

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



“ Simulación en la Evaluación de Inversiones en Perforación de Pozos de Petróleo ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

CARLOS JORGE BABARCZY SAENZ

LIMA • PERU • 1990

1.-SUMARIO.

La presente tesis interdisciplinaria para la Titulación de dos egresados en las carreras profesionales de INGENIERO DE PETROLEO e INGENIERO DE SISTEMAS, plantea una metodología que combina conocimientos de ambas especialidades, en la evaluación de inversiones en Perforación de Pozos de Petróleo.

Empezando con la descripción de los criterios existentes en la Industria del Petróleo para valorizar un campo petrolífero, continúa señalando conceptos básicos para evaluar los ingresos netos de una inversión, a través de los métodos más generalizados, para terminar escogiendo el flujo de caja descontado DCF.

Se formula un modelo matemático y se desarrollan tres programas de computación; uno en Basic apoyado en conocimientos de reservorios y de la ciencia estadística, para determinar las reservas y producción de petróleo a través del tiempo, y los otros dos en Lotus versión 2.2.

Estos últimos tienen las siguientes características:

- a) Determina los principales parámetros económicos de la inversión: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno, Período de Recuperación y Rendimiento de la In-

versión. Grafica la Tasa de Descuento vs. el Valor Actual Neto. Realiza análisis de sensibilidad, variando la producción (Reservas) e Inversiones.

b) Simula las variables aleatorias Reservas y Producción, Inversiones y Gastos Operativos, para obtener con las funciones de Lotus, @RAND y @VLOOKUP diferentes TIR (Tasas Internas de Retorno) a través de 1000 corridas. Aplicando criterios estadísticos se podrá graficar finalmente la Tasa de Retorno vs. Probabilidad Acumulada en porcentaje. Dando una herramienta de decisión más completa, que aquella de una sola tasa de retorno.

La aplicación se realiza para el desarrollo de un campo supuestamente ubicado en la zona de Lobitos y para la perforación de un pozo de petróleo en Mirador del Nor-Oeste del Perú.

Sin embargo la metodología es susceptible de aplicarse a cualquier inversión en perforación de Pozos de Petróleo, variando simplemente los datos de entrada.

I N D I C E

	<u>Página</u>
1. <u>SUMARIO</u>	2
<u>INDICE</u>	4
2. <u>INTRODUCCION</u>	10
3. <u>VALORIZACION DE UN CAMPO PETROLIFERO</u>	12
3.1. DETERMINACION DEL VALOR EXACTO DE MERCADO.	12
3.1.1. METODO DEL VALOR EXACTO COMO UNA FRACCION DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO ANTES DE IM- PUESTOS, DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES DE SEGURIDAD.	15
3.1.2. METODO DEL VALOR EXACTO COMO UNA FRACCION DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO ANTES DE IM- PUESTOS, DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES ESPECULATIVA.	17
3.1.3. METODO DEL VALOR EXACTO COMO UNA FRACCION DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO ANTES DE IM- PUESTOS, DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES INTERMEDIA.	18
3.2. CHEQUEANDO LA LISTA DE DATOS REQUERI- DOS PARA LA EVALUACION DE PROPIEDADES PRODUCTIVAS DE PETROLEO Y GAS.	19

3.3.PRONOSTICOS DE FUTUROS RATES DE PRO-	
DUCCION.	22
3.3.1.PRODUCCION DECLINANTE	22
3.3.2.DECLINACION A PORCENTAJE CONSTANTE-	
EXPONENCIAL.	22
3.3.3.DECLINACION HIPERBOLICA.	23
3.3.4.DECLINACION ARMONICA	24
3.4.COSTOS DE DESARROLLO Y OPERACION	26
3.4.1.COSTOS DE DESARROLLO	26
3.4.1.1.COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES	27
3.4.1.2.ESPACIAMIENTO DE POZOS	27
3.4.1.3.COSTOS DE ESTIMULACION	28
3.4.1.4.COSTOS DE RECOMPLETACION	28
3.4.2.GASTOS OPERATIVOS	28
3.4.2.1.GASTOS DIRECTOS DE LEVANTAMIENTO	
Y GASTOS DISTRITALES.	28
3.4.2.2.COSTO POR POZO MENSUAL	29
3.4.2.3.COSTO PROMEDIO POR BARRIL	29
3.4.2.4.RANGO DE COSTOS OPERATIVOS	31
3.4.2.5.ADMINISTRACION Y SUPERVISION	32
4. <u>DIFERENTES CONCEPTOS DE EVALUACION DE INGRE-</u>	
<u>SOS NETOS DE UNA INVERSION.</u>	33
4.1.METODO DEL DCF FLUJO DE CAJA	
DESCONTADO	37

4.2.METODO DE HOSKOLD	40
4.3.METODO DE MORKILL	43
4.4.METODO CONTABLE	46
4.5.METODO DEL PROMEDIO DE LA TASA DE RETORNO ANUAL	49
4.6.CUAL DE LOS METODOS DE EVALUACION DE LOS FUTUROS INGRESOS NETOS DE UNA IN- VERSION ES EL MEJOR	51
5. <u>EVALUACION ECONOMICA:FORMULACION DEL MODELO MATEMATICO.</u>	52
5.1.GENERALIDADES	52
5.2.VALOR DE LA PRODUCCION	53
5.3.APLICACION DE ESTADISTICA DE ANALISIS DE DATOS DE DECLINACION DE LA PRODUC- CION.	54
5.3.1.INTRODUCCION	54
5.3.2.ANALISIS MATEMATICO	54
5.3.3.ANALISIS ESTADISTICO	57
5.3.4.PROGRAMA PARA EL CALCULO DE RESERVAS Y DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO.	65
5.4.INVERSIONES.	65
5.4.1.INVERSIONES EN PERFORACION Y COMPLETACION	65

5.4.2.	INVERSIONES EN FACILIDADES DE PRODUCCION	65
5.4.3.	INVERSIONES EN BOMBEO ARTIFICIAL	66
5.4.4.	INVERSIONES EN REACONDICIONAMIENTOS	66
5.5.	GASTOS OPERATIVOS	66
5.6.	IMPUESTOS	66
5.7.	CALCULO DE PARAMETROS ECONOMICOS	67
5.7.1.	VALOR ACTUAL NETO.	67
5.7.2.	TASA INTERNA DE RETORNO.	67
5.7.3.	PERIODO DE RECUPERACION.	68
5.7.4.	RENDIMIENTO DE LA INVERSION	68
5.8.	PROGRAMA PARA LA EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE ACUERDO AL MODELO MATEMATICO PLANTEADO.	69
6.	<u>ESTRATEGIAS PARA IMPLEMENTAR ANALISIS DE RIESGO.</u>	70
6.1.	GENERALIDADES	70
6.2.	INTRODUCCION	70
6.3.	NIVEL 1	72
6.4.	NIVEL 2	73
6.5.	NIVEL 3	74
6.6.	NIVEL 4	74
6.7.	NIVEL 5	76
6.8.	PROGRAMA PARA ANALISIS DE RIESGO EN LA EVALUACION DE INVERSIONES PARA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO.	76

6.8.1.RESERVAS	77
6.8.2.INVERSIONES	77
6.8.3.GASTOS DE OPERACION	78
6.8.4.PROCEDIMIENTO	78
7. <u>APLICACION DE LA EVALUACION DE INVERSIONES EN PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO PARA EL NOR-OESTE DEL PERU.</u>	79
7.1.EVALUACION ECONOMICA.	79
7.1.1.GENERALIDADES.	79
7.1.2.INFORMACION BASICA.	79
7.1.3.ESTIMADO DE INVERSION EN PERFORACION Y COMPLETACION.	81
7.1.4.ESTIMADO DE INVERSION TOTAL.	83
7.1.5.RESERVAS Y DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION.	83
7.1.6.PARAMETROS DE EVALUACION.	85
7.1.7.CORRIDA ECONOMICA.	85
7.2.ANALISIS DE SENSIBILIDAD.	87
7.3.EVALUACION ECONOMICA DE UN PROYECTO DE EXPLORACION Y DESARROLLO DE PETROLEO EN EL NOR-OESTE.	89
8. <u>SIMULACION EN LA EVALUACION DE INVERSIONES DE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO EN EL NOR-OESTE DEL PERU.</u>	92
8.1.TABLA DE RESULTADOS.	93

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

10. BIBLIOGRAFIA. 98

11. ANEXOS. 100

2.-INTRODUCCION....

Los proyectos de perforación de pozos de petróleo, tienen entre otras características, el elevado monto de la inversión requerida y el hecho que las principales variables críticas, dada su condición, no se conocen precisamente.

Lo cual conlleva que la Industria del Petróleo haya sido la pionera en la selección de criterios de priorización de inversiones y rentabilidad, así como simulación de riesgo. Estos aportes luego se han generalizado para diferentes actividades económicas.

La actividad petrolera es muy dinámica y continuamente existen cambios en los parámetros de evaluación económica, de manera que todo criterio de evaluación deberá ser de tal naturaleza que pueda ser desarrollado con la sola variación en la entrada de datos, previa verificación por geólogos e ingenieros de petróleo de las características óptimas del proyecto.

Los valores escogidos por los técnicos constituyen sus "Mejores Estimados" o de otra manera, los valores con mayor probabilidad de ocurrir. Lo cual significa que la rentabilidad (Tasa Interna de Retorno) o cualquier otro parámetro de

evaluación, dependen de que todas las variables alcancen su valor más probable..coincidencia quizás improbable.

De ahí que no solo la evaluación económica deberá ser susceptible de trabajar con diferentes parámetros de entrada, sino también con incertidumbre. A la incertidumbre en la solución se le denomina riesgo.

Estos son los objetivos del presente trabajo, que sin más preámbulos pasaremos a describirlo.

3.-VALORIZACION DE UN CAMPO PETROLIFERO.

3.1.-DETERMINACION DEL VALOR EXACTO DE MERCADO

El exacto valor de mercado de un campo de **petróleo ó gas** como comúnmente se entiende, es el precio que el campo puede ser transferido, después **de exponerlo** al mercado por un razonable período de tiempo, sin que el comprador ó vendedor estén compulsados a hacerlo, estando ambos compitiendo y con razonable conocimiento de los hechos.

--Fiske presentó en 1956, el punto de vista del Internal Revenue Service IRS, listando en orden de importancia, seis métodos para determinar el exacto valor de mercado :

- (1) Una transferencia real del campo cerca de la fecha de valorización.
- (2) Una oferta de buena fé para la transferencia o compra del campo, cercana a la fecha de valorización.
- (3) Transferencias reales de similares propiedades en el mismo campo ó alrededores, cercanos **a la fecha de** valuación.
- (4) Valorizaciones hechas para propósitos de acotación de impuestos, cerca a la fecha de valuación.
- (5) Apreciación analítica
- (6) Opiniones de calificados técnicos.

Esta sección trata de la determinación de exacto valor de mercado de campos de petróleo o gas, por la apreciación analítica o de ingeniería, enumerado por, Fiske como item 5. Con este método, se hacen estimados de las reservas recuperables de hidrocarburos, así como de los probables futuros ingresos netos o flujo de caja a obtenerse de la producción y transferencia de esas reservas.

Si bien el exacto valor de mercado para un campo productor de hidrocarburos no es un valor preciso, puede ser aproximado dentro de límites muy cerrados por el uso del método de apreciación de ingeniería.

PREPARANDO UNA PROYECCION DE FLUJO DE CAJA.

Para el propósito de obtener futuros ingresos netos o flujo de caja, las producciones serán pronosticadas de la capacidad de los pozos. Normalmente los ingresos brutos de ventas de petróleo o gas serán obtenidos de tales producciones basadas en los precios actuales del petróleo crudo y predicciones de condiciones económicas.

Las proyecciones a precios constantes son requeridas para estimados de financiamientos y entidades gubernamentales, mientras que la predicción de precios basados en estudios económicos son usados para decisiones de negocios. Los precios del gas se basan en contratos de venta. El efecto de

cláusulas de escalamiento en tales contratos de venta, son normalmente considerados separadamente.

Los costos de operación o producción comprenden los gastos requeridos para producir petróleo o gas y mantener los campos. Esos costos llamados comúnmente costos directos de levantamiento, incluyen el costo de labor, supervisión de campo, estimulación y recompletación de pozos, consumo de energía, reparaciones, transporte, seguros y otros rubros. Con la edad de los pozos, adicionales gastos serán hechos para mantener los pozos en condiciones operativas y despojarse de la producción de agua salada.

Gastos de capital, incluyen el costo de construcción de plantas de gasolina, sistemas de represuración, desarrollos adicionales de pozos, equipos de levantamiento artificial, motores, tanques y otros items durables requeridos para producir todo el petróleo económicamente recuperable.

En contratos con participación en la producción, sólo se consideran los ingresos y costos de dicha participación. El valor de salvataje del equipo al tiempo de abandono ordinariamente no está incluido en las proyecciones de flujo de caja debido a las regulaciones estatales al finalizar el contrato.

Después que el análisis técnico del campo ha sido hecho, resultando en una determinación del volumen y rate de producción de petróleo y gas, y que esos datos han sido reducidos a una proyección de futuros ingresos netos de operación o flujo de caja, es necesario establecer el valor estimado.

METODOS ANALITICOS PARA EL CALCULO DEL VALOR ESTIMADO

Aunque hay muchos métodos para calcular el valor estimado, solamente los más conocidos serán discutidos. Ellos calculan el valor estimado por el procedimiento de flujo de caja descontado y dan apropiado peso al patrón de tiempo de los futuros ingresos.

3.1.1 METODO DEL VALOR EXACTO COMO UNA FRACCION DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO ANTES DE IMPUESTOS, DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES DE SEGURIDAD

Es un método relativamente simple, fácil de entender y ampliamente usado. Se basa sobre la premisa que los futuros ingresos solamente serán descontados a una tasa de interés que refleje el valor actual de la moneda -que fluctúa con los prevaecientes costos de la moneda- y esa tasa, no es usada como un medio para incorporar el factor de riesgo. En su aplicación deberá encontrarse el valor presente de los in-

gresos netos, descontando a una prevaeciente ó proyectada tasa de interés.

Este valor presente de los futuros ingresos de operación no constituye el valor de mercado del campo de petróleo o gas. El contratista de tal campo lógicamente está en el derecho de considerar tasas de interés por encima de las bancarias. También, cuando el flujo de caja es descontado por este método, no se incluye los impuestos, y alguna forma deberá ser hecha para considerar los. En adición, un factor de riesgo por hacer negocio es normalmente incluido.

Dependiendo de los montos de los gastos de desarrollo intangibles y depereciación de equipos, los ingresos fiscales varían ampliamente.

El margen de utilidad requerida en la transacción puede también variar ampliamente debido a los riesgos inherentes en la operación de campo y la respectiva habilidad de las partes en la transacción.

Probables inversionistas, pesarán todos estos factores tales como los impuestos a pagar y los riesgos de las operaciones, para arribar a una apropiada fracción del valor presente a una tasa de interés de seguridad, que están dispuestos a aceptar.

H.J.Gruy **consideró** en 1952, como **exacto valor de mercado:**
"las dos terceras partes de los futuros ingresos netos de
caja antes de la amortización é impuestos, descontados al 5%
anual"

Esta metodología todavía se usa, sin embargo la tasa de des-
cuento es sustituida por la actual de 12% anual.

3.1.2 METODO DEL VALOR EXACTO COMO EL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO ANTES DE IMPUESTOS DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES ESPECULATIVA.

A diferencia del primer **método**, los riesgos inherentes del
negocio y los impuestos, son considerados en la tasa de des-
cuento, que por este motivo resulta más alta que **la** tasa de
interés de seguridad.

El posible rango de tales tasas especulativas de retorno han
sido presentadas en varios trabajos de investigación. Este
método es también simple en su aplicación, debido a que en la
determinación del flujo de caja no son incluidos los impues-
tos.

El uso de este método, dá comparativamente altos **valores de
mercado** para campos de corta vida. La experiencia demuestra
que muy pocas transacciones son hechas donde el valor excede
las 2/3 partes de los futuros ingresos netos **de** caja.

Este procedimiento también tiende a discriminar transacciones para proyectos de larga vida, debido a que las altas tasas especulativas de retorno, dan valores descontados a 20 y 30 años de muy pequeños montos.

Reynolds concluyó en 1959 que "los rangos entre 13% a 21% de rate anual de retorno antes de impuestos son los límites en que la ingeniería puede operar". También observó que los cálculos de estos estimados "indican que el proyecto que tiene una corta vida demanda un más alto rate de retorno que uno con larga vida y bajo riesgo".

El aceptable rate de retorno a un determinado tiempo será una función de las comparativas oportunitades de inversión y las subjetivas interpretaciones del riesgo. Al momento dichas tasas fluctúan entre 28% y 38% para ser competitivas con otras opciones de inversión.

3.1.3 METODO DEL VALOR EXACTO COMO EL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA NETO DESPUES DE IMPUESTOS DESCONTADO A UNA TASA DE INTERES INTERMEDIA.

Este método es la más sofisticada aproximación al problema del valor exacto de mercado. Requiere un real cálculo de los impuestos para cada año y es muy laborioso. En este método el valor exacto de mercado se define como la caja, pagada por el

inversionista, que permite un rendimiento de una satisfactoria tasa de retorno sobre la inversión. Este rendimiento sobre la inversión permite inducir al inversionista a asumir el riesgo de un particular proyecto en lugar de una inversión segura que ofrece una menor utilidad. Esta tasa debe ser medida con el riesgo físico de producir y el riesgo económico de la futura producción.

3.2. CHEQUEANDO LA LISTA DE DATOS REQUERIDOS PARA LA EVALUACION DE PROPIEDADES PRODUCTIVAS DE PETROLEO Y GAS.

Las evaluaciones previamente discutidas son reflejo de los futuros modelos de ingresos, basados en las proyecciones de producción de petróleo y gas. Dichas proyecciones son preparadas ya sea extrapolando las establecidas tendencias en capacidad productiva o por estimados anticipando producción sobre la base de interpretaciones geológicas y/o analogía.

Para hacer una valuación correcta de un campo petrolífero, el evaluador requiere de ciertos datos básicos. La siguiente lista es una relación somera de tales datos.

Mapas y Secciones de Corte. Que incluye mapas del campo, mapas geológicos estructurales, mapas de secciones de corte geológicos, etc.

Datos de Locación de Campo. Lista que muestra el nombre del campo, números de pozos productivos, pozos ATA, acres, área y descripción legal.

Registros de Pozos. Incluye a todos eléctricos, acústicos y radioactivos corridos en cada pozo. Registros de muestras geológicas y reportes direccionales.

Datos de Análisis de Cores.

Datos de Análisis de Fluidos.

Historial del pozo. Con datos de perforación, completación, recompletaciones y workovers. Pruebas de Potencial, Reportes de GOR; fecha de completación (y/o recompletación); elevación; Kelly bushing, piso del castillo y nivel sobre el mar; profundidad total y profundidad taponeada; diámetro del casing y profundidad sentada; diámetro del tubing y profundidad sentada; datos de la prueba de formación incluyendo intervalos probados, tiempo de apertura, fluido recuperado y datos de presión de fondo BHP; datos de coreo, incluyendo intervalos coreados, pies recuperados y descripción del core; topes geológicos de las principales formaciones encontradas; descripción de la locación; nombre de la formación productiva, intervalo perforado, producción inicial y datos de prueba de potencial; profundidades en el tope, fondo, contacto agua-petróleo; y espesor de la formación productiva (Pies brutos y pies netos).

Historial de producción. Estadísticas de producción de aceite, gas y agua producidas por meses, campos, pozos y formación productiva desde la completación original. También incluye o-

tros aspectos tales como métodos de producción (tipo y tamaño de equipo y **fechas de instalación**); reportes de presión BHP y en la cabeza; reportes de potencial de pozos de gas; líneas de flujo y transporte; agua separada y **reportes de tratamiento**; registro de fluidos inyectados.

Datos de producción actuales. Estadística para cada pozo de la más reciente prueba real de petróleo, agua y gas producida y que incluye datos de la prueba, diámetro del bien (longitud de **carrera, golpes** por minuto), THP y CHP. Para pozos de gas incluye presiones de **cierre en la cabeza** de los tubos y forros con datos sobre la duración del cierre.

Datos actuales disponibles. Compila los rates de producción por pozo, por día producido y día calendario.

Precio bruto del crudo. Para **cada campo**, nombre del comprador del crudo, gravedad **promedio del** petróleo y **el** precio bruto pagado. Si el crudo es transportado el precio de dicha operación.

Precio bruto del gas. Resumen de las provisiones del contrato sobre la venta del gas por MPC, el precio base, la mínima presión de entrega, los términos del contrato y cláusulas de escalamiento.

Impuestos. Tasas impositivas.

COSTOS DE COMPLETACION Y RECOMPLETACION. -En **caso de** reservas no desarrolladas se tiene un estimado **de los costos de** completación o recompletación del pozo para reservas detrás del casing.

FACILIDADES DE PRODUCCION.-Proporciona especificaciones(diámetro,capacidad,etc)para las principales facilidades,tales como compresores de gas,plantas de tratamiento de petróleo, plantas de inyección,baterías,etc.

REPORTES ESPECIALES.-Proporciona una copia de todos los reportes especiales de ingeniería y geológicos que contienen datos pertinentes a la evaluación actual del campo.En particular,reportes sobre planes futuros de desarrollo y operaciones de recuperación secundaria,muy útiles en proyectar futuros rates de producción y futuros ingresos netos de operación.

3.3 PRONOSTICO DE FUTUROS RATES DE PRODUCCION

3.3.1 PRODUCCION DECLINANTE.-Cuando un campo tiene una bien establecida performance y el rate de producción muestra una declinación persistente, el evaluador primero deberá estar seguro que esa declinación no es causada por el decrecimiento de la capacidad efectiva del equipo de levantamiento o adversas condiciones del hueco del pozo.

Si se encuentra que el equipo de levantamiento está operando apropiadamente y que el hueco está limpio, la historia de declinación puede ser usada como una guía para la proyección de la futura producción.El tipo y rate de declinación debe ser establecido.

3.3.2 DECLINACION A PORCENTAJE CONSTANTE.-EXPONENCIAL. Cuando la caída en el rate de producción por unidad de tiempo es un **porcentaje** constante del rate de producción, **la** curva de producción es del tipo de declinación a porcentaje constante. Esto puede ser demostrado ploteando el rate de producción vs. el tiempo en papel semilog, con el rate de producción en la escala log, mostrando una recta. El rate de producción puede también ser ploteado vs. **la** producción acumulativa **en** papel coordinado, dando una línea recta. En cada caso, la pendiente de la curva representa la declinación nominal. La declinación puede también ser encontrada observando la razón entre dos sucesivos rates de producción y utilizando las fórmulas de progresión geométrica.

3.3.3 DECLINACION HIPERBOLICA. -Cuando la caída en el rate de producción por unidad de tiempo expresada como una fracción del rate de producción es proporcional a una potencia fraccional n del rate de producción ($0 < n < 1$), la curva de producción es del tipo de declinación hiperbólica.

Un ploteo semilog del rate de producción vs. tiempo en papel **semilog, no da una línea** recta, sino se curva **hacia arriba.** El gráfico rate-producción acumulativa muestra el mismo tipo de curvatura.

Las curvas de declinación **hiperbólica** pueden ser llevadas **a** línea recta para extrapolarlas **en** ploteo doble logaritmico,

después que las curvas son corridas adicionando o sustrayendo un monto constante a los tiempos o valores de producción acumulativa. Esto requiere de ajustes estadísticos que posteriormente se describirán.

La extrapolación gráfica de la curva rate/tiempo en papel semilog está basada en la regla de los tres puntos:

"Para dos puntos de una curva hiperbólica rate-tiempo, el punto medio entre ambos tiene un rate de producción que es un número fijo de veces del rate de ya sea del primero o último tiempo, independiente de donde los dos primeros puntos son escogidos."

Por ejemplo cuando los tres puntos equidistantes sobre la porción de la pasada performance de la curva muestran rates de producción de 2000, 1300 y 1000 bls/mes, el futuro intervalo de tiempo entre las ordenadas de 1000 y 650 bls/mes será igual al intervalo de tiempo entre las ordenadas de 650 y 500 bls/mes.

La declinación hiperbólica es la más común forma de tendencia de declinación de la producción cuando el pozo produce a su capacidad de producción. La potencia fraccional n comúnmente varía entre 0 y 0.5, con el último valor aplicable a producción tipo drenaje gravitacional, bajo ciertas condiciones.

3.3.4 DECLINACION ARMONICA.—Cuando la caída en el rate de producción por unidad de tiempo expresada como una fracción del rate de producción, es proporcional al rate de producción en sí la curva de producción es del tipo de declinación armónica.

Tal curva en semilog rate-tiempo no es recta sino muestra la más alta curvatura hacia arriba. En papel coordinado rate-acumulativo muestra la misma fuerte curvatura.

La declinación armónica puede ser identificada gráficamente ploteando la inversa del rate de producción vs. el tiempo en papel coordinado que entonces mostrará una recta. También el ploteo del rate-acumulativo en semilog muestra una recta.

La declinación armónica para curvas de declinación de la producción no ocurre frecuentemente, y la extrapolación sobre esta base dá una proyección que es demasiado optimista. Es ocasionalmente aplicable a pozos de gas tipo depleción o a reservorios con empuje de agua de fondo donde es económico levantar y segregar grandes volúmenes de agua.

El gráfico rate-tiempo en papel semilog, puede ser extendido con el método de la regla de los tres puntos descrita para declinación hiperbólica.

3.4 COSTOS DE DESARROLLO Y OPERACION.

3.4.1 COSTOS DE DESARROLLO

Los Costos de Desarrollo incluyen la perforación y completación de pozos e inversiones conexas como carreteras, edificios, oleoductos, tanques, plantas de gasolina natural e instalaciones de fuerza. Estos costos están cambiando constantemente debido a condiciones económicas fuera del control del operador y mejoras técnicas en los métodos de perforación y producción.

La perforación y completación de pozos normalmente constituye el principal ítem de gasto para desarrollo. Pozos superficiales que son perforados con equipo portátil pueden costar precios hasta de US \$ 20,000. En algunas zonas inaccesibles el gasto de mover el equipo a la locación puede ser mayor que el costo del pozo en sí. De otro lado pozos profundos sin incluir trabajos de pesca o accidentes, pueden alcanzar diez millones de dólares.

Los costos del pozo exploratorio inicial generalmente son mucho mayores que los pozos de desarrollo, y el continuo desarrollo del campo casi siempre lleva a menores costos con métodos mejorados y mejoras en las técnicas operativas.

3.4.1.1 COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES.-Para propósitos de impuesto, los costos de desarrollo son divididos en dos categorías: tangible e intangible. Los costos de desarrollo tangibles representan la propiedad física que tiene valor de salvataje, tales como el castillo de perforación, tubería, y equipo pequeño. Ellos son capitalizados y retirados a través de cargas anuales a depreciación.

Los costos intangibles de perforación y desarrollo son la-
bor, electricidad, combustible, fletes y transporte, agua, repa-
raciones y otros items que no tienen un valor después de la
completación del pozo o que no tienen identidad física. Esta
clase de costos pueden ya sea ser capitalizados y retirados
a través de cargas anuales o cargados como gastos durante el
año que ocurren. Generalmente esto último se cumple. Los cos-
tos intangibles constituyen 60 al 70% del costo total del
pozo; el porcentaje es mayor en pozos superficiales u otros
pozos donde el programa de casing requerido utiliza menos
tubería que la normal.

3.4.1.2 ESPACIAMIENTO DE POZOS.-Una importante consideración
en estimar propiedades no desarrolladas es el prevaeciente
espaciamiento de pozos. Campos que son totalmente desarro-
llados no presentan problema, pero aquellos que todavía están
por desarrollar requieren consideración de esta caracteris-

tica, debido a que las futuras utilidades están controladas grandemente por el número de pozos requeridos.

El número de pozos de desarrollo comúnmente requeridos como práctica común **es mayor que el** mínimo de pozos necesarios por el apropiado drenaje, en razón de malas localizaciones, situaciones **competitivas y obligaciones** contractuales.

3.4.1.3 COSTOS DE ESTIMULACION.—Los costos de estimulación tales como acidificaciones, rebaleos, fracturamientos y otros tratamientos de estimulación pueden ser considerados como parte de los costos de desarrollo.

3.4.1.4 COSTOS DE RECOMPLETACION.—Los costos operativos generalmente cubren solamente los gastos necesarios para mantener un pozo en producción para un intervalo dado productivo. El costo de recompletar un pozo dentro de diferentes zonas productivas, entonces, es normalmente tratado como costo de desarrollo.

3.4.2 GASTOS OPERATIVOS.—Estos gastos cubren las operaciones de campo necesarias para traer el petróleo y gas a superficie y entregar un adecuado producto a tanques o líneas de gas.

3.4.2.1 GASTOS DIRECTOS DE LEVANTAMIENTO Y GASTOS DISTRICTALES.—Los costos operativos son generalmente divididos en gastos directos de levantamiento al campo, tales como labor,

electricidad, combustible, reparaciones, renovaciones, y de organización del campo ó gastos distritales, tales como supervisión, ingeniería, contabilidad, control, talleres y transporte, que a su vez son distribuidos sobre un número de unidades de campo en una base valorizable.

En la determinación de una apropiada medida de costos de producción para uso en estimados, se considerará ya sea un registro del campo bajo consideración, ó la experiencia con similares campos.

3.4.2.2 COSTO POR POZO-MENSUAL.-Los gastos operativos son preferiblemente expresados sobre una base por pozo mensual, en vez que por barril producido. El costo de campo de operación para un pozo dado es el mismo, dentro de razonables límites, ya sea si el monto bombeado es grande o pequeño. La unidad de bombeo que es instalada para bombear 80 b/d continúa aún en uso cuando menos de la mitad de ese monto está siendo producido, pero el costo de operación continúa prácticamente sin cambio.

3.4.2.3 COSTO PROMEDIO POR BARRIL.-El uso de un Costo Promedio por barril puede ser aceptable cuando la producción permanece uniforme en un considerable período de tiempo.

Cuando la producción es declinante, puede llevar a resultados erróneos. En ellas los costos de operación se incrementan hasta que el límite económico igualan a los ingresos brutos.

En el caso de declinación a porcentaje constante, una determinación puede ser hecha para esta tendencia incremental calculando un costo de operación promedio por barril con la siguiente fórmula:

$$O_u = \frac{O_t \ln q_i / q_m}{q_i - q_m}$$

donde:

O_u = costo de operación promedio pesado, dólares.

O_t = gastos operativos por pozo-mensual, dólares.

q_i = rate de producción inicial, bls/día, y

q_m = rate de producción al abandono, bls/día.

Ejemplo.-Si el costo de operación por pozo mensual, O_t , es estimado en \$300, el rate de producción inicial, q_i , es 2113 bls/pozo/mensual, y el rate de producción al límite económico q_m , es 113 bls/pozo/mensual, el costo de operación promedio pesado por barril sobre la vida del campo, es:

$$O_u = \frac{300 \ln (2,113/113)}{2,113 - 113} = \$ 0.44$$

En el caso de declinación hiperbólica ($n=1/2$) la ecuación toma la forma:

$$O_t = (q_1/q_m)^{1/2}$$

$$O_u = \frac{O_t}{q_1}$$

En el caso de declinación armónica esta relación se expresa:

$$O_t = (q_1/q_m - 1)$$

$$O_u = \frac{O_t}{q_1 \ln (q_1/q_m)}$$

En el caso de producción a rate constante, el costo promedio operativo por barril bruto es simplemente el estimado del costo operativo por pozo dividido por el rate de producción.

3.4.2.4 RANGO DE COSTOS OPERATIVOS.—Los costos operativos por pozo para producción primaria varían de casi insignificantes montos por pozo mensual a diez mil dólares o más por barril mensual. Este último es encontrado en el mar o donde equipo pesado maneja petróleo junto con grandes volúmenes de agua y donde las cargas de electricidad y mantenimiento son altas. Muchos pozos que rinden hasta menos que 3 bls/día, siguen operando y la rentabilidad de su operación es posible solamente debido a que los gastos de reparación son despreciables y por tener capacidad instalada de recorredores de campo.

Para campos o distritos, los costos de operación generalmente se descomponen como muestra la Tabla 3.1. Los gastos de labor y distrito son casi de igual magnitud y juntos comprenden cerca de la mitad del total de los costos operativos. La otra mitad es para reparaciones, mantenimiento, electricidad, agua y tratamiento de petróleo.

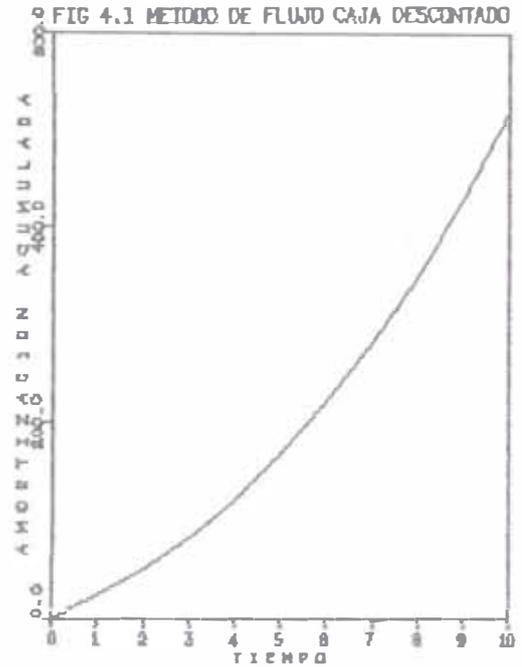
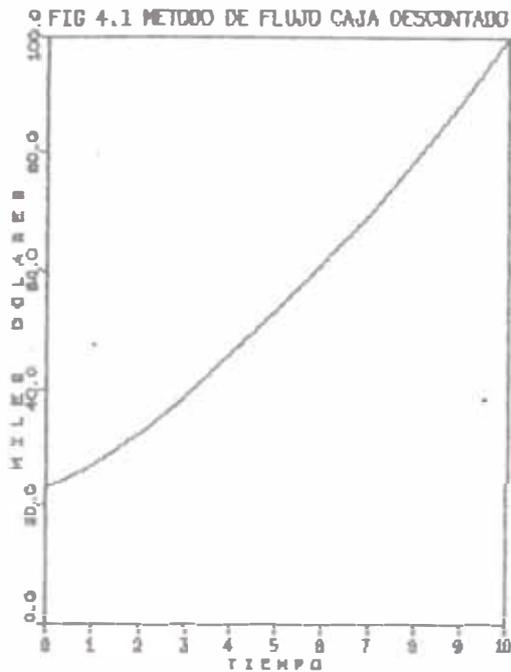
TABLA 3.1.-COSTOS OPERATIVOS DE CAMPO O DISTRITO.

Labor, incluyendo beneficios y transporte de equipo	20 a 30%
Gastos de Distrito, incluyendo seguros, servicios profesionales, daños, etc	20 a 30%
Reparaciones y mantenimiento	30 a 50%
Electricidad, agua, tratamiento de petróleo	5 a 15%.

3.4.2.5 ADMINISTRACION Y SUPERVISION.--Bajo este rubro son cargados la dirección, ejecutivos, gastos de la oficina central, contabilidad, seguros, supervisión, relaciones industriales y relaciones públicas.

Ellos son generalmente señalados como gastos generales para distinguirlos de los gastos variables de campo y distrito. En muchos registros de compañías, los cargos varían ampliamente ya sea por habilidad en la administración ó diferencias en los métodos de contabilidad.

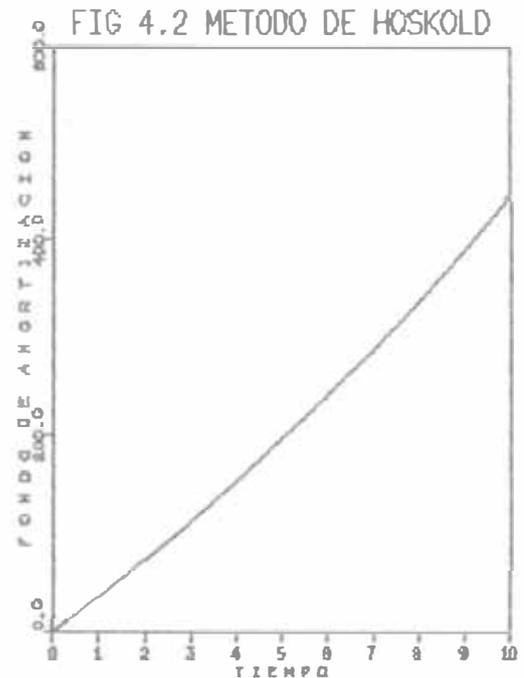
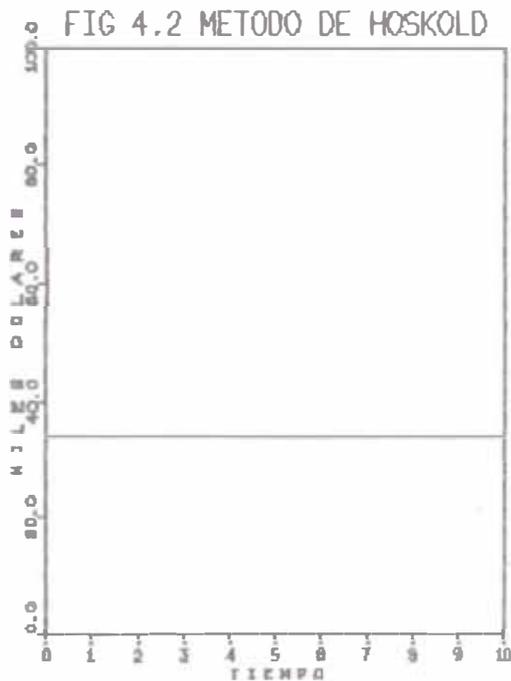
4.-DIFERENTES CONCEPTOS DE
EVALUACION DE INGRESOS NE-
TOS DE UNA INVERSION



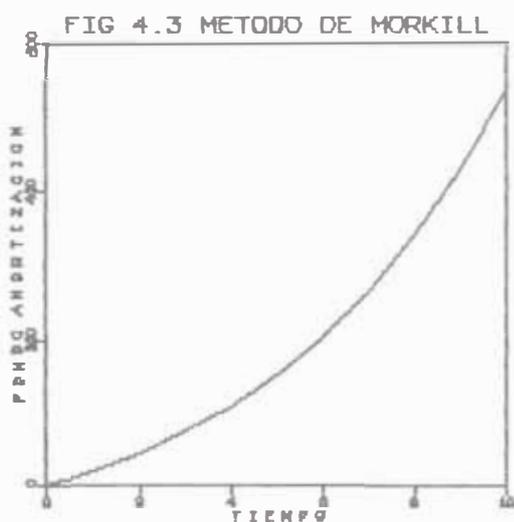
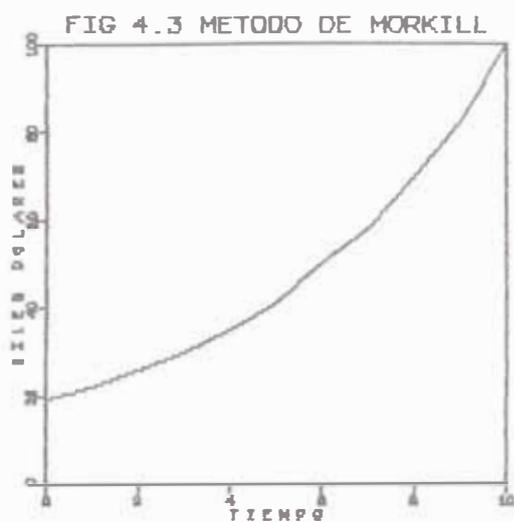
Hay diferentes métodos que pueden ser usados al evaluar la conocida o estimada proyección futura de ingresos netos de una inversión. Uno de ellos el DCF, flujo de caja descontado, ilustrado en la Fig 4.1 simplemente reduce los futuros ingresos a valor presente a una tasa de interés compuesto ó tasa de retorno. Representa el estimado de los banqueros a un

flujo de futuros ingresos y es ampliamente usado en trabajos industriales.

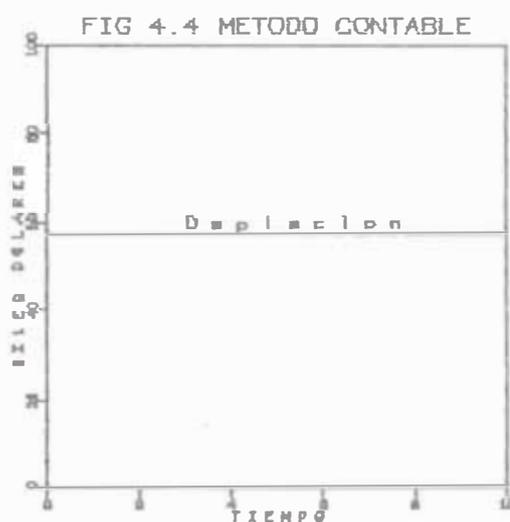
El método de Hoskold, ilustrado en la Fig.4.2 fué especialmente hecho para negocios con una vida limitada, como minas, pozos de petróleo ó gas é inicialmente usado en la evaluación de trabajos de minas.



El método de Morkill, ilustrado en la Fig.4.3 es realmente un refinamiento del método de Hoskold y es también principalmente aplicable a inversiones con una vida limitada, tales como minas o pozos de petróleo ó gas.

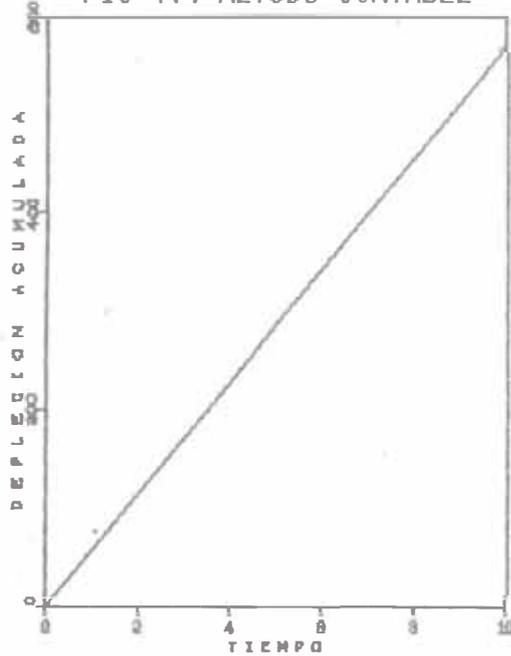


total número de unidades de producción está involucrada y donde, como en el caso de muchas industrias extractivas, la aplicada depreciación al original capital invertido está basado en la unidad de producción.



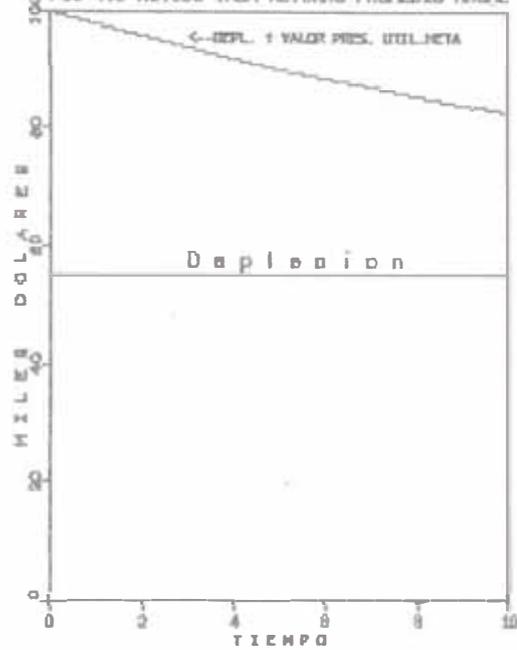
El método contable ilustrado en la Fig. 4.4 representa el estimado contable al problema de valuación y considera el modelo de depreciación real aplicable a la inversión dada. Es particularmente ajustable para aquellos negocios donde un

FIG 4.4 METODO CONTABLE



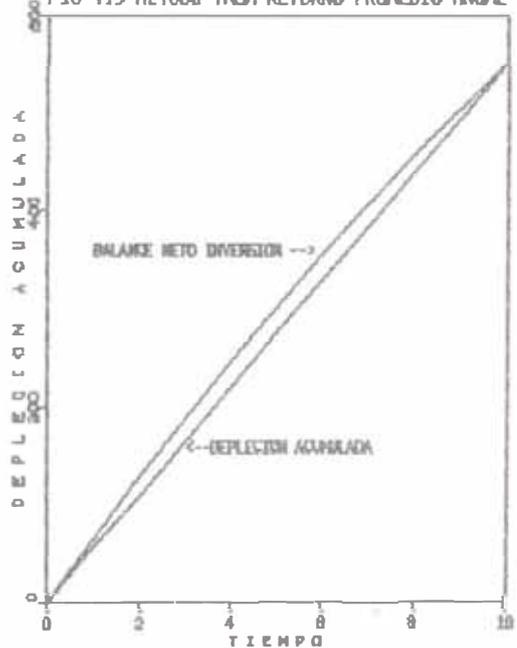
apropiadamente el patrón de ingresos con respecto al tiempo.

FIG 4.5 METODO TASA RETORNO PROMEDIO ANUAL



El método de tasa de retorno promedio anual, ilustrado en la Fig. 4.5 es esencialmente un refinamiento del método contable y aplica el concepto de valor presente a ambos, las utilidades netas anuales y los balances de inversiones remanentes netos, simplifica los cálculos y pesa

FIG 4.5 METODO TASA RETORNO PROMEDIO ANUAL



4.1 METODO DEL DCF FLUJO DE CAJA DESCONTADO.

Este método también llamado método del inversionista o método de la tasa interna de retorno es uno de los más usados en trabajos de valorización. Está basado en el principio que haciendo un desembolso de inversión, el inversor está realmente comprando una serie de pagos futuros de ingresos operativos anuales. La tasa de retorno (con este método) es la máxima tasa de interés que se puede pagar sobre el flujo de capital durante la vida de la inversión y salir sin perder. El modelo de tiempo de esos futuros ingresos tendrá entonces una apropiada importancia.

Patrones de amortización no fijos necesariamente serán adoptados con este método debido a que los montos anuales disponibles para amortización son iguales a la diferencia entre el ingreso neto y los porcentajes fijos de utilidad sobre el balance no retornado de la inversión. Los cálculos necesarios para una apropiada evaluación son relativamente simples. Ellos normalmente involucran solamente el descuento del proyectado flujo de caja a valor presente por medio de la deseada tasa de interés.

El valor presente viene a ser:

$$C_1 = I_1(1+i')^{-1/2} + I_2(1+i')^{-1/4} + \dots + I_t(1+i')^{1/2-t}$$

$$C_1 = \sum_{n=1}^{n=t_m} I_n (1+i')^{*-n}$$

donde I_1, I_2, \dots, I_t representan la proyección de los ingresos de caja en sucesivos años y el factor compuesto de interés para el rate de interés efectivo especulativo i' , es calculado para la asunción que el integro del ingreso para cada año es recibido a medio año.

Este método puede ser ilustrado con el diagrama Fig.4.1 que muestra la aplicación del método DCF a un negocio que se espera rinda un ingreso de \$ 100,000/año sobre un período de 10 años y donde una especulativa tasa nominal de retorno j' de 15% anual es deseada. El tiempo en años es ploteada en las abcisas, mientras el ingreso constante es representado por la línea horizontal para \$ 100,000/año en el tope del diagrama. La parte superior del diagrama muestra como la porción del ingreso total I , señalada como amortización, m_k , se incrementa, mientras que la porción neta de utilidad (P) decrece con el tiempo.

La parte inferior del gráfico ilustra la manera en que los acumulativos $\sum m_k$ gradualmente reducen el balance no retornado de la inversión, $C_B = C_1 - \sum m_k$, de su valor inicial, C_1 , a cero al abandono del negocio.

El cálculo de las curvas para este caso de rate constante está basado en la ecuación diferencial para flujo de caja descontado.

$$I dt = j' C_B dt - dC_B$$

donde: I = ingresos netos anuales, dólares.

j' = tasa de interés anual nominal especulativa, fracción, y,

C_B = balance de la porción no retornada de inversión, dólares.

La integración de esta ecuación para ingresos a rate constante entre los límites $t=0, C_B = C_1$ y $t=t_a, C_B=0$, conduce al valor estimado de C_1 para un rate nominal de retorno $j'=0.15$

$$C_1 = (1 - e^{-j't_a}) (I/j')$$

$$C_1 = (1 - e^{-(0.15)(10)}) (100,000/0.15) = \$ 517,900$$

Para encontrar la tasa de retorno correspondiente a una inversión por el método DCF, no es posible una solución directa; habiendo que utilizar un procedimiento iterativo.

La curva para el balance no retornado, C_B , para este caso es mostrada en la parte inferior del gráfico, junto con la amortización acumulativa ($\sum m_k = C_1 - C_B$). La correspondiente por-

ción del ingreso (I) para amortización m_k es mostrada en la parte superior del gráfico.

Puede notarse de la Fig 4.1 que la tasa de retorno, j' , es la razón constante de la utilidad neta ($P=I-m_k$) y el balance no retornado de inversión ($C_B=C_1-\sum m_k$), y el balance, C_B , está declinando lentamente al principio y rápidamente al final, no guardando relación con la depleción real del ingreso.

4.2 METODO DE HOSKOLD.- Muchas industrias y manufacturas tienen una vida indeterminada aparentemente perpetua y no tienen porque reemplazar la original inversión. Esto no significa que tales empresas continuarán por siempre; significa simplemente que excepto por competencia, no existe nada aparente para causar su fin. Debido a ello, la estimación por el método DCF es generalmente el mejor método de evaluación para tales negocios.

Industrias extractivas tales como minas, campos de petróleo ó gas, difieren de las otras empresas. Cuando el reservorio de petróleo se ha depletado, no queda nada excepto algún equipo con valor de salvataje. Es por tanto deseable retornar el capital original al inversionista al tiempo que la empresa ha finalizado.

Esto nos lleva a un diferente procedimiento para evaluar dichas industrias extractivas. Hoskold, enfatiza un completo retorno de la inversión original al tiempo de abandono por me-

dio de un fondo de amortización. El método de Hoskold presupone una uniforme tasa de retorno a la especulativa tasa de interés i' sobre el capital original y proporciona una redención del capital al tiempo de abandono por anuales reinversiones del balance a las ganancias anuales en un fondo de amortización a la tasa de seguridad de interés i . Un patrón de amortización no fijo es usado, pero apropiado peso es dado al modelo de tiempo específico de los futuros ingresos.

El valor estimado por el método de Hoskold es calculado con:

$$C_1 = \frac{\sum_{n=1}^{n=t_a} EI_n (1+i)^{t_a-n}}{1+(i'/i)((1+i)^{t_a} - 1)}$$

Este método puede ser ilustrado en la Fig. 4.2, que muestra lo que sucede a las utilidades netas, la contribución al fondo de amortización, y el fondo de amortización en sí mismo, cuando el método de Hoskold fuera aplicado al mismo negocio anterior, que rendía \$100,000 de ingresos durante 10 años. Se asume que una tasa especulativa de retorno (j') de 15% anual es deseada, mientras que la tasa de interés nominal de seguridad (j) es 5% anual. El rate constante de ingreso (I) es mostrado como una línea horizontal en el tope del diagrama. Esta porción de la carta muestra además que la utilidad neta, porción de ingreso anual (P) no es declinante como

en el anterior caso, sino en porcentaje constante (15%) de la inversión inicial (C_1). La porción remanente de los ingresos, que es dirigido al fondo de amortización, es también constante para este caso.

La curva sobre la parte inferior de la Figura 4.2 ilustra como los pagos al fondo de amortización más los intereses a una tasa de seguridad levantan este fondo hasta lograr que la inversión inicial (C_1) se recupere al tiempo de abandono.

Los cálculos de estos datos para el caso de rate constante está basado en la básica ecuación diferencial por el método de Hoskold.

$$I dt + j S dt = j' C_1 dt + dS$$

donde j = tasa de interés nominal anual especulativa, fracción.

S = balance fondo de inversión, dólares, y

C_1 = inversión de capital inicial ó precio de venta, dólares.

La integración de esta ecuación para ingresos a rate constante entre los límites $t=0, S=0$ y $t=t_a, S=C_1$, permite estimar el valor de C_1 para una tasa de interés especulativa ($j'=0.15$) y una tasa de interés nominal de seguridad ($j=.05$).

$$C_1 = \frac{(1 - e^{-j't_m})I}{j' - (j' - j)e^{-j't_m}} = \frac{(1 - e^{-(0.05)(10)})(100,000)}{0.15 - 0.1 e^{-0.05 \times 10}} = \$440,400$$

Correspondiéndole, a la porción de utilidad neta constante (P) de los ingresos anuales $0.15 \times 440,400 = \$66,060$, mientras que el pago al fondo anual de amortización es $\$100,000 - \$66,060 = \$33,940$, como se muestra en la parte superior del diagrama.

La curva para el fondo de amortización (S) para este caso es mostrada en la parte inferior de la figura, junto con la porción remanente no retornada de la inversión ($C_1 - S$).

Se observa que la tasa de retorno (j') es la razón de la utilidad neta actual (P) a la inversión inicial (C_1), y que el balance neto de inversión remanente ($C_1 - S$) está declinando más lentamente en el comienzo que en el final. Aunque la curvatura es mucho menor que en el método DCF, todavía no guarda relación con la real depleción de la fuente de ingreso.

4.3 METODO DE MORKILL.—Morkill varió el método de Hoskold señalando que el riesgo o tasa especulativa de interés (i') debe ser aplicado solamente al monto de capital remanente no retornado, mientras que la tasa de interés de seguridad (i) debe ser aplicada al fondo de amortización.

El valor estimado por el método de Morkill puede ser calculado de la siguiente fórmula:

$$\sum_{n=1}^{n=t_m} I_n (1+i+i')^{t_m-n}$$

$$C_1 = \frac{\sum_{n=1}^{n=t_m} I_n (1+i+i')^{t_m-n}}{1+(i'/(i+i'))(1+i+i')^{t_m} - 1}$$

en que el numerador representa el valor combinado al tiempo de abandono (t_m) de los Ingresos de Caja anuales, I_n (sin depreciación), incluyendo el interés compuesto a la tasa de interés total ($i+i'$). Es de interés anotar que, si la tasa de interés de seguridad es 0, esta ecuación es la misma que el estimado de ecuación por el método DCF.

Para encontrar la tasa de retorno correspondiente a un precio de transferencia dado por el método de Morkill, no es posible una solución directa y se debe hacer uso de un procedimiento de ensayo y error. El método de Morkill es ilustrado en la Fig. 4.3 que muestra la utilidad neta, contribuciones al fondo de amortización y el incremento del fondo de amortización, si este método fuera aplicado al mismo negocio como los otros ejemplos que permitían ingresos anuales de \$100,000/año durante 10 años. Como en el método de Hoskold, se asume que una tasa especulativa nominal de retorno (j') de 15% inicial es deseada, mientras que la tasa de interés nominal de seguridad (j) es 5% anual.

La línea horizontal en la parte superior del diagrama representa la tasa constante de ingreso (I) de \$100,000/año. Las otras curvas para este caso de rate constante, son calculadas de la básica ecuación diferencial por el método de Morkill:

$$I dt + j S dt = j' (C_1 - S) dt + dS$$

La integración de esta ecuación para ingresos a rate constante, entre los límites $t=0, S=0$ y $t=t_m, S=C_1$ permiten el valor estimado (C_1) para una tasa especulativa nominal ($j'=0.15$) y una tasa nominal de seguridad ($j=0.05$)

$$C_1 = \frac{(e^{(j+j')t_m} - 1) I}{j + j' e^{(j+j')t_m}}$$

$$C_1 = \frac{(e^{(0.2)(10)} - 1) (100,000)}{0.05 + 0.15 e^{0.2 \times 10}} = \$ 551,560$$

El incremento del fondo de amortización es mostrado por la curva en la parte inferior de la Figura 4.3, junto con el remanente de la porción no retornada de la inversión ($C_1 - S$). La porción de utilidad neta (P) de los ingresos de operación (I) mostrada en la parte superior es por definición igual a j' veces el monto ($C_1 - S$). Puede anotarse de este gráfico que

la tasa de retorno (j') es la razón constante de la utilidad neta (P) y el balance no retornado de la inversión ($C_1 - S$), y que el fondo de amortización está creciendo despacio al principio y mas **rápido** hacia el final, y no guarda relación con la real depleción de la fuente de ingresos.

4.4 METODO CONTABLE. - También llamado método promedio de libros, está muy relacionado a muchos de los conceptos usados en los procedimientos contables convencionales de las compañías petroleras y calcula la tasa de retorno sobre una inversión como la razón del promedio de utilidad neta anual sobre la vida del negocio (después de depletado), al promedio de la inversión en libros sobre la vida. Toma en consideración el patrón real de depleción y proporciona resultados que son compatibles con el rate promedio real de retorno, posteriormente mostrado por los libros de la compañía. Con la amortización de la inversión sobre la base de la unidad de producción ó en proporción al valor de las reservas, el valor estimado por este método puede ser expresado como el caso donde los ingresos netos por unidad de producción son constantes como:

$$C_1 = \frac{\sum_{n=1}^{n=t_m} I}{1+i' \sum_{n=1}^{n=t_m} (1 - (N_p)^{n-s} / (N_p)^s)}$$

En que ΣI representa el total de los ingresos netos de operación en años sucesivos, i' la deseada tasa especulativa de retorno, $(N_p)_{n-1}$ la producción acumulativa al punto medio del año n , y $(N_p)_m$ la producción acumulativa ó último estimado al tiempo de abandono.

Aunque este método es comparativamente simple, tiene solo limitada aplicación.

La tasa de retorno (i') para un precio de transferencia dado (C_1) puede ser calculada directamente por:

$$\Sigma I / C_1 = 1$$

$$i' = \frac{\eta = t_m}{\Sigma (1 - (N_p)_{n-1} / (N_p)_m)}$$

$$n=1$$

ó para el caso de rate constante por:

$$j' = 2 (1/C_1 - 1/t_m)$$

Sus principales características son ilustradas en la Fig 4.4 que muestra la utilidad neta (F), los montos reservados para depleción (D_E), y la acumulativa depleción (ΣD_E), si el método contable fuera aplicado al mismo negocio de antes, que permitía \$100,000 ingresos anuales durante 10 años. Asumiendo que una tasa promedio especulativa de retorno (j') de 15%

es deseada. La línea horizontal en el tope de la figura representa los \$100,000 de tasa de ingreso anual.

Debido a que la tasa de ingreso y la depleción de las reservas para este caso simplificado se asumen constantes, los montos reservados para depleción (D_E) son, entonces, también mostrados por una línea recta horizontal. Simultáneamente, la depleción acumulada en la parte inferior del diagrama es una línea recta partiendo de cero en el comienzo, al Capital de Inversión (C_1) al tiempo de abandono (escala sobre el lado derecho).

Por definición la tasa de retorno (j') es el promedio neto de utilidad (F) dividido por el promedio de balance de inversión (C_B) y es también igual al total de utilidades netas anuales representado por el área del rectángulo ABCD en la parte superior del diagrama dividido por el total de balances anuales de inversión representadas por el área del triángulo EFG en la parte inferior del diagrama ó, algebraicamente:

$$t_m(I - D_m) = j' t_m C_1/2$$

ya que

$$D_m = C_1 / t_m$$

sustituyendo se tiene,

$$C_1 = \frac{t_m I}{1 + j' t_m / 2} = \frac{(10)(100,000)}{1 + 0.15 \times 10 / 2} = \$571,400$$

Puede anotarse que este método, en contraste a los previamente discutidos, da un patrón de depleción que sigue la real depleción de la fuente de ingreso. Esto es indicado para este caso de **rate** constante por la recta diagonal en la porción inferior de la Fig 4.4.

4.5. METODO DEL PROMEDIO DE LA TASA DE RETORNO ANUAL.—La tasa de retorno promedio, calculada por este método, es esencialmente la razón del valor presente de las futuras utilidades netas (después de la depleción) al valor presente de las inversiones netas en libros sobre la vida de la propiedad. El método es particularmente adaptable para inversiones en petróleo y gas, donde la amortización del capital de inversión esta comunmente basada sobre la unidad de producción y entonces es proporcional a la depleción de las reservas. El rate de retorno promedio anual usado en este método corresponde ajustadamente a uno posteriormente mostrado por los libros de la compañía, mientras que el patrón de tiempo de los ingresos es apropiadamente pesado. La ecuación es particularmente simple en su aplicación debido a que el descuento a valor presente necesita ser realizado solamente para la tasa de interés de seguridad (i), debido a que esta

tasa de interés es usualmente un número fijo, se pueden preparar tablas de dichos valores.

Las principales características de este método son ilustrados en la Fig 4.5, donde se muestra que la utilidad neta (P), los montos reservados para depleción (D_E), y la depleción acumulativa (ΣD_E). Si el método de tasa de retorno promedio anual fuera aplicado al mismo negocio de antes que daba \$100,000 anuales de ingresos durante 10 años, con una tasa promedio especulativa de retorno de 15% anual es deseada. La línea horizontal en el tope de la figura representa el rate de depleción anual y la línea diagonal en la parte inferior del diagrama, representa la depleción acumulativa, siendo lo mismo como lo anteriormente discutido por el método contable mostrado en la Fig. 4.5.

El factor de descuento para rate promedio constante a composición continua, a una tasa de interés nominal de seguridad ($j=0.05$) y una vida total (10 años) puede ser leído de la Fig. 41.7 como $F_{CR} = 0.787$ de manera que el Capital de Inversión inicial (C_1) puede ser calculado como:

$$C_1 = \frac{(0.787)(10)(100,000)}{(0.15/0.05) - (0.15/0.05 - 1)(0.787)} = \$551,900$$

El valor presente de la utilidad neta, descontado a la tasa de interés de seguridad ($j=0.05$) es mostrado por la curva ABC, mientras que el valor presente del balance neto remanente de inversión al mismo rate de inversión es mostrado por la curva GHK en la parte inferior del diagrama. La especulativa tasa de retorno (j') con este método es entonces gráficamente representado por la razón del área ABCDE y el área FGHK.

4.6 CUAL DE LOS METODOS DE EVALUACION DE LOS FUTUROS INGRESOS NETOS DE UNA INVERSION, ES EL MEJOR.

-Para análisis económico la respuesta es simple- siempre usar el modelo de flujo de caja descontado DCF.

La razón está en que como ningún otro método, involucra el concepto de rentabilidad de la moneda con respecto al tiempo.

Los otros métodos distorsionan este concepto, con otros fines, como el de tener un negocio de iguales características y no perder propiedad, ó el de ajustarlo a los resultados económicos de los libros de contabilidad.

5.-EVALUACION ECONOMICA:FORMULACION DEL MODELO MATEMATICO.-

5.1.GENERALIDADES.-Se muestra en forma esquemática el diagrama de flujo, con los datos requeridos para el cálculo de los parámetros económicos, que serán necesarios tanto para visualizar los efectos de las diferentes variables del modelo, como para tener elementos de medida de la bondad del proyecto.

CALCULO DE IMPUESTOS

VALOR DE LA PRODUCCION-GASTOS DE OPERACION-DEPRECIACION(TANGIBLE E INTANGIBLE)=UTILIDAD IMPONIBLE----->IMPUESTOS.

CALCULO DEL FLUJO DE CAJA

VALOR DE LA PRODUCCION-GASTOS DE OPERACION-INVERSION TOTAL-IMPUESTOS=FLUJO DE CAJA----->PARAMETROS ECONOMICOS.

Dicho cálculo que se efectúa de acuerdo al método seleccionado en el capítulo anterior de flujo de caja descontado DCF.

Básicamente en método mencionado tiene en cuenta la siguiente relación:

$$\text{Flujo de Caja (n)} = \text{Ingresos (n)} - \text{Egresos (n)} \quad 5.1$$

Donde n, representa un año cualquiera del proyecto en el caso particular de proyectos en inversiones de perforación, las

entradas de dinero vienen dadas por el valor de la producción obtenida del pozo perforado, y las salidas de dinero las constituyen las inversiones necesarias para perforar y poner en producción el pozo, los gastos de mantenimiento y finalmente el pago al fisco por impuestos. Esto se puede representar, como:

$$FLUEF(n) = VALPR(n) - INV(n) - GASOP(n) - IMP(n) \quad 5.2$$

Donde FLUEF(n) =Flujo de Efectivo o de Caja, en el año n.

VALPR(n) =Valor de la Producción obtenida en el año n.

INV(n) =Inversión en el año n.

GASOP(n) =Gastos de Operación en el año n.

IMP(n) =Impuestos a Pagar en el año n.

A partir de las ecuaciones básicas 3.1 y 3.2 se relacionarán las variables componentes del modelo.

5.2. VALOR DE LA PRODUCCION.-Este término es utilizado para representar la cantidad resultante de multiplicar el precio del crudo por la producción del mismo en un determinado año, es decir:

$$VALPR(n) = PREC(n) \cdot PROTO(n)$$

Donde PREC(n) =Precio del crudo en el año n

PROTO(n)=Producción total en el año n.

La producción total en un año cualquiera, es la que se obtiene tanto de objetivos primarios como aquella resultante de futuros trabajos de reacondicionamiento en objetivos secundarios.

A base del historial de producción de los pozos perforados en el área del proyecto en estudio, es posible calcular las reservas y las producciones anuales que se esperan para el proyecto en estudio.

5.3.APLICACION DE ESTADISTICAS DE ANALISIS DE DATOS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION

5.3.1.INTRODUCCION.La apreciación de una área petrolífera a menudo puede ser realizada a través del análisis de declinación de la producción, que requiere describir la relación funcional entre el rate de producción de petróleo y ya sea la producción acumulativa o el tiempo. Intentos para conseguir la función apropiada dependen en alguna forma de procedimientos subjetivos. El propósito del trabajo es introducir una solución objetiva, obtenida combinando el principio de los mínimos cuadrados con la teoría de ecuaciones.

5.3.2.ANALISIS MATEMATICO.La ecuación diferencial fundamental apropiada para toda clase de curvas de declinación puede ser escrita,

$$n = \frac{d}{dt} \left[\frac{q_{\infty}}{dq_{\infty}/dt} \right] = \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{D} \right] \quad (1)$$

la solución de la ec (1) para condiciones generales de frontera, puede ser escrita en términos ya sea de la producción acumulativa o tiempo:

$$(q_o)^{1-n} = ((n-1)D_1(q_o)_1^{-n}) Np + (q_o)_1^{1-n} \quad (2)$$

y

$$(q_o)^{-n} = (nD_1(q_o)_1^{-n}) t + (q_o)_1^{-n} \quad (3)$$

Estas ecuaciones constituyen la expresión matemática de la declinación hiperbólica. Su completa descripción para un juego dado de datos de producción requiere de la evaluación numérica de los tres parámetros, n , D_1 , y $(q_o)_1$.

Para el especial caso de $n=0$, la ec (2), se torna:

$$q_o = (q_o)_1 - D_1 Np \quad (4)$$

cuya expresión en terminos de tiempo será:

$$q_o = (q_o)_1 e^{-D_1 t} \quad (5)$$

similarmente para el caso especial de $n=1$, la ec (3) se torna:

$$q_o = (q_o)_1 / (1 + D_1 t) \quad (6)$$

con la correspondiente expresión en términos de producción acumulativa.

$$q_o = (q_o)_1 e^{-Np D_1 / (q_o)_1} \quad (7)$$

las ecuaciones (4) y (5) constituyen la descripción matemática de la declinación exponencial; las ecuaciones (6) y (7) son la descripción matemática de la declinación armónica.

Retornando a las expresiones hiperbólicas, las ec (2) y (3) pueden también ser escritas

$$q_o^a = s Np + b \quad (8)$$

$$q_o^{a'} = s't + b' \quad (9)$$

donde $a=1-n$; $s=(n-1)D_1(q_o)_1^{-n}$; $b=(q_o)_1^{1-n}$

$$a'=-n$$
 ; $s'=nD_1(q_o)_1^{-n}$; $b'=(q_o)_1^{-n}$

anotar que ambas ecuaciones (8) y (9) ya sea con la producción acumulativa ó el tiempo, son lineales con respecto a una función exponencial del rate de producción. En otras palabras, una línea recta resulta de ambas variables, cuando la asociamos con la apropiada potencia de q_o . Este hecho es

de gran importancia en la aplicación del análisis estadístico.

5.3.3. ANALISIS ESTADISTICO. Para una área petrolífera, el tiempo, el rate de producción y la producción acumulativa son tomadas en registros. Al establecer las fórmulas predictivas de las ecuaciones (2) y (3), es fundamental determinar valores numéricos de los tres parámetros, n , D_1 , y $(q_0)_1$ a través de una investigación del historial de producción.

De la interpretación de los parámetros a , y b , la ec (8) puede ser expresada para cualquier intervalo de tiempo de interés, j , sobre el historial como sigue:

$$(q_0)_j^m = s(Np)_j + b \quad (10)$$

En general, la ec (10) no será satisfecha exactamente, debido a los supuestos en la expresión de la ecuación (1), y los errores y anomalías universalmente asociadas con los datos de producción. Esto define el residual:

$$s(Np)_j + b - (q_0)_j^m = d_j \quad (11)$$

Elevando ambos lados al cuadrado y haciendo la sumatoria sobre todos los puntos de datos bajo consideración, m , se tiene:

$$\sum_{j=1}^m (s(Np)_j + b - (q_0)_j^m)^2 = \sum_{j=1}^m d_j^2 = E \quad (12)$$

La teoría de mínimos cuadrados requiere que la suma de los cuadrados pesados de los residuales sea un mínimo. Sobre la base de un factor pesado de 1, lo mínimo requerido será dado por:

$$s \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 + b \sum_{j=1}^m (Np)_j = \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a \quad (13)$$

$$s \sum_{j=1}^m (Np)_j + b m = \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a \quad (14)$$

y

$$s \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a \log(q_0)_j + b \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a \log(q_0)_j = \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{2a} \log(q_0)_j \quad (15)$$

que son las ecuaciones normales. Su solución simultánea expresa los valores más probables de a , s y b , en concordancia con la teoría de los mínimos cuadrados.

Aquí, entonces, son tres ecuaciones independientes con tres incógnitas, a , s y b . Sin embargo, la intervección de a como elemento no lineal elimina una solución explícita. Una solución numérica puede ser obtenida de la siguiente manera.

Por el momento dejamos de considerar a como una incógnita. Entonces el sistema de ecuaciones se reduce a tres ecuaciones lineales con dos

incógnitas s y b . Si la matriz de coeficientes de s y b dan una matriz aumentada (conteniendo los coeficientes elementos sumatorios) de rango 2, el supuesto será consistente. Consideraciones físicas garantizan la existencia de la pendiente e intercepción, s y b , y la consistencia de las ecuaciones. Luego, a la inversa del argumento, se sigue que el determinante formado de la matriz aumentada debe ser cero.

Consecuentemente:

$$\begin{vmatrix} \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 & \sum_{j=1}^m (Np)_j & \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a \\ \sum_{j=1}^m (Np)_j & m & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a \\ \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a \log(q_0)_j & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a \log(q_0)_j & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a \log(q_0)_j \end{vmatrix} = 0 \quad (16)$$

Este determinante proporciona una ecuación que involucra, a, como una sola incógnita, y el valor de a que fuerza al determinante a ser cero constituye la solución deseada.

Una vez que a ha sido evaluada las ec (13) y (14) pueden ser resueltas simultáneamente para permitir valores de s y b .

Entonces,

$$\phi = m \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m (Np)_j \right)^2 \quad (17)$$

$$\phi s = \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a - \frac{\sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a}{m} \quad (18)$$

y

$$\Phi b = \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j^a - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^a \quad (19)$$

Entonces en virtud de las ec (2) y (8), $n=1-a$

$$(q_0)_1 = (b)^{1/a} \quad ; \quad D_1 = - (q_0)_1^n \leq /a$$

que establece los parámetros originalmente buscados.

$$(q_0)_1 = \left[\frac{\sum_{j=1}^m (Np)_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{1-n} - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^{1-n}}{m \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 - \left[\sum_{j=1}^m (Np)_j \right]^2} \right]^{1/1-n}$$

$$D_1 = \frac{(q_0)_1^n}{1-n} \left[\frac{\sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{1-n} - m \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j^{1-n}}{m \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 - \left[\sum_{j=1}^m (Np)_j \right]^2} \right]$$

Precisamente la misma relación puede ser empleada con la ec (9) obteniendo un juego alternativo de ecuaciones, relacionado al tiempo en vez de la producción acumulativa, para la solución del problema. Ellas son como sigue:

$$\begin{vmatrix} \sum_{j=1}^m t_j^2 & \sum_{j=1}^m t_j & \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{a'} \\ \sum_{j=1}^m t_j & m & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{a'} \\ \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{a'} \log(q_0)_j & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{a'} \log(q_0)_j & \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{2a'} \log(q_0)_j \end{vmatrix} = 0 \quad (20)$$

$$\Phi' = m \sum_{j=1}^m t_j^2 - \left(\sum_{j=1}^m t_j \right)^2 \quad (21)$$

$$\Phi' \cdot a' = m \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{a'} - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{a'} \quad (22)$$

y

$$\Phi' \cdot b' = \sum_{j=1}^m t_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{a'} - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{a'} \quad (23)$$

y, de las ec (3) y (9), $n = -a'$; $(q_0)_1 = (b')^{-1/n}$; $D_1 = \frac{m'}{b' a'}$

$$(q_0)_1 = \left[\frac{\sum_{j=1}^m t_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{-n} - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{-n}}{m \sum_{j=1}^m t_j^2 - \left[\sum_{j=1}^m t_j \right]^2} \right]^{-1/n}$$

$$D_1 = \frac{1}{n} \left[\frac{m \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{-n} - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{-n}}{\sum_{j=1}^m t_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j^{-n} - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m t_j (q_0)_j^{-n}} \right]$$

Finalmente, para el caso especial de la declinación exponencial donde la evaluación de los parámetros remanentes $(q_0)_i$ y D_i , puede ser obtenida como sigue:

$$\Phi D_i = m \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (q_0)_j \quad (24)$$

y

$$\Phi (q_0)_i = \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 \sum_{j=1}^m (q_0)_j - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (Np)_j (q_0)_j \quad (25)$$

o en términos del tiempo,

$$\Phi' D_i = -\ln 10 \left[m \sum_{j=1}^m t_j \log(q_0)_j - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m \log(q_0)_j \right] \quad (26)$$

y

$$\Phi' \log (q_0)_i = \sum_{j=1}^m t_j^2 \sum_{j=1}^m \log(q_0)_j - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m t_j \log(q_0)_j \quad (27)$$

y para el caso especial de la declinación armónica, donde $n=1$, esos mismos parámetros pueden ser obtenidos como sigue:

$$\Phi \log(q_0)_i = \sum_{j=1}^m (Np)_j^2 \sum_{j=1}^m \log(q_0)_j - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m (Np)_j \log(q_0)_j \quad (28)$$

en terminos de tiempo,

$$\Phi D_1 = -(q_0)_1 \ln 10 \left[m \sum_{j=1}^m (Np)_j \log(q_0)_j - \sum_{j=1}^m (Np)_j \sum_{j=1}^m \log(q_0)_j \right] \quad (29)$$

en términos de tiempo,

$$\Phi' / (q_0)_1 = \sum_{j=1}^m t_j^2 \sum_{j=1}^m 1 / (q_0)_j - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m t_j / (q_0)_j \quad (30)$$

$$\Phi' D_1 = (q_0)_1 \left[m \sum_{j=1}^m t_j^2 / (q_0)_j - \sum_{j=1}^m t_j \sum_{j=1}^m 1 / (q_0)_j \right] \quad (31)$$

Excepto para los determinantes aumentados ec (16) y (20), todas las relaciones son explícitas. Los dos determinantes pueden ser resueltos por procedimientos iterativos para su valor cero ya sea con calculadoras o computadoras.

En conclusión, se ha hecho extensión de principios matemáticos y estadísticos al análisis de datos de producción declinante; por ejemplo, la linearización de cierta clase de curvas en coordenadas semilog y log-log a través de la evaluación de los mínimos cuadrados de coeficientes sumatorios. Evidentemente, este uso del determinante aumentado proporciona un medio general de solución numérica a sistemas consistentes de ecuaciones que incluyen un término no lineal.

NOMENCLATURA

- a, a' = constante positiva o parámetro.
- b, b' = intercepción de la línea del mínimo cuadrado.
- d = residual.
- i = subíndice: condiciones iniciales de declinación
- j = subíndice: un elemento del rango 1, 2 ..., m.
- m = límite superior del rango de j's.
- n = parámetro de declinación de la producción.
- q₀ = rate de producción de petróleo.
- s, s' = pendiente de la línea de mínimo cuadrado.

5.3.4. PROGRAMA PARA EL CALCULO DE RESERVAS Y DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO..-En base al Análisis Estadístico anteriormente descrito se ha elaborado un Programa en GWBASIC, para calcular reservas y distribución de producción, teniendo como elementos de entrada, datos de producción, por el Método de Análisis de Curvas de Declinación. Este Programa, se encuentra en el Anexo.

5.4. INVERSIONES..-En el rubro de inversiones, se han considerado todos los desembolsos inmediatos o futuros de capital necesarios para perforar y poner en producción un pozo. Para mayor claridad se han clasificado de la siguiente manera:

5.4.1. INVERSIONES EN PERFORACION Y COMPLETACION..-Comprende:

- A. Construcción de Plataformas.
- B. Desarmado Armado y Movimiento del Equipo.
- C. Perforación.
- D. Completación.

A su vez incluye la inversión por posible Pozo Seco que representa 5% de (A + B + C + D).

5.4.2. INVERSIONES EN FACILIDADES DE PRODUCCION..-Involucra líneas de flujo, recolección y transporte de crudo hasta los tanques del Tablazo.

5.4.3. INVERSIONES EN BOMBEO ARTIFICIAL. - Al finalizar la vida surgente los pozos requieren que se acarree el petróleo del fondo a la superficie, y ello se hace con estos equipos de bombeo: Mecánico, Gas Lift, Hidráulico y Electrocentrífugo.

5.4.4. REACONDICIONAMIENTOS. - Los pozos durante la etapa de Perforación y Copletación, al contacto con fluidos sufren daño o muchas veces tienen tan pobre permeabilidad que requieren trabajos de estimulación, u otros tipos de mejoras.

5.5. GASTOS OPERATIVOS. - De acuerdo con la discusión señalada en el Capítulo 3 los gastos operativos se han clasificado en dos tipos:

Gasto Variable en función del barril producido.

Gasto Fijo por pozo productor.

5.6. IMPUESTOS. - De acuerdo a dispositivos legales, los impuestos son calculados de la siguiente manera:

$$IMP(n) = UTIMP(n) \cdot TAIMP(n)$$

$$UTIMP(n) = UTBRUT(n) - GASOP(n) - DEPREC(n)$$

Donde $IMP(n)$ = Impuestos a Pagar en el año n

$UTIMP(n)$ = Utilidad Imponible en el año n .

$UTIBRUT(n)$ = Utilidad bruta en el año n .

DEPREC(n) =Depreciación en el año n de la inversión total.

TAIMP(n) =Tasa de Impuestos.

Se ha considerado una tasa impositiva del 35%.

5.7.CALCULO DE PARAMETROS ECONOMICOS.--Reemplazando en la ecuación 5.2 los valores descritos hasta el momento, se obtiene el flujo de caja durante la vida del proyecto, a partir del cual será posible calcular los siguientes parámetros:

5.7.1.**VALOR ACTUAL NETO.**--Es el valor presente del flujo de caja, descontado a un determinado factor de interés.Se utiliza un factor de descuento de 20%.

$$\text{VALOR ACTUAL NETO} = \sum_{n=1}^L \text{FLUEF}(n)$$

Donde:FLUEF(n) = Flujo de Caja en el año n.

L = Vida del proyecto.

5.7.2.**TASA INTERNA DE RETORNO.**--Es el porcentaje anual para recuperar la inversión efectuada y obtener la ganancia no descontada.Se define también como la tasa de descuento que hace que el valor presente de la ganancia no descontada sea nulo así en:

$$\sum_{n=1}^L \text{FLUEF}(n) \left[\frac{1}{(1+R)^n} \right]$$

donde R = Tasa Interna de Retorno.

5.7.3. PERIODO DE RECUPERACION. - Es el tiempo en el que se espera recuperar el monto **sin** descontar de las inversiones hechas. En la expresión siguiente, es **el** valor "T", que hace que el flujo de caja pase de pérdida a ganancia:

$$\sum_{n=1}^{n=T} \text{FLUEF}(n) = 0$$

donde T = Período de Retorno en años.

5.7.4. RENDIMIENTO DE LA INVERSION. - Es **el** valor obtenido al relacionar la utilidad neta final no descontada y la inversión total.

$$\text{RI} = \frac{\text{Ganancia no Descontada}}{\text{Inversión Total}} = \frac{\sum_{n=1}^L \text{FLUEF}(n)}{\sum_{n=1}^L \text{INV}(n)}$$

5.8.PROGRAMA PARA LA EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE ACUERDO AL MODELO MATEMATICO PLANTEADO,...

Se ha formulado en Lotus 2.2 dicho programa, que se incluye en el anexo.

Este programa de ejecución automática trabaja con los datos de los items 5.2 al 5.6 y calcula los parámetros económicos del rubro 5.7.

6. ESTRATEGIAS PARA IMPLEMENTAR ANALISIS DE RIESGO.

6.1. GENERALIDADES. - Se propone 5 modelos de análisis de riesgo para analizar prospectos de perforación. Los modelos van desde un simple, análisis de dos sucesos (Nivel 1), hasta un modelo de simulación de riesgo Monte Carlo total, que toma en consideración todas las incertidumbres económicas y geológicas.

Los 5 niveles ofrecen un ordenado plan para implementar técnicas de análisis de riesgo, en evaluar prospectos de perforación.

Analistas pueden entrar a la progresión en cualquier punto y entonces gradualmente expandir y alargar el contenido de su modelo de evaluación, siguiendo la progresión etapa por etapa.

6.2. INTRODUCCION. - En los últimos años se han intensificado los trabajos de análisis de riesgo en las inversiones de perforación de pozos de petróleo. Incertidumbres acerca de los precios de crudo futuros, rates de inflación, pronósticos sobre oferta y demanda, deben considerarse cuando evaluamos estos prospectos.

Hay 5 niveles para análisis de este tipo, desde el Nivel 1 que es un básico de dos sucesos, al Nivel 5, que considera

todas las incertidumbres relativas a factores geológicos y económicos. Al iniciar todo trabajo, como primer cálculo se deberá empezar con el Nivel 1.

Todos los niveles tienen algunas características y asunciones comunes:

1) La decisión está dada por la tasa interna de retorno, que corresponde al flujo del "valor esperado" en su concepto matemático.

2) El valor esperado es un beneficio promedio pesado, donde los factores de peso son las probabilidades de ocurrencia de cada posible suceso. El cálculo consiste en multiplicar el beneficio (o pérdida) asociado con cada posible suceso, por su respectiva probabilidad de ocurrencia. Luego, estos productos son sumados algebraicamente para dar el valor esperado del beneficio (pérdida) de la estrategia. Este parámetro es conocido como el valor esperado monetario del beneficio (EMV) de la opción. La tasa interna de retorno que corresponde a este flujo es el criterio de decisión. Para diferentes alternativas, la de mayor tasa interna de retorno es la seleccionada. En esta tasa se han incorporado las cuantitativas ocurrencias de riesgo (probabilidades) dentro del proceso de evaluación.

3) Hay dos tipos generales de modelos propuestos. Los tres primeros modelos en la progresión son modelos de sucesos discretos, que toman en cuenta dos o más

ocurrencias de eventos discretos. Los más amplios modelos son distribuciones continuas (tales como las reservas recuperables e inversiones). Estos modelos usan la simulación de Montecarlo para caracterizar la frecuencia (continua) de posibles eventos que puedan ocurrir.

4) Cada uno de los 5 modelos tienen un término de probabilidad, que se define como la posibilidad de que los hidrocarburos estén presentes en el proyecto.

6.3. Nivel 1. - El primer modelo en la progresión toma en cuenta solamente dos posibles sucesos: pozo seco ó pozo productor. Para calcular el Valor Presente de la Utilidad (VAN) por la presencia de hidrocarburos, se entra con los valores más probables de ingeniería y de economía, tales como espesor de arena neta, área de drenaje, porosidad, precio del crudo, inversiones, etc. De aquí que el VAN de la Utilidad, es considerado como el valor más probable dada la presencia de hidrocarburos.

Como ya se indicó, el término p define la probabilidad de que los hidrocarburos estén presentes en el proyecto. Su complemento $(1-p)$ es la probabilidad de pozo seco. El EMV es calculado como:

$$EMV = (p)(\$VAN_{PH}) + (1-p)(-\$PERDIDA \text{ POR POZO SECO})$$

$EMV(TIR) = 0$, permite hallar el respectivo TIR (tasa interna de retorno).

6.4. Nivel 2.—El segundo modelo en la progresión toma en cuenta 4 sucesos discretos—tres posibles niveles de reservas, R_1, R_2, R_3 , más la de pozo seco. Los valores de las reservas, pueden ser definidos por varios caminos. Uno puede ser determinar R_1 , como el valor mínimo de reservas, R_2 como el promedio o más probable y R_3 , como el máximo valor de reservas. Un camino alternativo es calcular las reservas en función del parámetro más aleatorio, dejando fijos los otros. Esa variable, por ejemplo, podría ser el espesor de la arena neta.

Los términos de probabilidad condicional, $P(R_i/p)$, son definidos como la posibilidad de ocurrencia de los tres valores de reserva, dada la presencia de hidrocarburos. Los términos de probabilidad condicional deberán sumar 1.

Una vez que los tres valores de reserva han sido determinados, cada nivel de reservas es corrido a través del procedimiento standard descrito en 5.8, de análisis de Flujo de Caja, para encontrar el VAN y el TIR. Si el cálculo del VAN para el valor más bajo de las reservas, indica pérdida, el VAN para este caso será igual a la pérdida por pozo seco, en base a la premisa que el descubrimiento de hidrocarburos puede ser no comercial y por tanto no desarrollado.

$EMV = (p) \{ (P(R_1/p) (\pm \$VAN_{R1}) + (P(R_2/p) (\pm \$VAN_{R2})) + (1-p) (-\$PERDIDA POR POZO SECO) \}$.

$EMV(TIR)=0$, permite hallar el respectivo TIR(tasa interna de retorno).

6.5. NIVEL 3.—El siguiente modelo en la progresión, que se expande sobre el modelo previo, permite el análisis incluyendo dos adicionales niveles de reservas. Aquí se consideran dada la presencia de hidrocarburos, 5 posibles tamaños del campo. Los 5 términos de probabilidad condicional $P(R_i/p)$ deben sumar 1. Como en el caso anterior, si el nivel más bajo de R_1 , resultara negativo, el valor correspondiente del VAN, deberá ser igual a la pérdida por pozo seco.

El mérito del modelo, radica en que la variable Reservas, en realidad es continua, de manera que si incluimos en el análisis un mayor número de variables discretas, el modelo se cierra más exactamente al sistema que tratamos de describir. Pero, porque se escogen 5, como el valor de las posibles reservas. Ello se debe, a que cada posible valor es determinado como probabilidad, y adicionales valores de reservas no aportarían un mayor ajuste.

$EMV=(p)((P(R_1/p)(\pm\$VAN_{R_1})+\dots+(P(R_5/p)(\pm\$VAN_{R_5}))+ (1-p)$
 $(-\$PERDIDA POR POZO SECO)).$

$EMV(TIR)=0$, permite hallar el respectivo TIR(tasa interna de retorno).

6.6. Nivel 4.—Este modelo y los sucesivos, se basan sobre la consideración de posibles eventos de variables continuas. El

evento continuo en el Nivel 4 son las reservas recuperables de petróleo del prospecto.

Los valores posibles de reservas recuperables en función continua, llamada la "distribución de reservas" es obtenida usando modelos de simulación.

El modelo de simulación genera la distribución de reservas, por las fórmulas que resultan de los métodos de cálculo de reservas, respectivo.

Una vez que la distribución de reservas ha sido definida se la divide en segmentos. Estas secciones, no tienen por que ser de igual probabilidad $P(R_i/p)$ (área bajo la curva). Los 5 valores de reserva, R_i , son determinados como el centroide (valor promedio) de reservas en cada área.

$EMV = (p) \left((P(R_1/p) (\pm \$VAN_{R_1}) + \dots + (P(R_5/p) (\pm \$VAN_{R_5})) \right) + (1-p)$
 ($-\$PERDIDA$ POR POZO SECO).

$EMV(TIR) = 0$, permite hallar el respectivo TIR (tasa interna de retorno).

Hasta el Nivel 4, las incertidumbres se han relacionado al volumen de reservas recuperables ó a las llamadas "incertidumbres geológicas". Todos los parámetros económicos (costos de perforación, precios de crudo, etc) son tratados como un sólo valor, parámetros determinísticos en los cinco cálculos de flujo de caja neto.

6.7. Nivel 5. - El modelo final, Nivel 5, se edifica sobre la base de dejar de tratar a los parámetros económicos como variables determinísticas. En adición a las incertidumbres geológicas, este modelo también considera las incertidumbres económicas tales como inversión y costos de operación. El resultado es una distribución de tasas de retorno, antes que un sólo valor de tasa interna de retorno, como en los otros casos.

El Nivel 5 es un modelo más apropiado, a casos, donde las incertidumbres económicas tienen tanto significado como las incertidumbres geológicas, relativas a las reservas. Prospectos en el zócalo marino, campos marginales ó de alto riesgo pueden ser buenos ejemplos.

El Nivel 5 obliga a establecer una tabla de frecuencias, tanto para las variables económicas como para las geológicas, y trabajar con simulación, entrar con números aleatorios para las variables y realizar las corridas económicas en un número de 1000, hallados los TIR, para cada corrida, se trabaja con funciones estadísticas para hallar el resultado final, un gráfico del TIR vs Probabilidad Acumulada.

6.8. PROGRAMA PARA ANALISIS DE RIESGO EN LA EVALUACION DE INVERSIONES PARA PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO. - En Lotus

2.2 se ha elaborado dicho Programa, que se incluye en el Anexo.

Toma en cuenta el Nivel 5 de la Estrategia para Análisis de Riesgo, considerando como variables aleatorias tanto las geológicas(Reservas), como las económicas(Inversiones y Gastos de Operación).

6.8.1. Reservas. - En base al Programa elaborado en Basic y señalado en el punto 5.3.4, descrito en el Anexo, se han establecido 3 posibles niveles de Reservas, las mínimas, las más probables y las máximas.

6.8.2. Inversiones. - Aún cuando se tenga la mejor información posible, para hacer un estimado de las inversiones, existirá siempre incertidumbre en obtenerlo en la realidad, debido principalmente a factores tales como: problemas mecánicos, mayor o menor número de días de perforación, espesores de arena mayores o menores a los pronosticados, problemas de pesca, daño en la formación, etc.

Para el NorOeste del Perú, se han efectuado análisis para diferentes rangos de profundidades de perforación, llegándose a la conclusión que las desviaciones de los costos reales contra los estimados, se asimila a una distribución normal de probabilidades.

En consecuencia, para el modelo desarrollado, la variable aleatoria de inversiones, se puede definir analíticamente como una variable con un rango de valores distribuidos normalmente. Sin embargo y para propósitos de simplificación se puede aproximar a una distribución triangular, cuyas características particulares estará en función de las variaciones en la inversión de pozos para el reservorio en donde se realiza la inversión.

6.8.3. Gastos de Operación. Tiene una parte fija y otra variable función del cálculo de la distribución de la producción señalada en el punto 6.8.1.

6.8.4. Procedimiento. Señaladas las variables aleatorias y sus frecuencias se procederá a simular con las funciones del Lotus @RAND y @VLOOKUP, para encontrar en las Tablas de Frecuencia Valores para las Reservas e Inversiones y hacer las corridas económicas con los Valores Ajustados de los Gastos de Operación y Depreciaciones, y obtener en 1000 simulaciones igual números de TIR (Tasa Interna de Retorno).

A continuación se trabaja con las funciones estadísticas, para obtener el Valor Medio del TIR, la distribución de Frecuencias, la Desviación Standard y el Gráfico Final del TIR vs. Probabilidad Acumulada.

7. APLICACION DE LA EVALUACION DE INVERSIONES EN PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO PARA EL NOROESTE DEL PERU

7.1. EVALUACION ECONOMICA.

7.1.1 GENERALIDADES. Pozo en el Yacimiento Mirador de la Cuenca Talara, Pozo de Desarrollo, Profundidad 4,600', Tiempo de Perforación: 13 días.

Objetivo: Formación Mogollón. Espesor de la Arena: Total: 1530'; Neto: 250'. Espaciamiento: 15 acres.

Reservas Esperadas Mbls. Min: 35, Prob: 65, Max: 95.

Factores de Exito: Estructural: 95%; Estratigráfico: 95% y de Fluido: 90%.

Resumen

Se recomienda perforar el pozo del Yacimiento Mirador, para obtener producción comercial de petróleo de la Formación Mogollón.

Las reservas han sido estimadas en base a la producción de los pozos vecinos, por el Programa descrito en el punto 5.3.4.

7.1.2. INFORMACION BASICA

El pozo es un pozo de relleno a 15 acres, que encontrará a la Formación Mogollón esencialmente completa y formando parte de un bloque estructural secundario delimitado por varias fallas menores.

En el Yacimiento Mirador los pozos productores a 40 ó más acres de espaciamento han acumulado un promedio de más de 91 M Bls de petróleo, mientras que los pozos perforados a 15 acres han acumulado un promedio de más de 80 M Bls.

Los Pozos vecinos, han acumulado 73.5 M Bls, 41.7 M Bls, 132 M Bls y 142.3 M Bls, respectivamente.

7.1.3. ESTIMADO DE INVERSION EN PERFORACION Y COMPLETACION.

	<u>COSTO US \$</u>
A. CONSTRUCCION DE PLATAFORMA	
Unidades Industriales Mecanizadas	22,000
Recargo, servicios mecánicos-campo	19,000
Materiales para construcción de plataformas	1,000
SUBTOTAL	42,000
B. DESARMADO ARMADO Y MOVIMIENTO DEL EQUIPO	
Armadores de Castillo del equipo	4,480
Equipo-flota pesada	4,640
SUBTOTAL	9,120
C. PERFORACION	
Gastos por equipo de perforación 13d x 5,386US\$/día	70,018
Gast. Grls. de eq. perf. contratado	2,053
Brocas	8,302
*Forros de Superficie 300' x 13.25US\$/pie	3,975
Cemento para Forros de Superficie 280 ex. US\$3.81 ex	1,067
Aditivos Usados en la Cem. Forros Sup.	319
Servicios Cement. Forros Superficie	3,010
Fluido de Perforación-Lodo (Aditivos)	34,350
Servicio de Ingeniería de Lodos	1,650
Combustibles y Lubricantes	4,290
Gastos del Dpto. Tec. de Petróleo 13 d x 240US\$/d	3,120
Gastos Area Explor-Producción 13 d x 330US\$/d	4,290
Sección Movimiento de Equipos	1,183
Equipo Automotriz	208
Pool de Transportes	3,835

Equipo Flota Pesada	2,371
Transporte de Materiales Contratado	5,200
Registros Eléctricos	13,891
Materiales para Cementación de Forros	4,030
*Forros de Producción 4800'x6.2US\$/pie	29,760
Cemento para Forros de Producción 960 sx.3.81US\$/sx	3,658
Aditivos Usados en la Cem.Forros Producción	6,975
Servicio de Cementación Forros de Producción	7,835
Recargo, Almacén de materiales	5,388
*Cabezal	5,070
	SUBTOTAL
230,848	

COMPLETACION

Registros Eléctricos en Pozo Entubado	5,278
Servicio de Funzonamiento-Contratado	9,341
*Tubería de Producción 4,400'x1.98US\$/pie	8,712
Maquinaria de Servicios y Reacond. de Pozos	1,980
Recargo, Almacén de Materiales	406
Recargo por Labor de Fracturamiento	2,642
	SUBTOTAL
	28,359
	COSTO TOTAL
	310,327
	COSTO UNITARIO US\$/Pie
	64.65
	COSTO UNIT. PERF. US\$/Pie
	49.99

	<u>*TANGIBLE</u>	<u>INTANGIBLE</u>	<u>T O T A L</u>
COSTOS DE PERF. Y COMPL.	47,520	262,807	310,327

7.1.4. ESTIMADO DE INVERSION TOTAL MS \$

<u>INVERSIONES MS\$</u>	<u>TANGIBLE</u>	<u>INTANGIBLE</u>
PERFORACION Y COMPLETACION	47.52	278.33
FACILIDADES DE RECOLECCION	36.50	
UNIDADES BOMBEO	45.00	
REACONDICIONAMIENTOS	-	
<hr/>		
INVERSION TOTAL MS \$	129.02	278.33

7.1.5. RESERVAS Y DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

<u>AÑOS</u>	<u>PRODUCCION</u>
	<u>M Bls.</u>
1	10.16
2	12.90
3	9.42
4	7.08
5	5.55
6	4.62
7	3.77
8	3.18
9	2.66
10	2.34
11	2.00
12	1.32

7.1.6. PARAMETROS DE EVALUACION

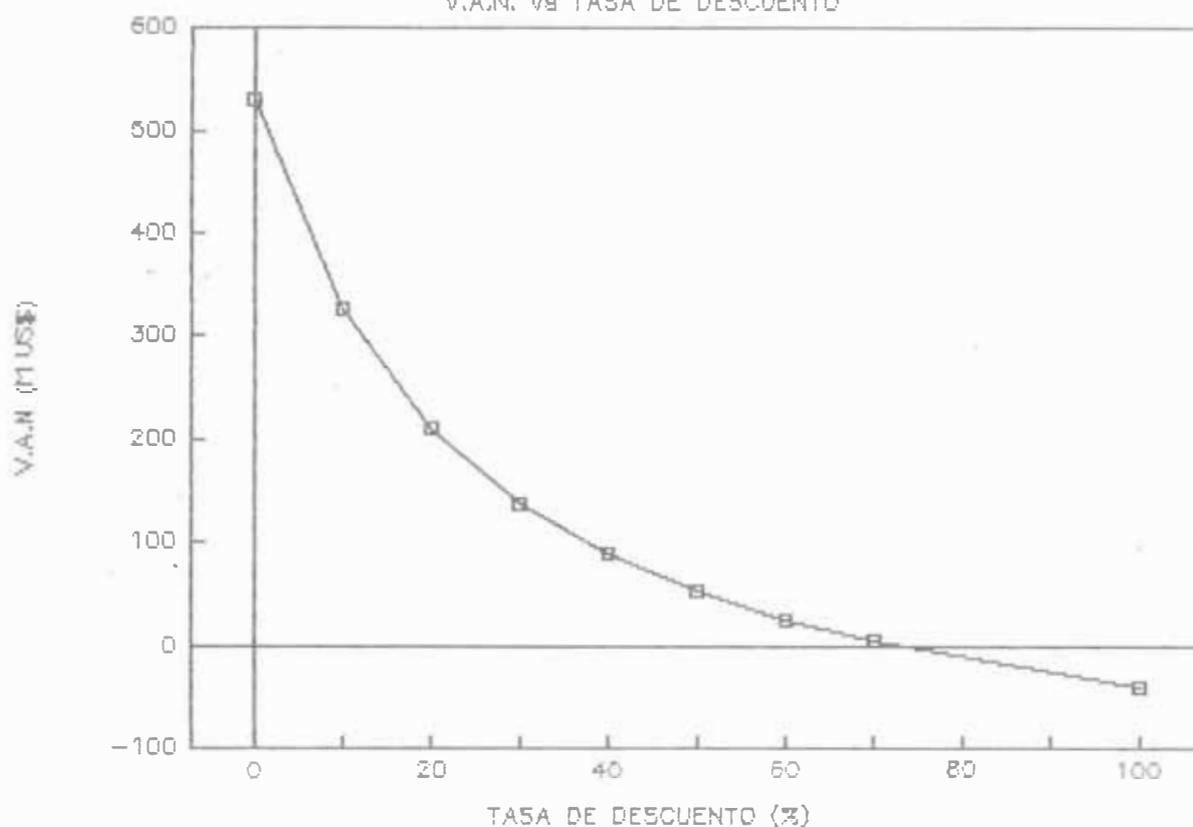
PRECIO DEL PETROLEO	US \$/B1	19.80
GASTOS OPERATIVOS		
GASTO VARIABLE	US \$/B1	0.07
GASTO FIJO	MUS \$/POZO	4.95
TASA IMPPOSITIVA (%)		35.00
TASA DE DESCUENTO (%)		20.00

7.1.7. CORRIDA ECONOMICA

En base a la información anteriormente señalada y con el Programa descrito en el punto 5.8, se efectuó la evaluación económica, cuyos resultados se encuentran en la página siguiente.

EVALUACION ECONOMICA DE INVERSIONES

V.A.N. vs TASA DE DESCUENTO



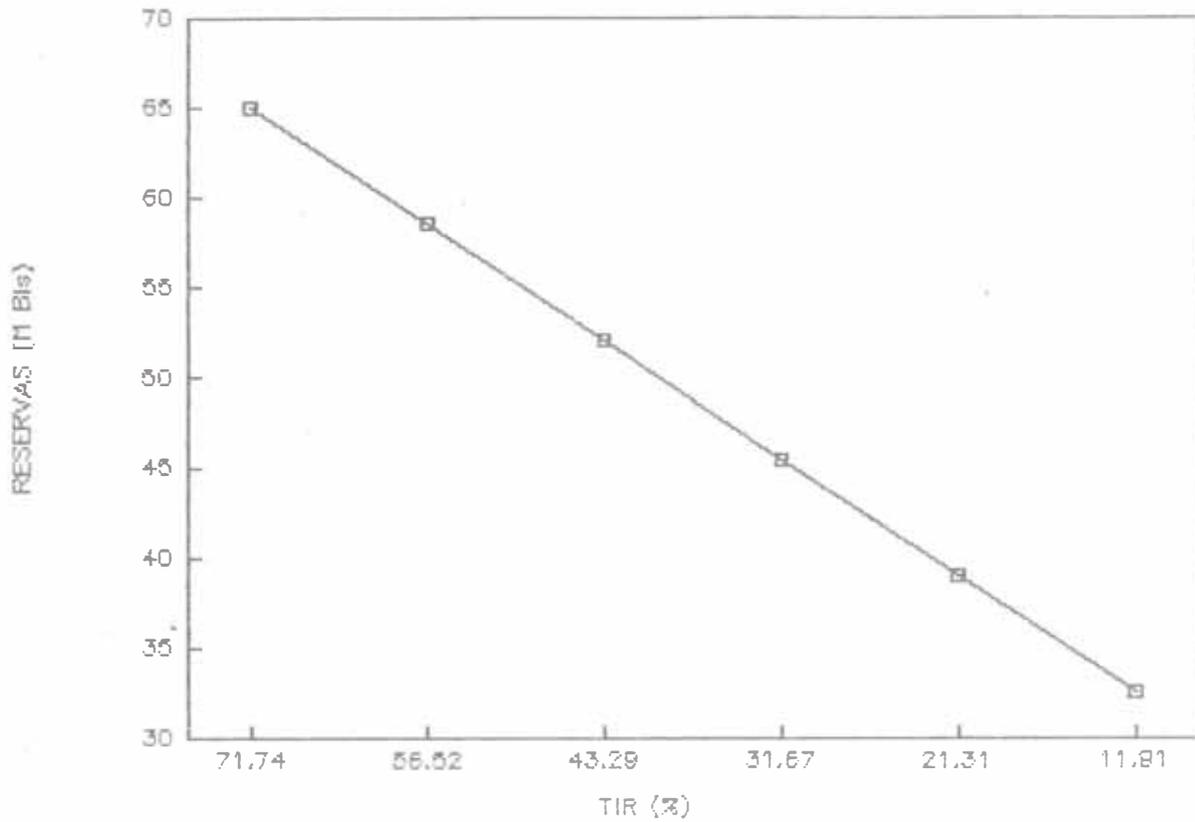
7.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

En la parte inferior de la corrida económica, se ha efectuado un análisis de sensibilidad con respecto a las Reservas y a la Inversión.

Los resultados se muestran en los gráficos siguientes:

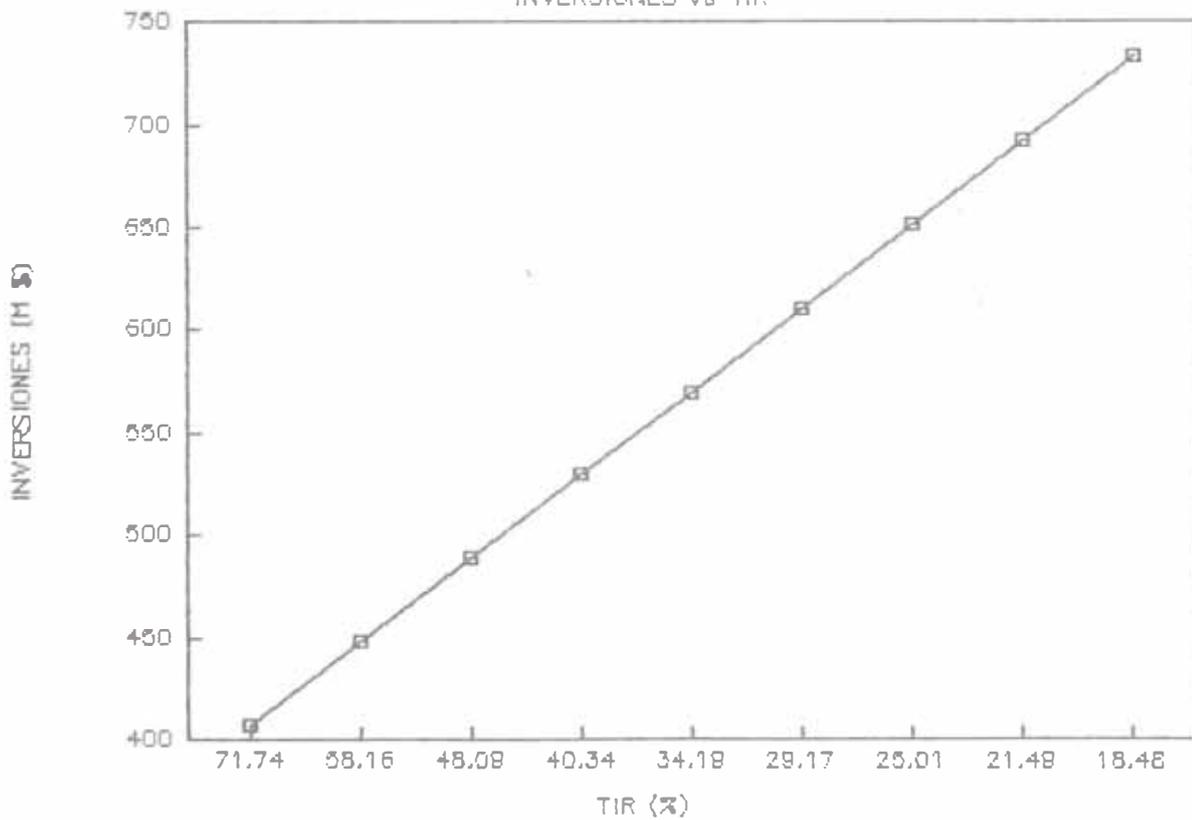
ANALISIS DE SENSIBILIDAD

RESERVAS DE PETROLEO vs TIR



ANALISIS DE SENSIBILIDAD

INVERSIONES vs TIR



De aquí deducimos que las Reservas pueden caer hasta 35 Mbls y el TIR alcanzaría el valor mínimo de 20%, siendo el límite rentable. Las **Inversiones** también **podrán** incrementarse hasta aproximadamente US \$ 720,000 y estar en dicho límite.

7.3.EVALUACION ECONOMICA DE UN PROYECTO DE EXPLORACION Y DESARROLLO DE PETROLEO EN EL NOR-OESTE

Es El Caso Del Reservorio Lobitos, cuyo objetivo Primario es la Formación Basal Salina-Mogollón y el Secundario Pariñas-Hélico, con unas Reservas de petróleo estimadas en **862 M Bls** y requiriendo la perforación de 10 pozos.

ESTIMADO DE INVERSIONES TOTAL MS \$

<u>INVERSIONES MS\$</u>	<u>TANGIBLE</u>	<u>INTANGIBLE</u>
PERFORACION Y COMPLETACION	1,193.00	4,780.00
FACILIDADES DE RECOLECCION	365.00	
UNIDADES BOMBEO	850.00	
REACONDICIONAMIENTOS AÑO 2	993.00	
<hr/>		
INVERSIONES TOTAL MS \$	3,401.00	4,780.00

RESERVAS Y DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

<u>AÑOS</u>	<u>PRODUCCION M Bls.</u>
1	115.20
2	219.30

3	177.80
4	118.60
5	81.00
6	51.10
7	35.00
8	25.00
9	2.66
10	2.34
11	2.00
12	1.32

NUMERO DE POZOS ACTIVOS.

AÑOS	No. POZOS ACTIVOS
1	3.75
2	10.0
3 al 9	10.0
10	6.3
11	2.5
12	0.5

En base a la información anteriormente señalada y con el Programa descrito en el punto 5.8, se efectuó la evaluación económica, cuyos resultados se encuentran en la página siguiente.

8.SIMULACION EN LA EVALUACION DE INVERSIONES DE PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO EN EL NOROESTE DEL FERU.

Siguiendo con el pozo en el Area Mirador a. que se le ha hecho su evaluación económica y análisis de sensibilidad, queda efectuar el análisis de riesgo mediante simulación.

Para ello se estableció previamente en base a la teoría anteriormente descrita el siguiente rango de probabilidades.

<u>FRECUENCIA</u>	<u>FREC. ACUM.</u>	<u>RESERVAS MBls</u>
0.3	0	35
0.6	0.3	65
0.1	0.9	95

<u>FRECUENCIA</u>	<u>FREC. ACUM.</u>	<u>INVERSION MUS \$</u>
0.1	0	350.00
0.2	0.1	385.00
0.4	0.3	407.35
0.3	0.7	655.30

Luego, con un Programa en Lotus 2.2, en base a las funciones @RAND y @VLOOKUP se simuló 1000 corridas económicas para hallar los TIR's respectivos. Hay que considerar que en el Programa que se adjunta en el Anexo, tanto los Gastos Operativos que están en función de las Reservas, así como las Depreciaciones é Impuestos, que son funciones de las Reservas é Inversiones varían, de manera que si inicialmente se

señalan dos variables aleatorias, en realidad se trabaja con un modelo de variables aleatorias completo, que corresponde al Nivel 5 de la estrategia de Análisis de Riesgo.

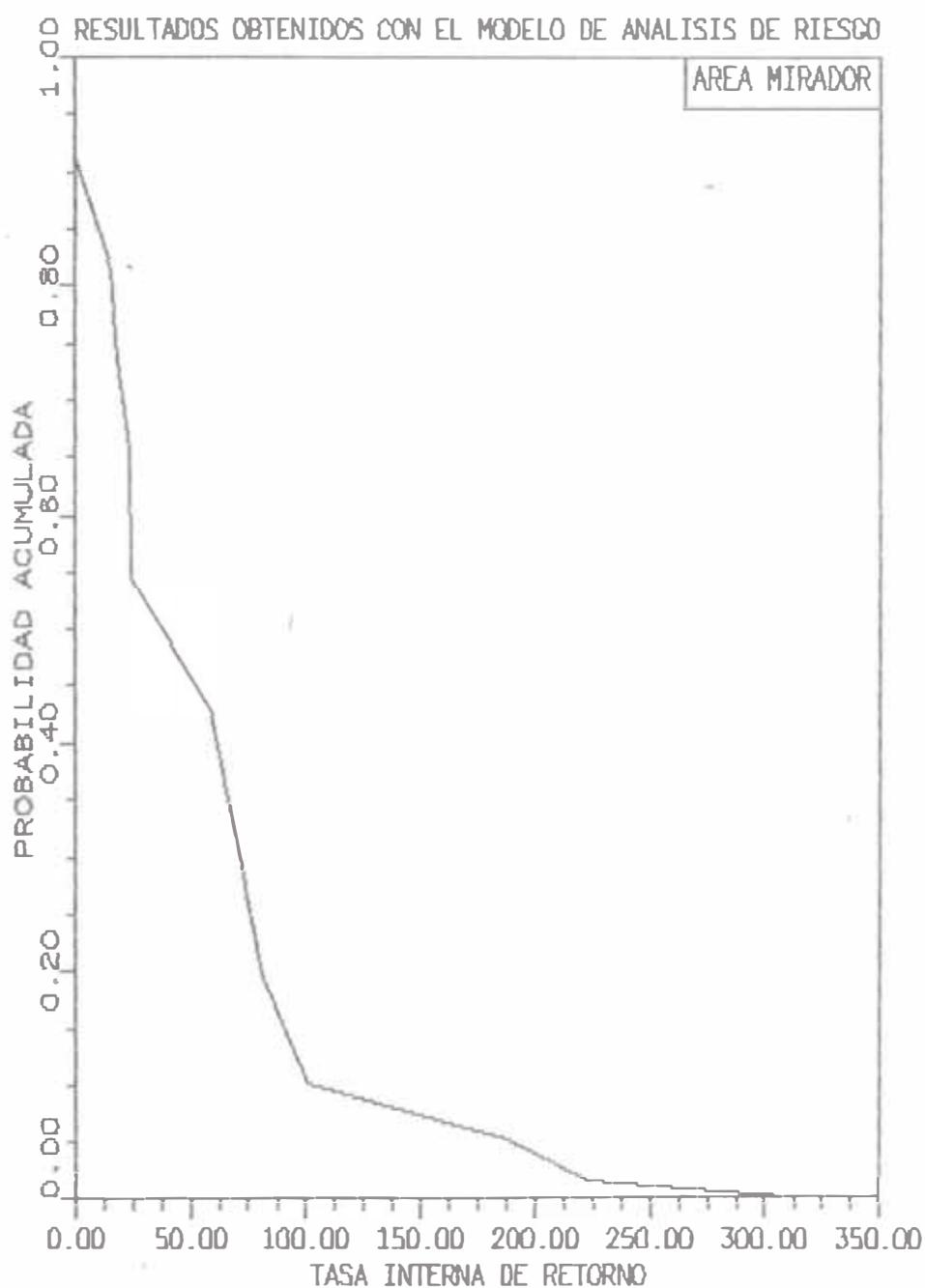
Los resultados obtenidos son los siguientes:

8.1 TABLA DE RESULTADOS

NUMERO DE PRUEBAS	1000
VALOR MINIMO DEL TIR	0
VALOR MAXIMO DEL TIR	310.4439
VALOR PROMEDIO DEL TIR	59.66853
DESVIACION STANDARD DEL TIR	56.19772

<u>TIR (%)</u>	<u>PROBABILIDAD</u>	<u>PROBABILIDAD ACUMULADA</u>
0.000	0.089	0.911
15.434	0.115	0.796
18.190	0.057	0.739
23.437	0.035	0.704
24.682	0.170	0.534
59.167	0.032	0.502
71.743	0.254	0.248
81.430	0.109	0.139
101.530	0.065	0.074
187.513	0.044	0.030
222.798	0.015	0.015
310.444	0.015	0.000

La Tabla Resumen obtenida del TIR vs. PROBABILIDAD ACUMULATIVA, es graficada a continuación:



Como se muestra en la Figura, se tiene una posibilidad de 72% que el TIR sea mayor que 20% y tener el VAN respectivo; y del 25 % que sea mayor que 71%; resultado muy diferente que el de sólo decir que el TIR del Proyecto es del 71% y que el Valor Actual Neto al 20% es de MUS \$ 211.06

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El método de simulación de inversiones en la perforación de pozos de petróleo tiene evidentes ventajas sobre los métodos convencionales de evaluación. Entre ellas se enumeran las siguientes:

1) El análisis presentado engloba la evaluación total de un campo petrolero, desde criterios de valorización incluyendo corridas económicas y análisis de riesgo, constituyendo una herramienta de decisión más completa que los tradicionales métodos.

2) La mecánica del proceso, permite una efectiva comunicación entre los especialistas en materia de ingeniería de petróleo e ingeniería de sistemas, economía y gerencia, mejorando en consecuencia el proceso de valorización de los proyectos.

3) Los técnicos encargados de asignar valores específicos a las variables que entran en un proyecto de perforación de pozos de petróleo, tendrán la oportunidad de cuantificar la información adicional que normalmente descubren durante su análisis. Por lo demás, cuando se tiene una gama de valores para una variable es más fácil definir un rango de tales, que señalar un valor determinado.

4) El método propuesto puede ser empleado para alternativas mutuamente excluyentes, donde tiene definida neta superioridad sobre los métodos convencionales.

5) El tiempo de máquina utilizado por el programa diseñado es de aproximadamente 3 minutos por proyecto. Permitiendo una mayor disponibilidad de tiempo para los técnicos, quienes podrán emplear el tiempo perdido en cálculos de rutina, por tiempo dedicado a un análisis exhaustivo del proyecto.

6) Los ejecutivos encargados del proceso de toma de decisiones, tendrán un instrumento adicional valioso, que les permite apreciar el riesgo de la inversión propuesta, así como los probables resultados esperados. La decisión final queda aún a juicio del empresario.

B I B L I O G R A F I A

- NEWENDORF, P.D A Strategy for Implementing Risk
Analysis. Journal of Petroleum Tech-
nology. Octubre 1984.
- GARB, F.A y
LARSON, T.A Valuation of Oil and Gas Reserves.
Chapter 41. Handbook of Petroleum. 1988
- PHILLIPS, CH.E The Appreciation of Equity Concept
and Its Relationship to Multiple
Rates of Return. Journal of Petroleum
Technology. Febrero 1965.
- CHATAS, A.T Aplicación de Estadísticas al
Análisis de Datos de Declinación de
la Producción. AIME 213, pág. 399.
- SMITH, M.B Probability Models for Petroleum
Investment Decisions. Journal of
Petroleum Technology. Mayo 1970.
- BARAS, E.M Lotus 123. Guía del Usuario. Segunda
Edición. 1987.

- ROEBUCK, F Minimum-Interest Rate of Return Optimizes ROI. Oil and Gas Journal. Febrero 1984.
- VAN HORNE, J.C Fundamentos de Administración Financiera. Prentice Hall, 1986.
- SCHALL, L. y HALEY, W. CH. Administración Financiera, Mc Graw Hill, 1988.
- MCCRAY, A.W Petroleum Evaluations and Economic Decisions, Prentice-Hall Inc. 1984.
- MEGILL, R.E. An Introduction to Risk Analysis, Petroleum Publishing Co. 1977.