

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

*" OPTIMIZACION DE UN MODELO DE SIMULACION ESTOCASTICA
PARA LA EVALUACION REGIONAL DE RECURSOS PETROLEROS "*

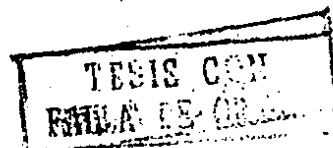
J. GUADALUPE GALICIA BARRIOS

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA
(EXPLORACION)

CIUDAD UNIVERSITARIA
1989





UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

R E S U M E N

El tratamiento de las variables estocásticas de uso en el modelo de simulación para la evaluación regional de recursos petroleros (RASPE) es perfectible a través de un adecuado manejo de la Técnica Delphi en lo relativo a la evaluación de los atributos del *play* y de los prospectos, por tal efecto este trabajo pretende dar un óptimo tratamiento a las variables de entrada al sistema, atendiendo las relaciones genéticas de los hidrocarburos, a la vez que incorpora un cálculo externo de probabilidades geométricas a partir de patrones rectangulares. Todo lo anterior con el objetivo de caracterizar el riesgo geológico y en consecuencia ofrecer un pronóstico realista de la capacidad petrolífera de una región que permita una mejor planeación financiera de la prospección.

Se presenta una ejecución del modelo aplicada a la porción NNE del área San José de las Rusias, en la que se evalúa una unidad de análisis correspondiente al Kimmeridgiano, cuyos resultados se dan en forma de distribuciones de probabilidad a partir de las cuales es posible hacer predicciones sobre las expectativas de éxito en el área.

C O N T E N I D O

RESUMEN

CAPITULO I. - INTRODUCCION

- I.1. -Objetivo
- I.2. -Antecedentes
- I.3. -Definición del Play

CAPITULO II. - LA PROBABILIDAD COMO HERRAMIENTA EXPLORATORIA

- II.1. -Definiciones Básicas
- II.2. -Leyes de la Probabilidad
- II.3. -Distribuciones Específicas
- II.4. -Teorema de Bayes
- II.5. -Probabilidad Geométrica
- II.6. -Simulación Montecarlo

CAPITULO III. -METODOS BASICOS DE EVALUACION DE RECURSOS PETROLEROS NO DESCUBIERTOS

- III.1. -Analogía Geológica
- III.2. -Técnica Delphi
- III.3. -Producción Areal y Volumétrica
- III.4. -Tamaño y Número de Campos
- III.5. -Balance de Material Geoquímico
- III.6. -Extrapolación del Índice de Descubrimientos
- III.7. -Metodos Integrados

CAPITULO IV. - DESCRIPCION DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA EVALUACION REGIONAL DE RECURSOS PETROLEROS (CRASP)

- IV.1. -Generalidades
- IV.2. -Funcionamiento del Modelo
- IV.3. -Resultados
- IV.4. -Bases de Datos
- IV.5. -Limitaciones

CAPITULO V. - FORMULACION PROBABILISTICA

V.1. -Definición de Variables

V.2. -Distribución condicional de Tamaños de Campo

V.3. -Distribución del Número Esperado de Campos

V.4. -Distribución del Potencial del Play

V.5. -Distribución del r-ésimo Tamaño de Campo más Grande

CAPITULO VI. - OPTIMIZACION DEL TRATAMIENTO DE VARIABLES

VI.1. -La Técnica Delphi

VI.2. -Evaluación de Atributos

VI.3. -Patrones Alternativos para el Cálculo
de Probabilidades Geométricas

CAPITULO VII. - APLICACION : Area San José de las Rusias, Tamps.

VII.1. -Consenso Geológico

VII.2. -Ejecución del Modelo

VII.3. -Resultados

CONCLUSIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

CAPITULO I .- I N T R O D U C C I O N

I.1.- OBJETIVO

El presente trabajo tiene el propósito de introducir mejoras al tratamiento de las variables aleatorias de orden geológico que intervienen en los modelos mecanizados que simulan, a través de la metodología denominada *Análisis del Play*, la búsqueda de aceite y/o gas en una región.

Tales mejoras pretenden lograr una correcta aplicación de las técnicas de estimación en grupo bajo el método Delphi; un análisis integral y sistemático de los factores involucrados en el proceso de formación y acumulación del petróleo, atendiendo sus relaciones genéticas y su desarrollo en tiempo y espacio como solución para la evaluación realista de los atributos geopetroleros de uso en modelos de simulación; y la incorporación de patrones alternativos para el cálculo de probabilidades geométricas.

La finalidad de proponer un manejo adecuado de las variables que retroalimentan a los modelos de simulación, obedece a la necesidad de obtener pronósticos de la capacidad petrolífera de una provincia basados en la realidad, pero fundamentalmente obedece a la necesidad de caracterizar el *riesgo geológico*, expresado en valores de probabilidad como un indicador de las condiciones favorables o inconvenientes para la inversión en una región.

La simulación estocástica bien utilizada, al establecer un riesgo geológico cuantificado, se sitúa como un importante eslabón en la cadena de disciplinas exploratorias, con la ventaja de que no representa erogaciones mayores y constituye esencialmente un apoyo para la toma de decisiones en lo relativo a la planeación financiera de la exploración petrolera.

I.2. - ANTECEDENTES

El modelo propuesto en 1958 por Arps y Roberts marca el inicio de los enfoques estadísticos y probabilísticos a la prospección petrolera.

Arps y Roberts (1958) proponen que (1) la probabilidad de que un pozo exploratorio sea productor en un yacimiento particular con un área proyectada A, es igual a la relación de A por una constante 'c' que representa la 'eficiencia de exploración' del área total evaluada T; y (2) cada descubrimiento es un muestreo sin reemplazo, es decir, cada descubrimiento sucesivo elimina un yacimiento de la población inicial de yacimientos, lo cual obviamente va debilitando la probabilidad de tener nuevos descubrimientos.

El tratamiento esencialmente estocástico dado a la exploración petrolera tuvo una expansión significativa a partir de los años sesenta con los trabajos de Brown (1962), Kaufman (1963), y Smith (1968), entre otros.

Brown (1962), expone una ecuación de probabilidad para la 'búsqueda ciega' de objetivos lineales en un área de influencia lineal o 'faja', a la vez que desarrolla una ecuación que relaciona estocásticamente los problemas geológicos y las decisiones económicas.

Kaufman (1963), formuló técnicas estadísticas avanzadas para la predicción del potencial petrolero a través de la simulación Montecarlo, y aplicó aspectos de la teoría de las decisiones, enfatizando la relevancia administrativa en la exploración.

Smith (1968), planteó un sistema para 'perforar matemáticamente' a través de la Simulación Montecarlo, y destaca que el riesgo y la incertidumbre, asociados a la prospección de reservas pueden ser incorporados a una modelación matemática.

Uhler y Bradley (1970), presentan un trabajo según el cual la existencia espacial de yacimientos puede ser representada por un proceso de Poisson en el que los tamaños de receptáculos individuales están lognormalmente distribuidos. Igualmente

expresan que las reservas totales de petróleo se presentan en una unidad de espacio de tamaño arbitrario dentro de una región, que puede estar representada como una suma de variables aleatorias lognormales, donde el número en la suma está determinado por un proceso de Poisson.

Miller et.al.(1975), exponen evaluaciones de aceite y gas no descubierto recuperable en los Estados Unidos, basándose en datos de geología petrolera, extrapolación histórica, índice de descubrimientos, y análisis estructural, proporcionando diferentes niveles de probabilidad a partir de la aplicación de la técnica Delphi.

Bois (1975), introdujo el primer esbozo del concepto de *play*, al que denominó 'zona de petróleo' definiéndolo como un 'volumen sedimentario que contiene acumulaciones que muestran características comunes'. Bois sostiene que el potencial de tales zonas puede ser evaluado por comparaciones con otras zonas productoras, inaugurando de hecho el método de analogía geológica en el análisis estadístico.

Bishop et.al. (1983), presentan conceptos sobre la evaluación de acumulaciones petrolíferas enfatizando el factor genético, y proponen que el volumen y la composición de los hidrocarburos atrapados son eventos temporales controlados por la interacción del volumen de la trampa y de los volúmenes de aceite y gas, los cuales cambian en función del tiempo. Por lo anterior, tanto el volumen como el tipo de hidrocarburos atrapados representan el efecto de la cantidad de kerógeno, del tipo y madurez de la materia orgánica, de la eficiencia de migración, crecimiento de la trampa, y de la posibilidad de que el gas libre pueda desplazar líquidos atrapados.

Para Bishop et.al.(1983), los procedimientos que conducen a la evaluación son: (1) calcular las cantidades de aceite y gas cedidas por la roca generadora dentro de un área de drenaje; (2) estimar la pérdida de gas por disolución o difusión; (3) estimar el volumen de la trampa; y (4) Comparar el volumen de hidrocarburos con el volumen de la trampa para encontrar el volumen límite.

Crovelli (1984), determina una distribución de probabilidad y sus propiedades para la 'cantidad de recursos' de una provincia geológica o cuenca. A partir de esta distribución se obtienen estimaciones puntuales o de intervalo de la cantidad de recursos no descubiertos. Crovelli establece estas distribuciones y sus propiedades para (1) aceite y gas no asociado a partir de la estimación de la probabilidad de que la acumulación está presente, y de la distribución de probabilidad condicional de la cantidad de recursos dado que están presentes; (2) gas asociado disuelto; (3) gas total; y (4) aceite y gas total.

1.3. - DEFINICION DEL PLAY¹

La evaluación cuantitativa de recursos petroleros se conforma de distintos métodos, uno de los cuales es el llamado método de análisis del *play*, que se incluye dentro del grupo de 'métodos integrados', que a su vez forma parte de la clasificación compilada por Miller (1986).

La importancia del análisis del *play* se destaca en virtud de que tiene una función esencial en los modelos de simulación más desarrollados.

El *Play*, (como se denominará a lo largo de este escrito), es una entidad geológica que puede consistir de uno o varios horizontes estratigráficos integrados en una *unidad geológica de análisis*.

Definido de otra forma, el *play* es la unidad básica para la evaluación de recursos no descubiertos y consiste de un grupo de prospectos o campos potenciales que tienen características geológicas comunes entre sí, y que conforman un grupo areal. (Baker et. al. 1984).

¹ el vocablo 'play' se utiliza en este trabajo como un tecnicismo ante la inexistencia de un giro interpretativo adecuado en la traducción que exprese el concepto exacto para la terminología exploratoria.

Un *play* en el sentido estricto, es según Miller (1982), 'una unidad de planeación significativamente práctica, alrededor de la cual se puede diseñar un programa integral de exploración'. En la práctica muchos autores conciben al *play* como una unidad estratigráfica más que como un grupo de prospectos, incluso se ha acuñado el término *megaplay* como una gran secuencia estratigráfica que puede ser productiva en algunos tipos básicos de trampa.

El análisis del *play* trabaja con tres categorías de atributos (*play*, prospecto, y receptáculo) cuyas probabilidades son introducidas a un modelo mecanizado de simulación el cual genera distribuciones sobre las que es posible hacer predicciones sobre el potencial de recursos de aceite y/o gas *in situ* en una provincia en términos de volúmenes potencialmente producibles.

CAPITULO II .- LA PROBABILIDAD COMO HERRAMIENTA EXPLORATORIA

El esquema de planificación de la prospección petrolera involucra elementos de riesgo e incertidumbre, debido básicamente a que tanto la existencia como la distribución de acumulaciones petrolíferas en el subsuelo son fenómenos aleatorios por naturaleza, (Harbaugh et. al. 1977).

Aunque ciertamente, las circunstancias que conducen a la generación de hidrocarburos son teóricamente concebibles, no dejan de ser el resultado de los caprichos del medio depositacional y sus características bioquímicas; asimismo la migración de hidrocarburos y la creación de trampas son gobernadas por procesos que no pueden ser tratados en forma determinística; la existencia de trampas no se puede establecer con absoluta certeza; de la misma forma, todos los eventos relacionados con la existencia o localización de yacimientos petrolíferos parecen desafiar las predicciones lógicas; tales contingencias ratifican la afirmación de que la exploración petrolera es de naturaleza probabilística.

La probabilidad es una declaración numérica de la posibilidad de que un evento ocurra, y convencionalmente se expresa en porcentajes o en una escala que va del 'cero' (imposibilidad absoluta), a 'uno' (certeza absoluta).

En la exploración petrolera la proporción de éxitos y fracasos se convierte en una estimación de la probabilidad de éxito en experimentos similares por medio de la llamada 'relación de éxitos', que es un estado de la probabilidad de obtener éxito en un cierto tipo de experimento, en base a un registro del comportamiento del fenómeno aleatorio en cuestión; de ese modo, la probabilidad se determina empíricamente, por observación de las frecuencias relativas de existencia de un evento (como el descubrimiento de un campo) en una larga serie de eventos (la perforación de pozos exploratorios), Harbaugh et. al. (1977).

Al tratarse fenómenos aleatorios naturales donde la información es muchas veces inferida o indirecta, la probabilidad no siempre puede estimarse en términos de

frecuencias relativas, ni en términos de probabilidad clásica, por lo que, en la mayoría de las veces, el uso de la probabilidad en la prospección petrolera se hace de una manera más subjetiva que formal.

II.1.- DEFINICIONES BASICAS

Se describirán a continuación algunos principios fundamentales de la teoría probabilística y su relación con el proceso exploratorio.

Espacio Muestral.- El espacio muestral es un conjunto o lista de todos los eventos que pueden ocurrir en un experimento, fenómeno azaroso, o en una decisión bajo incertidumbre; el espacio muestral algunas veces es llamado 'población'. Un espacio muestral puede ser finito o infinito según el número de resultados en el conjunto o lista.

Existen varias formas de definir un espacio muestral en exploración petrolera, dependiendo del análisis específico que se esté realizando. Por ejemplo: todos los posibles valores de reservas recuperables en una estructura, el número de pozos productores en un campo, etc.

Evento.- Un evento se define como un subconjunto del espacio muestral. Un evento (o resultado) puede contener cero, uno, dos o más elementos del espacio muestral. Se dice que un evento ha ocurrido, si el resultado del experimento está incluido en el subconjunto definido como el evento.

En exploración petrolera puede definirse un evento cuando, por ejemplo, se descubran 'al menos' 100 millones de barriles como reservas en una nueva estructura; o se descubran 10 estructuras productivas en una cuenca, etc.. Por lo que respecta a la definición de probabilidad existen tres definiciones principales que son: probabilidad empírica, probabilidad clásica, y probabilidad subjetiva.

Probabilidad Empírica.- También llamada probabilidad 'estadística', o probabilidad en términos de frecuencia relativa; esta definición sostiene que la probabilidad de que

un evento ocurra es la relación del número de veces que un evento ha ocurrido entre el número total de veces que se ha efectuado el experimento. Esta definición se aplica a un espacio muestral finito en el cual todos los elementos del espacio muestral son igualmente probables de ocurrir.

Probabilidad Clásica.- También llamada probabilidad objetiva, es una medida del grado al cual una evidencia confirma una hipótesis dada. Esta medida se determina por lógica puramente objetiva, lo cual significa que no está sesgada por la opinión humana. Al suponer hipotéticamente que un estructura contiene aceite, es obligado buscar una evidencia que apoye tal hipótesis, a base de correlacionar estratos, comparar estructuras cercanas, etc., esto es, por lógica puramente objetiva, se determina el grado en que la evidencia apoya a la hipótesis de que 'la estructura contiene aceite'.

Probabilidad Subjetiva.- Es una opinión estrictamente personal del grado de convicción de la probabilidad de que un evento ocurra. Esta forma de evaluar la probabilidad se usa cuando los datos estadísticos del pasado no están disponibles y/o cuando los datos disponibles son de naturaleza indirecta, como es el frecuente caso en prospección petrolera. La probabilidad subjetiva es un cálculo afectado por el factor emocional del individuo por lo que es muy vulnerable al sesgo, de tal manera que solamente personas expertas pueden emitir más confiablemente este tipo de evaluación probabilística.

II.2. - LEYES DE LA PROBABILIDAD

Eventos mutuamente excluyentes.- Una serie de eventos son mutuamente excluyentes si la ocurrencia de alguno de ellos excluye la ocurrencia del resto de eventos. Característicamente los eventos mutuamente excluyentes no tienen puntos en común en el espacio muestral.

Eventos Independientes.- Dos o más eventos son independientes si el acontecimiento de alguno no afecta a los demás eventos.

Muestreo con reemplazo.- Cuando en un fenómeno o experimento en el que una muestra (o resultado) observada es reincorporada

nuevamente al espacio muestral antes del siguiente ensayo, se dice que se ha hecho un muestreo con reemplazo; esto implica que los ensayos sucesivos son eventos independientes y que además, la probabilidad de un evento en ensayos sucesivos es invariante en el tiempo, ya que el espacio muestral es constante para cada ensayo.

Muestreo sin reemplazo. - Cuando en un experimento se extrae una muestra y no se reincorpora al espacio muestral antes del siguiente ensayo, se dice que se ha hecho un muestreo sin reemplazo; esto implica que los ensayos sucesivos son eventos dependientes y que la probabilidad varía después de cada ensayo en virtud de que el espacio muestral no es constante.

Otros conceptos básicos de la teoría de la probabilidad pueden revisarse desde la perspectiva exploratoria, de la siguiente forma:

Se ha visto que si dos eventos son los posibles resultados de un experimento y no pueden ocurrir simultáneamente, son mutuamente excluyentes; así, la perforación de un pozo exploratorio es un experimento y sus resultados posibles son: 'seco' o 'productor'. Por tanto sus resultados son mutuamente excluyentes.

La probabilidad de que un evento u otro ocurran, es la suma de sus probabilidades individuales:

$$P(\text{prod. o seco}) = P(\text{prod.}) + P(\text{seco})$$

Esta es la regla
aditiva de la
probabilidad.

Si dos eventos no son mutuamente excluyentes, pero son independientes, la probabilidad de que ambos sucedan simultáneamente es el producto de sus probabilidades de acaecer; por ejemplo, supóngase que $P(\text{ant})$ es la probabilidad de que un pozo exploratorio penetre una estructura anticlinal, y $P(\text{are})$ es la probabilidad de que una formación encontrada sea arenisca. Luego entonces la probabilidad de

que un pozo encuentre un anticlinal y una arenisca es:

$P(\text{ant y are}) = P(\text{ant}) \times P(\text{are})$ Que es la regla multiplicativa de la probabilidad

Si el acontecimiento de dos eventos es dependiente en algún grado, su probabilidad de ocurrir es condicional. Si $P(\text{prod})$ es la probabilidad de un pozo productor y $P(\text{ant})$ es la probabilidad de penetrar un anticlinal, entonces $P(\text{prod y ant}) \neq P(\text{prod}) \times P(\text{ant})$; por lo tanto, la probabilidad condicional de que el pozo sea productor, dado que se ha perforado en un anticlinal, se denota por:

$P(\text{prod} / \text{ant})$, y se define por la relación:

$$P(\text{prod} / \text{ant}) = \frac{P(\text{prod y ant})}{P(\text{ant})}$$

Distribución de probabilidad.- Las técnicas de simulación están basadas en la descripción de los parámetros inciertos del análisis de prospectos por medio de distribuciones. Las distribuciones representan gráficamente toda la gama de valores que una variable aleatoria puede tomar.

El entendimiento completo del concepto de distribución de probabilidad requiere las siguientes definiciones:

Variable Aleatoria.- Es una variable o parámetro que puede tener más de un valor posible, y característicamente, sus valores no pueden pronosticarse en el momento de la toma de decisiones.

En general las distribuciones de probabilidad pueden ser discretas o continuas, dependiendo de la naturaleza de la variable aleatoria. Tanto las distribuciones de frecuencia relativa (histogramas), como las de frecuencia acumulada son de uso común en exploración porque se obtienen de los datos

estadísticos, y porque en el caso de las distribuciones de frecuencia acumulada, cuando se aplican métodos de simulación es necesario convertir las distribuciones de valores posibles para cada variable aleatoria a su forma de frecuencia acumulada equivalente.

II.3. - DISTRIBUCIONES ESPECIFICAS

En el análisis del riesgo en exploración petrolera algunas formas especiales de distribución son de uso frecuente.

A falta de un mínimo aceptable de datos estadísticos, el criterio de exploradores expertos puede representar un buen sustituto para proporcionar las muestras que requieren los métodos estadísticos. (Newendorp, 1975).

Afortunadamente existen distribuciones que tienen parámetros que facilitan el manejo subjetivo en modelos estocásticos, algunas de las cuales se citan a continuación:

Distribución Uniforme.

La distribución uniforme describe una variable que tiene valores igualmente probables entre un mínimo y un máximo especificado (fig. no. 1). La función densidad de probabilidad, $f(x)$, y la función de distribución acumulativa, $F(x)$, para una variable aleatoria continua X , uniformemente distribuida sobre el intervalo x_1 a x_2 , está dada por:

$$f(x) = \frac{1}{(x_2 - x_1)} \quad , \quad x_1 \leq x \leq x_2 \quad \text{-----}(1)$$

$$F(x) = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \quad , \quad x_1 \leq x \leq x_2 \quad \text{-----}(2)$$

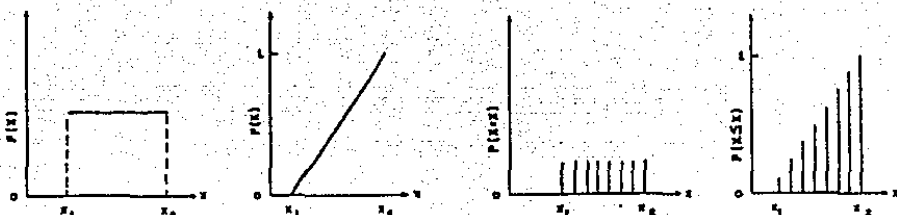


Fig. no. 1. - Función densidad de probabilidad y función de distribución acumulativa para (a) una v.a. discretamente distribuida, (b) una v.a. uniformemente distribuida. (Nevedorp, 1973).

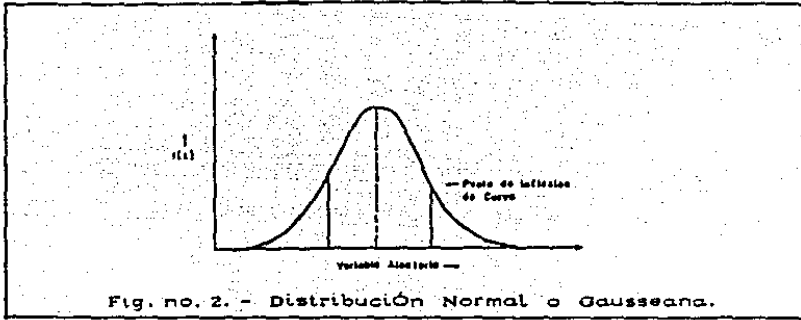
En su forma discreta, la distribución uniforme tiene una función de probabilidad $P\{X = x\}$, y una función de probabilidad acumulativa $P\{X \leq x\}$, que se representa por:

$$P\{X = x\} = \frac{1}{x_2 - x_1 + 1}, \quad x = x_1, x_1 + 1, x_1 + 2, \dots, x_2, \quad \text{---(3)}$$

$$P\{X \leq x\} = \frac{x - x_1 + 1}{x_2 - x_1 + 1}, \quad x = x_1, x_1 + 1, \dots, x_2, \quad \dots \text{---(4)}$$

Distribución Normal

Es una distribución de probabilidad continua que tiene una forma simétrica similar a una campana (fig. no. 2). Esta distribución también recibe el nombre de 'distribución Gaussiana', en honor al matemático alemán K.F. Gauss (1777-1855), quien desarrolló las bases matemáticas de esta distribución.



Algunos ejemplos de variables aleatorias que pueden ser representadas por distribución normal son : porosidad en núcleos, porcentaje de abundancia de minerales en una roca, y porcentaje de óxidos u otros elementos químicos en las rocas, (Newendorp, 1975).

Algunas características específicas de la distribución normal incluyen:

- i).- La distribución está definida única y completamente por los parámetros univaluados μ y σ .
- ii).- La moda, la mediana y la media coinciden en la misma posición.
- iii).- La curva de la distribución es simétrica, y los puntos de inflexión ocurren en valores de la variable aleatoria que corresponden a $\mu + \sigma$ y $\mu - \sigma$.
- iv).- Los límites teóricos de toda distribución normal son $-\infty$ y $+\infty$, no obstante en la práctica, la distribución de los valores se trunca a 4 ó 5 desviaciones estándar ($\mu \pm 4\sigma$ ó $\mu \pm 5\sigma$), sobre la base de que fuera de tales valores, las probabilidades de la variable aleatoria son infinitesimalmente pequeñas.
- v).- La gráfica de la frecuencia acumulativa de una distribución normal, cuando se construye en un papel gráfico especial llamado papel de probabilidad normal tiene la forma de una línea recta. (Fig.No. 3).
- vi).- Además de los métodos usuales para leer probabilidades en una distribución normal (leyendo probabilidades en la curva de frecuencia acumulativa,

integrando la función densidad de probabilidad, etc.), es posible leer 'áreas bajo la curva' utilizando una tabla especial que corresponde a una distribución normal estándar. Para usar esta técnica se debe calcular el valor de una variable estandarizada 't' adimensional dada por:

$$t = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad \text{-----(5)}$$

donde x es el valor específico de la variable aleatoria en cuestión, μ y σ son la media y la desviación estándar respectivamente de la distribución normal.

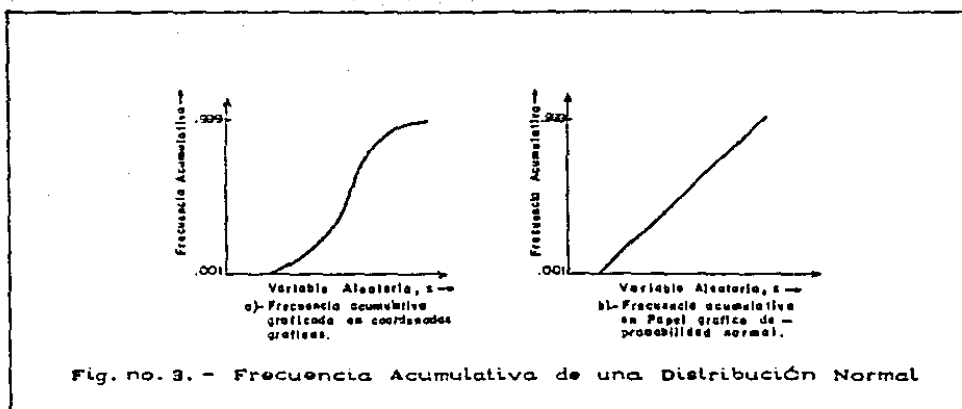
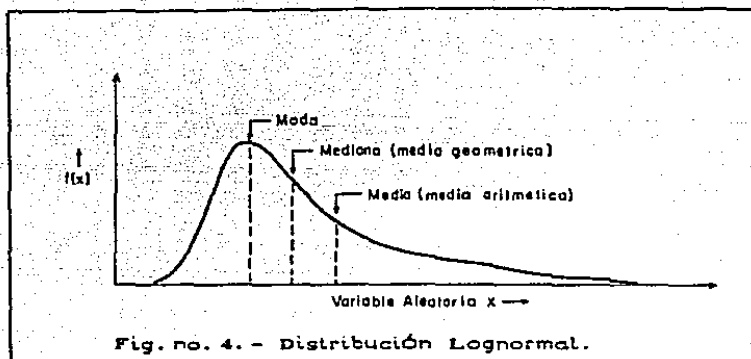


Fig. no. 3. - Frecuencia Acumulativa de una Distribución Normal

Distribución Lognormal

La distribución lognormal es una distribución de probabilidad continua que tiene similitud con la distribución normal, excepto que está desviada en uno de sus flancos, (fig. no. 4). La distribución puede estar desviada a la izquierda o a la derecha.

La distribución lognormal desviada en el sentido de la figura No.4, describe una variable aleatoria que tiene una probabilidad pequeña para valores numéricos grandes, y una probabilidad grande para valores numéricos pequeños de la variable.



Algunos ejemplos de variables aleatorias que pueden ser representadas por esta distribución incluyen: Permeabilidad en núcleos, espesores de formación, recuperación de aceite en una formación productora, y reservas por campo en una cuenca sedimentaria. (Newendorp, 1975).

Las características específicas de la distribución lognormal son:

- i).- La distribución se define única y completamente por los parámetros univaluados μ y σ .
- ii).- Si una variable aleatoria X está lognormalmente distribuida, los logaritmos de los valores numéricos de X están normalmente distribuidos. Esto es, si se efectúa la transformación $y = \ln x$, donde x es una variable aleatoria lognormalmente distribuida, la distribución de la variable transformada y , estará normalmente distribuida.
- iii).- Los límites teóricos de una distribución lognormal son $\pm \infty$. Sin embargo, en la práctica la distribución se trunca en valores donde la curva es cercanamente asintótica con la abscisa.
- iv).- Cuando la gráfica de la frecuencia acumulativa de la distribución lognormal se construye sobre un papel especial llamado, papel gráfico de probabilidad lognormal, o papel logprobabilístico, la gráfica se despliega como una línea recta. (fig. no. 5). En esta gráfica, la media y la

desviación estándar no pueden leerse directamente, en tal caso un error asumir al percentil 50 como la media, puesto que por definición el percentil 50 es la mediana, por lo cual se establece que en una distribución lognormal la media y la mediana no coinciden.

v).- Para calcular μ y σ de una variable lognormalmente distribuida se hace uso de las siguientes expresiones:

$$\mu_x = e^{\mu_y + \frac{1}{2} \sigma_y^2} \text{-----}(6)$$

$$\sigma_x^2 = \mu_x^2 (e^{\sigma_y^2} - 1) \text{-----}(7)$$

Donde μ_x , σ_x son parámetros univaluados de una variable X, lognormalmente distribuida; μ_y , σ_y son los parámetros univaluados de la variable transformada $y = \ln x$. Los valores numéricos de μ_y y σ_y son los logaritmos de los valores leídos de una gráfica de probabilidad lognormal de frecuencia acumulativa.

vi).- El significado de la desviación estándar de una distribución lognormal es igual al de cualquier otro tipo de distribución, mientras más grande sea el valor de σ , más grande es la dispersión de la variable. La aplicación más común de la distribución lognormal en análisis de riesgo exploratorio, es la descripción de datos de reservas, datos de recuperación de reservas (en barriles por unidad de área), y datos de espesor de de formaciones.

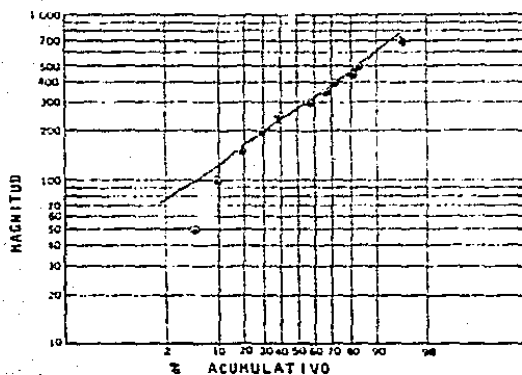


Fig. no. 5. - Frecuencia Acumulativa Graficada en papel logprobabilístico.

DISTRIBUCION BINOMIAL

La distribución binomial es una distribución de probabilidad discreta que describe las probabilidades de un número dado de resultados en número especificado de eventos. En el contexto exploratorio esta distribución se emplea bajo ciertas condiciones, para calcular las probabilidades de un número dado de descubrimientos en un programa de perforación múltiple. Los fenómenos estocásticos de este tipo se conocen como *procesos o ensayos de Bernoulli*. La ecuación de probabilidad binomial es un caso especial del proceso general de Bernoulli, en el cual sólo dos resultados pueden ocurrir en un ensayo dado. Los resultados podrían ser: éxito o fracaso, pozo seco o pozo productor, etc.. Los parámetros que se precisan para una distribución binomial son: n , que es el número total de eventos; p , que es la probabilidad de éxito en un evento dado; y la variable aleatoria x , que es el número de éxitos en n eventos.

Desde la perspectiva exploratoria, a partir de p (probabilidad de que un pozo exploratorio descubra hidrocarburos) el modelo binomial se desarrolla bajo los siguientes pasos:

1. - La probabilidad de que un pozo resulte productor es p .
2. - La probabilidad de que un pozo resulte seco es $1-p$.
3. - La probabilidad de que n pozos sucesivos resulten secos es:

$$P = (1-p)^n$$
4. - La probabilidad de que el n -ésimo pozo perforado resulte productor pero los anteriores $(n-1)$ pozos resulten secos es:

$$P = (1-p)^{n-1}(p)$$
5. - La probabilidad de tener un pozo productor en una serie de n pozos exploratorios es: $P = n (1-p)^{n-1} (p)$; puesto que el descubrimiento puede ocurrir en cualquiera de los n pozos.
6. - La probabilidad de que $(n-x)$ pozos resulten secos, seguidos de x descubrimientos es: $P = (1-p)^{n-x} (p)^x$
7. - Los $(n-x)$ pozos secos y los x descubrimientos pueden arreglarse en combinaciones de n en x , de tal manera que existen

$\frac{n!}{(n-x)! x!}$ formas diferentes que se denotan por $\binom{n}{x}$.

Con lo anterior, la probabilidad de que x descubrimientos se realicen en un programa de perforación de n pozos exploratorios es:

$$P = \frac{n!}{(n-x)! x!} (1-p)^{n-x} (p)^x \quad \text{-----}(8)$$

Luego entonces la ecuación de probabilidad binomial es:

$$\text{Prob. binomial de } x \text{ éxitos en } n \text{ eventos} = \binom{n}{x} (p)^x (1-p)^{n-x}$$

La asignación de la probabilidad p puede efectuarse a través de una relación de éxitos, si ésta no estuviera disponible, se deberán hacer cálculos de probabilidad subjetiva apoyados en la opinión de expertos.

La ecuación binomial describe modelos estocásticos que tienen

tres características importantes:

- 1.- Sólo pueden acontecer dos resultados.
- 2.- Cada ensayo es un evento independiente.
- 3.- La probabilidad de cada resultado permanece constante en ensayos repetidos.

II. 4.- TEOREMA DE BAYES

Los trabajos de exploración petrolera pueden servirse del análisis Bayesiano para sus pronósticos cuantitativos. El análisis Bayesiano está basado en el teorema desarrollado en el siglo XVIII por Thomas Bayes (1702-1761). El teorema propone una base matemática para relacionar el grado al cual una observación (o nueva información) confirma una hipótesis. El trabajo matemático de Bayes, incluyendo el teorema, fue publicado en 1763. Más tarde, en 1774, el teorema fue probado independientemente por Pierre-Simon Laplace (1749-1827).

El teorema se deriva a partir de los axiomas básicos de la probabilidad, pero en este trabajo será tratado sólo en su forma final, que es:

Sean E_1, E_2, \dots, E_n . eventos mutuamente excluyentes y sea B un evento para el cual se conoce la probabilidad condicional de B dado E_i , $P(B/E_i)$, y también las probabilidades observadas de E_i , $P(E_i)$.

La probabilidad condicional $P(E_i/B)$ de cualquier evento E_i dado B se expresa por la siguiente ecuación:

$$P(E_i/B) = \frac{P(B/E_i) P(E_i)}{\sum_{i=1}^n P(B/E_i) P(E_i)} \quad \text{-----(9)}$$

Como ejemplo, supóngase que se tienen 12 anomalías sísmicas de

aproximadamente igual extensión areal, pero no se sabe cuantas contienen hidrocarburos. Cualquier anomalía podría contener aceite o ser estéril, de tal forma que podrían ser 0,1,2, ... ,12 las anomalías productivas; de aquí que se puedan inferir bajo juicios subjetivos, varios estados de la naturaleza entre los que, para este ejemplo, se han elegido los siguientes:

$$E_1 = \begin{cases} 7 \text{ anomalías sin hc.} \\ 5 \text{ anomalías con hc.} \end{cases}$$

$$E_2 = \begin{cases} 9 \text{ anomalías sin hc.} \\ 3 \text{ anomalías con hc.} \end{cases}$$

Suponiendo ahora que, basándose en comparaciones geológicas con áreas cercanas que han sido extensamente perforadas, se establece un riesgo igual a:

$$P(E_1) = 0.33 \quad \text{y} \quad P(E_2) = 0.67$$

donde el estado $P(E_2)$ es dos veces más probable que $P(E_1)$.

El propósito fundamental del análisis Bayesiano es tratar de usar las evidencias, o la nueva información para identificar una distribución actual. Ahora, suponiendo que se ha perforado un pozo exploratorio sobre una anomalía sísmica y resulta seco; surge entonces la cuestión de cómo usar esa nueva información para revisar las estimaciones originales de la probabilidad de cada estado hipotético. Hasta este punto se cuenta con la siguiente información:

- 1).- Definición de dos posibles estados de la naturaleza E_1 y E_2 .
- 2).- Riesgo estimado original $P(E_1) = 0.33$ y $P(E_2) = 0.67$
- 3).- Resultado del primer pozo perforado (pozo seco), evento al que se le llamará 'evento B'.

El siguiente paso es calcular las probabilidades condicionales bajo la influencia del evento B, dados los estados de la naturaleza, esto es, $P(B/E_i)$. La probabilidad de que la primera anomalía resulte seca si E_1 es el verdadero estado de la naturaleza, es:

$$P(B/E_1) = \frac{7}{12} = 0.58$$

La probabilidad de que la primera anomalía resulte seca, si E_2 es el verdadero estado de la naturaleza es:

$$P(B/E_2) = \frac{9}{12} = 0.75$$

Con lo anterior se tienen todos los términos necesarios para resolver el teorema de Bayes. Entonces la probabilidad *revisada* de que E_1 es el verdadero estado, dada la evidencia de un pozo seco, es:

$$P(E_1/B) = \frac{P(B/E_1) P(E_1)}{[P(B/E_1) P(E_1) + P(B/E_2) P(E_2)]}$$

$$P(E_1/B) = \frac{(0.58) (0.33)}{[(0.58) (0.33) + (0.75) (0.67)]} = 0.28$$

Y la probabilidad *revisada* de que E_2 es el verdadero estado de la naturaleza dada la evidencia de un pozo seco, es:

$$PCE_2/B) = \frac{P(CB/E_2) P(E_2)}{[P(CB/E_1) P(E_1) + P(CB/E_2) P(E_2)]}$$

$$PCE_2/B) = \frac{(0.75) (0.67)}{[(0.58) (0.33) + (0.75) (0.67)]} = 0.72$$

Los argumentos para aplicar el teorema en situaciones prácticas se basan en juicios subjetivos, que deben estar debidamente respaldados por la experiencia pues muchos teóricos de la probabilidad no reconocen el concepto de probabilidad subjetiva, y lo colocan en la categoría de 'adivinanzas'.

II.5. - PROBABILIDAD GEOMETRICA

Una de las metodologías exploratorias más importantes de uso en el ámbito probabilístico son los llamados 'patrones sistemáticos de búsqueda', siendo la probabilidad geométrica uno de los más útiles procedimientos que tales patrones sistemáticos agrupan.

La probabilidad geométrica trata de determinar bajo consideraciones geométricas, la probabilidad de detectar un 'blanco', es decir un objetivo, a partir de la búsqueda a lo largo de un conjunto de líneas paralelas.

La probabilidad de lograr un descubrimiento está relacionada al tamaño relativo del objetivo y al espaciamiento del patrón de búsqueda. La forma del objetivo y el arreglo de las líneas también influyen la probabilidad (McCammon, 1977).

Suponiendo que el objetivo que se busca es una elipse cuyas dimensiones están dadas por el semieje mayor 'a' y semieje menor 'b'; si el patrón de búsqueda consiste en una serie de líneas paralelas espaciadas una distancia D, (fig.no. 6); entonces, conforme a la derivación de Uspenski (1937), la probabilidad de que un objetivo (menor que el espaciamiento entre líneas) sea intersectado por una línea es:

$$P = \frac{p}{\pi D} \quad \text{-----(10)}$$

Donde p es el perímetro del objetivo elíptico. La ecuación para el perímetro de una elipse es:

$$p = 2\pi \sqrt{\frac{a^2 + b^2}{2}}$$

Donde a y b son los semiejes mayor y menor respectivamente, por tanto sustituyendo en (10)

$$P = \frac{2\pi \sqrt{\frac{a^2 + b^2}{2}}}{\pi D}$$

$$P = \frac{2 \sqrt{\frac{a^2 + b^2}{2}}}{D} \quad \text{-----(11)}$$

Denotando al numerador como Q, la expresión para la probabilidad de intersectar un objetivo elíptico con un conjunto de líneas paralelas se reduce a:

$$P = \frac{Q}{D} \quad \text{-----(12)}$$

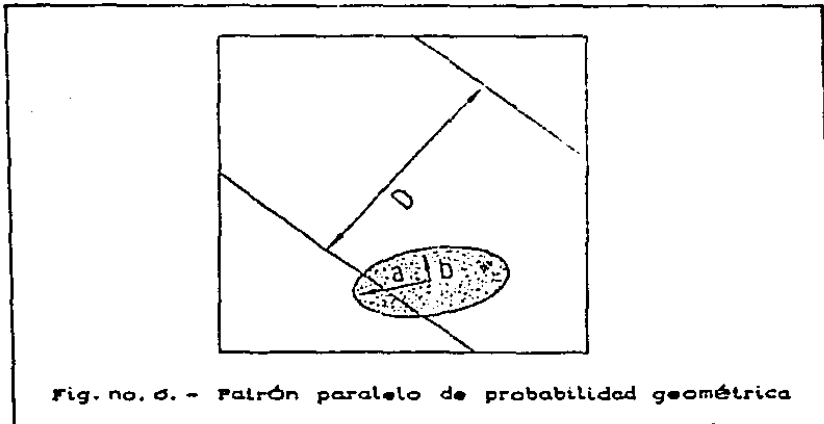


Fig. no. 6. - Patrón paralelo de probabilidad geométrica

Si el objetivo no fuese elíptico sino circular o cercanamente circular, los semiejes serían de igual longitud y obviamente iguales al radio del objetivo, de tal manera que la expresión para la probabilidad se denotaría de la siguiente forma:

$$\text{Si } P = \frac{P}{\pi D} ; P = \frac{2\pi r}{\pi D} \rightarrow P = \frac{2r}{D} \text{ -----(13)}$$

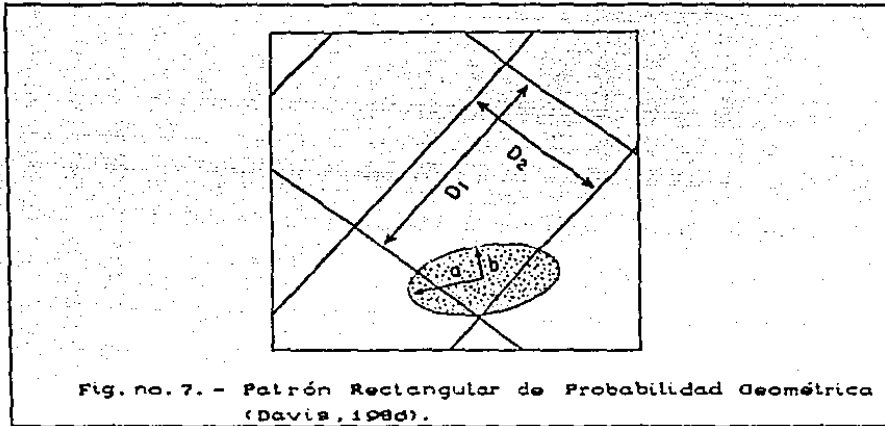
Por el contrario si uno de los ejes de un objetivo elíptico fuera drásticamente más corto que el otro, el objetivo se convertiría en una línea aleatoriamente orientada. Esta relación geométrica es conocida como 'el problema de Buffon', cuyo enunciado dice que si una aguja de longitud l se deja caer al azar sobre un arreglo de líneas con espaciamento equidistante D , la probabilidad de que la aguja caiga cruzando una de las líneas es:

$$p = \frac{2l}{\pi D} \text{ -----(14)}$$

Una relación análoga conocida como 'el problema de Laplace' trata de determinar la probabilidad de que una aguja de longitud l al dejarse caer sobre un grupo de rectángulos, caerá completamente dentro de uno de ellos; o bien la probabilidad de que una moneda arrojada sobre un tablero de ajedrez caerá completamente dentro de un cuadro del tablero. Haciendo extensivos a la exploración los anteriores experimentos estos consistirían en calcular la probabilidad de que un objetivo (una estructura o cuerpo poroso) localizado aleatoriamente sea intersectado una o más veces por un conjunto de líneas (líneas sísmicas) arregladas en una malla rectangular, (fig.no.7).
Luego entonces la ecuación general sería de la forma:

$$P = \frac{Q (D_1 + D_2 - Q)}{D_1 D_2} \text{ -----(15)}$$

donde D_1 es el espaciamiento entre un conjunto de líneas sísmicas paralelas y equidistantes, y D_2 es el espaciamiento entre un conjunto de líneas sísmicas perpendiculares al primer conjunto.



En el caso específico de un patrón de malla cuadrada la ecuación (15) se simplifica a:

$$P = \frac{Q}{D} \left(2 - \frac{Q}{D} \right) \quad \text{-----(16)}$$

Existen diferencias significativas en los cálculos cuando se evalúan objetivos muy elongados que son grandes con respecto al espaciamiento entre el patrón de líneas; cuando esto sucede, ecuaciones como la (12) y (15) pueden sobreestimar severamente las probabilidades de detección.

Frecuentemente en los trabajos exploratorios de campo no es práctico ni (a veces) posible seguir alineamientos perpendiculares entre sí, esto debido a barreras físicas o por estrategias propias de la conducción exploratoria, de tal manera que los patrones de malla al no ser completamente perpendiculares tienden a ser rómbicos.

De cualquier forma McCammon (1977), arguye que tal circunstancia no afecta la probabilidad de intersección de objetivos, puesto que las mallas no ortogonales no representan

dificultades toda vez que su efecto, que aún cuando existe, es despreciable.

II.6. - SIMULACION MONTECARLO

El método montecarlo es una técnica que permite la obtención de soluciones empíricas de un complejo de modelos probabilísticos. Este método numérico reduce un modelo estocástico a una serie de cálculos probabilísticos.

Una técnica analítica convencional para la solución de un modelo probabilístico requiere que todos los elementos del modelo sean matemáticamente manejables y que exista una derivación analítica de la distribución de solución; pero el método Montecarlo permite descripciones ya sea analíticas o numéricas.

Un procedimiento general para la aplicación del método Montecarlo se describe a continuación:

1. - Generación de números aleatorios uniformemente distribuidos en un intervalo de $0 \leq 1$.
2. - Computar un valor para una de las variables estocásticas del modelo.
3. - Repetir los pasos 1 y 2 hasta que los valores hayan sido obtenidos para todas las variables estocásticas.
4. - Ejecutar el cálculo del modelo, reteniendo los resultados para el análisis estadístico.
5. - Hacer los pasos 1 al 4 hasta que un requisito estadístico predeterminado haya sido satisfecho.
6. - Resumir las soluciones obtenidas en el paso 4 usando métodos estadísticos convencionales.

El elevado número de cálculos que ejecuta el método Montecarlo precisa de un generador de números aleatorios programado. Cabe decir que es necesario que el mencionado generador encuentre los requerimientos estadísticos, es decir, que la serie sea tanto uniformemente distribuida como aleatoria.

CAPITULO III .- LOS METODOS BASICOS DE EVALUACION DE RECURSOS
PETROLEROS NO DESCUBIERTOS

Existe una gran variedad de métodos para la estimación de recursos potenciales de aceite y gas en una región; todos tienen diferente enfoque en su aplicación y se adecúan a distintos niveles de conocimiento geológico y a diferentes propósitos.

Los métodos de evaluación más utilizados se enlistan en la figura no. 8, y son: Analogía geológica, Técnica Delphi, Producción Areal y volumétrica, Balance o Examen de Material Geoquímico, Distribución del Tamaño y Número de Campos, Extrapolación del Índice de Descubrimientos, y Métodos Integrados. Las cruces en la fig.no. 8, muestran el tipo de estado exploratorio en que estos métodos pueden aplicarse siendo principalmente: Regiones Frontera¹, Regiones Maduras², y Campos en Desarrollo.

M E T O D O	APLICABLES AL PLAY EN		
	REGIONES FRONTERA	REGIONES MADURAS	CAMPOS EN DESARROLLO
Analogía Geológica	+	+	+
Técnica Delphi	+	+	+
Prod. Areal y Volumétrica		+	+
Balance de Mat. Geoquímico		+	+
Tamaño y Número de Campos		+	+
Extrapolación del Índice de descubrimientos			+
Métodos Integrados	+	+	+

Fig. no. 8

¹ Regiones Frontera es un término que refiere regiones con escasa o nula historia exploratoria.

² Regiones Maduras es un término que refiere regiones ampliamente exploradas.

III.1.- ANALOGIA GEOLOGICA

En su forma más simple, la evaluación por analogía geológica dice que si un área no probada *A* tiene similitudes geológicas con otra área productiva *B*, el área *A* puede tener posibilidades de contener yacimientos dada la similitud de condiciones geológicas. (White y Gehman, 1979). En la práctica, se usan factores de escala para compensar las diferencias, por ejemplo, si las cuencas *A* y *B* son geológicamente análogas pero una de ellas tiene un volumen sedimentario más pequeño, entonces es necesario normalizar el factor 'volumen de sedimentos'.

En el método de analogía geológica los controles geológicos clave deben contemplar: rocas generadoras similares, rocas almacenadoras similares, y condiciones estructurales similares. Otras analogías están basadas en comparaciones más generales, como son: tipos genéticos de cuenca, o confrontaciones basadas en la clasificación de cuencas, como la confeccionada por Klemme (1980).

La desventaja principal del método de analogía geológica es que si los factores geológicos de la comparación no son realistas, el método es inútil; esto hace que el éxito o fracaso de la técnica dependa más de las diferencias que de las similitudes.

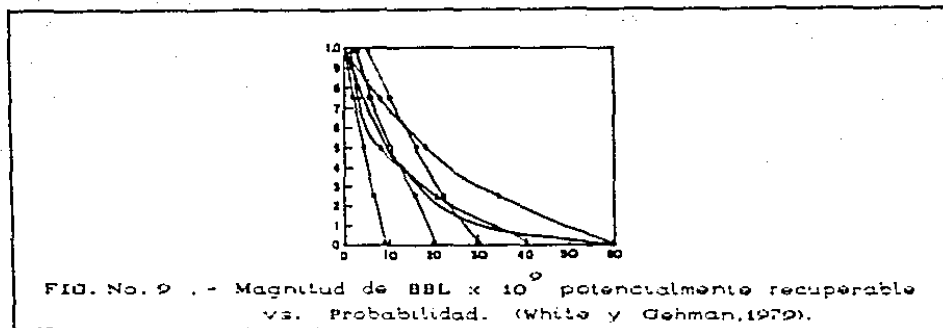
III.2.- TECNICA DELPHI

Este método consiste en recabar las opiniones de un grupo de expertos, a través de consultas intensivas, acerca de las posibilidades petrolíferas de una región bajo la pretensión de lograr un consenso sobre el estado de la naturaleza geológica y obtener distribuciones promedio de la probabilidad subjetiva que el citado grupo de expertos asigna al potencial petrolífero regional.

La Técnica Delphi aplicada a la evaluación de reservas de aceite y gas, fue usada originalmente por 'Energy Policy for Canada' en 1973, posteriormente fue usada 'The United States Geological Survey' en 1975.

Tradicionalmente el método se pone en práctica cuando un grupo de expertos revisa toda la información geológica y geofísica disponible y evalúa los factores críticos (generación, migración y entrapamiento).

Cada miembro del grupo construye su propia curva de probabilidad para el potencial de recursos, para después revisar los resultados individuales, algunos de los cuales pueden ser modificados. Finalmente las curvas se promedian para obtener un consenso. (fig. no. 9).



Las ventajas principales de la Técnica Delphi son:

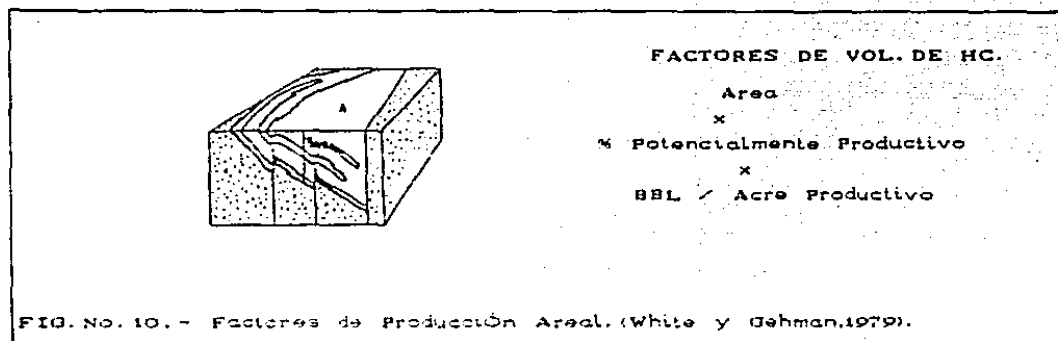
- (1) Su fácil aplicación y su formato probabilístico que relaciona los antiguos rangos cualitativos de evaluación y el *status* probabilístico.
- (2) Puede ser empleado en cualquier nivel de disponibilidad de datos, esto es, en regiones frontera o en regiones maduras.
- (3) Es un procedimiento hasta cierto punto simple y su rapidez depende de la cantidad de información que debe revisarse para evaluar un área.
- (4) Los resultados se expresan como distribuciones de probabilidad, que reflejan el grado de incertidumbre geológica existente.

III.3. - PRODUCCION AREAL Y VOLUMETRICA

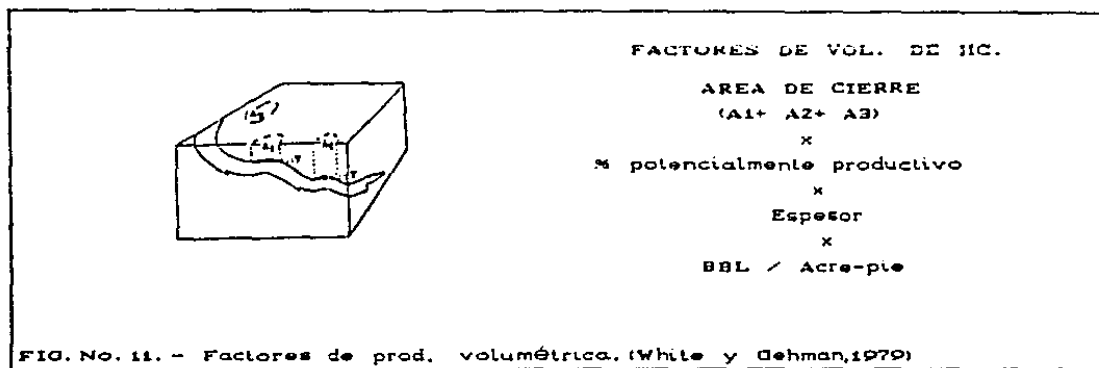
Para hacer la evaluación por el método de producción areal, el área de la cuenca se multiplica por una fracción estimada de área que pudiera ser productiva, este producto se multiplica a su vez por un factor de producción en barriles por unidad de

área, (fig.no.10). Cada factor puede introducirse como un rango de valores en una simulación Montecarlo. Los resultados dan una curva de probabilidad que se usa para discriminar los riesgos geológicos.

La desventaja principal de la técnica areal es que no toma en cuenta variaciones tridimensionales, es decir, variaciones en la profundidad, razón por la cual fue sustituida por métodos que utilizan producción por unidad de volumen de roca.



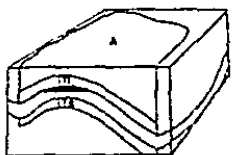
Por su parte los métodos de producción volumétrica han sido durante años los más socorridos en la evaluación de recursos (White y Gehman,1979). La fig.no.11 muestra un play con tres prospectos. Los factores volumétricos a ser multiplicados son: área de cierre (que incluye la suma de los tres prospectos), fracción productiva, espesor, y un factor de producción en barriles por acre-pie.



III.4. - BALANCE DE MATERIAL GEOQUIMICO

El método de balance o examen de material geoquímico (o 'técnica genético-volumétrica' como es su nombre original en idioma ruso), es una forma especial del método de producción volumétrica, que emplea los fundamentos de la generación, migración, y entrapamiento del aceite, y ha sido desarrollado especialmente por geólogos de la Unión Soviética. Con esta técnica se pretende estimar la cantidad de hidrocarburos generados en la roca fuente, la cantidad de hidrocarburos involucrados en la migración, la probable pérdida de hidrocarburos durante el proceso de migración y la cantidad de hidrocarburos que se acumulan en las trampas. (Miller, 1986).

Esta técnica emplea una serie de factores que se multiplican. Para ejemplificar, se presenta en la figura no.12 una estructura; el área de drenaje se extiende hacia la 'depresión sinclinal' desde la cual cualquier flujo de hidrocarburos podría migrar echado arriba hacia la cresta de la estructura; ciertos espesores de lutitas que suprayacen y subyacen a un horizonte arenoso son, presumiblemente, las rocas generadoras.



FACTORES DE VOL. DE HC.
Área de drenaje x Espesor de
la fuente (T₁+T₂) x % C. O.
x % generado x % Migrado
x % Atrapado x % Pot. Recuperable.

FIG. No. 12. - Factores de Balance de Mat. Geoquímico.
(White y Gehman, 1979).

Las lutitas contienen por lo regular de 1 a 2% de materia orgánica dispersa o kerógeno (aunque esa cantidad podría variar). Solamente una fracción de esa materia orgánica se convierte eventualmente en hidrocarburos; de igual forma, solamente una fracción de la cantidad generada puede migrar desde la roca fuente hasta la roca almacenadora; sólo una parte del hidrocarburo migrado puede concentrarse y quedar atrapado;

una parte considerable de los hidrocarburos generados puede dispersarse o escapar a la superficie; y finalmente, de todos los hidrocarburos que pasan esas severas pruebas y se acumulan para conformar campos, solamente una parte puede extraerse del subsuelo. Generalmente sólo el 30% del aceite o el 70% del gas *in situ* se ha recuperado en campos convencionales.

Este método tiene la ventaja de que trata directamente con los factores genéticos, clave de la existencia de hidrocarburos. Hasta hace no mucho tiempo este método era aplicado con muchas reservas (en Norteamérica) sin embargo los nuevos aportes a la geoquímica, como el método de Lopatin, calibrado por Wapples (1980), o los métodos para la evaluación cuantitativa del potencial petrolífero de Bishop et.al. (1983) y Kontorovich (1984), han abierto mayores posibilidades en la aceptación de este método.

III.5. - DISTRIBUCION DEL TAMAÑO Y NUMERO DE CAMPOS

Esta técnica consiste en contar las posibles trampas estructurales dentro del *play* y multiplicar el número de prospectos por una relación de éxitos asumida de antemano para estimar el número de campos potenciales. Dado que este método puede aplicarse solo a regiones maduras, la relación de éxitos puede extraerse de estadísticas preexistentes. Tal relación se obtiene al dividir el número de perforaciones exitosas entre el número total de prospectos probados, acto seguido se multiplica el número de campos propuestos por un promedio de tamaños de campo que debe tomarse de la misma región.

El método tiene la desventaja de que es necesario un control sísmico amplio para definir los prospectos, y es particularmente difícil de aplicar cuando no existe buena expresión estructural.

III.6. - EXTRAPOLACION DEL INDICE DE DESCUBRIMIENTOS

Este método se utiliza al extrapolar los índices de descubrimiento en la historia de una región productiva, para

predecir los volúmenes aún no descubiertos en tal región. Este método se caracteriza por utilizar estadísticas regionales de volúmenes acumulativos de aceite extraídos y sus respectivos años de descubrimiento. El procedimiento consiste en calcular las estadísticas de la distribución de frecuencias de los volúmenes en una región productora. La distribución de frecuencias se tabula y se grafica como un histograma, luego se ajusta a un modelo que podría ser normal, lognormal, uniforme, etc., para después graficarse en papel logprobabilístico o en papel de coordenadas gráficas (según el tipo de distribución), con el fin de pronosticar las probabilidades de diferentes magnitudes de producción.

Esta técnica tiene la desventaja de que puede aplicarse sólo en regiones maduras o campos en desarrollo, ya que requiere estadísticas no disponibles en regiones frontera.

III.7. - METODOS INTEGRADOS

Estos métodos están basados en la combinación de algunos o todos los métodos anteriormente descritos. A partir de esas combinaciones se han diseñado, entre otras, dos técnicas sistemáticas aplicables a regiones poco o medianamente exploradas, tales técnicas son: (1) Análisis de Cuencas, (con la cual se emplean modelos geológicos y clasificación de cuencas) y (2) Análisis del *Play*.

Dada su importancia dentro de los modelos de simulación y por las intenciones de este estudio se describirá únicamente la técnica de análisis del *play*.

Específicamente para propósitos de evaluación, White y Gehman (1979), definen un 'prospecto' como una localidad que comprende un campo potencial individual de aceite o gas; de igual forma definen un *Play* como un conjunto de prospectos geológicamente similares, que conforman una unidad geológica de análisis; finalmente definen una 'cuenca' como un volumen mayor de rocas sedimentarias que puede contener uno o más *plays*.

El análisis del *play* se ha diseñado especialmente para evaluar desde áreas pequeñas (que pueden contener un arrecife, un

paleocanal, o una barra arenosa) hasta unidades estratigráficas completas o zonas geológicas globales. En el procedimiento del análisis del *play*, la estimación de reservas se expresa comúnmente como una ecuación que relaciona una serie de variables geológicas y variables de receptáculo descritas como distribuciones de probabilidad derivadas subjetivamente a partir de juicios emitidos por un grupo de expertos. Todos los datos se ordenan como un formato de entrada para ser procesados en un modelo mecanizado. La estimación del potencial para cada *play* se obtiene por medio de la ecuación antes mencionada, y el total de recursos estimados se determina al sumar el potencial de todos los *plays* o todos los prospectos dentro de los *plays* mediante el uso del método Montecarlo. El resultado tiene la forma de una distribución de probabilidad para el total de recursos evaluados.

Una de las debilidades del análisis del *play* es la subjetividad superflua con que algunas variables son evaluadas, lo que puede restar validez al método sobre todo en regiones frontera donde, sin contar con antecedentes de relaciones genéticas se evalúan parámetros de receptáculo. Sin embargo el método ofrece resultados tan objetivos como objetivos sean los datos que lo alimenten, es decir, la única manera de obtener evaluaciones verdaderamente realistas, es extremar cuidados en la documentación y tratamiento de los datos que sean procesados.

Para la aplicación sistemática de la técnica de análisis del *play* se han creado paqueterías de programación, entre las que destacan: El Simulador HASP ('Hydrocarbon Assessment System Processor') diseñado en 1983 por el 'Servicio Geológico de Canadá'; El Simulador RASP ('Regional Assessment Simulation for Petroleum Model') elaborado en 1987 bajo los auspicios del Banco Interamericano de Desarrollo.

Modelos análogos a los anteriores se aplicaron en 1979 por el 'Servicio Geológico de Los Estados Unidos' en la reserva nacional de petróleo de Alaska y en el AWRA ('Arctic Wildlife Refuge of Alaska').

Otros estudios y aplicaciones del análisis del play en la industria han sido reportados por 'The Exxon Production Research', a través de los trabajos de White,et.al.,1975; White,1980; y Baker,et.al.,1984.

Es de notarse que cada uno de los métodos antes descritos tienen limitaciones y desventajas; no obstante los métodos integrados de evaluación están siendo mejorados día con día tanto por la industria como por las instituciones académicas, por medio de la investigación de nuevos conceptos en geología, geoquímica y geofísica, así como nuevas aplicaciones de la probabilidad y la estadística a la exploración petrolera a través del aprovechamiento práctico de la computación.

CAPITULO IV .- DESCRIPCION DEL MODELO DE SIMULACION PARA LA EVALUACION REGIONAL DE RECURSOS PETROLEROS (RASP).

IV.1 .- GENERALIDADES

El Modelo de Simulación para la Evaluación Regional de Recursos Petroleros (RASP), es un simulador mecanizado que emplea la técnica de análisis del *play* para establecer pronósticos cuantitativos sobre las posibilidades petrolíferas de un región.

El simulador RASP se plantea como dos bloques de procesamiento que son: (1) el modelo propiamente exploratorio, que a partir de asignaciones probabilísticas genera un listado de prospectos (objetivos potenciales o 'blancos' de perforación) y una evaluación de los recursos de aceite y/o gas *in situ*. y (2) el modelo NATURE, que simula una evaluación económica de los prospectos, y genera un inventario de los yacimientos potenciales que tienen la más favorable expectativa de ser probados. El presente escrito excluye al modelo 'Nature', y trata de enfocar el modelo exploratorio por ser este el encargado de caracterizar el riesgo geológico.

IV.2 .- FUNCIONAMIENTO DEL MODELO

El RASP trabaja con tres categorías de atributos: *play* específico, prospecto específico y almacén específico. Los atributos del *play* consisten característicamente de: roca fuente, sincronización, migración, facies de yacimiento y número de prospectos. La ocurrencia de estos atributos es condición necesaria pero no suficiente para la existencia de hidrocarburos en el *play*.

Los atributos del prospecto incluyen: mecanismo de entrapamiento, porosidad efectiva, y acumulación de hidrocarburos. La evaluación de estos atributos está condicionada a la existencia de todos los atributos del *play*, y su ocurrencia simultánea da como resultado la presencia de hidrocarburos en el prospecto.

Los atributos del receptáculo se componen de: área de cierre, espesor de la roca colectora, saturación de agua, y tipo de hidrocarburos (aceite y/o gas). Los atributos del receptáculo determinan conjuntamente, el volumen de hidrocarburos presentes en el depósito potencial.

El primer conjunto de probabilidades, esto es, los atributos del *play* son evaluados de la siguiente forma: Una distribución de probabilidad se desarrolla para el número de prospectos potencialmente perforables que podrían existir en el área, entonces, una probabilidad de existencia se asigna a cada *play*, por ejemplo: si la probabilidad de que la fuente de hidrocarburos exista es 0.92; la probabilidad de sincronización, 0.72; la probabilidad de que los hidrocarburos hayan migrado de la fuente a la trampa, 0.75; y la probabilidad de que existan facies de yacimiento adecuadas, 0.57; el producto de esas cuatro probabilidades es lo que se denomina 'probabilidad marginal del *play*, (MPP)', y es igual en este caso a 0.33 y representa la probabilidad de que existan hidrocarburos en el *play*.

Nótese que si algún atributo tiene probabilidad cero el producto de probabilidades sería cero y por tanto, no habría hidrocarburos en el *play*.

El segundo conjunto de probabilidades (los atributos del prospecto), están condicionados a que los atributos del *play* sean favorables. Estas probabilidades también se calculan subjetivamente y el producto de ellas se denomina 'probabilidad condicional del depósito (CDP)'.

Para este caso los valores multiplicados son: mecanismo de entrampamiento de 0.40; porosidad efectiva igual a 0.50; acumulación de hidrocarburos igual a 0.70; y el producto es igual a 0.17.

El tercer conjunto de probabilidades, involucra la evaluación de un rango de valores para las características de la roca almacenadora de un depósito individual dentro del *play*.

Estos tres conjuntos de juicios básicos de probabilidad se efectúan para cada *play* identificado, conformando así los datos de entrada para el modelo exploratorio.

Luego entonces la probabilidad de que exista un yacimiento es:

$$P(\text{yac}) = (MPP)(CDP)$$

y el factor riesgo de pozo seco es:

$$1 - P(\text{yac})$$

Con esto se puede esperar (antes de perforar), que en promedio, r de los n prospectos, sean yacimientos.

$$r = (n) P(\text{yac})$$

Si se sabe que $MPP = 1$, es decir, que hay hidrocarburos en el *play*, entonces es obvio que:

$$r = (n) (CDP)$$

RASP también calcula (a partir de MPP y CDP) la probabilidad de no encontrar hidrocarburos en el *play*, en la forma siguiente:

$$P(\text{no hc. en el play}) = P(\text{play no favorable}) + P(\text{no yac/play favorable}) - P(\text{play favorable})$$

donde:

$$P(\text{play no favorable}) = 1 - MPP$$

$$P(\text{play favorable}) = MPP$$

$$P(\text{no yac/play favorable}) = P(j \text{ prospectos en el play}) \times P(\text{no yac}/j \text{ prospectos y play favorable})$$

La probabilidad de que no existan yacimientos en un *play* favorable con j prospectos está binomialmente distribuida. Por ejemplo si hay una Probabilidad de 0.1 de que un prospecto sea un yacimiento y hay 20 prospectos, la probabilidad de que no existan yacimientos es, según ec.(8):

$$P(\text{no yac}) = \binom{20}{0} (0.1)^0 (0.9)^{20}$$

$$P(\text{no yac}) = \frac{20!}{0! (20-0)!} (0.1)^0 (0.9)^{20}$$

$$P(\text{no yac}) = (0.9)^{20} = 0.1215$$

Para calcular la distribución del número de prospectos potencialmente perforables se hace uso de un pre-procesador. Para este cálculo el pre-procesador RASP requiere datos (1) de la expresión areal y (2) de la relación de los semiejes mayor y menor de prospectos reconocidos, preferentemente sobre mapas sísmicos, para establecer intervalos de clase. Así la probabilidad de detectar un prospecto en un intervalo de clase dado se obtiene por la relación de probabilidad geométrica expresada a partir de ec.(11) como:

$$P_j(y; b, c, D) = \frac{2 \sqrt{\frac{b^2 + c^2}{2}}}{D}$$

donde:

$P_j(y; b, c, D)$ - es la probabilidad de detectar un prospecto en el j -ésimo intervalo de clase.

b, c - son los semiejes mayor y menor respectivamente.

D - es la separación promedio en un patrón paralelo de líneas sísmicas.

Con esto se puede calcular N_j^* , que es el número estimado de prospectos que pueden existir en el j -ésimo intervalo de clase, con la siguiente expresión:

$$N_j^* = \frac{N_j}{P_j(y; b, c, D)} \quad \text{-----(17)}$$

donde:

N_j - es el número de prospectos reconocidos en el j -ésimo intervalo de clase.

A partir de este cálculo, se estima una ecuación de regresión para el número esperado de prospectos y una ecuación de regresión para el tamaño areal de los mismos. De ambas ecuaciones se deriva una distribución conjunta para el tamaño areal $g(A)$, y el número de prospectos $f(N^*)$, de la cual se obtiene una distribución marginal para el número estimado de prospectos (N^*) . Las distribuciones tanto del

tamaño areal como del número de prospectos se modifican antes de ser introducidas al RASP tomando en cuenta las evidencias que existan acerca del *play*, y sus versiones acumuladas finales se calibran en fractiles compatibles con el RASP.

Todas las distribuciones de las tres categorías de atributos se introducen a un modelo Montecarlo. Al principio de cada iteración en la simulación, el modelo exploratorio usa los tres conjuntos de probabilidades, para simular un posible estado de la naturaleza geológica. El modelo procede de la siguiente forma:

1.- La distribución de probabilidad para el número potencial de prospectos perforables, se muestrea para determinar el número de prospectos que serán simulados como existentes en el *play*.

2.- Cada distribución del volumen de colector se muestrea para cada prospecto para simular la cantidad de aceite o gas presente.

3.- La probabilidad marginal del *play* se muestrea para determinar si el *play* será simulado como seco o como potencialmente productivo.

4.- Para cada prospecto en un *play* productivo se muestrea la probabilidad condicional del depósito, para determinar si se simulará al depósito como saturado o seco.

Los resultados del modelo son: primeramente una lista de prospectos potencialmente productivos para el área; y al final de las iteraciones montecarlo, se obtienen los recursos calculados.

Los recursos evaluados se generan por la suma de depósitos simulados en cada iteración, sobre un gran número de iteraciones, para desarrollar así una distribución de probabilidad acumulativa para los recursos del área.

Las variables de control para el proceso de simulación son las siguientes:

1.- Regulación del Número de Iteraciones .- El número de iteraciones en los pasos de la simulación es difícil de establecer de antemano. Teóricamente debe ser un número que asegure un muestreo adecuado de los puntos extremos de las distribuciones de entrada.

Por lo general, la simulación se suspende cuando las distribuciones se estabilizan, es decir, que ya no varían aún cuando siguieran ensayándose. Por experiencia se sabe que de 1000 a 1500 iteraciones bastan para obtener un muestreo representativo.

2.- Número de *Plays* en el Area.-Esta variable alimenta al programa con número de *plays* que se esperan como información de entrada. Cada *play* está evaluado individualmente dentro del área, pero los resultados de la simulación dan una estimación global de los *plays* en términos de volúmenes totales *in situ* para el área, además de una distribución de tamaño de campos y una distribución de número de campos.

3.- Unidades de Medición de Entrada y Salida.- Las dimensiones de área de cierre, profundidad y espesor, pueden ser expresadas en: acres o kilómetros cuadrados (área de cierre); pies o metros (profundidad y espesor). La instrucción NETSWIT=1 indica unidades de sistema métrico, de igual forma la instrucción NETSWIT=0 indica unidades del sistema inglés. En el caso de las unidades de salida, los recursos *in situ* y las distribuciones de tamaño de campos se expresan en barriles de aceite o pies cúbicos de gas; o bien, en metros cúbicos de aceite y gas. En ese caso la instrucción OUTMET=1 indica sistema métrico y la instrucción OUTMET=0 indica sistema inglés.

4.- Muestreo de Parámetros.- RASP puede simular la cantidad de recursos basándose en el siguiente procedimiento:

Muestreo de parámetros del reservorio (porosidad, factor de llenado, y saturación de agua), una vez por cada *play*, con la instrucción IDRAW=0; o bien, una vez por yacimiento simulado, con IDRAW=1. Tomar muestras una vez por *play*, significa que los parámetros del reservorio son iguales para todos los

yacimientos simulados en el *play*, en cada iteración. Tomar muestras para cada yacimiento simulado da un rango muy amplio de valores dentro de una iteración. La elección de una u otra instrucción, depende de que los depósitos en el *play* sean suficientemente homogéneos con respecto a los parámetros del reservorio.

IV.3. - RESULTADOS

Todos los resultados del simulador se obtienen como distribuciones de probabilidad acumulada. El modelo aporta los siguientes resultados para cada *play* simulado en una ejecución:

1. - Datos de Entrada (Estado de la naturaleza)
2. - Atributos del *play*.
3. - Atributos del prospecto
4. - Atributos del receptáculo
5. - Probabilidad de que no existan volúmenes potencialmente producibles en el *play*.
6. - Volúmenes condicionales en el *play*.
7. - Distribución de tamaño de campos.
8. - Media y desviación estándar.
9. - Distribución condicional e incondicional del número de campos.
10. - Distribución incondicional para hidrocarburos *in situ*.

Los resultados enumerados como 8,y,10, son los más frecuentemente consultados ya que revelan aspectos esenciales de los volúmenes potenciales para la región de interés. La distribución condicional de tamaño de campos es 'condicional' en dos sentidos: (1) está condicionada a un *play* favorable para la presencia de hidrocarburos, y (2) se presenta en forma de tres distribuciones de tamaño de campos separadas para un *play*. La primera supone que los yacimientos contienen solamente aceite, la segunda asume que los yacimientos contienen sólo gas, y la tercera distribución toma en cuenta una mezcla de aceite y gas, dando un resultado en términos de BOE.

Las distribuciones para el número de campos (indicadas con el número 10), dan idea de la dispersión de aceite y gas en el *play*.

El resultado número 9 da una estimación de máxima veracidad de la distribución lognormal para los parámetros a través de la media y la desviación estándar, esto en virtud de que los los depósitos simulados se asumen como lognormalmente distribuidos por ser este tipo de distribución la que ofrece el mejor ajuste para apreciar cómo están distribuidos los tamaños de campo.

IV.4 .- BASES DE DATOS

El sistema RASP para apoyar la evaluación emplea una base de datos que está organizada en dos niveles: Grupos de datos del PEGABASE, y grupos de datos del MEGAPLAY.

El grupo de datos del PEGABASE (petroleum and gas assessment data base), se integra por tres series de datos. La primera consiste en información geológica de rocas almacenadoras en seis cuencas mayores Norteamericanas. La segunda serie se relaciona también con depósitos e incluye otras cuatro cuencas. La tercera serie de datos, contiene resultados de pozos exploratorios y cubre las mismas cuencas de los archivos de depósitos.

PEGABASE presenta 6 niveles característicos para los depósitos: (1) cuenca, (2) horizonte estratigráfico, (3) litología, (4) tipo de trampa, (5) profundidad, (6) año de descubrimiento. El analista debe definir los límites de la investigación basado en estos parámetros. Los resultados se presentan como una distribución acumulativa con valores mínimo, máximo, promedio y desviación estándar calculados.

La lista de variables de salida es la siguiente:

Tipo de depósito	permeabilidad promedio
Estado del depósito	Crudo <i>in situ</i>
Año de descubrimiento	Condensado <i>in situ</i>
Tipo de trampa principal	Gas no-asociado <i>in situ</i>
Tipo de trampa específico	Gas disuelto <i>in situ</i>
Prof. total del pozo más profundo	Crudo recuperable (primario)
Litología del depósito	Condensado recuperable(prim)
Mínimo espesor productivo	Gas asociado recuperable
Máximo espesor productivo	Tipo de campo
Espesor productivo promedio	Prof. a la cima del hte. prod.
Prof. prom. a la cima del hte. prod.	Prof. a la base del hte. prod.
Acres productivos en campo	Productividad neta del dep.
Porosidad efectiva mayor	Porosidad efectiva menor
Promedio de porosidad efectiva	Permeabilidad mayor
Permeabilidad menor.	

Por su parte los datos de pozos exploratorios del PEGABASE tiene dos propósitos principales: (1) calcular una relación de éxitos para una cuenca total, para una unidad estratigráfica, o para un intervalo de tiempo, y (2) suministrar datos sobre los tamaños de los depósitos. en este nivel de información el PEGABASE permite tres búsquedas: la formación más profunda penetrada, la formación productora más profunda penetrada, y la búsqueda de todos los registros. Las variables de salida aparecen como valores absolutos y se clasifican por cuartiles, tales variables son las siguientes:

- | | |
|----------------------------------|---|
| -Año de terminación del pozo | -Prof. de la formación productora más profunda. |
| -Clasificación Lahee | -Prof. de la formación más profunda penetrada. |
| -Número total de zonas de aceite | -Reservas de aceite en el depósito |
| -Número total de zonas de gas | -Reservas de gas |

-Total de pies o metros perforados

Los grupos de datos del MEGAPLAY, ordenan su información en tres clases: tipo de cuenca (9 categorías), tipo de trampa (6 categorías), e intervalo de tiempo geológico (9 periodos), como se muestra a continuación:

TIPO DE CUENCA	TIPO DE TRAMPA	TIEMPO GEOLOGICO
1)-CRATON INTERIOR	1)-BOVEDA SEMICIRCULAR	1)-PROTOZOICO SUP.
2)-MARGEN CRATONICO	2)-DE PLIEGUE	2)-CAMBRICO
3)-MARGEN ACRECIONAL	3)-EN CRECIMIENTO	ORDOVICICO INF.
4)-ZONA DE COLISION COSTRAL-CERRADA	4)-DE FLUJO O CORRIENTE	3)-ORDOVICICO MED. SILURICO
5)-ZONA DE COLISION COSTRAL ABIERTA	5)- ARRECIFAL	4)-DEVONICO MISSISSIPICO
6)-CRATON ACRECIONAL AGRIETADO	6)-ESTRATIGRAFICA	5)-PENSYLVANICO PERMICO
7)-MARGEN CONVERGENTE AGRIETADO		6)-TRIASICO JURASICO INF.
8)-MARGEN PASIVO AGRIETADO		7)-JURASICO MED. CRETACICO MED.
9)-DELTAS		8)-CRETACICO SUP. OLIGOCENO INF.
		9)-OLIGOCENO MED. RECIENTE.

La información de la base del MEGAPLAY se presenta en forma tabulada como una distribución acumulativa en la cual los fractiles se refieren al porcentaje total de observaciones . Esta base ofrece 17 reportes de salida :

- Aceite original *in situ*
- gas original *in situ*
- Hidrocarburos totales *in situ*
- Tamaño de depósito por clase
- Litología general del depósito
- Año de descubrimiento
- Litología de otros depósitos
- Profundidad del depósito más somero del megaplay.
- Profundidad promedio a la cima del depósito más somero.
- Porosidad (matriz)
- Permeabilidad (matriz)
- Porosidad secundaria
- Recuperación total de aceite primaria+secundaria+terciaria
- Recuperación total de gas
- Recuperación total de la mezcla de hidrocarburos.
- Producción en Acres del Megaplay.
- Promedio neto del espesor de todos los depósitos.

RASP es un modelo esencialmente matemático por lo que no existe dentro del sistema ningún razonamiento geológico estructurado, en tal virtud los razonamientos externos al modelo, referentes a las variables de entrada, son muy importantes para su eficaz funcionamiento.

El siguiente diagrama muestra los pasos del procesamiento en los cuales la base de datos interviene.

DATOS DE ENTRADA AL RASP

BASE DE DATOS

PROBABILIDAD MARGINAL DEL PLAY

En este bloque el PEGABASE es de poco valor. La evaluación se basa más en evidencias y en razonamientos.

PROBABILIDAD CONDICIONAL DEL DEPOSITO

Grupo 3 del PEGABASE sobre el porcentaje de estructuras perforadas con acumulación de hidrocarburos.

AREA DE CIERRE Y NUMERO DE PROSPECTOS PERFORABLES.

Preprocesador RASP

PORCENTAJE DEL ESPACIO POROSO
OCUPADO POR PETROLEO.

PEGABASE no es útil.

ESPESOR DEL DEPOSITO

Gpos. de datos 1 y 2 del
PEGABASE y conocimiento local.

POROSIDAD EFECTIVA

Gpos. 1 y 2 del PEGABASE y
conocimiento local.

LLENADO DE TRAMPA

PEGABASE no es útil.
Conocimiento local.

PROFUNDIDAD DEL DEPOSITO

Gpos. 1 y 2 del PEGABASE,
conocimiento local.

SATURACION DE AGUA

Gpos. 1 y 2 del PEGABASE,
conocimiento local.

IV.5 .- LIMITACIONES

-El análisis del *play* en general (y por extensión el modelo RASP) es inaplicable en provincias donde no se puedan identificar trampas estructurales, por falta de métodos 'a priori' para identificar objetivos estratigráficos u otro tipo de inhomogeneidades en el subsuelo.

-El modelo tiene restricciones para su aplicación en áreas frontera, pues requiere para la evaluación, de factores tales como factor de llenado, saturaciones, espesor de colectores, etc., que son completamente desconocidos en este tipo de regiones, y los criterios de analogía que se emplean para evaluar esos factores muchas veces son improcedentes.

-En el bloque preprocesador, el ajuste de regresión que el sistema realiza no es flexible para el usuario, puesto que para calcular el coeficiente de determinación el sistema emplea un modelo de curva de potencia y un modelo de curva

exponencial, lo cual es altamente vulnerable al sesgo si las razones axiales de los prospectos presentan datos con alta dispersión, que hacen que los intervalos de clase agrupen un elevado número de muestras en partes restringidas de la distribución, provocando una correlación prácticamente nula.

- En el bloque preprocesador, el cálculo de probabilidad geométrica supone únicamente un patrón de líneas paralelas.
- La información de la base de datos es exótica e impropia para evaluaciones donde el conocimiento local es limitado; con esto los grupos de datos del PEGABASE son inútiles cuando se evalúan áreas frontera.
- Los grupos de datos 1 y 2 del PEGABASE, sobreestiman el tamaño de los depósitos, puesto que su diseño incluye sólo información sobre grandes depósitos.
- El grupo de datos del PEGABASE no puede intervenir en la evaluación de la probabilidad marginal del *play*, además de que no reúne información sobre las relaciones genéticas de los hidrocarburos.
- El método es impráctico si no se busca ir de lo particular a lo general, (Ulmisheck, 1986), esto es, que el análisis del *play*, (y en particular el RASP) es un método adecuado para el estudio de la distribución de recursos sólo si se apoya en el gradual crecimiento de una base de datos que de prioridad al conocimiento local, para incorporar luego datos regionales, y por último la información sobre otras cuencas en el mundo.

CAPITULO V.- FORMULACION PROBABILISTICA

V.1 .- DEFINICION DE VARIABLES

Las variables que expresan la presencia o ausencia de recursos petroleros en un territorio se describen conforme a Crovelli (1984), de la siguiente forma:

Sea X la cantidad no descubierta de recursos.

Tratando a X como una variable aleatoria con rango $x \geq 0$, se determina una distribución de probabilidad para X .

Así, la función de distribución acumulativa (f.d.a.) es $P(X > x)$ y representa la probabilidad de que una cantidad X no descubierta de hidrocarburos es mayor que una cierta cantidad x . De tal forma que la cantidad de interés está dada por la relación:

$$P(X > x) = P(X > 0) P(X > x / X > 0) \text{ -----(18)}$$

Donde $P(X > 0)$, es la probabilidad de que el recurso esté presente, o probabilidad marginal de existencia.

$P(X > x / X > 0)$, es la probabilidad condicional de que la cantidad de recursos es *mayor que* la cantidad x , dado que el recurso está presente.

Con lo anterior puede verse que la probabilidad marginal p está dada por la expresión:

$$p = P(X > 0)$$

Nótese que:

$$1-p = P(X = 0)$$

que es la probabilidad de que el recurso no esté presente.

La derivación de Lee y Wang (1983a), está basada en el ajuste de una distribución de probabilidad para varias variables aleatorias geológicas, y en el análisis de la distribución condicional de tamaño de campos implicada en ese ajuste. Las formulaciones probabilísticas incluyen entre otras

distribuciones, la distribución para N campos y los tamaños individuales de los N campos.

Se ha visto que la unidad básica para la evaluación de recursos es el *play*, y el *play* tiene como componentes a los prospectos; con esto se define un factor de riesgo asociado a cada prospecto y que es:

$$1 - P(\text{prospecto con hc.})$$

Se asume que todos los prospectos de un *play* tienen el mismo riesgo, este riesgo se denomina 'riesgo del *play*'. Del mismo modo se reconoce al símbolo θ como la probabilidad de que un prospecto sea un campo.

Los factores que determinan si los prospectos tienen o no hidrocarburos, se pueden representar por un vector de variables dicotómicas con la forma:

$$U = (U_1, U_2, \dots, U_k) \quad \text{-----(19)}$$

donde cada elemento toma valores de CERD ó UNO . Un valor de UNO, denota la presencia de tal factor, por ejemplo:

$$U_i = \begin{cases} 1 & \text{- el prospecto tiene un sello adecuado} \\ 0 & \text{- factor desfavorable} \end{cases}$$

Un prospecto tiene hidrocarburos si y sólo si:

$$U_i = 1$$

$$\forall_i = 1, 2, \dots, k$$

En términos de U_i , el riesgo del *play* está dado por:

$$\theta = P(U_1 = 1, \dots, U_k = 1) \quad \text{-----(20)}$$

Cabe aclarar que los factores de riesgo, son los factores que se incluyen en los atributos del *play*, prospecto y colector. Aunque los factores de riesgo geológico no necesariamente son estadísticamente independientes, en la práctica la probabilidad marginal para cada factor se obtiene individualmente, para luego obtener el producto de todos los factores.

V.2 - DISTRIBUCION CONDICIONAL DE TAMAÑOS DE CAMPO

Asumiendo que un prospecto es un campo, el método para calcular el potencial de hidrocarburos *in situ*, es un producto de varias variables, tales como área de cierre (Z_1), porosidad (Z_2), espesor (Z_3), etc. Esas variables son aleatorias y tienen una función densidad de probabilidad:

$$f (Z_1, Z_2, \dots, Z_p) \quad \text{-----(21)}$$

donde p es el número de variables.

Por otro lado si X representa el tamaño de campo, se relaciona con la variable aleatoria Z_1, Z_2, \dots, Z_p por medio de la ecuación:

$$X = g (Z_1, Z_2, \dots, Z_p) \quad \text{-----(22)}$$

para alguna función g ; entonces la distribución de X puede obtenerse por el método de cambio de variables. En el caso de la presente representación, la función g es proporcional al producto de las variables; esto es:

$$X = C(Z_1)(Z_2) \dots (Z_p) \text{-----(23)}$$

donde C es una constante = saturación de hc. x factor de conversión de pies cub. a BBL.

Luego entonces la densidad de probabilidad de un tamaño de

campo $h(x)$ está dada por:

$$h(x) = \frac{1}{c} \int_0^{\infty} \dots \int_0^{\infty} f((y_1, \dots, y_{p-1}), \frac{x}{c} \prod_{j=1}^{p-1} y_j) / \prod_{j=1}^{p-1} y_j dy_1 \dots dy_{p-1} \quad \text{-----}(24)$$

para $x > 0$ y la distribución condicional del tamaño de campos se da en la relación:

$$H(x) = P(X \geq x) = \int_x^{\infty} h(y) dy \quad \text{-----}(25)$$

donde la variable 'y' es el tamaño del campo.

En términos de prospectos, la distribución condicional del tamaño de campos es la probabilidad de que un prospecto potencial sea mayor que x, dado que contiene hidrocarburos. El prospecto potencial se denota por X^* y se define por:

$$X^* = (X) (U_1) (U_2) \dots (U_k) \quad \text{-----}(26)$$

De acuerdo con la ecuación (18), es claro que:

$$H(x) = P(X^* > x / X^* > 0) \quad \text{-----}(27)$$

Cabe aclarar que se ha supuesto que: (1) los prospectos potenciales de un play X_1^* , X_2^* , ..., X_i^* , son independientes y están idénticamente distribuidos, y (2) el número de prospectos en un play, es estadísticamente independiente de los prospectos potenciales.

V.3 .- DISTRIBUCION DEL NUMERO ESPERADO DE CAMPOS

Sea M el número total de prospectos definido por el indicador de variables:

$$I_i = \begin{cases} 1 & \text{- si los prospectos contienen hc.} \\ 0 & \text{- sin presencia de hc.} \end{cases}$$

$i = 1, 2, \dots$ entonces el número N de campos en un *play* se define por:

$$N = I_1 + I_2 + \dots + I_M \quad \text{-----}(28)$$

y la distribución de probabilidad de N , al tener carácter binomial, se define por la expresión:

$$P(N = m) = \sum_{m=n}^{\infty} \binom{m}{n} \theta^n (1-\theta)^{m-n} P(M = m) \quad \text{---}(29)$$

para $n = 1, 2, \dots$

donde θ , es el citado riesgo del *play* (ec. 20)

Por otro lado si $E[M]$ y σ_M^2 son el valor esperado y la varianza del número de prospectos, entonces, la media y la varianza de N son:

$$E[N] = \theta E[M] \quad \text{y} \quad \text{-----}(30)$$

$$\sigma_N^2 = \theta (1-\theta) E[M] + \theta^2 \sigma_M^2 \quad \text{-----}(31)$$

V.4 .- DISTRIBUCION DEL POTENCIAL DEL *PLAY*

El potencial del *play* se da por la suma de un número aleatorio M de variables aleatorias tal que:

$$T = X_1^* + X_2^* + \dots + X_M^* \quad \text{-----}(32)$$

Con esto, se sigue que si la probabilidad de que el potencial del *play* es cero, es debido a que la probabilidad de tener campos en el *play* es cero. Lo anterior se expresa de la siguiente forma:

$$PCT=0) = PCN=0) = \sum_{m=1}^{\infty} (1-\theta)^m PCM = m) \quad \text{-----(33)}$$

Ya que en este caso los 'cero' prospectos potenciales no contribuyen al potencial del play, la expresión (32) se puede declarar como:

$$T = X_1 + X_2 + \dots + X_N \quad \text{-----(34)}$$

De aquí que para $t \geq 0$, la distribución de probabilidad es:

$$PCT > t) = \sum_{n=1}^{\infty} \int_t^{\infty} w_n(y) dy \quad PCN = n) \quad \text{-----(35)}$$

donde $w_n(y)$ es la densidad de la suma $X_1 + X_2 + \dots + X_n$, condicional a $N = n$.

Luego entonces el valor esperado para el potencial del play es:

$$E(T) = \theta E(X) E(N) \quad \text{-----(36)}$$

donde: $E(X)$ denota el valor esperado del tamaño de campo. La varianza de T está dada por:

$$\sigma_T^2 = \sigma_X^2 E(N) + (E(X))^2 \sigma_N^2 \quad \text{-----(37)}$$

donde: σ_X^2 es la varianza del tamaño de campo; $E(N)$ y σ_N^2 se dan en las ecuaciones (30) y (31)

V.5 .- DISTRIBUCION DEL R-ESIMO TAMAÑO DE CAMPO MAS GRANDE

Sean $X_1^*, X_2^*, \dots, X_r^*$ los prospectos potenciales de un play, y X_r^* el r-ésimo prospecto potencial más grande, $r = 1, 2, \dots$, es decir, X_1^* es el prospecto potencial más grande; X_2^* es el segundo más grande; y así sucesivamente.

Entonces la cantidad: $EPS_r = E\{X_r^* / X_r^* > 0\}$ es el tamaño de campo esperado del r-ésimo campo más grande y su función masa

de probabilidad está dada por:

$$P(X_r^* = 0) = P(N \leq r-1)$$

para $x \geq 0$

$$P(X_r^* > x) = P(X_r^* > x, N \geq r)$$

$$= \sum_{n=r}^{\infty} P(X_r^* > x / N = n) P(N = n)$$

$$= \sum_{n=r}^{\infty} \sum_{k=r}^{\infty} P(\text{exactamente } k \text{ campos c/pot. } > x / N = n) P(N = n) \quad \text{-----(38)}$$

ya que la probabilidad de que un campo tenga un potencial *mayor* que x es $H(x)$, entonces :

$$P(\text{exactamente } k \text{ campos c/pot. } > x / N=n) = \binom{n}{k} H(x)^k [1-H(x)]^{n-k} \quad \text{-----(39)}$$

Por lo tanto la distribución del r -ésimo campo más grande (L_r), está dado por:

$$L_r(x) = P(X_r^* > x / X_r^* > 0) \\ = \sum_{n=r}^{\infty} \sum_{k=r}^n \binom{n}{k} H(x)^k [1-H(x)]^{n-k} \left[\frac{P(N=n)}{P(N \geq r)} \right] \quad \text{-----(40)}$$

para $x > 0$ y $r=1,2,\dots$

La función de densidad se obtiene al diferenciar $1-L_r(x)$ con respecto a x , y está representada por:

$$l_r(x) = \sum_{n=r}^{\infty} r \binom{n}{r} H(x)^{r-1} [1-H(x)]^{n-r} h(x) \left[\frac{P(N=n)}{P(N \geq r)} \right] \quad \text{-----(41)}$$

Luego entonces, el valor esperado para el r -ésimo tamaño de campo más grande, está dado por:

$$EPS_r = \sum_{n=r}^{\infty} r \binom{n}{r} \int_0^{\infty} x h(x) x^{r-1} [1-H(x)]^{n-r} h(x) dx \frac{P(N=n)}{P(N \geq r)}$$

----- (42)

Por la definición del potencial del play, se sabe que el potencial esperado para el play es igual a la suma de $E[X_r^*]$, para $r=1, 2, \dots$. La siguiente expresión verifica ésta afirmación.

$$E[X_r^*] = P(N \geq r) E[X_r^* / X_r^* > 0] \quad y$$

$$\sum_{r=1}^{\infty} E[X_r^*] = \sum_{n=1}^{\infty} n P(N=n) \int_0^{\infty} \left[\sum_{r=1}^n \binom{n-1}{r-1} h(x) x^{r-1} [1-H(x)]^{n-r} \right] x h(x) dx$$

----- (43)

Por el teorema binomial, la expresión representada entre paréntesis rectos es uno

De aquí que para las ecuaciones (30) y (36) se tiene:

$$\sum_{r=1}^{\infty} E[X_r^*] = \sum_{n=1}^{\infty} n P(N=n) E[X] = E[T] \quad \text{----- (44)}$$

que es el potencial esperado para el play.

CAPITULO VI.- OPTIMIZACION DEL TRATAMIENTO DE VARIABLES

VI.1. - LA TECNICA DELPHI

El análisis bajo la técnica Delphi constituye un vuelco en el estilo de discernir los principios y la práctica exploratoria, en el procedimiento de evaluación de recursos petroleros.

La técnica Delphi se puede definir como un método para la estructuración de un proceso de comunicación de grupo, tal que el proceso hace interactuar a un conjunto de individualidades, a través de la obtención de un consenso de opiniones para tratar un problema complejo.

La técnica Delphi tuvo originalmente usos exclusivamente militares en los Estados Unidos, expandiéndose luego hacia ramas muy variadas de la industria para la realización de pronósticos tecnológicos.

El método tiene dos formas de aplicación: (1) el llamado Delphi convencional, que se efectúa a base de cuestionarios intensivos y (2) el denominado Delphi de Tiempo Real, donde el evaluador efectúa el análisis directamente sobre un equipo de computación que posea archivos con los datos de interés.

Los fundamentos metodológicos de la técnica se basan en principios filosóficos que aplicados a la técnica, representan un sistema característico de consulta. Tales sistemas son:

(1) Sistema Lockeano o Empírico, (2) Sistema Leibniziano o Analítico, (3) Sistema Kantiano o Sintético, (4) Sistema Hegeliano o Dialéctico, (5) Sistema Singeriano-Churchmaniano o Pragmático.

Cada sistema sostiene una naturaleza característica en relación a la verdad contenida en una comunicación.

El Sistema Singeriano-Churchmaniano integra a los demás sistemas como submodelos de su diseño, y consecuentemente es el más utilizado.

Uno de los problemas que enfrentan los sistemas de consulta, es la exactitud en las respuestas, por lo cual dentro del espectro de la técnica Delphi se ha derivado la llamada 'Teoría de la

Estimación en Grupo'. Esta teoría trata de enfocar el proceso relacionado con la exactitud de las estimaciones, y trata de establecer cálculos para el error en una estimación. El planteamiento general de la teoría es el siguiente:

Sea un Grupo de individualidades I ; un espacio de eventos E_j y un espacio de respuestas R_{ij} :

$$I = \{I\} \quad ; \quad E = \{E_j\} \quad ; \quad R = \{R_{ij}\}$$

Luego entonces una distribución de probabilidad P_j sobre el espacio de eventos sería:

$$P = \{P(E_j)\}$$

en general P_j es desconocido.

Para algunas formulaciones del proceso de estimación en grupo es necesario designar una probabilidad *a priori* para un evento; tal designación se realiza por la expresión:

$$U = \{U(E_j)\}$$

En muchos casos, R_{ij} son simplemente selecciones de E , por ejemplo: si un explorador del subsuelo pronostica "el pozo resultará productor", ha hecho una selección del espacio:

{ el pozo resultará productor, el pozo resultará invadido, el pozo resultará improductivo }

De esa forma la función que involucra un proceso de comunicación, el cual produce un grupo de respuestas G_j para cada evento E_j en el espacio de eventos es:

$$G = G [I, E, R]$$

Un procedimiento para normalizar cantidades positivas es el logaritmo del error, el cual define un cálculo de error descrito por:

$$\text{Error} = \log \left| \frac{R_i}{T} \right|$$

donde T es la respuesta verdadera, R_i es la respuesta individual y las barras denotan valor absoluto.

En los tratados de análisis de decisiones se citan seis rasgos óptimos y deseables en toda estimación individual y que son:

Honestidad, exactitud, definición, realismo, certeza, y criterios libres de sesgo.

La técnica Delphi es muy susceptible a ser mal empleada y es frecuente que su fracaso se deba a las siguientes causas: (1) imposición de los puntos de vista del monitor y sus concepciones, no permitiendo la contribución de otras perspectivas relacionadas con el problema; (2) técnicas de resumen deficientes; (3) ignorar desacuerdos, lo cual genera un consenso artificial; (4) niveles de conocimiento y experiencia desiguales entre los consultados; (5) parcialidad del monitor al concatenar las opiniones.

VI.2. - EVALUACION DE ATRIBUTOS

Para poder resolver exitosamente la tarea del pronóstico de la capacidad petrolífera de un territorio por simulación probabilística, es necesario efectuar un análisis integral y sistemático de los factores que intervienen en la formación de

yacimientos.

Tal análisis requiere estudiar la esencia del proceso de formación y acumulación del petróleo con un carácter realista, desde la perspectiva de las relaciones genéticas, cubriendo su desarrollo en tiempo y espacio.

Es obvio que conforme se han descubierto campos, los recursos que quedan por descubrir revisten una complejidad cada vez mayor para ser localizados, lo cual requiere un mayor grado de detalle en el proceso de búsqueda y por extensión en el análisis de las condiciones geológicas.

Se sabe que el proceso de formación y acumulación del petróleo en la litósfera está regulado por factores Paleotectónicos, Paleogeográficos, Paleogeoquímicos, y Paleobioquímicos, estrechamente relacionados entre sí. Los hidrocarburos, como una forma particular de materia en la estratósfera, se forman, se desarrollan y se destruyen en etapas que pasan de un estado cualitativo a otro, primeramente de inmadurez a madurez, y posteriormente de madurez a degradación, todo esto en estrecha vinculación con las condiciones geológicas, bioquímicas y geohidrológicas del medio que los contenga, o de las fuentes internas o externas de energía.

En función de lo anterior, el procedimiento de evaluación de atributos debe apegarse en la medida de lo posible a los siguientes puntos, utilizando el máximo de información geológica y geofísica.

- Estudio Geoquímico de las series litológicas (secuencias madres, colectores, y sellos), analizando sus esquemas de cantidad, calidad y maduración.
- Empleo de gráficas de historia de sepultamiento para ubicar eventuales lapsos de generación.
- Empleo de reconstrucciones paleogeográficas y paleotectónicas para reproducir la historia del desarrollo de las formaciones objetivo.
- Definición de las condiciones Paleotectónicas, Paleogeográficas, Paleogeoquímicas, y Paleogeotérmicas de

la cuenca y su relación con los procesos de generación, migración, y acumulación de hidrocarburos.

- Definir los Plays y los prospectos potenciales para evaluar los atributos geopetroleros que intervendrán en la simulación.
- Diseñar una base de datos con información primordialmente local y regional.

VI.3. - PATRONES ALTERNATIVOS PARA EL CALCULO DE PROBABILIDADES GEOMETRICAS.

Se ha mencionado que el sistema RASP utiliza en su bloque pre-procesador, un cálculo de probabilidades geométricas basado en patrones de líneas paralelas. No obstante, es posible alimentar externamente al sistema con un cálculo de probabilidades a partir de una malla rectangular.

Es de suponerse que el cálculo bajo malla rectangular ofrece mejores resultados, pues cuenta con información adicional, esto aunado a que la mayoría de los levantamientos sísmicos siguen patrones rectangulares.

Una vez calculadas la probabilidades geométricas de malla rectangular, se lleva a cabo un "engaño" al pre-procesador, asignándole los mencionados cálculos.

Esta acción se reflejará en la estimación de las distribuciones del número esperado de campos que el programa ejecute, las cuales pretendidamente serán más confiables.

Con el cálculo de probabilidades de patrón rectangular se evita una sobreestimación de la distribución del número esperado de campos, puesto que al optimizarse el cálculo de probabilidades, los campos que quedan por descubrir, serán obligadamente menos que los que supondría un cálculo de probabilidades hecho a partir de un patrón de líneas paralelas.

CAPITULO VII .- APLICACION : PORCION NNE DEL AREA SAN JOSE DE LAS RUSIAS

VII.1. - CONSENSO GEOLOGICO

El planteamiento general de la consulta a expertos se diseñó sobre la base de un cuestionario previo a la evaluación de los atributos del *play* y de los prospectos, conformandose de preguntas de orden geológico, geoeconómico y personal, relativas a la información y estado de la naturaleza geológica en la porción NNE del área San José de las Rusias.

El estado de la información disponible, sitúa a San José de las Rusias como un área en estado de madurez exploratoria, no obstante que existen frecuentes deficiencias en cuanto a la calidad de la información.

A pesar de no ser una región de producción comercial, la porción NNE del área San José de las Rusias, considerada para esta ejecución de exploración probabilística, tiene una relación de éxitos de 0.33 para la totalidad de los niveles potencialmente productores, tal relación de éxitos es muy significativa si se considera que para el área evaluada la densidad de perforación es de 0.011 pozos por km^2 .

Estrictamente para nivel Kimmeridgiano, el consenso de distribuciones para los atributos del prospecto arrojaron una probabilidad condicional del depósito de 0.168 ; esto quiere decir que si se perforara *al azar*, la probabilidad de tener un pozo exitoso en el horizonte Kimmeridgiano sería de 0.168.

La porción NNE del área San José de las Rusias está enmarcada por las coordenadas $X = 579000$ y 627000 , e $Y = 2628000$ y 2710000 del sistema UTM ; se ubica en el dominio SSE de la provincia geológica de Burgos y su localización geográfica corresponde a la parte centrooriental del estado de Tamaulipas. (Fig. No.13).

El área consta de 3800 km^2 y está cubierta en su totalidad por levantamientos sísmicos; el espesor de rocas sedimentarias fluctúa entre 3000 y 6200 metros y la sección preservada de

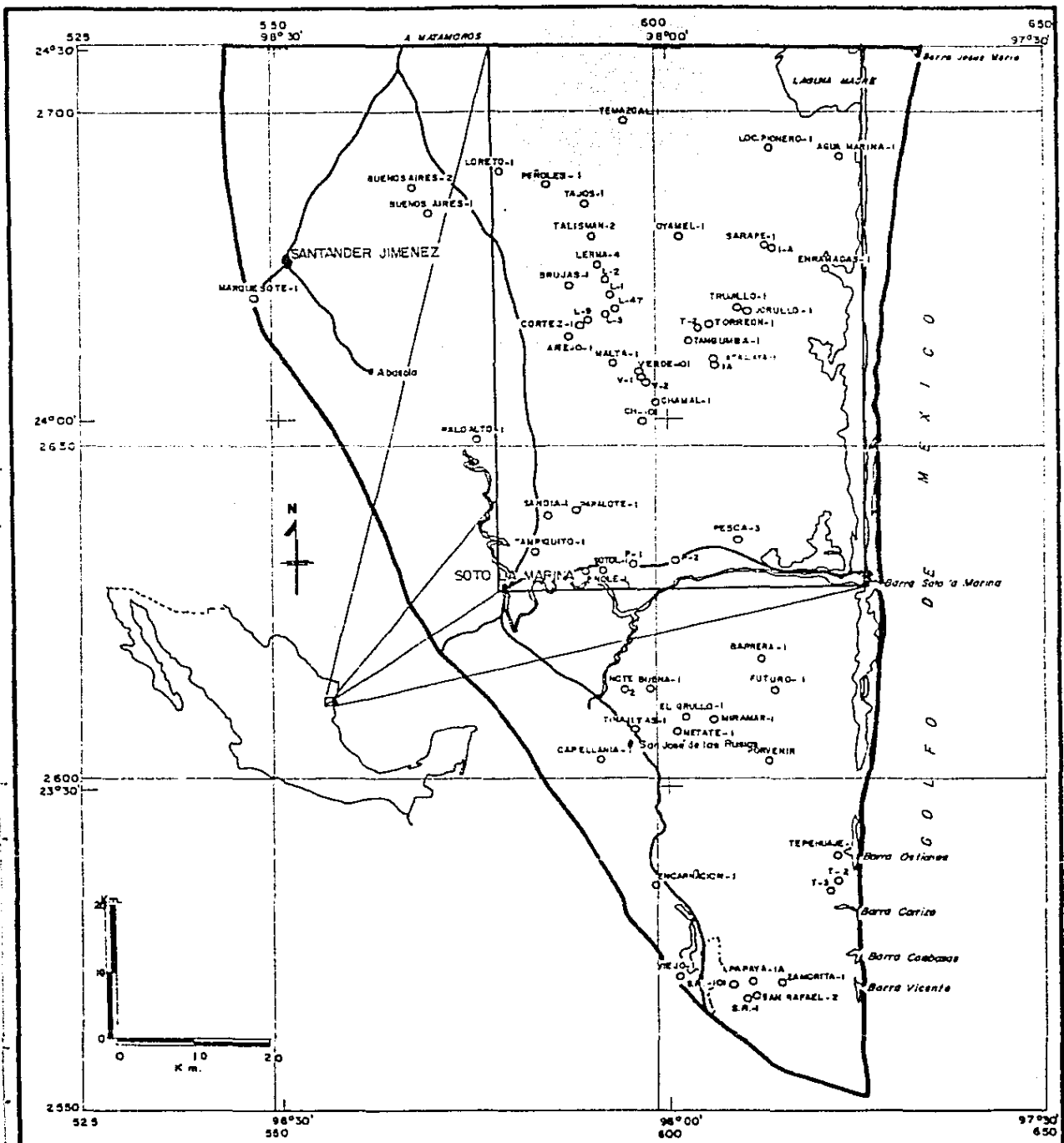


FIG. N° 13 PLANO DE LOCALIZACION

TABLA ESTRATIGRAFICA

ERA	SISTEMA	SERIE	PISO EUROPEO	CUENCA DE BURGOS			
				PORC. SUR - SW	PORC. OCCIDENTAL	PORC. ORIENTAL	
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE		Rec	Rec	Rec	
		PLEISTOCENO					
		PLIOCENO					
	TERCIARIO	MIOCENO					
		OLIGOCENO					
		EOCENO	LUDIANO				
			BARTONIANO				
			AUVERSIANO	Eg			
LUTECIANO							
PALEOCENO	GUISIANO						
	YPRESIANO						
	THANETIANO						
	MONTIANO						
MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	MAESTRICIANO				
			CAMPANIANO	Km	Km	Km	
			SANTONIANO				
			CONIACIANO	Ksf	Ksf	Ksf	
			TURONIANO	Kgr	Kgr	Kgr	
		INFERIOR	CENOMANIANO				
			ALBIANO	Kts	Kts	Kts	
			APTIANO	Kto	Kto	Kto	
			BARREMIANO				
			HAUTERVIANO	Kti	Kti	Kti	
	JURASICO	SUPERIOR	TITHONIANO	Jd	Jd	Jd	
			KOMMUDIANO	Jol	Jol	Jol	
			OXFORDIANO	Jj	Jj	Jj	
		MEDIO	CALLOVIANO	Jm	Jm	Jm	
			BATHONIANO				
INFERIOR	LIASICO						
	NETURDIANO						
TRIASICO	SUPERIOR	BETTIANO	Th	Th	Th		
		MERTIANO					
		CANIANO					
	MEDIO	LADIANO					
		ANISIANO					
INFERIOR	SOTTIANO						
PALEOZOICO	PERMIANO						
	CARBONIFERO						
	DEVONICO						
	SILURICO						
	ORDOVICICO						
	CAMBRIICO						
PRE - CAMBRICO							

AUSENTE POR EROSION

CONTACTO INFERIOR NO OBSERVADO

FIG. No 14

estas rocas varía en edad relativa desde el Mioceno Inferior al Triasico Superior.

El basamento se ha determinado como Permotriasico y tiene una datación de 240 m. a..

Existen dos formaciones que integran lechos evaporiticos intercalados con otros materiales. La primera de ellas es la unidad formacional 'Metate', de edad Calloviano, cuyos horizontes evaporiticos se asocian a un ambiente transicional que varía desde zonas lacustres y paludales adyacentes a un litoral, hasta zonas de supramarea. Y la segunda es la formación 'Olvido', correspondiente al Kimmeridgiano, cuyos horizontes evaporiticos se alternan con secuencias calcáreas coálticas, sugiriendo variaciones del nivel del mar que produjeron depósitos cuyo ambiente oscila entre borde de plataforma y zonas de supramarea.

El área está afectada por dos discordancias regionales notoriamente drásticas, la primera hace contactar depósitos del Calloviano con rocas del Triasico superior y con rocas del Basamento Permotriasico, y la segunda hace contactar horizontes del Eoceno Superior y Medio con depósitos del Valanginiano, y en algunas zonas rocas del Campaniano-Maestrichtiano con el Valanginiano, (Fig 14).

Los eventos tectónicos que han influido en el área son presumiblemente la evolución Devónico-Triasica (Hercínica) en su fase Permo-triasica (Appalachana), y la evolución Paleogénica que corresponde a la fase intermedia de la evolución Alpina, ésta última con efectos muy leves asociados a la evolución cortical del Golfo de México.

La cuenca que contiene al área, que es la cuenca Terciaria de Burgos, al igual que todas las cuencas petrolíferas del Este de México están clasificadas como "cuenca combadas hacia abajo" o "Downwarp", según el catalogo de cuencas petroleras de Klemme (1980).

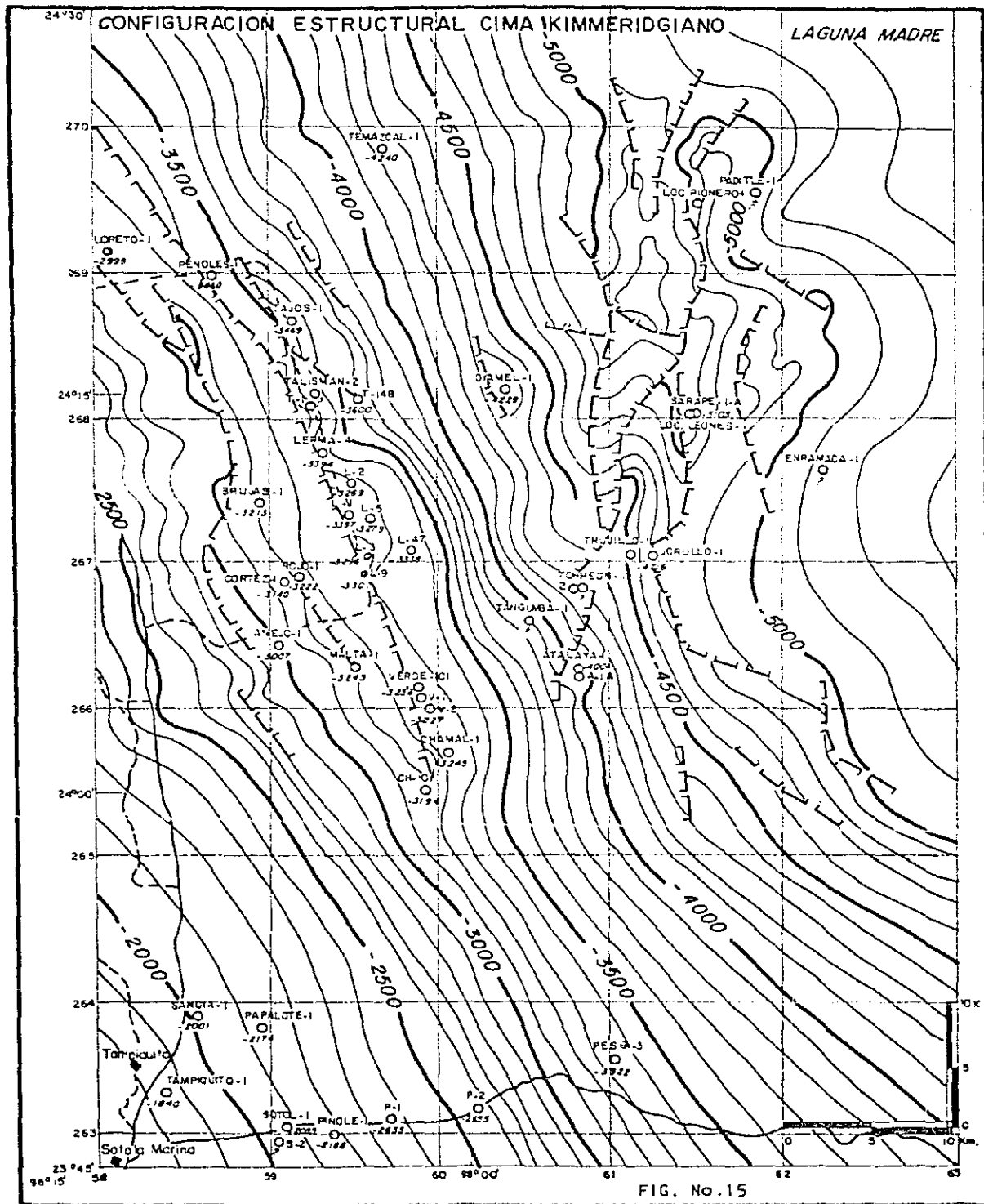


FIG. No. 15

Hacia los nieles jurásicos se pierde la condición de homoclinal que caracteriza al Área, y la localización de estructuras anticlinales se vuelve particularmente difícil, no obstante que los eventuales entrampamientos pueden constituirse en cierres contra-falla (Fig.No.15) a manera de trampas combinadas (Moya Cuevas,1983).

A continuación se muestra el ejercicio de consultas realizado para conjuntar información y criterios como paso previo a la ejecución del modelo de simulación.

En la sección de la encuesta correspondiente a parámetros geoquímicos en muestras analizadas, sólo se incluyen parámetros correspondientes al intervalo 2223-2228 m. del pozo Pinole-1, por ser la única muestra que presenta valores interesantes de temperatura máxima de pirólisis, y un porcentaje de carbono orgánico que rebasa el 1%. Lo anterior se destaca en virtud de que en el resto de los pozos los valores en muestras analizadas sugieren inmadurez y un potencial generador que de acuerdo a los valores de TAI, dista de ser excelente en la mayor parte de los casos.

Cabe mencionar que los datos existentes son en cierta medida insuficientes, y que un gran número de muestras tiene parámetros indeterminados.

EVALUADOR

NOMBRE DEL PLAY Kimmer. SJR

ATRIBUTO		PROB.		COMENTARIOS				
ATRIBUTOS DEL PLAY	Fuente de Hc.	1.0		Hay evidencias de que estos atributos				
	Sincronización (Timing)	1.0		ocurrieron, sin embargo los esquemas de				
	Migración	1.0		cantidad de los parámetros geoquímicos				
	Facies de Yac. Pot.	1.0		revelan que no se generaron grandes vo-				
	PROB. MARGINAL	1.0		lúmenes, o bien las condiciones de en-				
ATRIBUTOS DEL PROSPECTO	Mec. de Entrampamiento	0.4		trampamiento no fueron tan favorables -				
	Porosidad Efectiva	0.6		como en campos cercanos donde se tiene				
	Acumulación de Hc.	0.7		producción a nivel Kimmeridgiano; por -				
	PROB. COND. del DEP.	0.168		tanto los hcs. que pudieron migrar y --				
PARAMETROS	Litología de	Arenisca						
	la Trampa	Carbonatos *						
	Mezcla de	Aceite		75%				
		Hc.		Gas		25%		
	Fractiles	Prob. 'igual o						
		Mayor que'						
	Atributo	100	95	75	50	25	5	0
	Area de Cierre (km ²)	.27	.35	.68	.9	.99	1.08	1.14
	Espesor del Colector (Mts.)	10	20	50	70	85	100	130
	Porosidad Efectiva (%)	0	3	5	8	10	11	13
Profundidad(Mts) del Colector	300		400		450		500	
S W	3513		4000	4500	4800		5396	
NUMERO DE PROSP. PERFORABLES.	0	5	10	15	20	25	30	
RESERVAS PROBADAS (x 10 ⁶ BBL)								

CBIRD, 1986)

CUESTIONARIOS DELPHI

FECHA _____ EVALUADOR _____

I. - GENERALIDADES

PROVINCIA GEOLOGICA DE BURGOS (Porción NNE del área San J. de las Rusias)
 Localización Geográfica PARTE CENTRO ORIENTAL DEL EDO. DE TAMPS.

Latitud X = 2628000 ; 2710000

Longitud Y = 579000 ; 627000

Grado Global de Conocimiento Sobre la Provincia

Estudio	Nivel	Si	No
Geología Sup	Reconocimiento		
	Semidetalle		
	Detalle	*	
	Actualización	*	
Sismología		*	
Gravimetría		*	
Magnetometría		*	
Perforación	Densa		
	Regular	*	
	Escasa		
Sedimentolog.		*	
Interp. y Ev.		*	
Geoquímica	En Pozos	*	
	Muestreo Sup.		*

II.- GEOLOGIA BASICA

A. - PARAMETROS GEOMETRICOS

Area de la Provincia 3800 Km²

Area de Rocas Sedimentarias en la Provincia

Triasico 1200 Km² Jurásico 3800 Km²

Cretácico 2560 Km² Terciario 3800 Km²

Espesor Total de Rocas Sedimentarias

<u>Espesor Mínimo</u>	<u>Promedio</u>	<u>Espesor Máximo</u>
<u>3000 m.</u>	<u>4600 m.</u>	<u>6200 m.</u>

B. -RELACIONES CRONOLOGICAS

Rango en Edad de la Sección Preservada de Rocas Sedimentarias

De Mioceno a Triasico Sup.

Periodos de Erosión o no Deposito

Jurásico medio e Inf.

Eoceno Sup.yMedio- Valanginiano

Oligoceno (Oprs) - Cretácico Sup. (Km)

Edad del Basamento Permo-Triasico (240 m.a.)

Litología del Basamento Rocas Metamórficas (Ortocuarcitas), esquistos y Gneiss, y rocas ígneas plutónicas ácidas.

Edad de los Eventos Tectónicos que han afectado a la Cuenca

Orogénia Permo-Triasica

Orogénia Laramídica

Edad y Tipo de Fallamiento en la Provincia

Edad Postlaramídica Tipo de Fallamiento Normal

Horizontes Productores y/o Prospectivos

Edad	Formación	Litología	Espesor
Olig.Med.	Oprs.	Arenisca Calcárea	8m. (Buenos Aires-2)
Co-Sa	Ksf	Calizas fracturadas	29m. (Talismán-1)
Tu-Al-Ce	Kan-Kts	Calizas fracturadas	60m. (Verde-1)
Kimmerid.	Jol-Jsa	Caliza Dolítica	17m. (atalaya-1)

Probables Lapsos de Generación

Cretácico Sup. Eoceno Medio.
Oligoceno

C. - ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

Litologías Dominantes y su % en volumen estimado

Litología	Edad	Ambiente Sedimentario	% en Vol.
Lutita-Arenisca	Terciario.	Marino	55%
Calizas	Cretácico	Marino	30%
Calizas Arcillosas	Jurásico	Marino	15%

Discordancias Regionales

De Triásico Sup. a Jurásico Sup.
 De Eoceno Sup. y Medio a Cretácico Inf. (Valanginiano)
 De _____ a _____

Elementos Geológicos de Excepción

Tipo	Edad	Litología Asociada
Arrecife	NO EXISTEN	
Delta	NO EXISTEN	
Dome Salino	NO EXISTEN	
Diapiros	NO EXISTEN	

Trampas Estratigráficas Conocidas o Potenciales

Edad	Origen	Localidad	Productiva o Seca
	NO ESTAN LOCALIZADAS		
	NO ESTAN LOCALIZADAS		

Trampas Estructurales Conocidas o Potenciales

Edad	Origen	Localidad	Productiva o Seca
Terc.	Cierre c/falla	Talismán-Lerma	Productiva
Terciaria	"	Verde	Productiva
"	"	Oyamel	"
"	"	Atalaya	"
"	"	Sarape	" (?)
"	"	Torreón	"

Tipo y % de Porosidades mayores medidas en núcleos o Registros de pozo

Tipo	%	Litología	Edad	Poz
Intergranular	10%	Caliza Oolítica (3530-3534)	Jol.	Lerma-3
"	12%	" (Int. 3537-3545)	Jol	Lerma-9
"	12%	" (Int. 3513-3519)	Jol	Malta-1
"	8%	" (Int. 3440-3447)	Jol	Talismán-1

D. - ASPECTOS ESTRUCTURALES

Clasificación de la Cuenca "Combada Hacia abajo" (Downwarp) - Klemme, 1980 -
 Morfología Homoclinal

Geometría Estructural:

Asimétrica **
Simétrica con pendientes suaves _____
Simétrica con pendientes pronunciadas _____
Otro tipo geométrico (especificar) _____
Información no disponible _____

Estilos de deformación: Plegamientos suaves
con fallamiento normal

Presencia de altos estructurales

	Número Estimado	Origen	Geometría
Altos conocidos	12	Anticlinal Afallado	asimétrico
Altos Inferidos	8	Anticlinal Abierto y Afallado	asimétrico

Promedio de magnitud estimada del cierre (en pies) Total de Altos = 20

Promedio en altos conocidos _____ Promedio Total = 27.3 m.
 Promedio en altos inferidos _____ de cierre

E. - ASPECTOS GEOECONOMICOS

Presencia de Estructuras Productoras

Loc	Num.	Area Aproximada	Aceite o Gas	Edad de los Hc
Talismán - Lerma	4	11 Km ²	Aceite	Probablemente Eocénica

Presencia de Indicios Superficiales

	Ninguno	Escasos	Regulares	Abundantes
Aceite		**		
Gas		**		

Manifestaciones en Pozos

	Ninguna	Escasas	Regulares	Abundantes
<i>Acetite</i>			**	
<i>Gas</i>			**	
<i>Hegcla</i>			**	

Presencia de Materiales Indicativos

	Si	No	No se conoce
<i>Acetite Pesado (menos de 12° API)</i>			**
<i>Areniscas Alquitransas</i>			**
<i>Lutitas Bituminosas</i>			**
<i>Otros bitúmenes o hcs. sólidos</i>			**

Caracterización de Probables Rocas Generadoras

Formación	Edad	Litología	Espesores	Gpos. Form.	Paleoambient
Oprs.	Olig	Lutita y Are.		No Identificados	No Especificado
Guayabal	Eoceno	Lutita y Are.		"	Mar Abierto
Méndez	Ca-Ma	Margas	88 - 330	"	Mar Abierto
Agua Nueva	Tur.	Calizas Arc.	28 - 238	"	Mar Abierto
Pimienta	Tith.	Calizas Arc.	54 - 134	3 facies	Mar Abierto

Caracterización de Colectores

Formación	Edad	Litología	Espesores	Tipo de ϕ	% de ϕ (prom.)
Oprs.	Olig.	Arenisca Calcárea		Intergranul.	23%
San Felipe	Co-Sa	Calizas fracturadas		(Sec.) En fracturas	?
Tamps. Inf.	Be-Va	Calizas Frac		"	?
Olvido	Kimm.	Clzs. Oolític	10 - 100	Intergranul.	8%
San Andrés	"	"	51 - 130	"	8%

Caracterización de Rocas Sello en la Columna

Formación	Edad	Litología	Espesores	Sello continuo	Discontinuo
Sección de Rocas Terciarias	Terc.	Lutitas			**
Méndez	Ca-Ma	Margas			**
Pimienta	Tith.	Cizs. Arcill.		**	
Olvido	Kimm	Muds. de Submarina con Anhidrita		**	

Número Total de Pozos Exploratorios en el Área 45
 Densidad de Perforación por Kilómetro cuadrado 0.011 pozos por Km²
 Relación de Éxitos 0.33

Formación más Antigua Penetrada T. Huizachal Profundidad 4011 m.
 Formación más Profunda Penetrada J. Sup. (Oxf?) Profundidad 5475 m.

Profundidad más somera a la cima de colectores Jurásicos 3513 m.
 Profundidad mayor a la cima de colectores Jurásicos 5396 m.
 Promedio 4454 m.

Profundidad más somera a la cima de colectores Cretácicos 1987 m.
 Profundidad mayor a la cima de colectores Cretácicos 4878 m.
 Promedio 3432.5 m.

Profundidad más somera a la cima de colectores Terciarios 898 m.
 Profundidad mayor a la cima de colectores Terciarios 898 m.
 Promedio 898 m.

III.- PARAMETROS GEOQUIMICOS EN MUESTRAS ANALIZADAS

A. - DATOS GENERALES

POZO: PINOLE No. 1

Intervalo 2223-2228 m.

Descripción Litológica CALIZA GRIS OSCURO NEGRA

% C. Min. 10.96

% C. Org. 1.115

B. - VALORES OPTICOS

% R_o xxx

Fluorescencia de Exinita xxx

Tipo de M. O. D. Algócea, Maderácea.

% de M. O. D. 15%

T. A. I. 2

C. - EXTRACTO

% de Extracto xxx

C. Q. xxx

Composición Elemental xxx

D. - PIROLISIS

S₁ 1387 S₂ 10124 S₃ 337 ; S₂ / S₃ 30.04

Temperatura Máxima 444

I. P. 0.120

I. H. = S₂ / C. Org. 908

I. O. = S₃ / C. Org. 33.8

E. - CORRELACION DE VALORES

ESQUEMA CANTIDAD

INT	FCRM	% C. Org	% M. O.	% Extracto	S ₁	S ₂
2223- 2228	Jp	1.115	15%	-----	1387	10124

ESQUEMA CALIDAD

INT	FORM	I. H.	I. O.	S ₂ /S ₃	KCI, II, III, D
2223- 2228	Jp	908	33.8	30.04	KIII, KI

ESQUEMA MADURACION

INT	FORM	% R _o	Fluor	TAI	IP	T. Max	ITT
2223- 2228	Jp	----	-----	2	0.120	444	

INDICE CUALITATIVO

INT	FORMACION	POTENCIAL GENERADOR	HC. GENERADO
2223- 2228	Jp	Excelente	Aceite y gas

F. - MUESTRAS CON VALORES EN LA VENTANA DE GENERACION

POZO: Pinole No. 1

INTERVALO: 2223-2228

% R _o	Fluor	TAI	IP	T. Max	ITT	Hc. Gen.
----	-----	2	0.120	444		Aceite y Gas

¿Qué expectativas revela la correlación de valores de ITT con los demás parámetros geoquímicos en las gráficas de historia de sepultamiento construidas para el área San José de las Rusias ?

Los valores de ITT que se correlacionan con los valores más atractivos de los parámetros geoquímicos en algunos pozos revelan que las etapas de generación no fueron muy prolongadas; por otra parte son escasos los valores que pueden incluirse en la ventana de generación de Vassoevich.

¿ Es posible establecer analogías con los factores críticos (generación, migración, etc.) entre los campos productores cercanos (Tamps-Const., Barcodón, etc.) y el área San José de las Rusias?

Probablemente sí; los lapsos de generación podrían representar un fenómeno regional para todo el conjunto de campos, el factor que podría no ser análogo es el de entrapamiento.

¿ Puede definirse una 'cuenca generativa' exclusiva para San José de las Rusias o ha sido una 'cuenca generativa' regional la que ha abastecido al conjunto de campos del Este de México?

Es una cuenca generativa regional.

¿ Existen áreas de drenaje bien definidas en el área, que puedan considerarse propias para una eventual migración de hc.?

Según las configuraciones disponibles: sí.

¿ En el área San José de las Rusias pueden existir zonas porosas y probablemente saturadas de hc. en sinclinales o en cualquier otro tipo de 'bajos' estructurales ?

Esta posibilidad no se descarta, sobre todo hacia las zonas de emplazamiento de miembros oolíticos de edad Kimmeridgiano.

¿ De existir entrapamiento estratigráfico en San José de las Rusias, cómo sería característicamente ?

Principalmente en acúñamientos, y en cambios litológicos (de facies).

¿ La actividad ígnea Terciaria (evidenciada al sur del área SJR) influyó en las escalas de maduración de la materia orgánica en SJR ?

No influyó en la totalidad del área, no obstante al sur de la porción evaluada, los cuerpos ígneos hipabisales que afloran son frecuentemente relacionados con chapopoterías existentes en esa zona.

¿ Qué evento pudo dar origen a los grandes periodos erosivos como el de la porción oriental (que hace contactar al Eoceno Medio con el Yalaginiano) ?

Básicamente corrientes submarinas que actuaron sobre paleoescarpas submarinas de talud.

¿ Qué papel juega la presencia de gas sulfhídrico en la calidad y cantidad del aceite localizado en SJR ?

La presencia de gas sulfhídrico está asociado a depósitos continentales (anhidrita) y -- afecta principalmente la calidad del aceite, pues al extraerse éste, necesita un tratamiento de descontaminación.

¿ Qué grado de confiabilidad asignaría usted a los levantamientos sísmicos que se han efectuado en el área San J. de las Rusias ?

Son confiables únicamente para objetivos estructurales. Para objetivo Estratigráficos, estos levantamientos deben tomarse con reservas.

¿ Cree ud. que los costos de perforación serían "pérdida" si un sondeo resulta invadido con agua salada pero con manifestaciones ?

No, al menos desde el punto de vista prospectivo.

¿ Condenaría usted el área San José de las Rusias si en el estado actual del conocimiento geológico tres perforaciones resultaran en fracaso ?

No, porque está demostrado que existen acumulaciones; sin embargo la extracción de los hidrocarburos debe realizarse cuando las condiciones de rentabilidad sean favorables.

VII.2. - EJECUCION DEL MODELO

La ejecución del modelo partió de la base de 20 estructuras reconocidas en cierres contrafalla y ligeros arqueamientos existentes a nivel Kimmeridgiano (fig. no. 15), a las cuales se les estimaron sus razones axiales para luego efectuar el cálculo de probabilidades geométricas bajo un patrón de malla rectangular.

A falta de estructuras que representaran cúpulas anticlinales elipsoidales, el criterio general de selección de las estructuras se basó en elegir aquellas que presentarían notables cierres contrafalla. Cabe aclarar que en virtud de que el sistema calcula recursos globales, en el inventario original de estructuras reconocidas se han incluido aquellas que ya han sido perforadas, puesto que el programa es ciego en tal sentido, es decir, el programa perfora matemáticamente sin tomar en cuenta que las estructuras se conozcan como productivas o secas, no obstante, la información derivada de la perforación exploratoria es empleada para suponer una naturaleza geológica que arroje una simulación realista.

De esa forma, con las dimensiones axiales estimadas se alimentó al programa en su sector de preproceso.

Los resultados del preproceso se muestran a continuación y agrupan:

- (1) Una tabla de tamaño areal de los prospectos, que conforman los datos de entrada al preprocesador y están basados en una configuración sísmica.
- (2) Una tabla de intervalos de tamaño areal, que presentan un área mayor de 0.89 Km^2 y un área menor de 0.27 Km^2 con un incremento de 0.12 en cada categoría.
- (3) Probabilidades de detección que en este caso son el promedio de probabilidades de detección de los tamaños de estructuras incluidos en cada intervalo de clase. La probabilidad para cada estructura se calculó en base a un espaciamiento de líneas sísmicas que es de 2230 m. en promedio para abscisas y de 2750 m. en promedio para

ordenadas.

(4) resultados de la regresión; la ecuación de regresión se usa para estimar el número de prospectos que pueden existir en el play dado que se tiene información completa. El coeficiente de determinación R^2 obtenido en este caso es 0.67 para un ajuste por curva exponencial, y representa la varianza explicada del número de prospectos.

Las tablas restantes contienen los requerimientos estadísticos del preproceso e incluyen: (5) detalles del ajuste por curva de potencia, (6) estadísticos de la regresión por curva de potencia, (7) detalles del ajuste por curva exponencial, (8) estadísticas de la regresión exponencial, (9) distribución incondicional del tamaño areal, (10) Distribución incondicional del número de prospectos, (11) distribución conjunta del tamaño areal y número de prospectos, (12) distribución revisada el número de prospectos, (13) distribución revisada para tamaño areal.

Tanto en (9) como en (10) se representan distribuciones incondicionales. esto es, distribuciones que reflejan información que no ha tomado en cuenta el tamaño y número de prospectos que están reconocidos en el área.

Para el cálculo de distribuciones revisadas se eligió el ajuste de regresión por curva exponencial porque ofrece una varianza explicada conveniente, e igual a 67% .

Las distribuciones revisadas representan la evaluación de probabilidad dado un conocimiento previo. así, las distribuciones actualizadas para tamaño areal y número de prospectos sugieren que para tamaños areales de prospectos de 0.27 Km^2 el número de prospectos jamás excederá de 41 para el área, y que en la mitad de los casos, el rango para el número de prospectos es de 21 a 29; de esa forma, el número de estructuras que quedan por detectarse fluctúa entre 1 y 9.

Preca-0 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASP)

Tabla de Tamaño Areal de Prospectos

BURGOS SJRUSIAS (Km)

<u>PROSPECTO No.</u>	<u>EJE MENOR</u>	<u>EJE MAYOR</u>
1	0.20	1.90
2	0.90	1.20
3	0.50	1.80
4	0.60	1.90
5	0.60	1.60
6	0.50	1.90
7	0.60	1.50
8	0.60	1.50
9	0.50	1.80
10	0.55	1.80
11	0.60	1.90
12	0.35	1.80
13	0.60	1.50
14	0.50	1.60
15	0.70	1.20
16	0.40	1.90
17	0.45	1.80
18	0.40	1.70
19	0.50	1.20
20	0.35	1.40

Preca-1 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

Tabla de Intervalos por Tamaño Areal

BURGOS

S. J. RUSIAS

(Kms. 2)

Area menor 0.27

Area mayor 0.89

Total de intervalos 11

Porcentaje de incremento 0.12

Clase no.	Intervalo
1	0.27-0.30
2	0.30-0.34
3	0.34-0.38
4	0.38-0.42
5	0.42-0.48
6	0.48-0.53
7	0.53-0.60
8	0.60-0.67
9	0.67-0.75
10	0.75-0.84
11	0.84-0.94

Preca-3 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)
 Resumen de Tamaños de Prospecto con Probabilidades de Detección
 BURGOS S J RUSIAS.

CATEGORIA	INTERVALO DE CLASE	PUNTO MEDIO	REL. AXIAL	AVG. SMAYOR	AVG. SMENOR	PROB.	NUM
1	0.270-0.302	0.286	0.110	0.900	0.100	0.770	1
2	0.302-0.339	0.321	0.000	0.000	0.000	0.000	0
3	0.339-0.379	0.359	0.240	0.700	0.170	0.660	1
4	0.379-0.425	0.402	0.000	0.000	0.000	0.000	0
5	0.425-0.476	0.450	0.420	0.600	0.250	0.610	1
6	0.476-0.533	0.504	0.215	0.875	0.185	0.760	2
7	0.533-0.597	0.565	0.000	0.000	0.000	0.000	0
8	0.597-0.669	0.633	0.340	0.812	0.258	0.740	4
9	0.669-0.749	0.709	0.352	0.810	0.290	0.740	5
10	0.749-0.839	0.794	0.313	0.883	0.277	0.780	3
11	0.839-0.939	0.829	0.463	0.833	0.350	0.770	3

Preca-4

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

RESULTADOS DE LA REGRESION

BURGOS

S. J. RUSIAS

TIPO DE CURVA	COEFICIENTE DE DETERMINACION	COEFICIENTE $\log e$ (BO)	COEFICIENTE (B1)
1. Curva de potencia	0.73	1.87	1.33
2. Curva Exponencial	0.67	-0.31	2.37

Preca-5

REGIONAL ASSESSMENT HYDROCARBON PROGRAM (CRASP)
Detalles de la Curva de Potencia
BURGOS S. J. RUSTIAS

CATEGORIA	PUNTO MEDIO	NUMERO CALCULADO	NUMERO ESPERADO	ERROR DE REGRESION [N* -E*(N*)]
1	0.286	1.299	1.229	0.070
2	0.321	0.000		
3	0.359	1.515	1.662	-0.147
4	0.402	0.000		
5	0.450	1.639	2.248	-0.609
6	0.504	2.632	2.615	0.017
7	0.565	0.000		
8	0.633	5.405	3.536	1.869
9	0.709	6.757	4.113	2.644
10	0.794	3.846	4.784	-0.937
11	0.889	3.896	5.563	-1.667

Preca-6

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASAP)

Estadísticas de la Regresión por Curva de Potencia

BURGOS

S. J. RUSIAS

SUMA DEL CUADRADO DE ERRORES 0.71

ERROR CUADRATICO MEDIO ($\log e$) 0.12

SUMA DEL CUADRADO DE LAS DESVIACIONES 1.10
PARA EL PUNTO MEDIO ($\log e$)

Preca-7

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASP)

Detalles de la Curva Exponencial

BURGOS S. J. RUSIAS

CATEGORIA	PUNTO MEDIO	NUMERO CALCULADO	NUMERO ESPERADO	ERROR DE REGRESTION [N* - E*(N*)]
1	0.296	1.299	1.439	-0.140
2	0.321	0.000		
3	0.359	1.515	1.710	-0.195
4	0.402	0.000		
5	0.450	1.639	2.123	-0.484
6	0.504	2.632	2.413	0.219
7	0.565	0.000		
8	0.633	5.405	3.271	2.134
9	0.709	6.757	3.916	2.841
10	0.794	3.846	4.791	-0.944
11	0.889	3.896	6.004	-2.108

Preca-8 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)
Estadísticas de la Regresión Exponencial
BURGOS S. J. RUSIAS

SUMA DEL CUADRADO DE ERRORES (log e) 0.88

ERROR CUADRATICO MEDIO (log e) 0.15

SUMA DEL CUADRADO DE LAS DESVIACIONES 0.32
PARA EL PUNTO MEDIO.

Preca-9 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)
 Distribución Conjunta para Tamaño Areal Y Num. de Prospectos.

Función Exponencial
 BURGOS S. J. RUSIAS

MID	N*(i)	0.27	0.30	0.34	0.38	0.42	0.48
		0.30	0.34	0.38	0.42	0.48	0.53
1.0	0.0-2.0	0.032	0.033	0.033	0.032	0.030	0.027
3.0	2.0-4.0	0.011	0.013	0.017	0.022	0.028	0.036
5.0	4.0-6.0	0.002	0.002	0.003	0.004	0.006	0.009
7.5	6.0-9.0	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.003
11.5	9.0-14.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
17.5	14.0-21.0						0.000
26.0	21.0-31.0						
39.0	31.0-47.0						
g(A)		0.045	0.049	0.054	0.059	0.067	0.076
G(A)		0.045	0.094	0.148	0.207	0.274	0.349

Intervalos de clase para tamaño Areal (continuación)

MID	N*(i)	0.53	0.60	0.67	0.75	0.84	f(N*)	F(N*)
		0.60	0.67	0.75	0.84	0.94		
1.0	0.0-2.0	0.022	0.016	0.010	0.005	0.003	0.242	0.242
3.0	2.0-4.0	0.045	0.52	0.054	0.046	0.031	0.355	0.597
5.0	4.0-6.0	0.014	0.023	0.037	0.053	0.060	0.213	0.810
7.5	6.0-9.0	0.005	0.008	0.016	0.033	0.060	0.130	0.940
11.5	9.0-14.0	0.001	0.002	0.005	0.011	0.027	0.048	0.988
17.5	14.0-21.0	0.000	0.000	0.001	0.002	0.006	0.010	0.997
26.0	21.0-31.0		0.000	0.000	0.000	0.001	0.002	0.999
39.0	31.0-47.0				0.000	0.000	0.001	1.000
g(A)		0.87	0.103	0.123	0.150	0.198		
G(A)		0.436	0.539	0.662	0.812	1.000		

Preca-10 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)
 Distribución Incondicional para Tamaño Areal
 BURGOS S. J. RUSIAS (Km. 2)

CATEGORIA	INTERVALO DE CLASE	PROBABILIDAD g(A)	ACUMULATIVA G(A)
1	0.27-0.30	0.045	0.045
2	0.30-0.34	0.049	0.094
3	0.34-0.38	0.054	0.148
4	0.38-0.42	0.059	0.207
5	0.42-0.48	0.067	0.274
6	0.48-0.53	0.076	0.349
7	0.53-0.60	0.087	0.436
8	0.60-0.67	0.103	0.539
9	0.67-0.75	0.123	0.662
10	0.75-0.84	0.150	0.812
11	0.84-0.94	0.188	1.000

Preca-11

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

Distribución Incondicional para el Número de Prospectos

BURGOS S. J. RUSIAS

Curva Seleccionada: Exponencial

CATEGORIA	INTERVALO DE CLASE	PROBABILIDAD f(CN*)	ACUMULATIVA FCN*)
1	0.00-2.00	0.242	0.242
2	2.00-4.00	0.355	0.597
3	4.00-6.00	0.213	0.810
4	6.00-9.00	0.130	0.940
5	9.00-14.00	0.048	0.988
6	14.00-21.00	0.010	0.997
7	21.00-31.00	0.002	0.999
8	31.00-47.00	0.001	1.000

 Preca-12 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASP)

Distribuciones Incondicionales y Revisadas

BURGOS S. J. RUSTIAS

SIMB.	VARIABLE	MIN.	.95	.75	.50	.25	.05	MAX
GCA)	AREA DE CIERRE	0.27	0.31	0.46	0.64	0.80	0.91	0.94
G'CA)	AREA DE CIERRE	0.27	0.31	0.50	0.67	0.78	0.91	0.94
FCN*)	NO.DE PROSPECTOS	0	0	2	3	5	10	47
F'CN*)	NO.DE PROSPECTOS	20	20	21	24	29	41	47

NOTA: LAS DIST.REVISADAS SE RECOMIENDAN COMO DATOS DE ENTRADA AL RASP

Preca-13 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASP)
Cálculo de Distribuciones Revisadas para el no. de Prospectos.
BURGOS S. J. RUSIAS

Curva seleccionada: Exponencial

LIMITES DE CLASE	PUNTO MEDIO	$p(n_1 < N^* < n_2)$	$p'(n_1 < N^* < n_2)$
20.00-21.00	20.50	0.001	0.351
21.00-31.00	26.00	0.002	0.518
31.00-47.00	39.00	0.001	0.130

Preca-14 REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)
 Cálculo de las Distribuciones Revisadas para Tamaño Areal
 BURGOS S. J. RUSIAS (Km. 2)

CAT.	τ	g(A)	Curva seleccionada:		Exponencial		ϵ	Num+ ϵ	g'(A)
			Num en clase	ADJ. τ	g*(A)	g**(A)			
1	1.162	0.045	1	0.139	0.006	0.018	0.103	1.103	0.043
2	1.260	0.049	0	1.000	0.049	0.140	0.806	0.806	0.031
3	1.381	0.054	1	0.276	0.015	0.042	0.243	1.243	0.048
4	1.529	0.059	0	1.000	0.059	0.170	0.978	0.978	0.038
5	1.714	0.067	1	0.417	0.028	0.079	0.457	1.457	0.057
6	1.948	0.076	2	----	----	----	----	2.000	0.078
7	2.249	0.087	0	1.000	0.087	0.250	1.438	1.438	0.056
8	2.641	0.103	4	----	----	----	----	4.000	0.155
9	3.162	0.123	5	----	----	----	----	5.000	0.194
10	3.868	0.150	3	0.224	0.034	0.096	0.555	3.555	0.138
11	4.847	0.188	3	0.381	0.072	0.205	1.181	4.181	0.162
Et	----	1.000	20	----	0.350	1.000	5.760	25.760	1.000

VII.3 .- RESULTADOS

El sector de preproceso termina al generarse las tablas de distribuciones revisadas para tamaños areales y número de prospectos.

El sistema introduce la distribución revisada del número de prospectos en el conjunto de parámetros del colector, y de esa forma el modelo queda listo para someterse a la simulación. Para dar inicio a la simulación Montecarlo se asigna el número de iteraciones, se activa el generador de números aleatorios y se elige el sistema de unidades de medición (métrico o inglés) que se empleara en los documentos de salida.

Al terminar la iteraciones, el sistema ordena los resultados en forma de distribuciones de probabilidad acumulada y vierte los siguientes reportes:

(1) Atributos de entrada (RPS 200), que incluyen las probabilidades evaluadas en el consenso geológico, (forma RASP -pag.66-).

(2) Distribución de atributos del colector (RSP 210), los cuales también se toman de los datos del consenso geológico, y tienen asignada la distribución revisada $F'(N^*)$ del número de prospectos.

(3) Volumen condicional en el *play* (RPS 220), que indica que el 50% de los prospectos contiene entre 0.99 y 5.60 MMBLS. de aceite *in situ* ; y entre 11.08 y 36.03 BCF de gas *in situ*.

En este caso la probabilidad de que el *play* tenga dotación cero es 0.02, que es prácticamente nula. Estos casos son condicionales a un *play* favorable.

(4) En el caso de la distribución incondicional de hidrocarburos *in situ* (RPS 230), es posible deducir que los volúmenes atractivos tienen probabilidades muy bajas de estar presentes.

(5) La distribución condicional de tamaños de campo (RPS 250) presenta valores según los cuales el 50% de los prospectos potenciales rendirían entre 0.44 y 2.43 MMbbls de aceite y entre 1.72 y 9.22 BCF de gas; de igual forma es posible predecir que los tamaños de campo más grandes tienen muy baja probabilidad de estar presentes.

(6) La distribución para el número de campos (RPS 250) sugiere que existe certeza de que hay por lo menos un campo, y que es improbable que existan más de 15 campos. En este reporte también se indica que existen probabilidades atractivas (fractiles .90 y .30) de que en el área existan entre 3 y 5 campos.

En general, los resultados de la simulación en la evaluación del *play* Kimmeridgiano en la porción NNE del área San José de las Rusias no son extraordinarios ni del todo optimistas, es obligado pensar que tanto los costos de perforación a más de 3500 mts., como los costos de extracción y descontaminación en eventuales invasiones de gas sulfhídrico en los yacimientos, rebasan la rentabilidad de los volúmenes potencialmente producibles (que son a su vez \approx 30% de los volúmenes *in situ*).

No obstante, estos resultados parecen apegados a la realidad si se toma en cuenta que una serie de factores no fueron favorables en la porción evaluada, para la acumulación de grandes volúmenes. Esa serie de factores podrían ser:

- i). - Las estructuras presentes son escasas y tienen dimensiones areales menores.
- ii). - Los cierres son limitados y no rebasan desniveles de 40 m.
- iii). - Los parámetros geoquímicos muestran inmadurez en la mayor parte de las muestras analizadas hasta la actualidad.
- iv). - Los esquemas de cantidad de los parámetros geoquímicos

sugieren que las cantidades generadas de hidrocarburos representan volúmenes menores.

v).- Los hidrocarburos que evadieron la destrucción o la dispersión y que pudieron migrar, no encontraron condiciones óptimas de entrapamiento en esta porción y pudieron migrar eventualmente a otros horizontes dentro del área, o a otras áreas dentro del mismo horizonte Kimmeridgiano, bien para entraparse o para destruirse.

El modelo de simulación aplicado al *play* Kimmeridgiano, en la porción NNE del área San José de las Rusias arroja resultados que indican altas probabilidades de que existan entre 1 y 5 prospectos con hidrocarburos, sin embargo, los volúmenes atractivos en la distribución de tamaños de campo tienen probabilidades muy bajas de estar presentes, lo cual coloca al *play* Kimmeridgiano en condiciones de *regular a medianamente* propicias para la inversión.

De cualquier forma resulta impostergable la necesidad de realizar estudios de integración que refuercen el conocimiento geológico sobre esta porción, sobre todo con miras a ubicar zonas de entrapamiento estratigráfico dada la incidencia de construcciones oolíticas en el horizonte Kimmeridgiano, y que no han sido tomadas en cuenta por la presente simulación, debido a la reiterada razón de que no existen hasta ahora, métodos *a priori* que ubiquen este tipo de inhomogeneidades bajo consideraciones geométricas.

Cabe aclarar que los pronósticos poco optimistas que arroja la simulación en el *play* Kimmeridgiano no excluyen la potencialidad de otros horizontes que de hecho se conocen como productivos en las localidades Lerma-Talismán, Verde, Torreón, Atalaya, y Oyamel.

***** REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP) *****

RPS 200

PLAY KIMMER NNE SJR

ATRIBUTOS DEL PLAY:

FUENTE DE HC:PSE = 1.0
SINCRONIZACION:PTE = 1.0
MIGRACION:PME = 1.0
FACIES DE RECEPTACULO:PR = 1.0
PROBABILIDAD MARGINAL DEL PLAY:MPP = 1.0

ATRIBUTOS DEL PROSPECTO:

MEC. DE ENTRAMPAMIENTO:PT = 0.40
POROSIDAD EFECTIVA:PP = 0.60
ACUMULACION DE HC.:PC = 0.70
PROB.CONDICIONAL DEL DEP.....:CDP = 0.17

FRACCION SIMULADA DE ACEITE = 0.75

PARAMETROS DE VOLUMEN : IDRAW =1

ACEITE VERSUS GAS : IHCMIX = 0

SELECCION DEL PLAY

Número de iteraciones : MPASS = 500

Generador de números aleatorios inicia búsqueda: BEGSEED =.615432D+01

Generador de números aleatorios termina búsqueda:ENDSEED =.204902D+10

SWITCH SISTEMA METRICO ENCENDIDO SWITCH SISTEMA METRICO APAGADO

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

RPS 210

FRACILES	1.00	.95	.75	.50	.25	.05	.00
CIERRE	.27	.31	.50	.67	.78	.91	.94
ESPECOR	10.0	20.0	50.0	70.0	85.0	100.0	130.0
POROSIDAD	.00	.03	.05	.08	.10	.11	.13
LLENADO	.05	.15	.25	.50	.60	.70	.75
PROFUNDIDAD	3513	3800	4000	4454	4900	5200	5366
SATURACION	.75	.70	.60	.50	.25	.15	.05
No. de PROSP.	20	20	21	24	29	44	47

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

RPS 220

PLAY: KIMMER NNE SJR

DOTACION CONDICIONAL PARA EL PLAY

PROBABILIDAD DE CERO DOTACION EN EL PLAY: PZERO = 0.02

FRAC TIL	ACEITE (MMBLS)	GAS (BCF)	ACEITE EQ. (MMBLS)
MIN	.00	.36	.17
.99	.00	1.09	.33
.90	.17	6.26	2.04
.80	.88	11.08	3.55
.70	1.50	16.18	5.06
.50	3.33	25.45	8.20
.30	5.60	36.03	11.31
.10	9.63	53.41	19.22
.05	12.24	64.22	22.09
.01	18.13	101.16	33.73
MAX	23.47	105.22	37.51
PROMEDIO	4.34	28.70	9.41
DESV. ESTANDAR	4.09	19.75	6.81

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (CRASP)

RPS 230

DISTRIBUCION INCONDICIONAL DE HIDROCARBUROS *IN SITU*

FRACFIL	ACEITE (BBBLS)	GAS (TCF)	ACEITE EQ. (BBBLS)
MIN	.00	.00	.00
.99	.00	.00	.00
.90	.00	.01	.00
.80	.00	.01	.00
.70	.00	.02	.00
.50	.00	.02	.01
.30	.01	.04	.01
.10	.01	.05	.02
.05	.01	.06	.02
.01	.02	.10	.03
MAX	.02	.11	.04
PROMEDIO	.00	.03	.01
DESV. ESTANDAR	.00	.02	.01

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM (RASAP)

RPS 250

PLAY: KIMMER NNE SJR

DISTRIBUCION CONDICIONAL DE TAMAÑOS DE CAMPO

FRACIL	TAMAÑOS DE DEP.	TAMAÑOS DE DEP.	TAMAÑOS DE DEP.
	COND. 100%ACEITE (MMBLS)	COND. 100%GAS (BCF)	COND. ACEITE EQ. (MMBOE)
MIN	.00	.00	.00
.99	.03	.13	.04
.90	.23	.91	.22
.80	.44	1.72	.42
.70	.68	2.59	.65
.50	1.29	5.02	1.27
.30	2.43	9.22	2.35
.10	5.04	19.33	5.30
.05	6.80	25.05	7.20
.01	10.40	38.27	11.11
MAX	17.01	56.99	19.42
PROMEDIO	2.10	7.95	2.14
DESV. ESTANDAR	2.26	8.31	2.46

REGIONAL HYDROCARBON ASSESSMENT PROGRAM

RPS 260

PLAY: KIMMER NNE SJR

DISTRIBUCIONES PARA NUMERO DE CAMPOS

FRAC TIL	CONDICIONAL	INCONDICIONAL
MIN	1.00	.00
.99	1.00	.00
.90	2.00	2.00
.80	3.00	3.00
.70	3.00	3.00
.50	4.00	4.00
.30	5.00	5.00
.10	7.00	7.00
.05	8.00	8.00
.01	11.00	10.00
MAX	15.00	15.00
PROMEDIO	4.39	4.30
DESV. ESTANDAR	2.08	2.15

C O N C L U S I O N E S

CONCLUSIONES

1. - La naturaleza aleatoria de la existencia y distribución de acumulaciones petrolíferas en el subsuelo justifica los métodos probabilísticos como una disciplina de la prospección petrolera, ante la necesidad de caracterizar el riesgo geológico como indicador del riesgo financiero para la inversión en una región.

2. - El modelo RASP tiene una serie de limitaciones entre las que se citan: (1) Es inaplicable en provincias donde no se puedan identificar trampas estructurales. (2) La información de la base de datos resulta ajena e impropia para evaluaciones donde el conocimiento local es limitado. (3) El método será impráctico mientras no se apoye en el gradual crecimiento de una base de datos que de prioridad al conocimiento local y regional.

3. - La estimación del Número esperado de campos es óptima cuando se utiliza como patrón alternativo, un cálculo de probabilidades de detección a partir de una malla rectangular, puesto que con ello se introduce información adicional, evitándose en consecuencia una sobreestimación.

4. - El análisis de la información bajo la técnica Delphi es la forma más integral de discernir los problemas de la exploración en una región, y garantiza la correcta evaluación de los atributos geopetroleros.

5. - El análisis conjunto y sistemático de los parámetros geoquímicos, en sus esquemas de cantidad, calidad y maduración, conduce a una evaluación óptima de los atributos del play, ya que tales parámetros ofrecen una idea de los porcentajes de hidrocarburos que se generaron; el análisis de otros factores geológicos y geofísicos puede conducir a determinar si

las condiciones estructurales y estratigráficas son o no favorables para la inferencia de potenciales colectores.

6.- Los resultados de la aplicación del modelo al Área San José de las Rusias indican que hay una probabilidad de 0.02 de que no exista dotación en el *play* Kimmeridgiano.

7.- La distribución para el número de campos (RPS 260) sugiere que existe certeza de que en el *play* Kimmeridgiano está presente por lo menos un campo, y que es improbable que existan más de 15 campos. Igualmente esta distribución indica probabilidades atractivas (fractiles .80 y .30) de que en el *play* evaluado en esta porción existan entre 3 y 5 prospectos con hidrocarburos.

8.- La distribución condicional de tamaños de campo para el área San José de las Rusias tiene sus valores más atractivos entre los fractiles .10 y .30, que indican 5.04 y 2.43 MMBBL de aceite, con 19.33 y 9.22 BCF de gas respectivamente, lo cual indica que las probabilidades de tener esas dotaciones son relativamente bajas, y los volúmenes señalados concuerdan con los esquemas geoquímicos de cantidad que revelan que no hubo generación en grandes magnitudes, o bien que el entrampamiento en las escasas anomalías estructurales detectadas en esta zona a nivel Kimmeridgiano, no fue tan favorable como en áreas vecinas.

9.- Los resultados de la presente simulación colocan al *play* Kimmeridgiano en condiciones de *regular* a *medianamente* propicias para la inversión.

10.- En la exploración petrolera, los procesos básicos que controlan el origen y la evolución en tiempo y espacio de los hidrocarburos son ciertamente aleatorios, pero no guardan un comportamiento aleatorio que permita fijar el fenómeno en modelos estocásticos definidos como podrían ser modelos

lognormales, de Poisson etc., por lo tanto, es imposible contar con modelos que funcionen como analogías de probabilidad sobre todo si se evalúan regiones frontera, lo cual explica la complejidad de la prospección petrolera y su ponderación como negocio de alto riesgo.

11.- La teoría de la probabilidad aplicada a la exploración petrolera tiene el objetivo de evaluar riesgos y poner en evidencia las adversidades de las inversiones, pero también revela las carencias en renglones específicos hacia los cuales se deben enfocar los estudios, de tal forma que usar estos conceptos puede redundar en acertadas decisiones.

12.- La evaluación de recursos petroleros a través de la simulación estocástica bien utilizada, al establecer el riesgo geológico en términos numéricos, se sitúa como un importante eslabón en la cadena de disciplinas exploratorias y tiene dos justificaciones prácticas: (1) Este tipo de evaluación no representa erogaciones mayores, y (2) El modelo RASP se encuentra instalado para su operación en Petróleos Mexicanos.

REFERENCIAS

R E F E R E N C I A S

- ABRY, C. G. , 1975. Geostatistical model for predicting oil Tatum Basin. New Mexico: AAPG Bull. , v. 59. pp. 2111-2122.
- ALPERN, B. , 1976. Fluorescencia y reflectancia de la materia orgánica dispersa y evolución de los sedimentos: Bull. Centre Rech. P AU-SNPA. , 10.1. pp. 201-220. (Traducido del francés por Arredondo Martinez. , C. , Suptcia. Gral. de Geoquímica y labs. de la Gncia. de Cp. Geol. , Petróleos Mexicanos).
- ARPS, J. J. , and ROBERTS, T. G. , 1958. Economics of drilling for Cretaceous oil in east flank of Denver-Julesburg Basin: AAPG Bull. , v. 42, n. 11, pp. 2549-2556.
- ARREDONDO MARTINEZ, C. , 1985. El Petróleo y sus Transformaciones en la Corteza Terrestre: Suptcia. Gral. de Geoquímica y Labs. de la Gncia. de Cp. Geol. , Petróleos Mexicanos. , Inedito.
- BAKER, R. A. , GEHMAN, H. , and WHITE, D. A. , 1984. Geologic Field Number and Size Assessment of Oil and Gas Plays: AAPG Bull. , v. 58, n. 4, pp. 426-437.
- BAROUCH, E. , and KAUFMAN, G. M. , 1978. The Interface Between Geostatistical Modeling of Oil and Gas Discovery and Economics: J. of the Intl. Assoc. for Mathematical Geology. v. 10. n. 5 pp. 611-627.
- BERLANGA, J. M. , 1979. Oil Exploration Outcomes Probabilities in the Tabasco Basin, Mexico as Estimated by use of Seismic Information: Ph. D. Thesis. Stanford University. 272 p.
- BERMAN, G. , ALEGRIA, R. , MARTINEZ, R. , 1988. Interpretación Paleogeográfica del Jurásico Superior en la Zona Norte (etapa 1): Suptcia de Paleosedimentación . de la Coord. Regional de Expl. Z. N. , Petróleos Mexicanos, IES-34, Inédito.
- BIRD, K. J. , 1986. A Comparison of Play-analysis Technique as applied in Hydrocarbon Resources Assessment of the National Petroleum Reserve in Alaska and the

- Arctic National Wildlife Refuge: (In Rice D.D., ed., Oil and Gas Assessment, AAPG Studies in Geology n.21, pp.133-142).
- BISHOP, R. S., GEHMAN, H., and YOUNG, A., 1983, Concepts for Estimating hydrocarbon Accumulation and Dispersion: AAPG Bull., v.67 n.3, pp.337-348.
- BOIS, C., 1975, Petroleum Zone Concept and the Similarity Analysis Contribution to Resource Appraisal: (In Haun, J.D. ed., Methods in Stimating the volume of undiscovered oil & gas resources., AAPG Studies in Geology n.1, pp.87-89).
- BROWN, B. W., 1962, Stochastic Variables of Geologic Search and Decision: Geological Society of America Bull., v.72, pp.1675-1686.
- CRANDALL, K. H., 1975, Estimating Petroleum Resources: (In AGI's White House Papers on Earth Sc., Geotimes, v.20, n.9, p.24).
- CROVELLI, R. A., 1984, Geological Survey Probabilistic Metodologies for Oil and Gas Resource Appraisal of the U.S.: J. of the Intl'. Association for Mathematical Geology, v.16, n.8, pp.797-808.
- DAVIS, J. C., 1986, Statistics and Data Analysis in Geology: J. Wiley & Sons, Inc., N.Y., 646 p.
- DEMAISON, G., 1984, The Generative Basin Concept: (In Demaison G. and Murriss, K. J., eds., petroleum geochemistry and basin evaluation, AAPG Memoir 35, pp 1-14).
- DOLTON, G. L., CARLSON, K., CHARPENTIER, R., COURY, A. B., CROVELLI, R. A., FRESON, S. E., KHAN, A. S., LISTER, J. H., MCMULLIN, R. H., PIKE, R. S., POWERS, R. B., SCOTT, E. W., and VARNES, K. L., 1981, Stimated of Undiscovered Recoverable Conventional Resources of Oil & Gas in the U.S.: USGS, Circular n.860, 87 p.
- DOWDS, J. P., 1966, Petroleum Exploration by Bayesian Analysis: (In proceedings of the 6th. annual Intl'. Symposium on Computer Operations Research, Pennsylvania State Univ. v.2, pp.1-26).

- , 1968, Mathematical Probability Approach Proves Successful: World Oil, v.167, pp.82-85.
- , 1969, Statistical Geometry of Petroleum Reservoirs in Exploration and Exploitation: J. of Petroleum Technology v.21, pp.841-852.
- DREW, L. J., 1967, Grid Drilling Exploration and its Application to the search for petroleum: Economic Geology, v.62, n.5, pp.698-710.
- , L. J., SCHUENEMEYER, J. H., and ROOT, D. H., 1980, Petroleum Resource Appraisal and Discovery Rate Forecasting in Partially-Explored regions, an application to the Denver Basin: USGS, professional paper 1138-A, pp. A1-A11.
- FORMAN, D. J., and HINDE, A. L., 1985, Improved Statistical Method for Assessment of Undiscovered Petroleum Resources: AAPG Bull., v.69, n.1, pp.106-118.
- GARCIA, C., y MUÑOZ A., 1976, Informe de Interpretación y Evaluación Geológico-Geofísica del Area NE isla de Tamps.: Suptcia Gral. Dtto. Expl. Z.N., Petróleos Mexicanos, IIE-14, Inédito.
- HARBAUGH, J. W., DOVETON, J. H., and DAVIS, J. C., 1977, Probability Methods in Oil Exploration: J. Wiley & Sons Inc. N. Y., 269 p.
- KAUFMAN, G. M., 1963, Statistical Decision and Related Techniques in Oil and Gas Exploration: Prentice Hall Pub., 307 p.
- , and BRADLEY, P. G., 1973, Two Stochastic Models Useful in Petroleum Exploration: (In Pitcher, M. G., ed., Arctic Geology, AAPG Memoir 19, pp.633-637).
- KLEMME, H. D., 1980, Petroleum Basins-Classifications and Characteristics: Journal of Petroleum Geology, v. 3, n.2, pp.187-207.
- KONTOROVICH, A. E., 1984, Geochemical Methods for the Quantitative Evaluation of the Petroleum Potential of Sedimentary Basins: (In Demaison, G., and Murriss, R. J., eds., Petroleum Geochemistry and Basin

- Evaluation, AAPG Memoir 35, pp.79-109).
- LEE, P. J., and WANG, P. C. C., 1983a, Probabilistic Formulation of a Method for the Evaluation of Petroleum Resources: Journal of the Intl'. Assoc. for Mathematical Geology, v.15, n.1, pp.163-181.
- , and -----, 1983b, Conditional Analysis for petroleum Resource Evaluation: Journal of the Intl'. Assoc. for Mathematical Geology, v.15, n.2, pp.349-361.
- LINSTONE, H. A., and TUROFF, M., eds., 1975, The Delphi Method; Techniques and applications: Addison-Wesley Pub. Co., 620 p.
- LOPEZ QUINTERO, J. O., 1997, Posibilidades de Aplicación del Análisis de Sistema en la Evaluación Pronóstico de Petróleo y Gas en Cuba: Centro de Investigación y Desarrollo del Petróleo. La Habana, Cuba, Serie Geológica, v.2, pp.3-14.
- LOPEZ RAMIREZ, C., y REYES FLORES, R., 1980, Informe de Interpretación y Evaluación Geológico-Geofísica del Area San José de las Rusias: Suptcia. Gral. Dttos. Expl. Z.N., Petróleos Mexicanos, IIE-34. Inédito.
- MATLOFF, N. S., 1988, Probability Modeling and Computer Simulation: PWS-KENT Pub. Co., 358 p.
- McCAMMON, R. B., 1977, Target Intersection Probabilities for Parallel-line and continuous-grid types of search: Journal of the Intl'. Assoc. for Mathematical Geology, v.9, n.4, pp.369-393.
- MILLER, B. M., 1982, Application of Exploration Play Analysis Techniques to the Assessment of Coventional Petroleum Resources by the USGS: Journal of Petroleum Technology, v.34, n.1, pp.55-64.
- , 1986, Resource Apraaisal Methods; Choice and Outcome: (In Rice, D. D., ed., Oil and Gas Assessment, AAPG Studies in Geology n.21, pp.1-24).
- , THOMSEN, H. L., DOLTON, G. L., COURY, A. B., HENDRICKS, T. A., LENNARTZ, F. E., POWERS, R. B., SABLE, E. G., and

- VARNES, K. L., 1975. Geological Estimates of Undiscovered Recoverable Oil and Gas Resources in U.S.: USGS circular 725, 78 p.
- MOYA CUEVAS, F., 1983, Evaluación Geológico-Petrolera del Area San José de las Rusias, Provincia de Burgos: Suptcia. Gral. Dttos. de Expl. Z.N., Petróleos Mexicanos, IES-27, Inédito.
- NAKAYAMA, K., and VAN SICLEN, D. C., 1981. Simulation Model for Petroleum Exploration: AAPG Bull., v. 65, n. 7, pp. 1230-1255.
- NEWENDORP, P. D., 1975. Decision Analysis for Petroleum Exploration: Petroleum Pub. Co., 750 p.
- POWERS, T. A., 1987, A guide to the RASP/PEGABASE APPRAISAL SYSTEM-PC Version: Economic and Social Development Department, Interamerican Development Bank, Papers on Project Analysis no. 29, 136 p.
- RIPLEY, B. D., 1987, Stochastic Simulation: J. Wiley and Sons Inc., 237 p.
- ROOT, D. H., and DREW, L. J., 1979, The Pattern of Petroleum Discovery Rates: American Scientist, v. 67, n. 6, pp. 648-652.
- SCHUENEMEYER, J. H., BAWIEC, W. J., and DREW, L. J., 1980, Computational Methods for a Three-dimensional Model of the Petroleum Discovery Process: Computer and Geosciences, v. 6, n. 4, pp. 323-360.
- , and DREW L. J., 1983, A Procedure to Estimate the Parent Population of the Size of Oil and Gas Fields as Reveals by a Study of Economic Truncation: Journal of the Intl'. Assoc. for Mathematical Geology, v. 15, n. 1 pp. 145-161.
- SMITH, M. B., 1968, Estimate Reserves by Using Computer Simulation Methods: Oil and Gas Journal, v. 68, n. 11 pp. 80-84.
- , 1970, Probability Models for Petroleum Investment Decisions: Journal of Petroleum Technology, v. 22, n. 6, pp. 543-550.

- STABLER, C. L., 1972. Jurassic Stratigraphic Traps Between San José de las Rusias and Lerma, Tamps.: Suptcia. Gral. Dttos. Expl. Z.N., Petróleos Mexicanos, IES-2c, Inédito.
- ULHER, R. S., and BRADLEY, P. G., 1970. A Stochastic Model for Determining the Economic Prospects of Petroleum Exploration Over Large Regions: Journal of the American Statistical Assoc., v. 65, n. 330, pp. 623-630.
- ULMISHEK, G., 1986, Stratigraphic Aspects of Petroleum Resources Assessment: (In Rice D. D., ed., Oil and Gas Assessment, AAPG Studies in Geology n. 21, pp. 59-68).
- UNGERER, P., BESSIS, F., CHENET, P., DURAND, B., NOGARET, E., CHIARELLI, A., OUDIN, J. L., PERRIN, J. F., 1984. Geological and Geochemical Models in Oil Exploration; Principles and Practical Examples: (In Demaison, G. and Murriss, R. J., eds., Petroleum Chemistry and Basin Evaluation, AAPG Memoir 35, pp. 53-77).
- USPENSKY, J. V., 1937, Introduction to Mathematical Probability: McGraw-Hill Inc., N.Y., 411 p.
- VARELA HERNANDEZ, A., 1969, Problemas de la Exploración Petrolera en el Homoclinal de San José de las Rusias: Suptcia. Gral. Dttos. Expl. Z.N., Petróleos Mexicanos, IV-651, Inédito.
- VASSOEVICH, N. B., 1967, La Teoría del Origen Sedimento-Migratorio del Petróleo: Academia de Ciencias de la URSS, Serie Geológica, n. 11, (Traducido del Ruso por Arredondo Martínez, C., Suptcia. Gral. de Geoquímica y Labs. de la Gncia. de Op. Geológica, Petróleos Mexicanos, 33p.)
- WAPPLES, D. W., 1980, Time and Temperature in Petroleum Formation; Application of Lopatin's Method to Petroleum Exploration: AAPG Bull., v. 64, n. 6, pp. 916-926.
- WEEKS, L. G., 1975, Potencial Petroleum Resources-Clasificación Estimating and status: (In Haun, J. D., ed., Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and

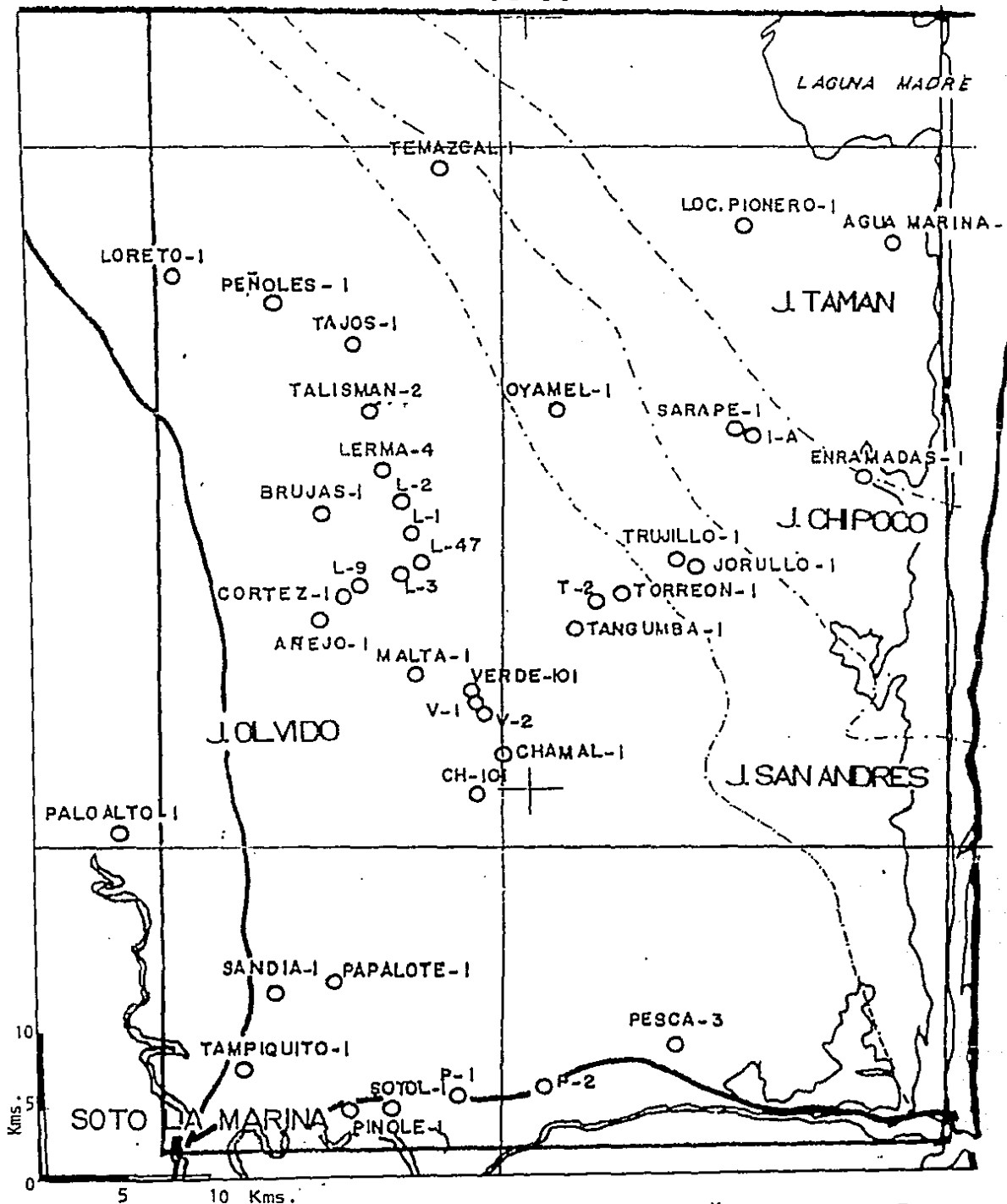
- Gas Resources, AAPG Studies in Geology n.1, pp. 31-49).
- WELTE, D. H., and YUKLER, M. A., 1981, Petroleum Origin and Accumulation in Basin Evolution-A Quantitative Model: AAPG Bull., v. 65, pp. 1387-1396.
- WHITE, D. A., 1980, Assessing Oil and Gas Plays in Facies-Cycle Wedges: AAPG Bull., v. 64, n. 8, pp. 1158-1178.
- , 1986, A Play Approach to Hydrocarbon Resource Assessment and Evaluation: (In Rice, D. D., ed., Oil and Gas Assessment, AAPG Studies in Geology n. 21, pp. 125-132).
- , GARRET, R. W., MARSH, G. R., BAKER, R. A., and GEHMAN, H. M., 1975, Three Methods Assess Regional Oil and Gas Potential: Oil and Gas Journal, v. 73, n. 34, pp. 140-142.
- , and GEHMAN, H. M., 1979, Methods of Estimating Oil and Gas Resources: AAPG Bull., v. 63, n. 12, pp. 2183-2192.
- ZAMORA GUERRERO, D. H., 1988, Comentarios al RASP: Suptcia. Gral. de Tecnologías de la Coordinación Ejecutiva de Exploración, Petróleos Mexicanos, Inédito.

A N E X O S

FACTOR	TIPO		CARACTERISTICAS
ROCA GENERADORA	M. O. Húmica		Principalmente terrestre. Gas seco es el mayor producto de hcs.
	M.O.	Dispersa	Rocas marinas y lacustrinas. El contenido de M.O. es usualmente cercano al nivel Clarke y rara vez alcanza 2-3% en muestras separadas. Es común una muestra significativa de M.O. húmica.
	Sapropélica	Concentrada.	Rocas marinas y lacustrinas, algunas veces en formaciones relativamente delgadas. El promedio de concentración de M.O. sapropélica comunmente excede el 4-5%, y alcanza 20% o más en muestras individuales
TRAMPA	Intensamente Deformada		Predominan trampas estructurales y combinadas.
	Suavemente Deformada		Escasas trampas estructurales. Predominan trampas estratigráficas.
ROCA ALMACENADORA.	Masiva		Usualmente espesores carbonatados (incluyendo arrecifes). Las propiedades de la trampa están determinadas por porosidad cavernosa y fracturamiento, aunque la porosidad de matriz puede ser importante. Espesores de arenisca que varían lateralmente a lutitas también se ajustan a este tipo.
ALMACENADORA.	Estratificada		Usualmente lechos de arenisca en un intervalo estratigráfico relativamente corto, Predomina la porosidad intergranular pero la lixiviación y el fracturamiento juegan un rol importante. Complejos biostromales en rocas almacenadoras carbonatadas también se ajustan a este tipo.
	Multiestrato		Numerosas areniscas en formaciones clásticas a menudo de origen parálico o deltáico. Predomina la porosidad intergranular.
SELLO	Perfecto		Casi absolutamente impermeable. Conformado por sal y/o anhidrita, lutitas sobrepresionadas y otras gruesas formaciones arcillosas plásticas (del orden de cientos de mts.).
	Imperfecto		Parcialmente permeable, especialmente en zonas de fallamiento tectónico y fracturamiento. Está representado por arcillas compactadas, carbonatos densos, margas, etc.

ANEXO 1 .- FACTORES QUE CONTROLAN LA PRESENCIA DE RECURSOS PETROLEROS POTENCIALES EN UNA REGION (ULMISHEK , 1986).

98°00'



ANEXO 2- PLANO DE DISTRIBUCION DE ROCAS DEL KIMMERIDGIANO EN LA PORCION NNE DEL AREA SAN J. DE LAS RUSIAS.

Por la relación de éxitos para la porción NNE de San José de las Rusias, la probabilidad de que un pozo perforado al azar resulte exitoso en cualquier horizonte potencialmente productor es 0.33.

$$p = 0.33$$

La probabilidad de que un pozo resulte seco es:

$$P = 1 - p = 1.0 - 0.33 = 0.67$$

La probabilidad de que 5 pozos sucesivos resulten secos es:

$$P = (1 - p)^5 = (1 - 0.33)^5 = 0.135$$

La probabilidad de que el quinto pozo resulte productor pero los cuatro anteriores sean improductivos es:

$$P = (1 - p)^{5-1} (p) = (0.67)^4 (0.33) = 0.066$$

La probabilidad de tener un pozo productor en una serie de 5 pozos es:

$$P = 5 (1 - p)^{5-1} (p) = 5 (0.67)^{5-1} (0.33) = 0.332$$

La probabilidad de que 3 pozos resulten secos seguidos de 2 descubrimientos es:

$$P = (1 - p)^{5-2} (p)^2 = (0.67)^3 (0.33)^2 = 0.032$$

La probabilidad de que se realicen 3 descubrimientos en un programa de perforación de 9 pozos exploratorios es:

$$P = \frac{9!}{6! 3!} (0.67)^6 (0.33)^3 = 0.273$$

ANEXO 3 .- ANALISIS DE PROBABILIDAD BINOMIAL PARA LA PORCION NNE DEL AREA SAN J. DE LAS RUSIAS A PARTIR DE LA RELACION DE EXITOS PARA TODOS LOS HORIZONTES POTENCIALMENTE PRODUCTORES.