>Migración</b>	<b>0.6</b>
<b>Reservorio</b>	<b>0.9</b>
<b>Sello Regional</b>	<b>0.7</b>
<b>Trampa</b>	<b>0.8</b>
<b>Probabilidad de Éxito Geológico = <math>0.8 \times 0.6 \times 0.9 \times 0.7 \times 0.8 = 0.24</math></b>	

### **FIGURA: PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLOGICO**

Claramente, si uno de los componentes calculados esta teniendo una probabilidad de ocurrencia de 0, luego el producto de los 5 factores será 0 y el cálculo será absolutamente cierto que una acumulación de Hidrocarburos no existe.

Muchos diferentes esquemas envuelven diferentes combinaciones de los factores que han sido propuestos y usados por las compañías de Petróleo y Gas, algunos de estos son completamente complejos.

Sin embargo, la mayoría de compañías usan sistemas los cuales consideran únicamente 4 a 5 factores en orden de calcular la probabilidad de éxito Geológico.

En el cálculo de la Probabilidad de éxito Geológico al multiplicar juntos la probabilidad individual de ocurrencia de cada uno de los factores escogidos, la asunción realizada de manera que todos los factores son variables independientes.

Este no puede ser el caso y existe mucha discusión en la literatura acerca de esto y acerca de cómo debería de ser diseccionado.

La mayoría de compañías usan sistemas para el cálculo de probabilidad del éxito Geológico el cual considera los factores usados para realizar el cálculo de valores independientes.

En el cálculo de la probabilidad de éxito Geológico al multiplicar juntos la probabilidad individual de ocurrencia de cada uno de los factores escogidos, la asunción es realizada de manera que todos los factores son variables independientes.

Este puede no ser el caso y existe mucha discusión en la literatura con respecto a esto y acerca de que forma debería de ser diseccionado.

## **9. EVALUACION ECONOMICA**

La evaluación económica es emprendida o para analizar su potencial de rentabilidad y si excede los requerimientos económicos de una institución o del estado.

Evaluaciones económicas son tomadas por los gobiernos compañías de petróleo y gas e instituciones financieras, compañías de petróleo y gas tomar evaluaciones económicas de campos para determinar cuan rentable es la acumulación postulada y si se encuentra económico o si se excede idealmente los requerimientos de la compañía.

Los gobiernos realizan evaluaciones económicas primeramente para asegurar que ellas están reabriendo sus regalías de los procedimientos de algún proyecto de petróleo y gas.

Instituciones financieras toman evaluaciones económicas primarias para determinar si algunas de estas inversiones les pueden desarrollar o reducir permanentemente.

Mientras evaluaciones económicas puedan ser tomadas por diferentes razones, todas clamaran por analizar el potencial de rentabilidad de un proyecto.

### **9.1.Éxito Geológico, Éxito Comercial y Éxito Económico**

En la industria de Petróleo y Gas la probabilidad de éxito geológico es usualmente considerada para proveer un cálculo de la Probabilidad de descubrimiento en una acumulación de Hidrocarburos que soportará una prueba de Flujo.

Sin embargo, un pozo en el cual fluye petróleo puede no ser económico.

Así, el éxito geológico no necesariamente implica éxito Económico y es posible en la experiencia que un éxito Geológico pero una falla Económica.

Es necesario considerar algunas otras definiciones de éxito.

**Éxito Económico.**  
**Éxito Comercial.**

**Éxito Económico:**

Puede ser considerado a ser alcanzado cuando un campo es descubierto el cual genera suficientes ingresos para recuperar todos los costos (Costos de Perforación, Costos de Completación, Costos de Desarrollo y costos Operativos) con una rentabilidad aceptable.

**Éxito Comercial:**

Puede ser considerado a ser alcanzado cuando un pozo descubre una acumulación que no es rentable en un ciclo completo o económico las bases con las cuales retornará una rentabilidad en los Costos de Completación y Operación (Pero no en los costos de Perforación).

Estos conceptos son ilustrados en la siguiente figura.

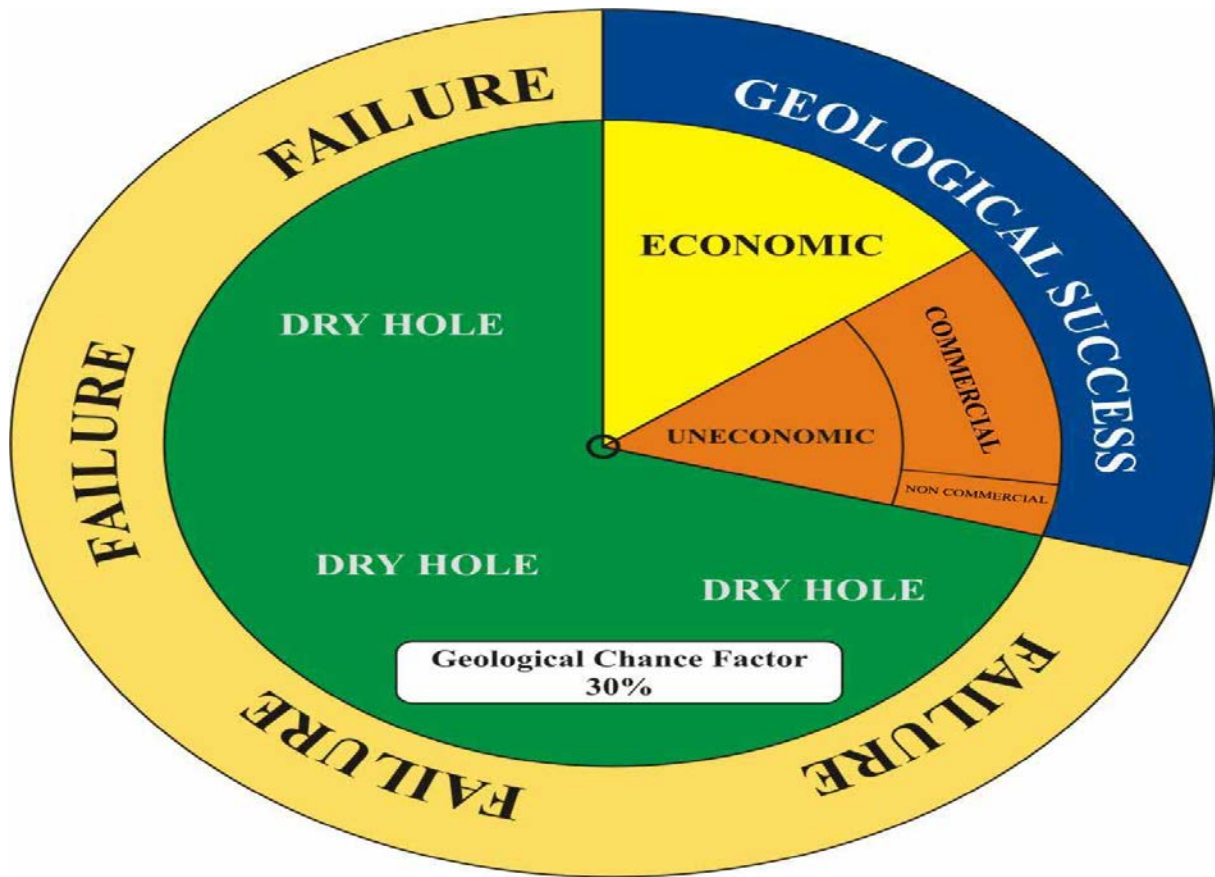


Fig. Éxito Geológico, Éxito Comercial y Éxito Económico.

### Flujo de Caja Neta

El inicio para el análisis de rentabilidad para un proyecto es la determinación del flujo de caja neta para el proyecto.

El flujo de caja neta está definido por la suma de entrada y salida del flujo de caja total anual de la vida particular del proyecto.

Todos los intentos y propósitos del flujo de Caja Neta Total es sinónimo con la Rentabilidad Neta Total sobre la vida del proyecto.

El cálculo de Flujo de Caja puede ser subdividido dentro de numerosas categorías componentes.

La siguiente lista resume las categorías más comunes que pueden ser esperadas a aparecer en un análisis típico de Flujo de caja de un proyecto de petróleo y/o gas.

Pronóstico de Producción

Pronóstico de Precio

Ingreso Bruto

Deducciones del Ingreso Bruto

Flujo de Caja Neto

Flujo de Caja Acumulable.

## **Construcción de un Flujo de Caja**

### **Pronóstico de Producción**

El Primer paso es estimar la Producción Anual para cada año de la vida esperada del proyecto basada en reservas recuperables anticipadas y parámetros del reservorio.

Un pronóstico de Producción es un parámetro crítico en el análisis de flujo de caja.

### **Pronóstico del Precio**

El segundo paso envuelve la preparación de un pronóstico de los precios del petróleo o el gas esperado a producir.

El pronóstico de los precios es notoriamente difícil y contencioso, especialmente en largos tiempos.

El precio por la Producción nos da el Ingreso Bruto.

### **Deducciones del Ingreso Bruto**

Para todos los proyectos Gastos de Capital y Costos Operativos deben ser deducidos del Ingreso Bruto, dependiendo de los tipos de acuerdos de los financiamientos es necesario tomar en cuenta:

Regalías

Impuestos

Participación del Gobierno

### **Concepto de Valor Presente**

El análisis de Rentabilidad envuelve expresiones valores futuros en términos de valores presente.

Esto es inversión de la expresión valores presentes en términos de valores futuros es lo que realizan los bancos cuando nosotros invertimos dinero a un interés acordado.

Así el valor de los ingresos futuros puede ser expresado en valores presentes a la suma de los valores presentes del flujo de caja neta anual nos rinde el valor presente neto acumulado.

El valor presente neto es la medida de rentabilidad de un proyecto.

## **Medidas del Beneficio**

Existen muchos indicadores del Beneficio de un proyecto, algunos de lo más comúnmente usados son los siguientes:

Valor presente Neto

Payout

Riesgo de Capital

### **Payout**

Es la cantidad de tiempo requerido para que la inversión de un proyecto sea retornada después de impuestos del flujo de caja.

Los proyectos con el más corto payout deben de ser preferidos.

### **Esquema de producción**

El primer paso en el cálculo del Flujo de Caja es estimar la producción anual para cada año de vida esperada o la base del proyecto o reservas recuperadas anticipadas, parámetros de reservorio, etc.

Estos resultados estimados en un esquema de producción sobre la vida entera del proyecto.

El esquema de producción es un parámetro crítico en el análisis del Flujo de Caja.

Un error en el cálculo del esquema de producción será compuesto a la vez de subsecuentemente cálculos en el Flujo de Caja Neta.

### **Esquema de Precio**

El segundo paso en construcción en Flujo de caja Neta envuelve la preparación de un esquema de precios para el petróleo y/o gas el cual es esperado hacer producidos.

El esquema de producción y el esquema de precios permiten que el ingreso neto sea calculado por cada año de vida del proyecto.

$$\text{Ingreso Neto} = \text{Precio} \times \text{Producción.}$$

## **Deducciones del Ingreso Neto**

Todos los Levies al cual la producción neta será sujeta han sido cuidadosamente tomado dentro de cuentas y deducidas de los Ingresos Netos.



Para todos los proyectos, las leyes incluirán:

- ❖ Gastos de Capital
- ❖ Costos Operativos

Dependiendo del tipo de acuerdo y las provisiones financieras particulares de los acuerdos, es también necesario tomarlo dentro de las cuentas.

- ❖ Regalías
- ❖ Tazas, Impuestos
- ❖ Participación del Gobierno.

## 10. EL ROL DE LA TECNOLOGIA

La Industria del Petróleo hace extensivo el uso de la tecnología en todos los sectores.

En Particular, el sector de Upstream recae sobre manera en el uso de la tecnología durante la exploración, desarrollo y fases de la producción.

El Impacto de la tecnología de Petróleo Upstream ha sido muy importante desde el colapso del precio del petróleo en 1980.

Los Avances en la tecnología ha hecho esto posible para la industria Upstream para adaptarse durante periodos de una baja relativa de los precios y de una reducción de los gastos de capital.

La Exploración, desarrollo y fases de la Producción han sido significativamente impactados por estos avances tecnológicos.

Sin embargo, la tecnología se ha estado dirigiendo y direccionando a cada una de estas diferentes fases ver la Figura.

Fase	Duración (años)	Riesgo Geológico	Magnitud de la Inversión
Exploración	3-6	Muy alto	Alto
Evaluación	1-3	Moderado a Bajo	Alto
Desarrollo	3-7	Bajo	Muy Alto
Producción	15-30	Muy Bajo	Costos Operativos

Durante la Exploración y la Evaluación, el énfasis ha sido en el uso de la tecnología para reducir el riesgo geológico e incrementar el rate de éxito.

En el Desarrollo el enfoque usado para reducir el alto costo de la ubicación de un campo en producción.

Un registro reciente entre las compañías de petróleo y gas en los Estados Unidos considerando las tecnologías consideradas a ser mas beneficiadas en actividades de Upstream son mas efectivas en reducir los costos de exploración y Producción.

### **10.1. Desarrollo en tecnología de Evaluación y Exploración.**

Durante años recientes ha habido grandes avances en la tecnología de perforación y la Geofísica la cual ha servido para reducir el riesgo geológico durante las fases de exploración y Evaluación.

En Geofísica, la tecnología a adquirir, procesar, interpretar, almacenar y transmitir datos de sistema han ido mejorando diariamente.

En Perforación, la nueva tecnología permite que los pozos sean perforados a más bajo costo y una mayor precisión que antes.

Otro avance el cual ha servido para mejorar las fases de evaluación y exploración, es el desarrollo en la tecnología de información.

Los avances en la Tecnología de la información han conducido al desarrollo de sistemas capaces de habilitar los datos a ser analizados y poder manejarlos eficientemente.

Las Tecnologías han sido desarrolladas para permitir la detección directa del petróleo y el gas en la sub – superficie en la Perforación.

Muchos de los avances en la Tecnología han impactado en las fases de Evaluación, Exploración, Perforación, Desarrollo y Producción.

### **10.2 Desarrollo en la Tecnología de Desarrollo**

Los Avances en la Tecnología han permitido que los costos de Capital bajen durante la fase de Desarrollo.

Esto ha sido alcanzado principalmente para campos en desarrollo con pocos pozos.

La Aplicación de la Perforación Horizontal permite la producción de grandes áreas de reservorio en pocos pozos.

La Aplicación de la tecnología de pozos Horizontales resulta en un más alto rate de producción y más cortos tiempos de desarrollo del pozo.

Tradicionalmente. La exploración, el desarrollo y las fases de Producción del pozo ocurrieron subsecuentemente.

Pero ahora los avances en la Tecnología permiten que cada una de las fases tenga lugar concurrentemente o casi al mismo tiempo.

Así, la producción y la generación de ingresos pueden comenzar antes de que el pozo sea completado.

### **10.3 Desarrollo en la Tecnología de Producción.**

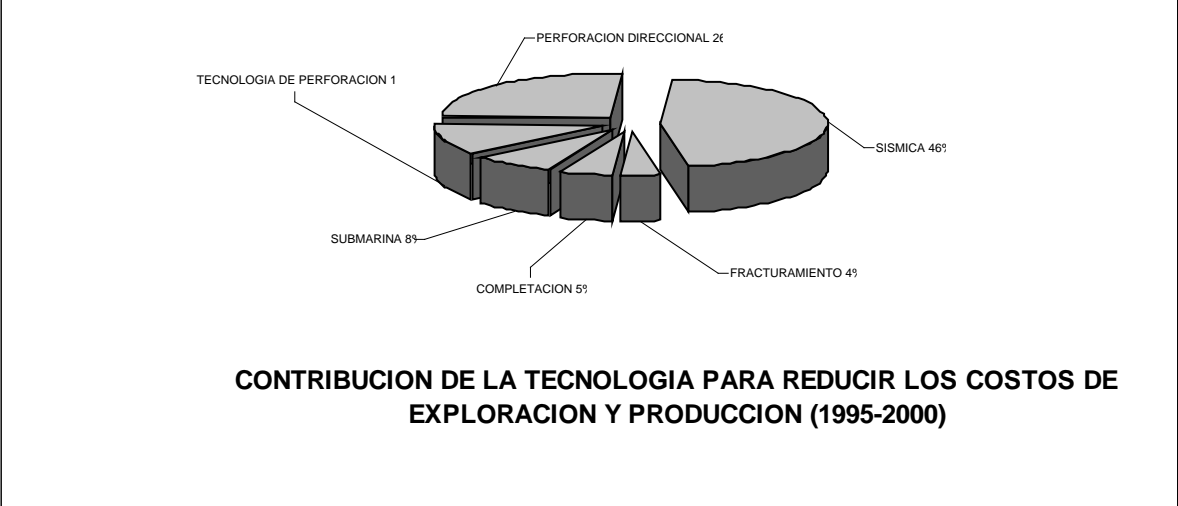
La nueva tecnología, ha sido enfocada en las actividades de Producción dentro del principal clamor de reducir costos, mejorando la seguridad y protegiendo el medio ambiente.

En reducir costos, el énfasis ha sido menor en reducir los gastos que en incrementar los volúmenes de producción en orden de disminuir los costos unitarios de producción.

La Nueva tecnología también permite que la vida del campo productor también se extienda incrementando los factores de recuperación y adicionando reservas.

Avances en sísmica han hecho posible monitorear la distribución de los fluidos durante la producción usando registros de lapso de tiempos.

Por otro lado permite que la industria de Upstream realice menos impacto medio ambiental y posea un mayor record de seguridad y por ende mejorando la imagen pública.



**10.4 Efectividad de la Tecnología**

Las Compañías de Petróleo y Gas gastan considerable recursos financieros en adquirir o usar tecnología y esta tecnología mejora su camino en la exploración, desarrollo y producción.

Sin embargo en la mayoría de los casos las expectativas técnicas y económicas del uso de la tecnología no son cubiertas.

Esto es debido a que la tecnología no es usada adecuadamente para las metas que se ha trazado.

El éxito de la tecnología es limitada para la mayoría de las personas debido a que esta no es usada adecuadamente.

Así algunos planes a ser usados con una tecnología particular deben incluir una tecnología estratégica de transferencia.

El incremento en el énfasis de la transferencia de la tecnología resultara en el incremento de la efectividad o productividad de la tecnología aplicada.

TECNOLOGIA	X	TRANSFERENCIA DE LA TECNOLOGIA	=	EFFECTIVIDAD DE EL ATECNOLOGIA
90%	X	30%	=	27%
80%	X	70%	=	56%

FIG. EFECTIVIDAD DE LA TECNOLOGIA

## **11. ANALISIS POST-MORTEM**

El análisis de Riesgo requiere que la organización o la empresa grabe la información detallada de la información de la Pre-Perforación sobre todos los disponible que tenga.

Cuando los prospectos son perforados y la información de los pozos llega a estar disponibles, los resultados deberían de ser comparados con las predicciones de la Pre-Perforación. En orden de que las compañías tengan una información más objetiva de los sucesivos prospectos.

Es con esto que una compañía puede aprender de sus errores. En Particular los resultados tienen que ser comunicados dentro de la organización y con la que ellos pueden usar para mejorar las futuras predicciones de Pre-perforación.

Estas aproximaciones conducen al desarrollo de una organización en Aprendizaje. La Verdad obtenida de esto en una organización es un incremento en la performance de la compañía en el tiempo.

En General, de los resultados de la industria disponibles, se puede obtener que las compañías muestren razonable exactitud con respecto a las predicciones de la probabilidad de éxito.

Sin embargo los resultados muestran menos exactitud con las predicciones de reservas, siendo estas sobre optimistas en la mayoría de los casos.

## 12. CONCLUSIONES

- Todo Proyecto y Negocio presenta riesgo, y está presente durante toda la vida del Proyecto.
- Desafortunadamente cuando hablamos de riesgo, le damos una connotación negativa (conducta), lo que no es cierto, es una falacia.
- Los gerentes, empresarios, y especialistas que evalúan negocios tienden a usar "Evaluación Plana" o simplista para tratar el riesgo y las condiciones inciertas.
- Es más fácil y cómodo pensar que el riesgo no existe, o reducir el problema a una "Contingencia".
- Es importante conocer los riesgos y sus consecuencias.
- Por riesgos, se entiende la existencia de escenarios con posibilidades de pérdida, la obtención de una rentabilidad por debajo de la esperada. De este modo es bastante habitual asociar el riesgo con variables de rentabilidad, en sus diferentes acepciones, de modo que habrá tantos tipos de riesgos como de rentabilidades. Los riesgos financieros se miden habitualmente en términos estadísticos por un factor equivalente a la varianza del rendimiento esperado.

### 13. BIBLIOGRAFIA

- Curso Evaluación de Plays y Prospectos, Dr. Kenneth Jones. Programa Anual de Carec, Diciembre 2003.
- Country Risk Análisis: A Probabilistic Approach, Amiel David. SPE 24229
- A Novel Approach to Exploration Risk Analysis, R.J.R. Cains, Hardy Oil & Gas pic. SPE 23163
- Practical Implementation of Risk Analysis. R.M. Patterson. And S.F. Grittner, Arco E&P Technology. SPE 27857.
- Statfjord Field: Risk Analysis. G. Pattersen and M. Nygaard. SPE 23287.
- Análisis de riesgos, *Enciclopedia Microsoft® Encarta*. Microsoft Corporation.
- Manual de Operaciones Signa Engineering Corp. 1998.
- Artículo - La Administración de Riesgos, Juan Pablo Zorrilla Salgado