

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



**“OPTIMIZACION CON INCERTIDUMBRE – YACIMIENTO  
VOLUMÉTRICO”**

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

**JORGE LUIS FALLA RUIZ**  
**PROMOCION 1987-1**

**LIMA – PERÚ**  
**2003**

# Optimización con Incertidumbre – Yacimiento Volumétrico

## **Indice**

Optimización con Incertidumbre – Yacimiento Volumétrico.....	0
Indice.....	0
Objetivo.....	1
Introducción.....	1
Método de Muskat.....	2
Caudal de Producción, Actividad y Tiempo .....	3
Modelo de Evaluación Económica.....	6
Modelo de Optimización.....	6
Detalle de la Metodología .....	10
Análisis de Resultados .....	16
Conclusiones y Recomendaciones .....	17
Figuras y Tablas .....	18

## **Objetivo**

El presente trabajo de ingeniería tiene como objetivo principal resaltar la importancia del manejo en forma integral de la evaluación de proyectos de desarrollo de yacimientos de petróleo. Asimismo, promover el diseño de modelos integrales de evaluación de proyectos para adquirir un mejor entendimiento de la interacción entre las variables que están involucradas en el proceso y determinar aquellas que tienen mayor influencia sobre los objetivos del proyecto, con el fin de proponer acciones para minimizar la incertidumbre de estas. Finalmente proponer un modelo rápido para el caso específico de un reservorio volumétrico con empuje por gas en solución.

## **Introducción**

En general la mayor parte de las variables que intervienen en la evaluación de un proyecto no están completamente determinadas, es decir tienen un grado de incertidumbre.

En el presente trabajo de ingeniería se propone un método rápido que considera el sistema integral para la optimización de un proyecto de desarrollo de un campo bajo empuje de gas en solución, definido por variables con incertidumbre.

Para la predicción del comportamiento del reservorio se utilizó el método de Muskat. Este proceso es muy adecuado pues no necesita de cálculos iterativos y relaciona la declinación de la presión con la recuperación y la relación gas-petróleo

El proceso de simulación estocástica se realizó usando el paquete Crystal-Ball que usa el método Latín Hipercube, para la generación de los valores de las variables aleatorias, este método es más efectivo que el Monte Carlo.

Finalmente para la optimización del modelo bajo incertidumbre se uso el paquete OptQuest de Crystal Ball que usa un algoritmo meta heurístico llamado búsqueda dispersa y se apoya sobre el método de redes neuronales para optimizar el proceso de optimización.

### ***Método de Muskat***

En este método los valores de muchas variables las cuales afectan la producción del gas y de petróleo y los valores de la tasa de cambio de esas variables con la presión, son evaluados a cualquier etapa de depletación (presión). Asumiendo que esos valores puedan mantenerse para una pequeña caída de presión, el incremento de producción de gas y de petróleo puede ser calculado para una pequeña caída de presión. Esas variables son recalculadas a la presión más baja y el proceso continúa hasta cualquier deseada presión de abandono. Las ecuaciones involucradas son:

**Ecuación 1**

$$X_p = \frac{1}{BoBg} \frac{dR_s}{dP}$$

**Ecuación 2**

$$Y_p = \frac{1}{Bo ug} \frac{dR_s}{dP}$$

**Ecuación 3**

$$Z_p = \frac{1}{Bg} \frac{dBg}{dP}$$

**Ecuación 4**

$$\Delta S_o = \Delta P * \left\{ \frac{S_o X_p + S_o (kg/ko) Y_p + (1-S_o-S_w) Z_p}{1+(kg uo / ko ug)} \right\}$$

Para calcular los valores de  $X_p$ ,  $Y_p$  y  $Z_p$ , las variables PVT son caracterizadas y suavizadas mediante ecuaciones polinomiales y luego derivadas directamente.

## Caudal de Producción, Actividad y Tiempo

Para el calculo del caudal se determina la variación del índice de productividad en función de la depletación. Tenemos que:

### Ecuación 5

$$J_{\text{control}} = \frac{q_{o \text{ control}}}{(P_{ri} - P_{wf \text{ control}})}$$

Tenemos que el punto de control es tomado a la presión fluyente limite igual a 750 psia, entonces se tiene que el caudal de control se puede determinar de la relación:

$$J_{\text{control}} = \frac{q_{o \text{ control}}}{(P_{ri} - 750)}$$

De la ecuación de Vogel:

### Ecuación 6

$$\frac{q_o}{q_{o \text{max} i}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ri}} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ri}} \right)^2$$

Se determina el máximo caudal a  $P_{wf}$  cero en las condiciones de  $P_{ri}$  inicial ( $q_{o \text{max} i}$ ).

$$q_{o \text{max} i} = \frac{q_{o \text{ control}}}{1 - 0.2 \left( \frac{750}{P_{ri}} \right) - 0.8 \left( \frac{750}{P_{ri}} \right)^2}$$

Para determinar el máximo caudal a presión fluyente cero futuro ( $q_{0max f}$ ) se utiliza el procedimiento de Standing. De la ecuación 6 en 5 se tiene:

**Ecuación 7**

$$J = \frac{q_{0max}}{Pr} (1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{Pr})$$

Tomemos como definición el valor del índice de productividad a cero “drawdown” a la presión del reservorio:

**Ecuación 8**

$$J^* = \lim_{P_{wf} \rightarrow Pr} J$$

Entonces de la ecuación 7 y la definición de la ecuación 8 tenemos:

**Ecuación 9**

$$J^* = 1.8 \frac{q_{0max}}{Pr}$$

Por otro lado tenemos, que la relación entre las condiciones presentes y futuras de los índices de productividad  $J^*$  esta dada por:

**Ecuación 10**

$$J_f^* = J_i^* \frac{(k_o/u_oB_o)_f}{(k_o/u_oB_o)_i}$$

De 9 y 10 tenemos:

**Ecuación 11**

$$q_{0max f} = q_{0max i} \frac{Pr_f (k_o/u_oB_o)_f}{Pr_i (k_o/u_oB_o)_i}$$

Donde:

$Pr_f$  = Presión promedio del reservorio futura (psia)

Pri = Presión promedio del reservorio actual (psia)

Luego se define el máximo caudal promedio por pozo a la presión fluyente límite de 750 psia mediante la ecuación de Vogel.

**Ecuación 12**

$$q_o \text{ @ presión fluyente límite} = q_{o\max} \left( 1 - 0.2 \frac{(750)}{(P_{rf})} - 0.8 \frac{(750)^2}{(P_{rf})^2} \right)$$

que también puede ser expresada como:

$$q_o \text{ @ presión fluyente límite} = \frac{J_{\text{r}} * P_{rf}}{1.8} \left( 1 - 0.2 \frac{(750)}{(P_{rf})} - 0.8 \frac{(750)^2}{(P_{rf})^2} \right)$$

Este caudal se multiplica por la cantidad de pozos a perforar, con lo cual obtenemos el máximo caudal de producción (potencial) del campo a cada presión.

**Ecuación 13**

$$\text{Potencial} = q_o \text{ @ presión fluyente límite} * \# \text{ Pozos a perforar}$$

Como se quiere determinar el caudal óptimo del plateau de producción, entonces el caudal de producción del reservorio estará dado por el mínimo entre el caudal del plateau de producción y el máximo caudal de producción definido anteriormente.

**Ecuación 14**

$$Q_o = \text{Min} ( \text{Potencial} , Q_o \text{ plateau} )$$

El número de pozos activos estaría dado entonces por:

**Ecuación 15**

$$\# \text{ Pozos activos} = \frac{Q_o}{q_o \text{ @ presión fluyente límite}}$$

Para incluir la variable tiempo, se divide el delta de producción de petróleo debido a la caída de presión del reservorio entre el caudal de producción en el intervalo

**Ecuación 16**

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{Q_o}$$

Finalmente se acumulan estos delta de tiempos y se obtiene una tabla que relaciona al caudal de producción con el tiempo.

**Ecuación 17**

$$T = \sum \Delta t$$

### ***Modelo de Evaluación Económica***

Para definir el modelo de evaluación económica se recuperan los valores de caudal y actividad mediante funciones de búsqueda y referencia desde la tabla determinada por el análisis de Muskat. Una vez obtenidos estos datos es fácil completar las demás columnas de datos del modelo de evaluación (gastos, actividad, inversión, amortización, impuestos y flujos de caja).

Para este caso se ha considerado un modelo simple que considera que la depreciación y la amortización de la inversión se dan en línea recta en los 5 años consecutivos luego de realizada la inversión.

### ***Modelo de Optimización***

Hoy en día en este ambiente global altamente competitivo, la gente encara muchas decisiones difíciles, tales decisiones incluyen la asignación de recursos financieros, construcción y expansión de facilidades, definición de actividad a realizar, etc. Tales



decisiones pueden envolver cientos a millones de potenciales de alternativas. Considerar la evaluación de cada una de ellas puede ser impracticable o imposible.

Un modelo puede proveer valiosa asistencia para analizar decisiones y encontrar buenas soluciones. Los modelos capturan las características más importantes de un problema y la presentan en forma fácil de interpretar. Los modelos a menudo proveen luces que la intuición por sí sola no puede.

Un modelo de optimización tiene tres elementos principales.

**Variables de decisión;** son cantidades sobre las cuales tenemos control, por ejemplo la decisión de estimular un pozo, la cantidad de actividad, el tamaño de las facilidades de producción, etc.

**Restricciones;** describen las relaciones entre las variables de decisión que restringen a dichas variables, por ejemplo la cantidad máxima de inversión por año.

**Objetivos;** una fórmula en términos de las variables de decisión que da una representación matemática de la meta del modelo.

La solución de un modelo de optimización provee un conjunto de valores para las variables de decisión que optimizan a la función objetivo asociada.

Si el mundo fuera simple y el futuro predecible, todos los datos de un modelo de optimización podrían ser constantes (modelo determinístico) y uno podría usar técnicas tales como programación lineal y no lineal para encontrar soluciones.

Sin embargo un modelo determinístico no puede captar toda la relevancia intrínseca de un ambiente práctico de decisión. Cuando los datos del modelo son inciertos uno puede solamente describirlos probabilísticamente, el objetivo tendrá alguna distribución probabilística para cualquier conjunto de variables de decisión elegidas. Uno puede encontrar esta distribución de probabilidad simulando el modelo usando el método de Monte Carlo o Latin Hipercube para la generación de los valores de las variables estocásticas.

Un modelo de optimización con incertidumbre tiene varios elementos adicionales:

Asunciones; variables que capturan la incertidumbre del modelo usando distribuciones de probabilidad.

Forecast; son distribuciones de frecuencia de las posibles soluciones del modelo.

Forecast estadística; son valores resumidos de una distribución de un forecast, tal como la media, la desviación estándar, etc. Uno controla la optimización maximizando, minimizando o restringiendo estas variables.

Requerimientos; son restricciones adicionales de un forecast estadístico. Uno puede configurar los límites máximos o mínimos para cualquier forecast estadístico de una distribución de forecast.

Para la evaluación del presente proyecto se han definido las siguientes variables de decisión:

- La capacidad de las facilidades de producción; se considera la construcción por módulos de crecimiento de 25 MBbls/d. La inversión en MMUS\$ esta dada por la formula siguiente dependiente de la capacidad en Mbppd:  
$$\text{Inversión Facilidades} = 0.002 \times (\text{Capacidad})^2 + 1.5 \times (\text{Capacidad})$$

- Cantidad de pozos a perforar.
- Caudal de abandono de los pozos; mínimo 10 bbls/d
- Tipo de completación; definido como un factor que afecta al índice de productividad inicial:
  - Daño : 0.8
  - Estimulación : 2.4
  - Horizontal : 4

Estas variables de decisión se encuentran definidas en el reporte de la Tabla 2 (Decisión Variables) por su rango e incremento.

Las asunciones consideradas para este modelo se ven representadas en las siguientes variables:

- Tasa de actualización.
- Costo de la perforación.
- Saturación de agua inicial.
- Índice de productividad inicial.
- Precio del crudo.
- Area del reservorio.
- Espesor.
- Porosidad.
- Factor de volumen de formación inicial.

Estas asunciones se encuentran definidas en el reporte de la Tabla 1 (Assumptions) mediante su tipo de distribución y sus parámetros estadísticos.

Se han considerado la realización de tres corridas de optimización con las siguientes funciones objetivos:

- Maximizar la reserva recuperada promedio en el tiempo de contrato.
- Maximizar el valor presente neto sin restricción en el límite de inversiones.
- Maximizar el valor presente neto con restricción en el límite de inversiones.

La metodología que se aplica para llegar a la solución óptima esta basada en procesos metaheurísticos que incluyen algoritmos genéticos combinado con redes neuronales para evitar que los resultados a evaluar sean inferiores.

Los resultados se pueden apreciar en forma de rango de valores probables de producción (Trend Chart), diagrama de sensibilidad del Valor actual neto a las principales asunciones (Sensitivity Chart) y los diagramas de frecuencias (Frequency Chart) del Valor actual neto, la reserva y la máxima inversión anual. Estos resultados se encuentran en los reportes de las figuras del 13 al 17 para el caso I; del 18 al 22 para el caso II y del 23 al 27 para el caso III.

### ***Detalle de la Metodología***

A continuación se da la explicación en detalle de una de las alternativas donde se asume los siguientes datos iniciales:

- Pozos a perforar      32
- Tasa de actualización 14 %
- Costo del pozo      6.57 MUS\$ (incluye fracturamiento hidráulico)

- Tamaño de las facilidades 25.00 Mbbls/d
- Devaluación precio crudo 15.00 US\$/bbl a 13.62 US\$/bbl en 20 años.
- Caudal de abandono 10.0 bbl/d
- Initial water saturation 22 %
- Presión fluyente mínima 750.00 psia
- Índice de productividad inicial 1.56 bbls/psia
- Gastos fijos 20.00 MMUS\$/año
- Gastos variables pozo 0.50 MUS\$/pozo-año
- Gastos variables producción 3.00 US\$/bbl
- Tasa impuestos 45%
- Área 15015 acres
- Espesor 100 ft.
- Porosidad 21 %
- FVF 1.33 Bbl/STB
- Los Datos de PVT y de permeabilidades relativas, ver la figura 1.

Para simplificar el manejo de los cálculos del Método de Muskat se construyen las funciones de  $X(p)$ ,  $Y(p)$  y  $Z(p)$  definidas por las ecuaciones 1, 2 y 3 basados en los datos de PVT de la figura 1, los resultados se pueden apreciar gráficamente en la figura 2.

Usando la ecuación 8 obtenemos el cambio en la saturación de petróleo la cual se debe al cambio de presión  $\Delta P$ . En el calculo de  $\Delta S_o$  los valores de  $S_o$ ,  $X_p$ ,  $Y_p$ ,  $Z_p$ ,  $k_g/k_o$  y  $u_o/u_g$  se obtienen en el punto medio de la caída de presión. El valor de  $S_o$  en el punto medio del intervalo de caída de presión puede ser estimado aproximadamente con los valores de  $\Delta S_o$  del intervalo previo y así con este valor estimar la relación  $k_g/k_o$  en el punto medio del intervalo de caída de presión.

La recuperación se obtiene despejándola de la siguiente ecuación.

**Ecuación 18**

$$S_o = (1 - \frac{N_p}{N}) \frac{B_o}{B_{oi}} (1 - S_{wi})$$

Y la relación gas-petróleo de producción se obtiene de:

**Ecuación 19**

$$R_p = B_o B_g \times \frac{k_g}{k_o} \times \frac{u_o}{u_g} + R_s$$

Los resultados del método de Muskat se resumen en la figura 3.

Luego se determina la declinación del índice de productividad debido a la depletación, usando las ecuaciones 5, 6, 11 y 12 los resultados de este calculo se ven en la figura 4. El potencial promedio por pozo estimado mediante la ecuación 12,

considera que la presión del reservorio es la asumida en cada línea del método de Muskat y la presión fluyente es la presión mínima de trabajo que para este caso se estableció en 750 psia.

Seguidamente el valor del potencial por campo se estima de la ecuación 13, considerando para este caso que el número de pozos a perforar es de 32. Los resultados de estos cálculos se pueden visualizar en la figura 5. Aquí se aprecia el Potencial del campo como función del acumulado producido de petróleo, el cual se calcula multiplicando el Petróleo original insitu (para esta alternativa 1441 MMBbls) por la recuperación. En este gráfico se muestra además la capacidad de las facilidades de producción definida en este caso en 25 MBbls/d.

Para obtener estos resultados en función del tiempo los intervalos de tiempo calculados mediante la ecuación 16 se integran como lo señala la ecuación 17. Los resultados se aprecian en la figura 6.

La determinación de los pozos activos se obtiene usando la ecuación 15, que relaciona el caudal del campo, como se aprecia en la figura 6, con el potencial promedio por pozo.

Con estos resultados se construye la tabla para el cálculo de los indicadores económicos (Tabla 3).

Los datos obtenidos para esta alternativa son:

- Reserva recuperada en el tiempo de contrato 152.22 MMBbls.
- Máxima inversión anual por año 88.94 MMUS\$
- Valor Presente neto 159.01 MMUS\$

- Tasa interna de retorno 111%

Esta es solo una de las alternativas que se evalúan para llegar a los valores objetivo del modelo. Las demás alternativas son generadas mediante el proceso de simulación estocástica, luego de definirse la distribución de cada variable estocástica del modelo. Los resultados de la simulación estocástica para esta alternativa se encuentran en los reportes ubicados en las figuras del 8 al 12. Como puede observarse en el diagrama de tendencia de la figura 8, la producción de petróleo en los primeros 8 años esta limitada a la capacidad de las instalaciones a pesar que se tiene un potencial del campo superior a los 25 MBbls/d. Luego en los siguientes años el espectro de valores posibles se amplió debido a la incertidumbre de las variables estocásticas. En el diagrama de sensibilidad de la figura 9 se listan las asunciones con mayor influencia sobre las variables a analizar en este caso el valor presente neto, esta influencia se expresa en términos del coeficiente de correlación, que es un número entre  $-1$  y  $1$  que matemáticamente especifica la cantidad de correlación que existe entre dos variables. Para este caso se ve que el Valor presente neto es positivamente muy sensible al índice de productividad y negativamente al factor de descuento. Otras variables tal como la reserva desarrollada durante el contrato es también altamente sensibles a otras variables como por ejemplo el área del yacimiento. En la figura 10 se muestra el diagrama de frecuencia del Valor presente neto el cual luce como una función sin mucho ruido, es decir que la convergencia para el cálculo de los valores óptimos será mas rápida y la solución mas aproximada. Esta simulación arrojó un valor promedio para esta variable de 158 MMUS\$ con valores de los percentiles 10 % y 90 % de 137.28 MMUS\$ y 179.48 MMUS\$ respectivamente que es un rango aceptable de incertidumbre para trabajar. Similares análisis se pueden efectuar para las otras variables en evaluación; la reserva y la máxima inversión por año; las cuales se reportan en las figuras 11 y 12 respectivamente.



Finalmente la optimización se realiza mediante el proceso de convergencia de procesos metaheurísticos y redes neuronales, para lo cual primero se define la función objetivo a maximizar; en este caso el valor promedio del valor actual neto; y las variables de decisión que intervienen en el modelo en base a su rango de valores posibles y si la variable es discreta su incremento. La solución transita sobre valores posibles hasta que generalmente se detiene el cálculo por limitaciones en el tiempo.

En el gráfico de la figura 7 se muestra el camino recorrido para llegar a maximizar la función objetivo. En este caso se inicia con una solución que es no factible pues la máxima inversión promedia anual supera la restricción de los 180 MMUS\$ definidos para este caso, pero luego rápidamente converge a una solución posible y se encamina a la maximización del objetivo. Un máximo local es localizado para un Valor presente neto de 133 MMUS\$ para el cual las variables de decisión toman los siguientes valores:

Pozos a perforar        298  
Capacidad de instalaciones    25 MBbls/d  
Caudal de abandono    360 bppd  
Tipo de Completación        fracturamiento hidráulico

Sin embargo el recorrido del proceso finaliza en un Valor presente neto de 158 MMUS\$, para lo cual las variables de decisión se colocan en los siguientes valores:

Pozos a perforar        30  
Capacidad de instalaciones    25 MBbls/d  
Caudal de abandono    10 bppd  
Tipo de Completación        fracturamiento hidráulico

Esto sucede con frecuencia al evaluar modelos complejos no lineales y con variables que poseen cierto grado de incertidumbre esta clase de modelos no pueden resolverse por métodos lineales tales como el Método SIMPLEX y son difícilmente manejables por métodos no lineales tales como el Newton modificado o el de gradiente conjugada.

### ***Análisis de Resultados***

Como puede observarse de las corridas de optimización, el caso I (figuras 13 al 17) muestra mediante el diagrama de frecuencia de la reserva recuperada dentro del contrato es una función con mucho ruido por lo cual el resultado obtenido puede pertenecer a una solución local. Por otro lado, a pesar de que se maximiza la reserva recuperada promedio dentro de los límites del contrato ( $N_p = 232.35$  MMBbls), el valor presente neto cae sobre un rango de valores negativos (mínimo VPN = -992.49 MMBbls, max VPN = -71.93 MMBbls). Se hubiese pensado que la alternativa que maximizaría la reserva recuperada sería una alternativa en la cual el número de pozos y la capacidad instalada sea máxima, sin embargo, analizando más en detalle una gran cantidad de pozos perforados provocaría una fuerte declinación en los pozos y debido al límite impuesto de presión fluyente de 750 psia, el campo estaría cerrándose con un potencial muy alto debido a la gran cantidad de pozos perforados.

En el segundo caso (figuras del 18 al 22) a pesar de que se maximiza el valor presente neto promedio (209.86 MMUS\$), no se tuvo en consideración las restricciones presupuestarias y la inversión máxima cae dentro de un rango que en promedio es superior al límite permitido de 180 MMUS\$ por año (máxima inversión = 300.19 MMUS\$, mínima inversión = 161.04 MMUS\$). Y como se ve la reserva recuperada varía en un rango menor al rango de valores del análisis anterior (mínimo  $N_p = 146.9$  MMBbls, máximo  $N_p = 213.99$  MMBbls)

Finalmente se tiene en el ultimo caso (figuras del 23 al 27) que la solución que maximiza el Valor presente neto cumpliendo todas las restricciones del modelo tiene un valor de 156.7 MMUS\$ que es sensiblemente menor al del caso II, igualmente la reserva promedio recuperada durante el contrato es de 149.09 MMBhls la cual esta igualmente muy por debajo de la recuperación obtenida en el caso I.

### ***Conclusiones y Recomendaciones***

Definitivamente se concluye que si un modelo no es construido considerando todas las variables íntegramente se puede llegar a resultados no óptimos. Asimismo, la definición de la función objetivo y las restricciones del modelo tienen una gran importancia en los resultados que se desean obtener.

El manejo de modelos de estas características permiten visualizar las variables con mayor influencia sobre la función a evaluar, a las cuales debería prestárseles mucha atención. Lógicamente las variables no influyen por igual a los diferentes objetivos, de allí nuevamente esta la importancia sobre la correcta definición de los objetivos.

En ciertos casos el problema puede no llegar a converger en valores positivos, en esos casos es recomendable plantear nuevas alternativas o pedir la flexibilización de las restricciones.

Se pueden realizar muchas mas conclusiones de la evaluación de resultados de las corridas de optimización, pues la enorme cantidad de posibilidades estudiadas arroja mucha información para procesar. No todos los casos reales son tan simples de modelar, existen casos en los cuales es preferible analizar un limitado número de escenarios que cubra el espectro de valores posibles a encontrar. Lo cierto es que cualquier tipo de modelo a evaluar debe ser construido considerando todos los

procesos en forma integral pues la optimización de un objetivo por separado puede llevar a valores no óptimos de los objetivos integrales.

### Figuras y Tablas

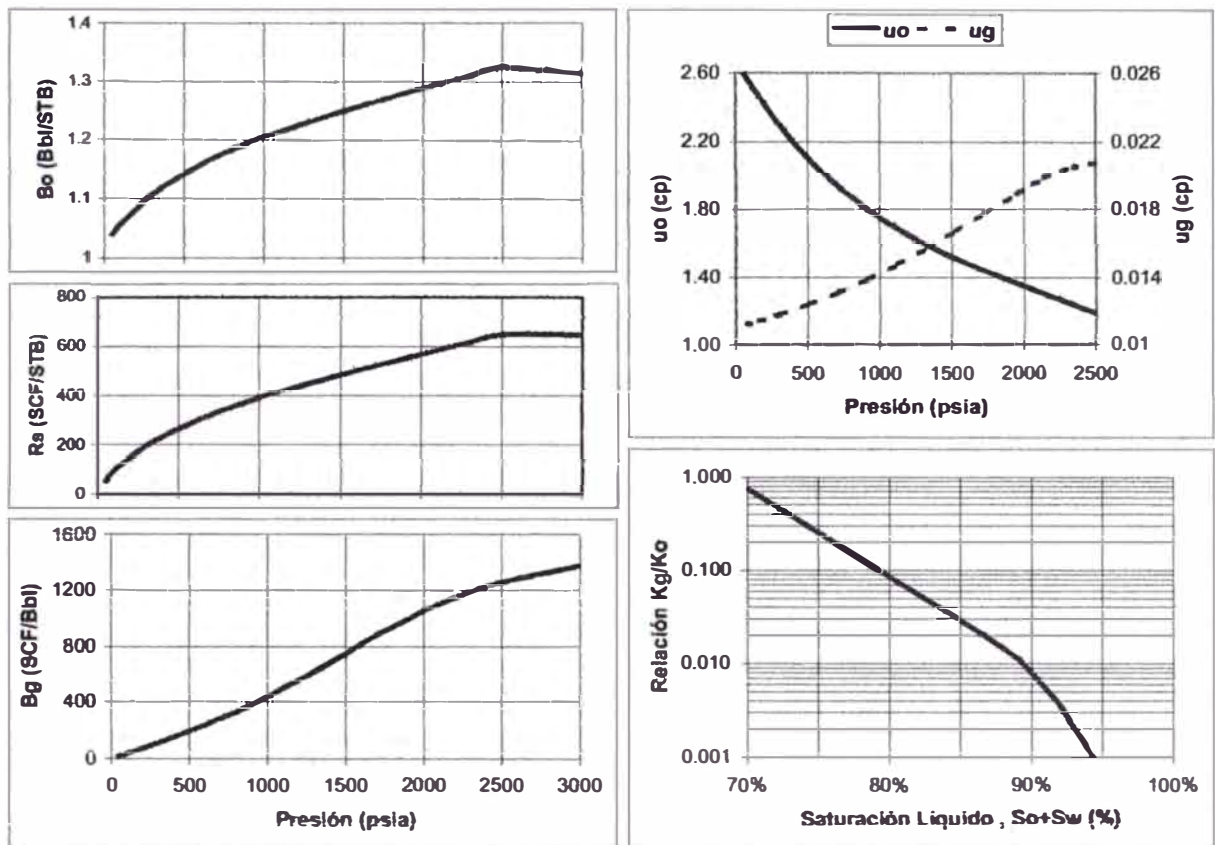


Figura 1. Datos PVT permeabilidades relativas.

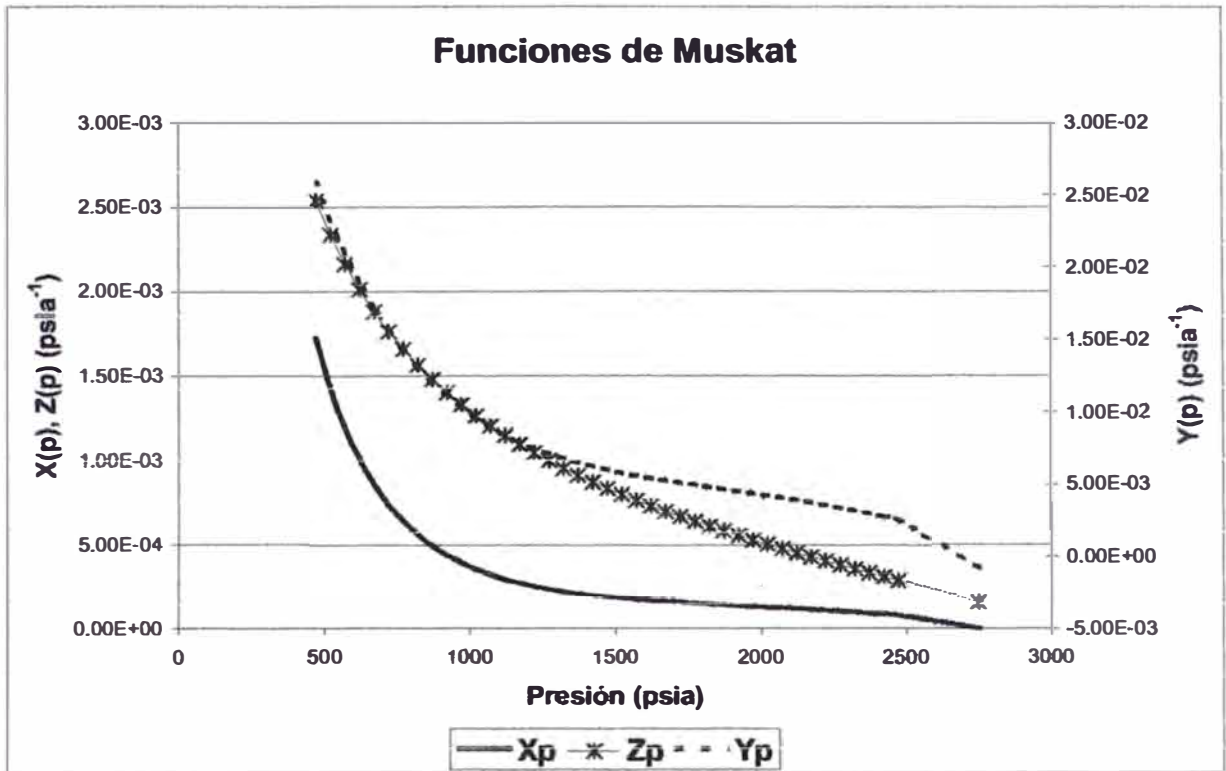


Figura 2

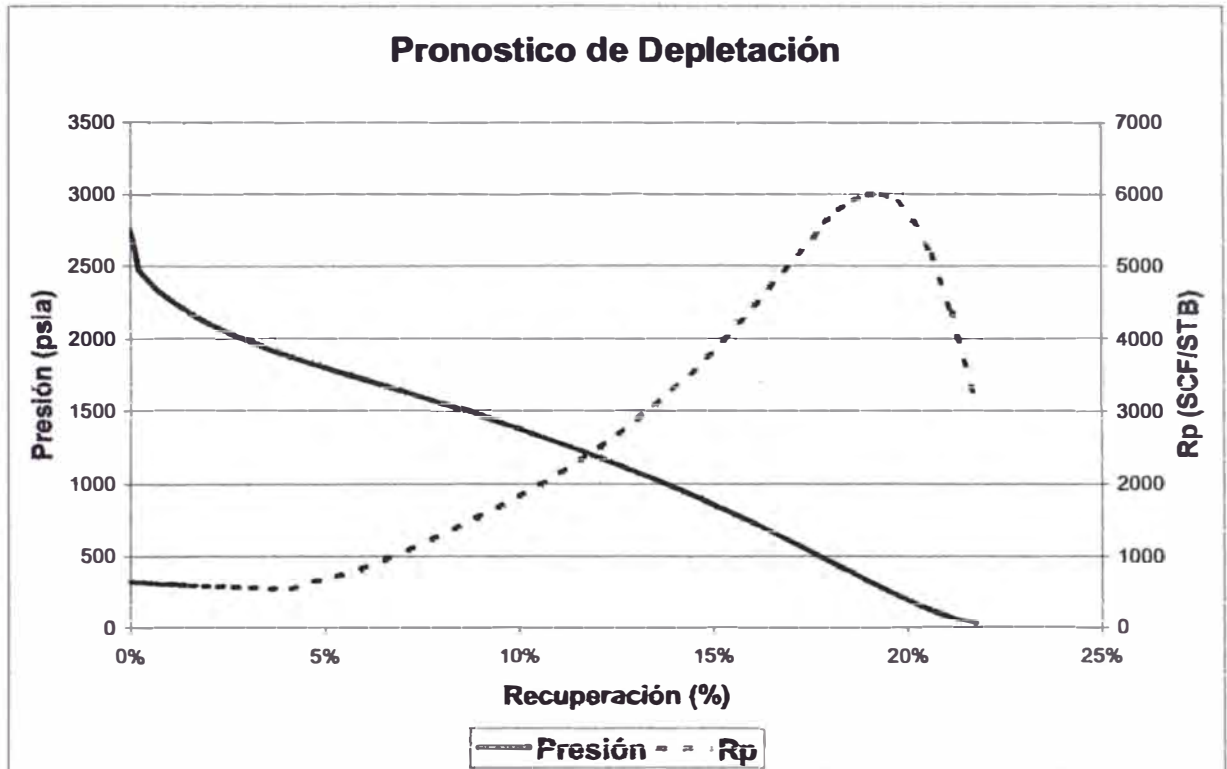


Figura 3

### Indice de Productividad

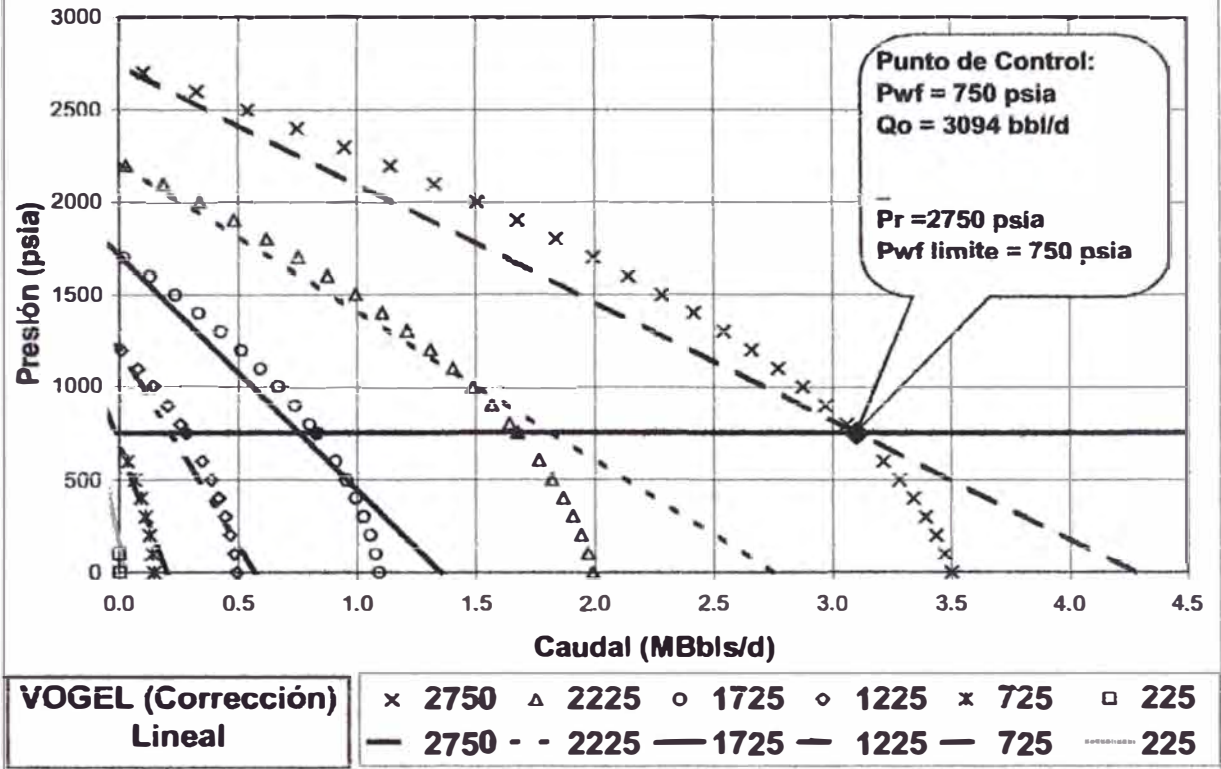


Figura 4

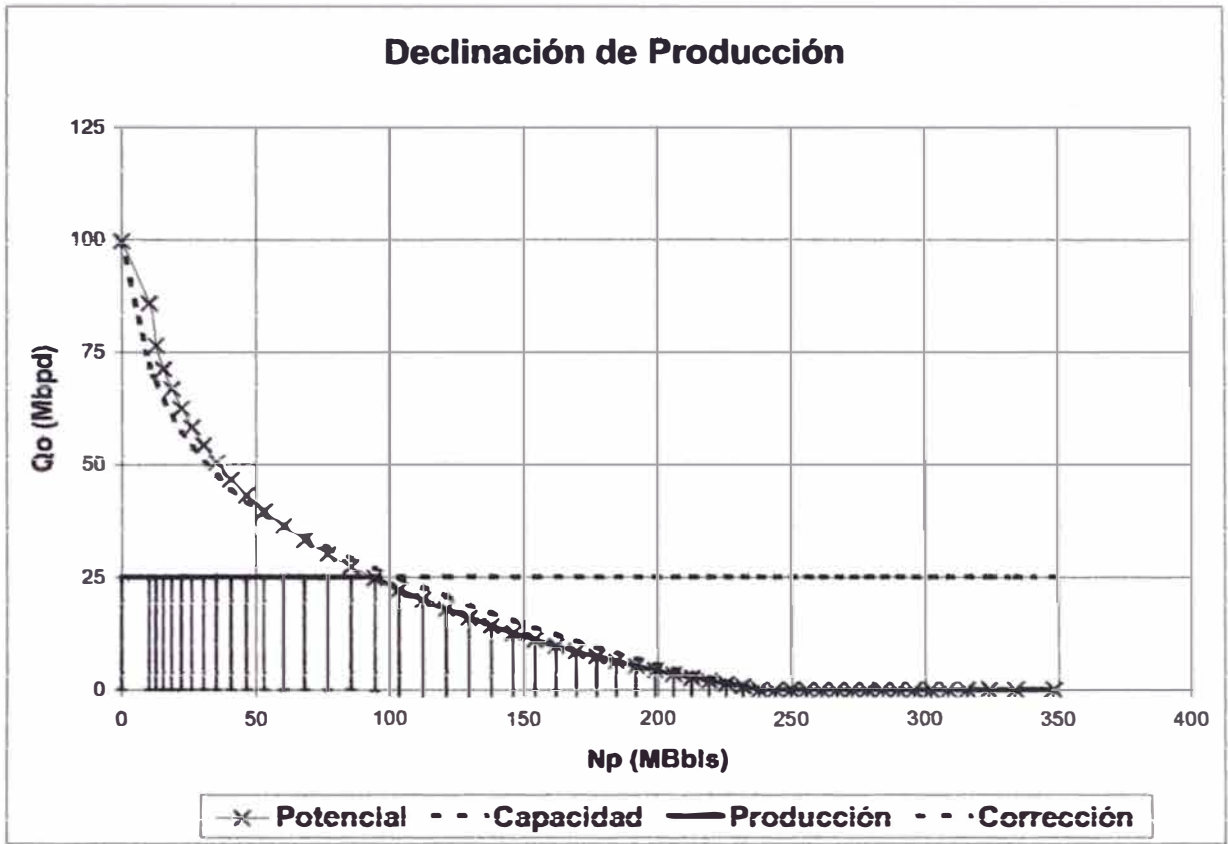


Figura 5



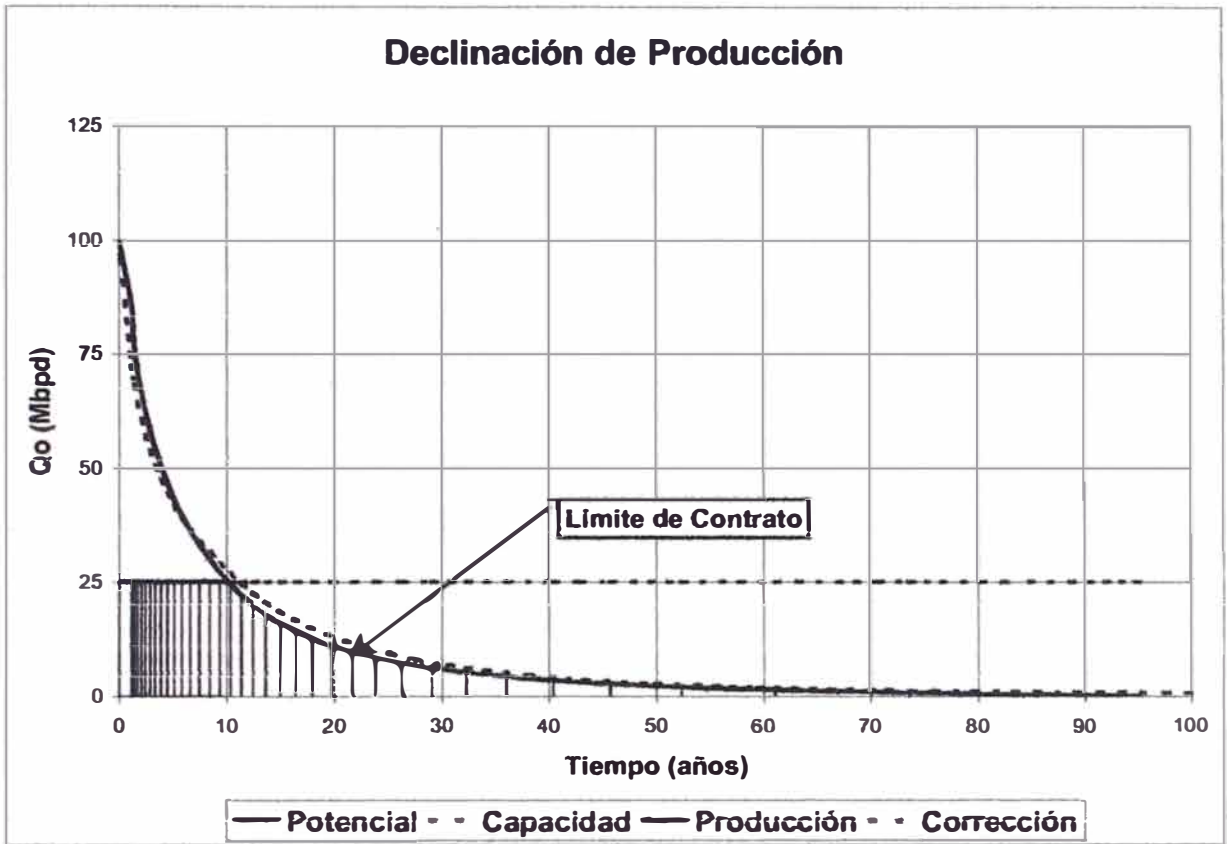


Figura 6

### Maximize Objective NPV Mean

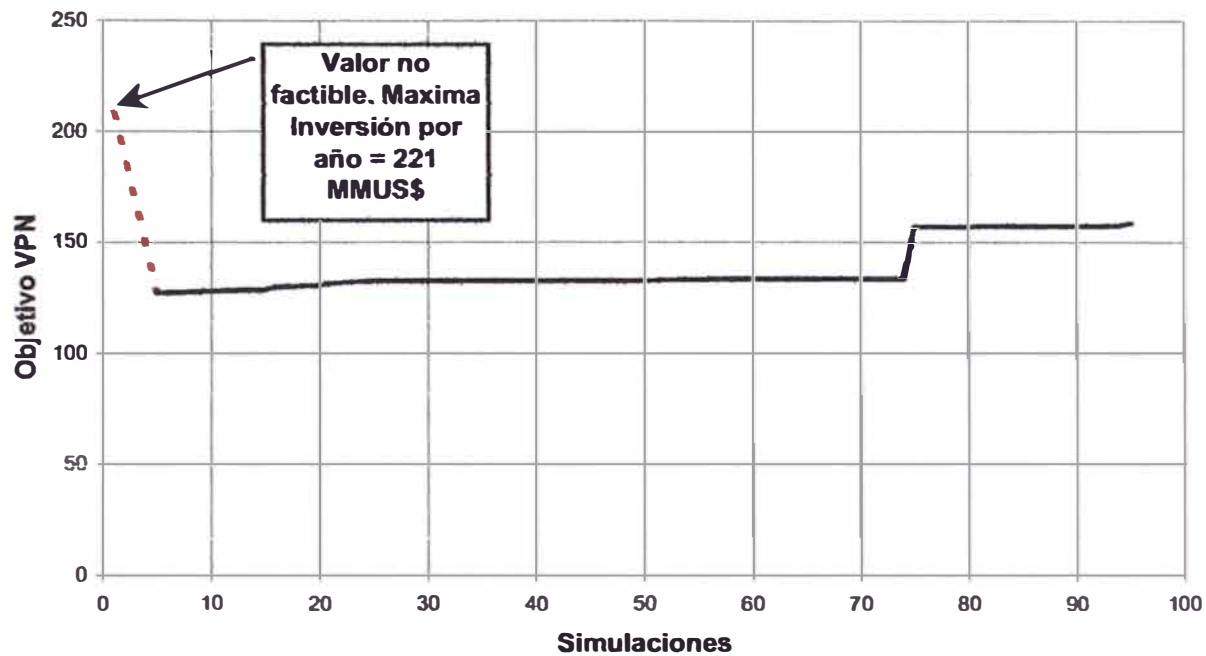


Figura 7

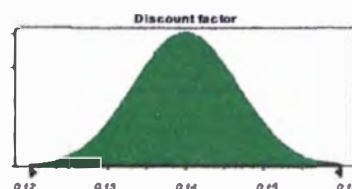
**Tabla 1. Assumptions**

**Assumption: Discount factor**

**Cell: B10**

Normal distribution with parameters:  
 10% - tile 0.13  
 90% - tile 0.15

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
 Mean value in simulation was 0.14

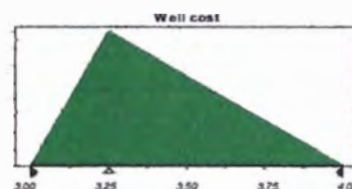


**Assumption: Well cost**

**Cell: B11**

Triangular distribution with parameters:  
 Minimum 3.00  
 Likeliest 3.25  
 Maximum 4.00

Selected range is from 3.00 to 4.00  
 Mean value in simulation was 3.41

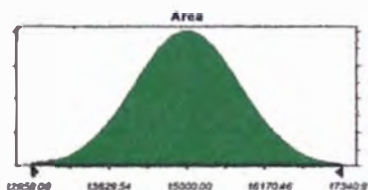


**Assumption: Area**

**Cell: B26**

Normal distribution with parameters:  
 10% - tile 14000.00  
 90% - tile 16000.00

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
 Mean value in simulation was 14977.93

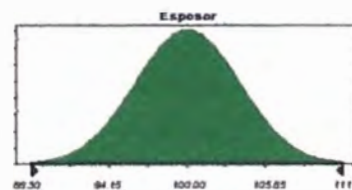


**Assumption: Espesor**

**Cell: B27**

Normal distribution with parameters:  
 10% - tile 95.00  
 90% - tile 105.00

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
 Mean value in simulation was 100.10

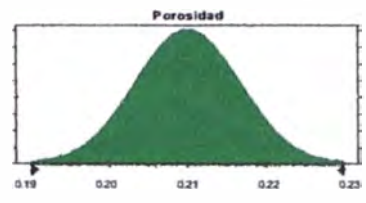


**Assumption: Porosidad**

Cell: B28

Normal distribution with parameters:  
10% - tile 0.20  
90% - tile 0.22

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
Mean value in simulation was 0.21

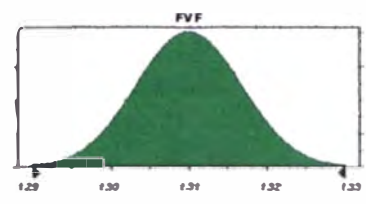


**Assumption: FVF**

Cell: B29

Normal distribution with parameters:  
10% - tile 1.30  
90% - tile 1.32

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
Mean value in simulation was 1.31

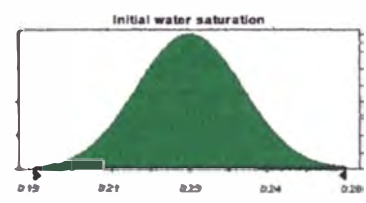


**Assumption: Initial water saturation**

Cell: B16

Normal distribution with parameters:  
10% - tile 0.21  
90% - tile 0.24

Selected range is from -Infinity to +Infinity  
Mean value in simulation was 0.22



**Assumption: Indice de productividad inicial**

Cell: B18

Lognormal distribution with parameters:  
10% - tile 0.00057  
90% - tile 0.00073

Selected range is from 0.00000 to +Infinity  
Mean value in simulation was 0.00065



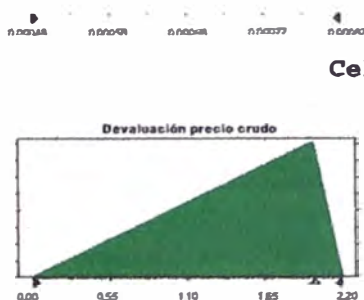
**Assumption: Devaluación precio crudo**

Cell: B21

Triangular distribution with parameters:

Minimum	0.00
Likeliest	2.00
Maximum	2.20

Selected range is from 0.00 to 2.20  
Mean value in simulation was 1.40



End of Assumptions

**Tabla 2. Decision Variables**

**Decision Variable: Wells to drill** **Cell: B8**

Variable bounds:  
Lower 2  
Upper 300  
Step 1

**Decision Variable: Facility size** **Cell: B12**

Variable bounds:  
Lower 25  
Upper 350  
Step 25

**Decision Variable: Factor completaci3n** **Cell: B19**

Variable bounds:  
Lower 0.8  
Upper 4  
Step 1.6

**Decision Variable: Caudal de abandono** **Cell: B15**

Variable bounds:  
Lower 10  
Upper 510  
Step 25

End of Decision Variables

### Crystal Ball Report

Simulation started on 30/12/02 at 8:53:58

Simulation stopped on 30/12/02 at 8:54:14

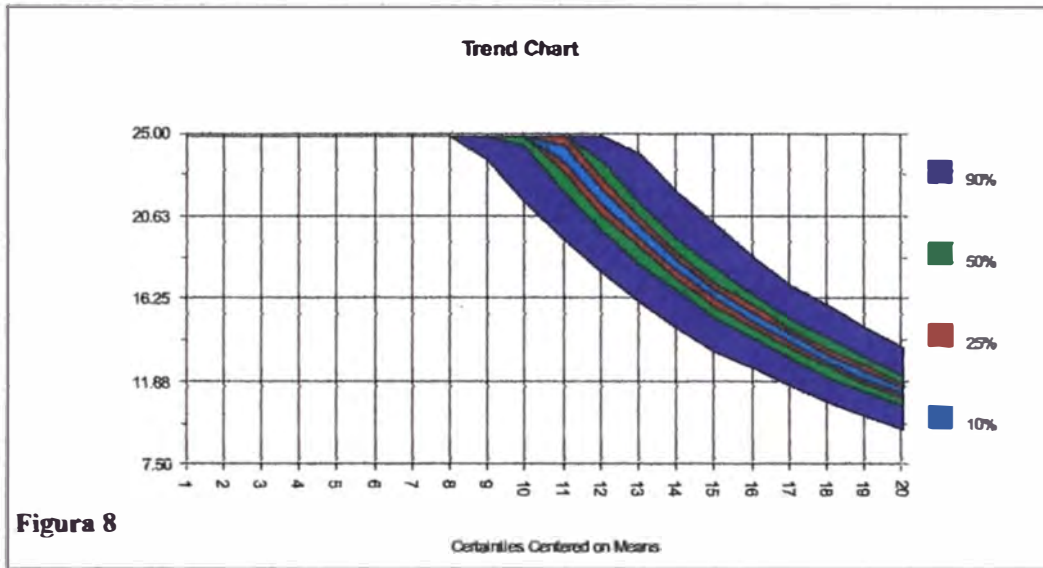
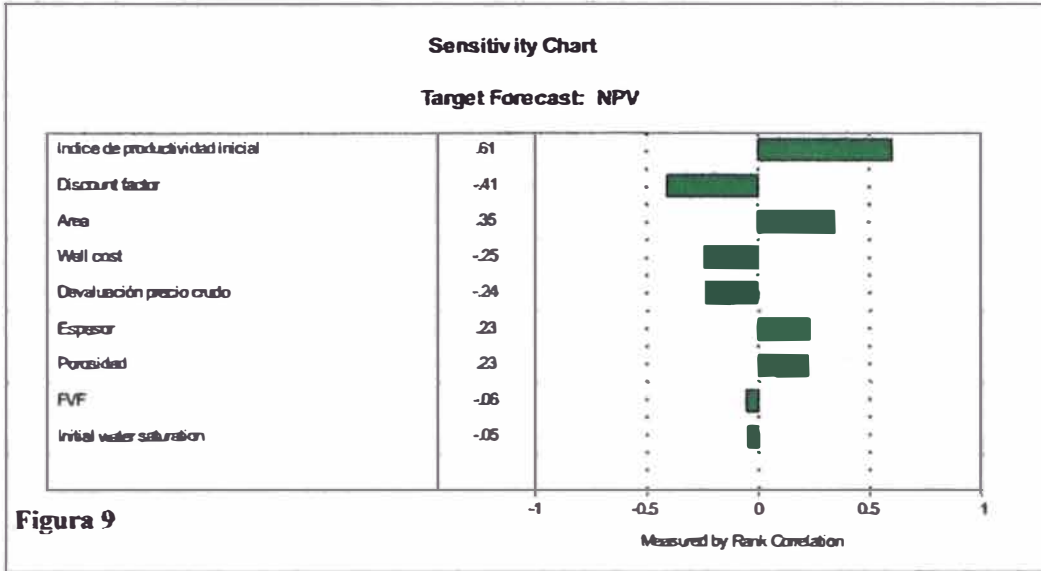


Figura 8



**Figura 9**



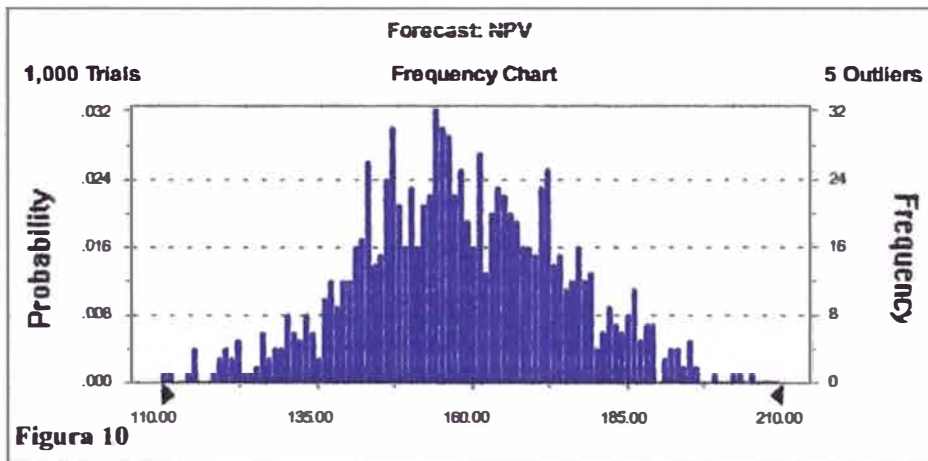
Forecast: NPV

Cell: B45

Summary:

Display Range is from 110.00 to 210.00  
Entire Range is from 99.43 to 205.55  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.54

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	158.00
Median	157.38
Mode	---
Standard Deviation	16.95
Variance	287.41
Skewness	-0.13
Kurtosis	3.08
Coeff. of Variability	0.11
Range Minimum	99.43
Range Maximum	205.55
Range Width	106.12
Mean Std. Error	0.54



Forecast: NPV (cont'd)

Cell: B45

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	99.43
10%	137.28
20%	144.16
30%	148.74
40%	153.84
50%	157.38
60%	161.95
70%	167.10
80%	172.48
90%	179.48
100%	205.55

End of Forecast

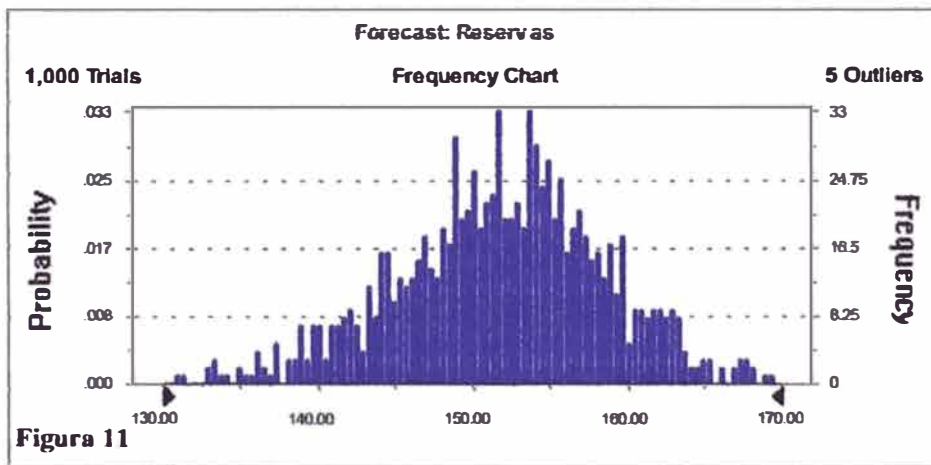
**Forecast: Reservas**

**Cell: B41**

**Summary:**

Display Range is from 130.00 to 170.00  
Entire Range is from 128.46 to 172.55  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.22

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	151.90
Median	152.17
Mode	---
Standard Deviation	6.84
Variance	46.75
Skewness	-0.23
Kurtosis	3.17
Coeff. of Variability	0.05
Range Minimum	128.46
Range Maximum	172.55
Range Width	44.09
Mean Std. Error	0.22



Forecast: Reservas (cont'd)

Cell: B41

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	128.46
10%	143.02
20%	146.34
30%	148.84
40%	150.43
50%	152.17
60%	153.95
70%	155.36
80%	157.42
90%	160.39
100%	172.55

End of Forecast

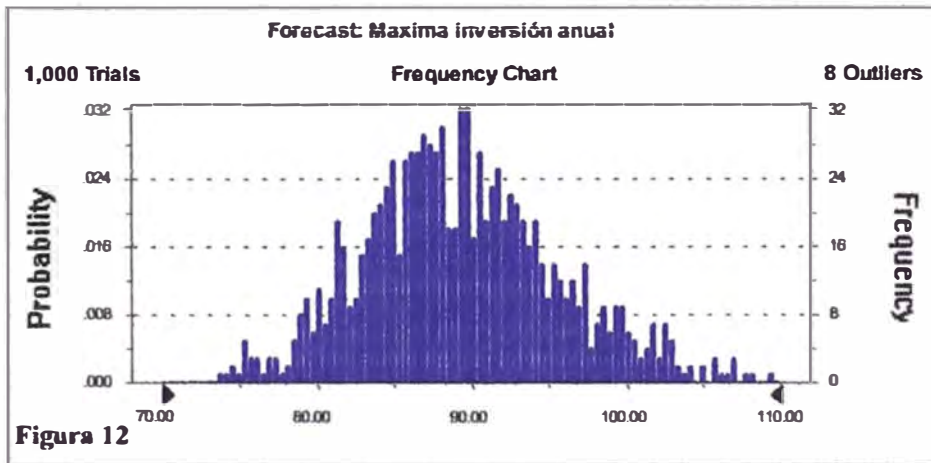
Forecast: Maxima inversión anual

Cell: B43

Summary:

Display Range is from 70.00 to 110.00  
Entire Range is from 73.85 to 118.63  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.21

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	89.58
Median	89.16
Mode	---
Standard Deviation	6.64
Variance	44.11
Skewness	0.61
Kurtosis	3.99
Coeff. of Variability	0.07
Range Minimum	73.85
Range Maximum	118.63
Range Width	44.78
Mean Std. Error	0.21



Forecast: Maxima inversión anual (cont'd)

Cell: B43

Percentiles:

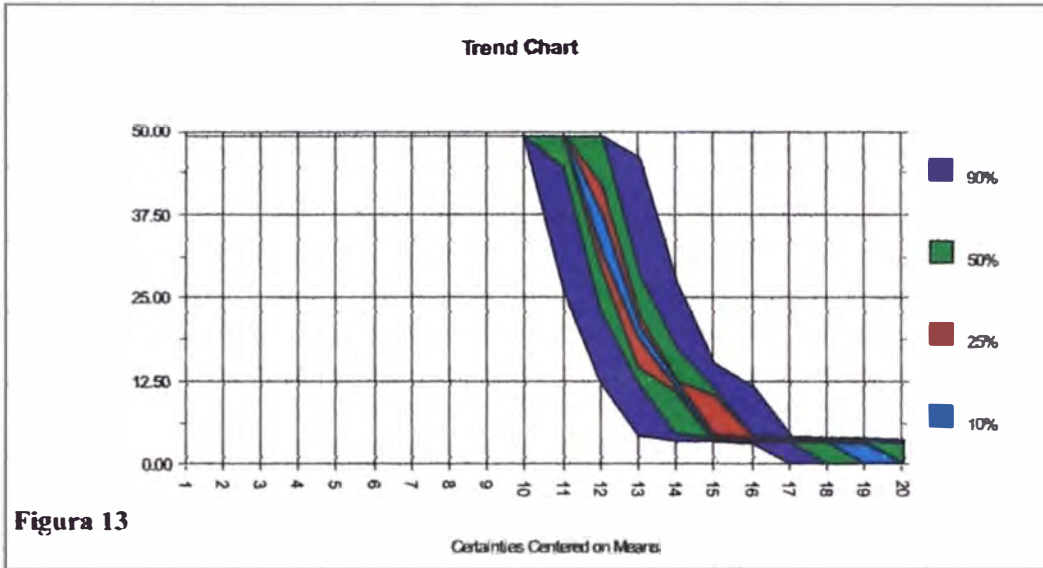
<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	73.85
10%	81.50
20%	84.18
30%	85.99
40%	87.41
50%	89.16
60%	90.63
70%	92.47
80%	94.50
90%	98.27
100%	118.63

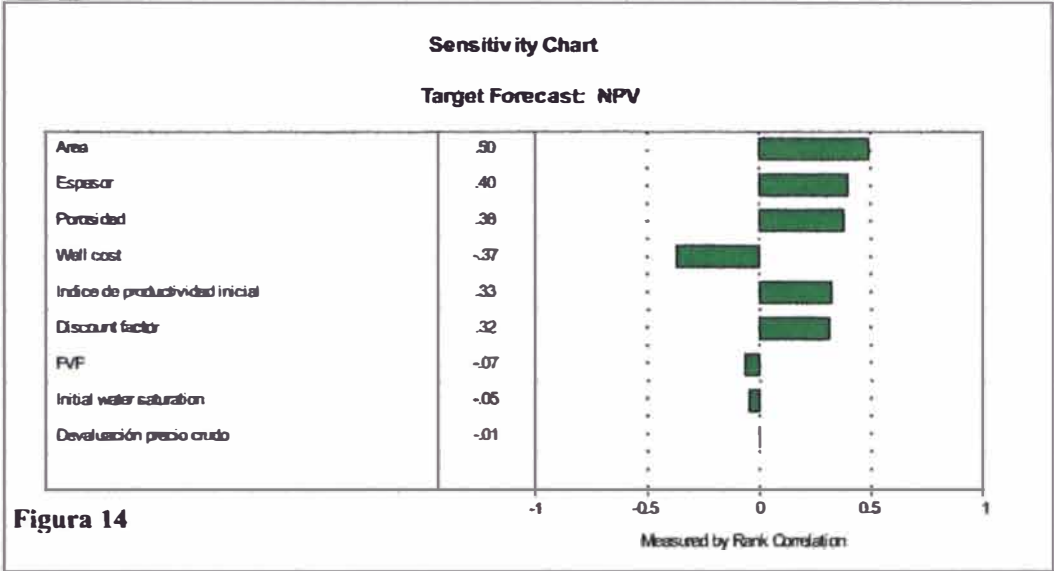
End of Forecast

### Crystal Ball Report

Simulation started on 30/12/02 at 9:04:10

Simulation stopped on 30/12/02 at 9:04:29





**Figura 14**



Forecast: NPV

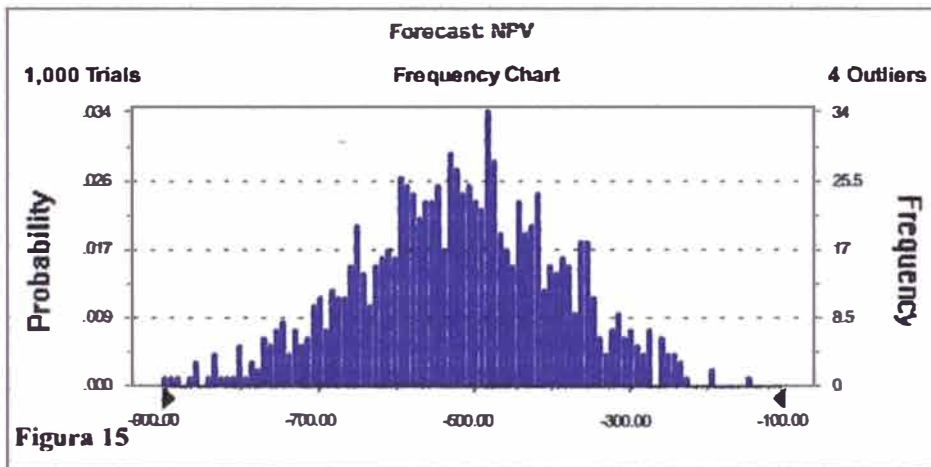
Cell: B45

Summary:

Display Range is from -900.00 to -100.00  
Entire Range is from -992.49 to -71.93  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 4.16

Statistics:

	<u>Value</u>
Trials	1000
Mean	-519.12
Median	-516.77
Mode	---
Standard Deviation	131.44
Variance	17277.71
Skewness	-0.17
Kurtosis	3.06
Coeff. of Variability	-0.25
Range Minimum	-992.49
Range Maximum	-71.93
Range Width	920.56
Mean Std. Error	4.16



Forecast: NPV (cont'd)

Cell: B45

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	-992.49
10%	-687.94
20%	-627.34
30%	-584.55
40%	-549.01
50%	-516.77
60%	-482.59
70%	-449.65
80%	-409.43
90%	-353.07
100%	-71.93

End of Forecast

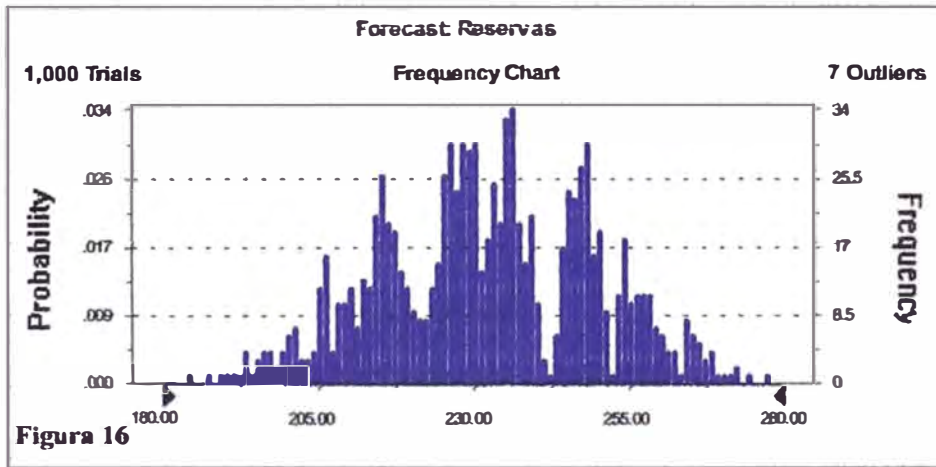
**Forecast: Reservas**

Cell: B41

**Summary:**

Display Range is from 180.00 to 280.00  
Entire Range is from 170.73 to 294.79  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.56

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	232.35
Median	232.08
Mode	---
Standard Deviation	17.67
Variance	312.24
Skewness	-0.03
Kurtosis	2.86
Coeff. of Variability	0.08
Range Minimum	170.73
Range Maximum	294.79
Range Width	124.06
Mean Std. Error	0.56



Forecast: Reservas (cont'd)

Cell: B41

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	170.73
10%	209.53
20%	216.07
30%	224.03
40%	228.28
50%	232.08
60%	236.09
70%	243.53
80%	248.11
90%	255.04
100%	294.79

End of Forecast

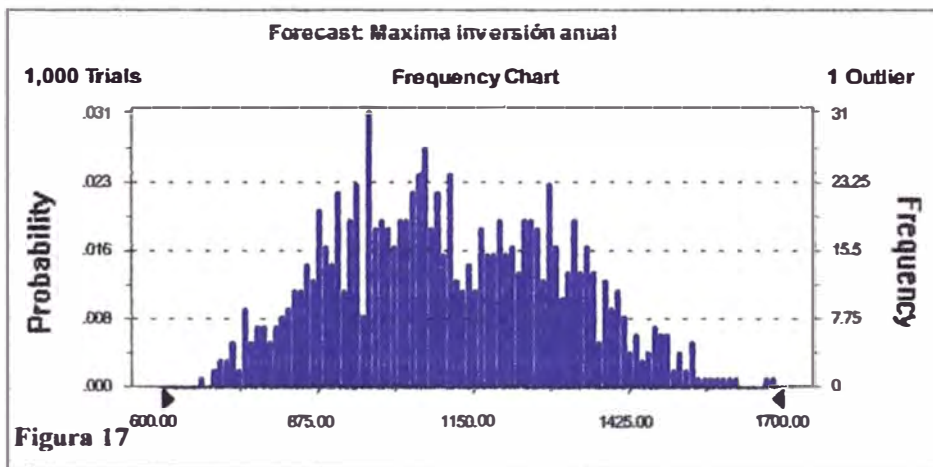
**Forecast: Maxima inversión anual**

**Cell: B43**

**Summary:**

Display Range is from 600.00 to 1700.00  
Entire Range is from 675.10 to 1737.86  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 6.34

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	1110.56
Median	1091.05
Mode	---
Standard Deviation	200.39
Variance	40155.23
Skewness	0.20
Kurtosis	2.38
Coeff. of Variability	0.18
Range Minimum	675.10
Range Maximum	1737.86
Range Width	1062.76
Mean Std. Error	6.34



Forecast: Maxima inversión anual (cont'd)

Cell: B43

Percentiles:

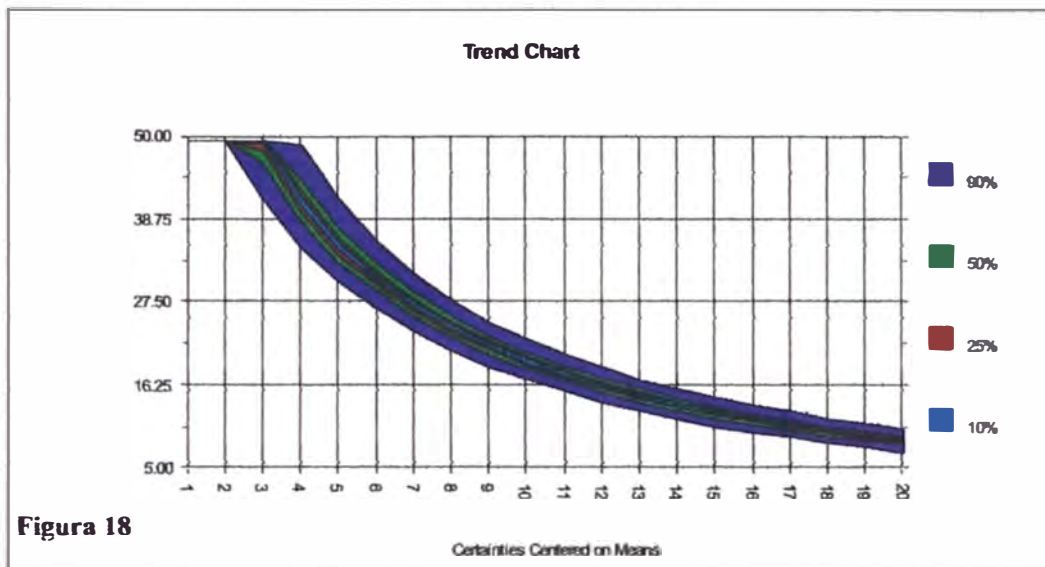
<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	675.10
10%	856.10
20%	925.35
30%	983.83
40%	1045.08
50%	1091.05
60%	1163.56
70%	1231.88
80%	1294.78
90%	1375.23
100%	1737.86

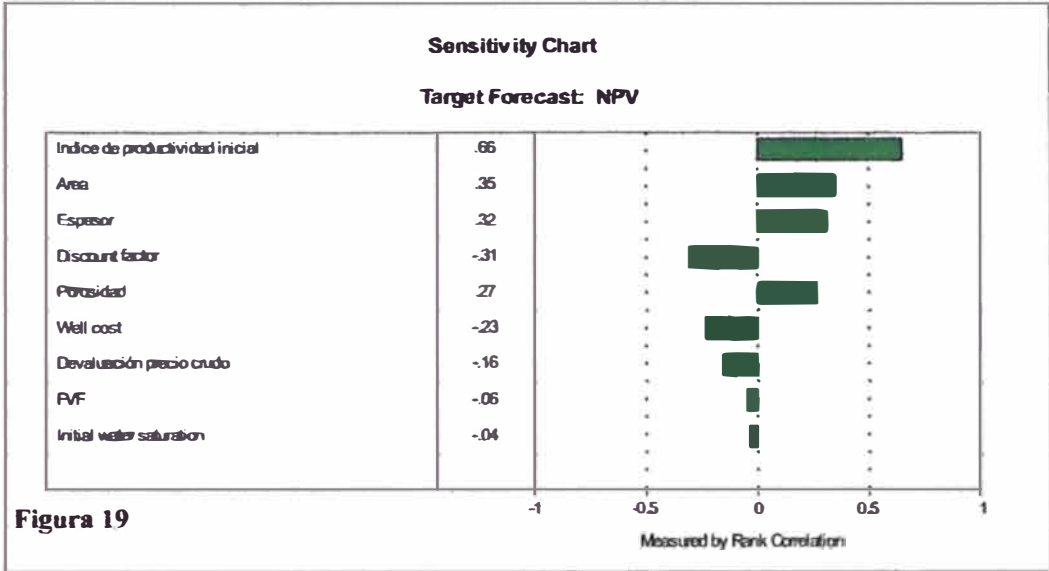
End of Forecast

### Crystal Ball Report

Simulation started on 30/12/02 at 8:30:53

Simulation stopped on 30/12/02 at 8:31:09





**Figura 19**



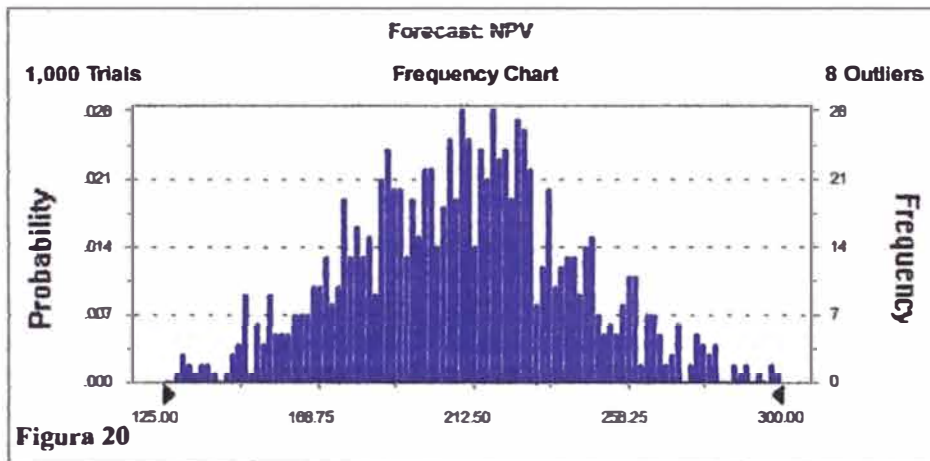
Forecast: NPV

Cell: B45

Summary:

Display Range is from 125.00 to 300.00  
Entire Range is from 111.54 to 319.48  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 1.02

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	209.86
Median	210.18
Mode	---
Standard Deviation	32.41
Variance	1050.62
Skewness	0.06
Kurtosis	3.05
Coeff. of Variability	0.15
Range Minimum	111.54
Range Maximum	319.48
Range Width	207.94
Mean Std. Error	1.02



Forecast: NPV (cont'd)

Cell: B45

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	111.54
10%	168.45
20%	182.57
30%	192.39
40%	201.88
50%	210.18
60%	218.25
70%	225.64
80%	235.28
90%	251.99
100%	319.48

End of Forecast

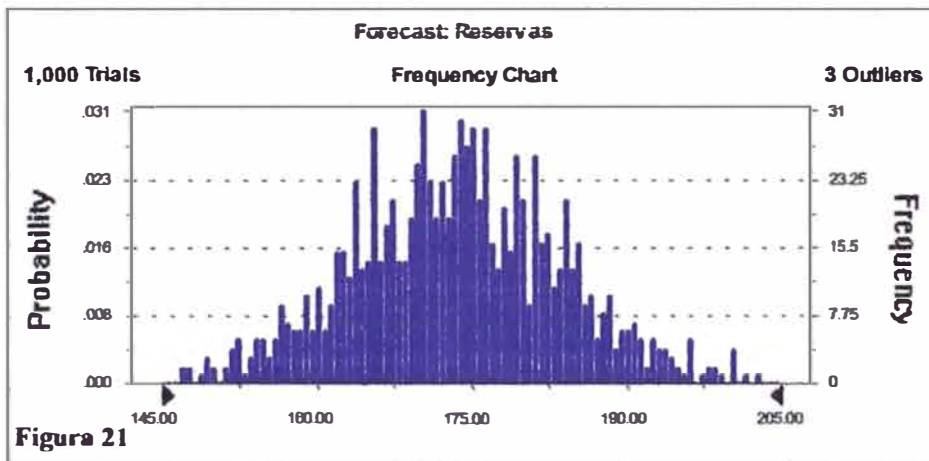
**Forecast: Reservas**

**Cell: B41**

**Summary:**

Display Range is from 145.00 to 205.00  
Entire Range is from 146.90 to 213.99  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.32

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	173.77
Median	173.79
Mode	----
Standard Deviation	10.22
Variance	104.54
Skewness	0.14
Kurtosis	3.08
Coeff. of Variability	0.06
Range Minimum	146.90
Range Maximum	213.99
Range Width	67.10
Mean Std. Error	0.32



**Figura 21**

Forecast: Reservas (cont'd)

Cell: B41

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	146.90
10%	160.77
20%	165.26
30%	168.24
40%	170.98
50%	173.79
60%	176.03
70%	179.18
80%	182.25
90%	186.52
100%	213.99

End of Forecast

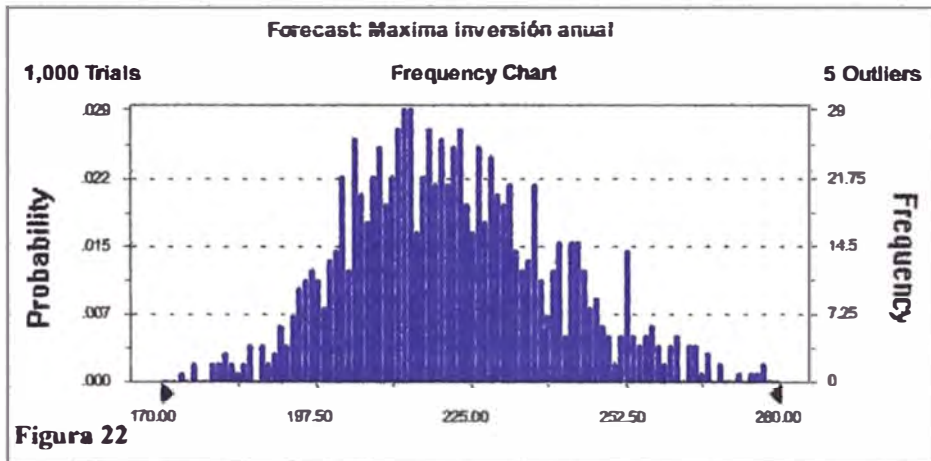
**Forecast: Maxima inversión anual**

**Cell: B43**

**Summary:**

Display Range is from 170.00 to 280.00  
Entire Range is from 161.04 to 300.19  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.59

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	221.85
Median	220.39
Mode	---
Standard Deviation	18.76
Variance	351.93
Skewness	0.37
Kurtosis	3.27
Coeff. of Variability	0.08
Range Minimum	161.04
Range Maximum	300.19
Range Width	139.15
Mean Std. Error	0.59



Forecast: Maxima inversión anual (cont'd)

Cell: B43

Percentiles:

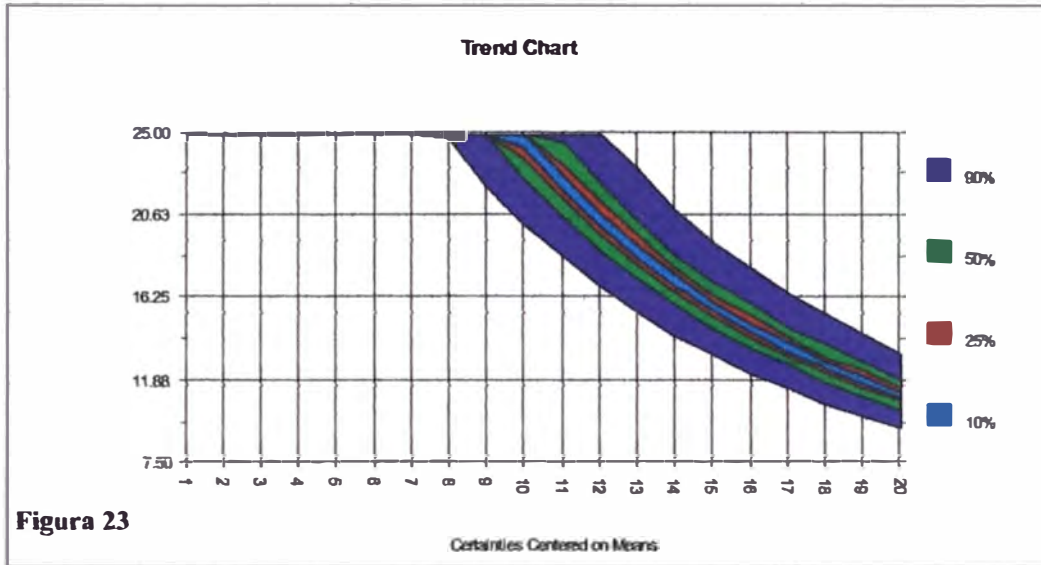
<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	161.04
10%	199.79
20%	205.84
30%	211.34
40%	215.45
50%	220.39
60%	224.92
70%	230.43
80%	236.96
90%	246.59
100%	300.19

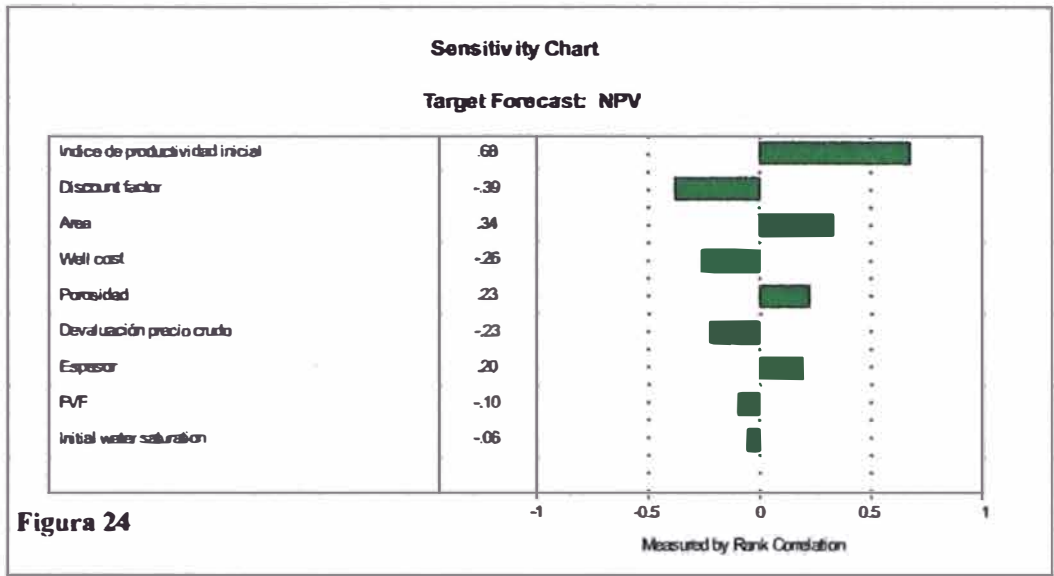
End of Forecast

### Crystal Ball Report

Simulation started on 30/12/02 at 8:43:54

Simulation stopped on 30/12/02 at 8:44:11





**Figura 24**



Forecast: NPV

Cell: B45

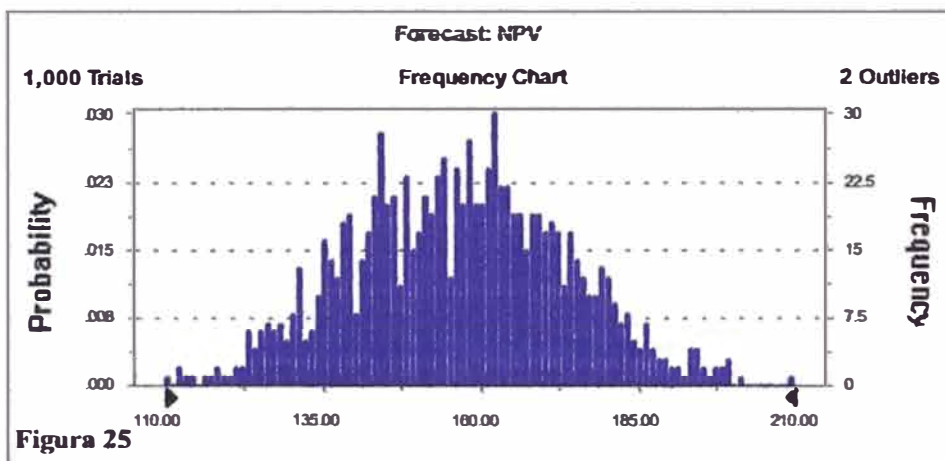
Summary:

Display Range is from 110.00 to 210.00

Entire Range is from 99.28 to 209.38

After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.54

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	156.70
Median	157.02
Mode	---
Standard Deviation	17.11
Variance	292.71
Skewness	-0.01
Kurtosis	2.78
Coeff. of Variability	0.11
Range Minimum	99.28
Range Maximum	209.38
Range Width	110.10
Mean Std. Error	0.54



Forecast: NPV (cont'd)

Cell: B45

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	99.28
10%	134.99
20%	141.72
30%	146.53
40%	152.28
50%	157.02
60%	161.49
70%	165.86
80%	171.38
90%	178.97
100%	209.38

End of Forecast

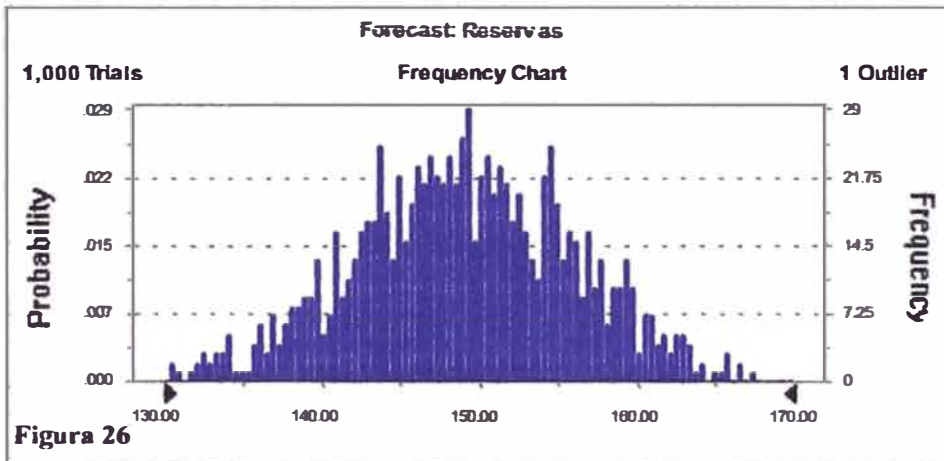
**Forecast: Reservas**

**Cell: B41**

**Summary:**

Display Range is from 130.00 to 170.00  
Entire Range is from 124.35 to 167.41  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.22

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	149.09
Median	149.07
Mode	---
Standard Deviation	6.93
Variance	48.05
Skewness	-0.08
Kurtosis	2.77
Coeff. of Variability	0.05
Range Minimum	124.35
Range Maximum	167.41
Range Width	43.06
Mean Std. Error	0.22



**Figura 26**

Forecast: Reservas (cont'd)

Cell: B41

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	124.35
10%	139.96
20%	143.28
30%	145.43
40%	147.30
50%	149.07
60%	150.80
70%	152.82
80%	155.09
90%	158.31
100%	167.41

End of Forecast

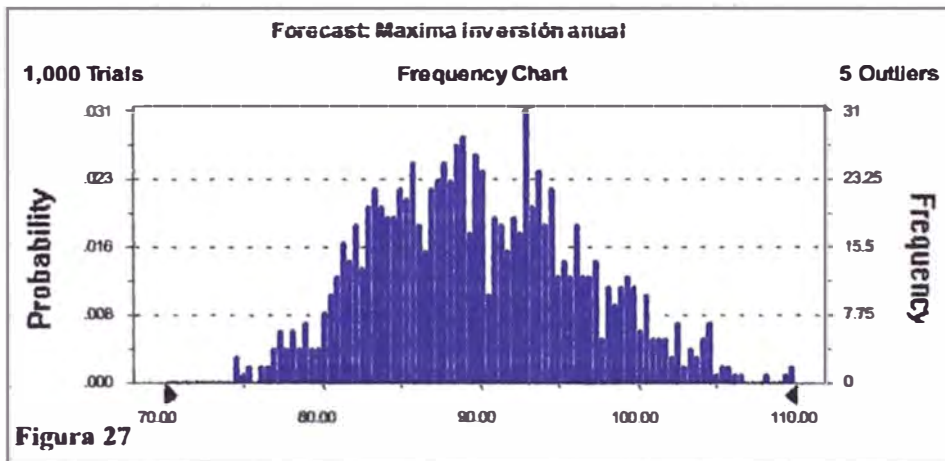
**Forecast: Maxima inversión anual**

**Cell: B43**

**Summary:**

Display Range is from 70.00 to 110.00  
Entire Range is from 74.45 to 121.27  
After 1,000 Trials, the Std. Error of the Mean is 0.22

Statistics:	Value
Trials	1000
Mean	90.07
Median	89.50
Mode	---
Standard Deviation	6.84
Variance	46.77
Skewness	0.47
Kurtosis	3.43
Coeff. of Variability	0.08
Range Minimum	74.45
Range Maximum	121.27
Range Width	46.82
Mean Std. Error	0.22



Forecast: Maxima inversión anual (cont'd)

Cell: B43

Percentiles:

<u>Percentile</u>	<u>Value</u>
0%	74.45
10%	81.78
20%	83.98
30%	85.90
40%	87.86
50%	89.50
60%	91.54
70%	93.45
80%	95.71
90%	99.22
100%	121.27

End of Forecast

**Tabla 3. Indicadores Economicos**

Year	Annualized Rate (mbd)	Annual Production (mmb)	Ventas Oil (mmUS\$)	Cumulative Oil (mmb)	Activos	Actividad	Inversion Pozos
1	25.00	9.13	136.88	9.13	7.97	7.97	52.29
2	25.00	9.13	136.23	18.25	11.12	3.16	20.73
3	25.00	9.13	135.59	27.38	13.59	2.46	16.15
4	25.00	9.13	134.95	36.50	15.72	2.13	14.01
5	25.00	9.13	134.31	45.63	16.98	1.26	8.29
6	25.00	9.13	133.67	54.75	20.01	3.03	19.87
7	25.00	9.13	133.02	63.88	21.83	1.83	11.98
8	25.00	9.13	132.38	73.00	23.92	2.09	13.69
9	25.00	9.13	131.74	82.13	26.32	2.40	15.74
10	25.00	9.13	131.10	91.25	29.09	2.77	18.21
11	23.30	8.50	121.57	99.75	30.00	0.91	5.96
12	20.97	7.65	108.89	107.41	30.00	0.00	0.00
13	18.83	6.87	97.29	114.28	30.00	0.00	0.00
14	16.86	6.15	86.69	120.44	30.00	0.00	0.00
15	16.86	6.15	86.26	126.59	30.00	0.00	0.00
16	15.05	5.50	76.63	132.09	30.00	0.00	0.00
17	13.39	4.89	67.83	136.97	30.00	0.00	0.00
18	13.39	4.89	67.48	141.86	30.00	0.00	0.00
19	11.86	4.33	59.47	146.19	30.00	0.00	0.00
20	11.86	4.33	59.17	150.52	30.00	0.00	0.00

Tabla 3. Indicado.

Year	Inversión Total	Gastos fijos	Gastos Variables	Amortización Depreciación	Flujo Caja antes Impuesto	Impuestos	Flujo Caja Despues de Impu
1	88.54	20.00	31.36	17.71	67.81	30.51	-33.54
2	20.73	20.00	32.94	21.85	61.44	27.65	34.92
3	16.15	20.00	34.17	25.08	56.34	25.35	39.92
4	14.01	20.00	35.23	27.89	51.83	23.32	42.38
5	8.29	20.00	35.87	29.54	48.90	22.00	48.15
6	19.87	20.00	37.38	15.81	60.48	27.21	29.20
7	11.98	20.00	38.29	14.06	60.67	27.30	35.45
8	13.69	20.00	39.34	13.57	59.48	26.76	32.59
9	15.74	20.00	40.53	13.91	57.29	25.78	29.69
10	18.21	20.00	41.92	15.90	53.28	23.97	26.99
11	5.96	20.00	40.51	13.12	47.94	21.58	33.53
12	0.00	20.00	37.96	10.72	40.21	18.10	32.84
13	0.00	20.00	35.62	7.98	33.69	15.16	26.51
14	0.00	20.00	33.46	4.83	28.39	12.78	20.45
15	0.00	20.00	33.46	1.19	31.60	14.22	18.57
16	0.00	20.00	31.49	0.00	25.14	11.31	13.83
17	0.00	20.00	29.67	0.00	18.16	8.17	9.99
18	0.00	20.00	29.67	0.00	17.82	8.02	9.80
19	0.00	20.00	27.99	0.00	11.48	5.17	6.32
20	0.00	20.00	27.99	0.00	11.18	5.03	6.15