

## ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO IN SITU (OIL INITIALLY IN PLACE - OIIP) MEDIANTE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

### Introducción

La estimación de la cantidad de petróleo in situ (Oil Initially In Place - OIIP) es una de las primeras que se realizan durante la exploración y explotación de un reservorio de petróleo. Ésta estimación se calcula mediante variables que pueden ser medidas o inferidas:

- Volumen de roca del reservorio ( $V$ ): Es el volumen de roca impregnada con hidrocarburos.  $V = \text{Área del reservorio} \times \text{Espesor del reservorio}$ .
- Porosidad ( $\phi$ ): Es la proporción del volumen de roca que puede estar ocupada por hidrocarburos y agua. El producto  $V \cdot \phi$  es el volumen poral del reservorio.
- Saturación de agua ( $S_{wc}$ ): Es la fracción del volumen poral ocupada por agua. La fracción del volumen poral ocupada por hidrocarburos es  $(1 - S_{wc})$ .

El volumen de hidrocarburos contenido en el reservorio y medido en las condiciones del reservorio (alta presión y alta temperatura) es:  $V \cdot \phi \cdot (1 - S_{wc})$ . En condiciones de superficie, el volumen de petróleo disminuye, pues el gas disuelto se libera y se separa del petróleo líquido.

- Factor de volumen de petróleo ( $B_{oi}$ ): tiene unidades de  $m^3$  en reservorio /  $m^3$  en condiciones estándares. Es mayor que la unidad. Permite convertir el volumen de hidrocarburos en condiciones de reservorio a condiciones de superficie.
- Densidad del petróleo en superficie ( $\delta$ ): para transformar el volumen calculado a unidades de masa.

En definitiva el OIIP en unidades de masa se calcula como:

$$OIIP = \frac{V \cdot \phi \cdot (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \cdot \delta$$

El petróleo recuperable es una fracción del petróleo in situ (OIIP). La cantidad recuperable dividida por la cantidad de petróleo total in situ es el Factor de Recuperación ( $FR$ ).

### Datos del caso

Se estimará mediante Simulación de Monte Carlo la cantidad de petróleo in situ (OIIP) de un reservorio sin casquete gasífero. Los datos disponibles se resumen en la siguiente tabla:

	AREA	ESPESOR	POROSIDAD	SATURACIÓN DE PETRÓLEO	DENSIDAD	FACTOR DE VOLUMEN
unidad	$m^2$	$m$	ratio	ratio	$ton/m^3$	$m^3/m^3$
distribución	triangular	triangular	triangular	triangular	triangular	uniforme
MIN	1.500.000	8	0.05	0.50	0.50	1.18
MAX	3.500.000	30	0.35	0.88	0.95	1.22
MODA	2.500.000	15	0.22	0.75	0.85	-

## Script del modelo de simulación en “R”

```
#-----  
# Oil Initially In Place  
# Monte Carlo simulation for estimating geologic oil reserves...  
# KOSOVA Robert, SHEHU Valentina, NAÇO Adrian,  
# XHAFAJ Evgjani, STANA Alma, YMERI Agim  
#-----  
# Requiere cargar el paquete triangle: triangle_0.12.tar.gz  
library(triangle)  
#-----  
#  
N=10000  
#  
# Oilfield area (m2)  
Area<-rtriangle(N,1500000, 3500000, 2500000)  
#  
# Thickness (m)  
Thickness<-rtriangle(N,8,30,15)  
#  
# Porosity ratio (fraction)  
Porosity<-rtriangle(N,0.05,0.35,0.22)  
#  
# Oil Saturation (fraction)  
OilSaturation<-rtriangle(N,0.5,0.88,0.75)  
#  
# Density of oil (ton/m3)  
OilDensity<-rtriangle(N,0.5,0.95,0.85)  
#  
# Formation Volume Factor (m3 reservoir/m3 std conditions)  
Boil<-runif(N,1.18,1.22)  
#  
# Oil Initially In Place  
OIIP<-Area*Thickness*Porosity*OilSaturation*OilDensity/Boil  
#-----  
# OIIP (ton)  
summary(OIIP)  
#-----  
# Intervalo de Confianza 95% para la media  
SD=sd(OIIP)  
T=qt(p=0.975, df=N-1)  
OIIP_MAX=mean(OIIP)+T*SD/sqrt(N)  
OIIP_MIN=mean(OIIP)-T*SD/sqrt(N)  
mean(OIIP)  
OIIP_MAX  
OIIP_MIN  
#-----  
# Proven reserves P90 (ton)  
quantile(OIIP,p=0.1)  
# Proven and Possible Reserves (P50) (ton)  
quantile(OIIP,p=0.5)  
# Proven, Possible and Probable Reserves (P10) (ton)  
quantile(OIIP,p=0.9)  
#  
par(mfrow=c(2,1))  
hist(OIIP)  
plot(ecdf(OIIP))  
#-----
```

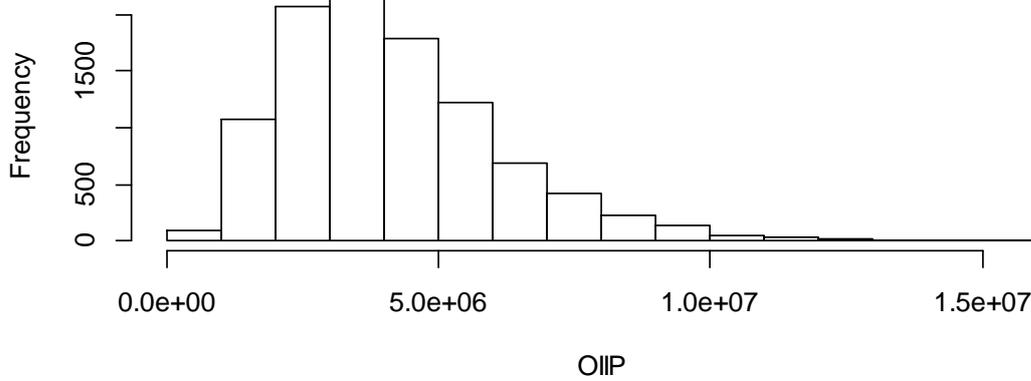
## Resultados

Se realizaron 10 000 iteraciones para la variable aleatoria petróleo in situ (OIIP). El valor medio de la variable es 4.13 millones de toneladas. El intervalo de confianza (95%) para esta variable, es 4.09-4.17 millones de toneladas.

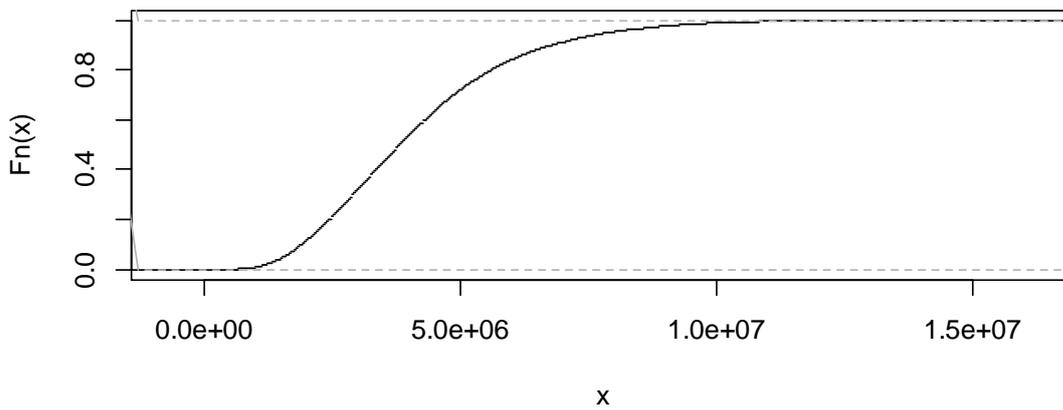
El modelo permite también obtener la cantidad de petróleo in situ que se alcanzará con 90% de certeza  $P90=1.90$  millones de toneladas; con 50% de certeza  $P50= 3.8$  millones de toneladas; y con 10% de certeza  $P10=6.79$  millones de toneladas.

Los gráficos que siguen son la distribución de frecuencias de la variable OIIP y su acumulada.

### Histogram of OIIP



### ecdf(OIIP)



## **Bibliografia**

**BIDNER, Mirtha Susana.** Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. EUDEBA (2007).

**KOSOVA Robert, SHEHU Valentina, NAÇO Adrian, XHAFAJ Evgjani, STANA Alma, YMERI Agim.** Monte Carlo Simulation for estimating geologic oil reserves. A Case study from KUÇOVA oilfield in Albania. Muzeul Olteniei Craiova. *Oltenia. Studii și comunicări. Științele Naturii*. Tom. 31, No. 2/2015

**NEWENDORP, Paul D.** Decision Analysis for Petroleum Exploration. Planning Press (1996).