

Cálculo del volumen de producción que maximice las utilidades de una empresa productora de petróleo en un reservorio en fase de declinación

Daniel Aranda Kawasaki
Pontificia Universidad Católica del Perú
Lima-Perú
daranda@sonatrach.com.pe

Walter Silva Sotillo
Pontificia Universidad Católica del Perú
Lima-Perú
walter.silva@pucp.edu.pe

Wilmer Atoche Díaz
Pontificia Universidad Católica del Perú
Lima-Perú
watoche@pucp.edu.pe

Resumen

Esta investigación tiene como objetivo presentar una metodología para el planeamiento de la producción de una empresa petrolera que cuente con un reservorio cuya tasa de producción se encuentre en la Fase de Declinación. El objetivo es de obtener tres simulaciones de precios con diferentes tendencias. Cada simulación de precios según su tendencia, sugiere un determinado volumen de producción y un determinado nivel de utilidades, las mismas que fueron calculadas en base a un modelo de costos de una empresa petrolera representativa en Perú. Al comparar, según la tendencia real, las utilidades resultantes de utilizar la metodología propuesta con precios simulados contra las utilidades que se deben obtener al utilizar los precios reales del petróleo durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre del 2009, se obtuvo una diferencia total de US\$ 3, 888 (aproximadamente 0.01% de la utilidad real). Por otro lado, al comparar la utilidad resultante de una tendencia diferente a la que se dio en realidad contra la utilidad resultante al utilizar los precios reales del petróleo en los meses de Julio, Agosto y Septiembre, se obtuvo que la utilidad dejada de percibir no sería mayor al 0.22% con respecto a la utilidad al usar los precios reales.

Palabras clave: Maximización, Petróleo, Reservorio

Abstract

This research aims to present a methodology for planning the production of an oil company that has a reservoir whose production rate is in the Decline Phase. The objective is to obtain three simulations with different price trends. Each simulation of prices according to their tendency, suggests a certain volume of production and a certain level of profits, which were calculated based on a cost model of a representative petroleum company in Peru. By comparison, according to the real trend, profits resulting from the proposed methodology using simulated prices against earnings to be obtained by using real oil prices during the months of July, August and September 2009, we obtained a difference of U.S. total \$ 3, 888 (approximately 0.01% of the real value). On the other hand, comparing the utility from a different trend which was actually against the resulting profit using real oil prices in the months of July, August and September, it was found that the utility left to perceive not would be greater than 0.22% over the value of using real prices.

Keywords: Maximization, Oil, Reservoir

INTRODUCCIÓN

El Sector Hidrocarburos es de suma importancia para los países a nivel mundial pues constituye la fuente de energía más importante y fácil de obtener que tiene la humanidad. La importancia de este sector viene dada principalmente por el tratamiento del petróleo, del cual, luego de ser debidamente procesado, se obtienen los diferentes derivados que se utilizan en la industria y en la vida cotidiana tal como el gas licuado de petróleo (GLP), las gasolinas, el diesel, residuales, etc.

Dada la importancia de este sector y los grandes montos de dinero que se manejan en el mismo (montos en millones), esta investigación busca aportar un método que presente tres escenarios económicos diferentes para luego elegir uno de ellos, con la finalidad de planear, en el corto plazo, la producción de una empresa petrolera que tenga un reservorio en Fase de Declinación, buscando de esta manera maximizar sus utilidades.

DESCRIPCIÓN DE LA SITUACION ACTUAL

El petróleo crudo, cuyo origen es considerado orgánico, es un líquido mineral no metálico que constituye una mezcla de compuestos denominados hidrocarburos. Estos compuestos están constituidos por átomos de carbono e hidrógeno y a la vez por pequeñas proporciones de otros compuestos, como son el nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales que se encuentran de forma natural en depósitos de roca sedimentaria, es por esto que generalmente son encontrados con gas natural y agua (Economides, Watters y Dunn-Norman 1998: 2).

El petróleo se encuentra en trampas subterráneas estructurales y en áreas ocupadas antiguamente por lagos y ríos que formaron luego cuencas sedimentarias que funcionan como trampas al petróleo. Estas trampas están formadas por capas de roca porosa recubiertas por estratos de roca impermeable, las cuales se ubican en los pliegues anticlinales de la corteza terrestre conformando una barrera natural al escape del petróleo a la superficie (Economides, Watters y Dunn-Norman 1998: 3-4).

Es importante mencionar que el petróleo en su estado natural tiene poco uso práctico. Los hidrocarburos que lo conforman deben ser separados y procesados para obtener productos con valor agregado. El petróleo constituye la materia prima fundamental para producir una serie de derivados a través de un proceso de destilación que se lleva a cabo en las refinerías petroleras.

Por otro lado, este combustible puede ser almacenado y no cuenta con sustitutos cercanos en el corto plazo, aunque existen otros tipos de energía que en el mediano y largo plazo pueden constituirse en fuentes alternativas debido al avance de la tecnología (tales como el gas natural, la energía solar, la energía nuclear, la energía geotérmica, entre otros).

Dentro de la industria petrolera se tienen 2 segmentos bien diferenciados: el Upstream y el Downstream. Las actividades comprendidas en el segmento Upstream de la industria de hidrocarburos están relacionadas con la ubicación de nuevos yacimientos petrolíferos y la extracción del producto para transportarlo mediante oleoductos, ferrocarriles o buques tanque al mercado mundial de crudo o a las refinerías donde el petróleo es procesado industrialmente para la producción de sus derivados.

En otras palabras, el segmento Upstream comprende las actividades de exploración, explotación (fases productivas de la industria) y el transporte del petróleo hasta su entrega a las refinerías y al mercado externo.

Las actividades comprendidas en el Downstream son la refinación del petróleo en las refinerías y la Comercialización de los productos derivados del mismo a través de las plantas de venta.

Dentro de la actividad de explotación (Upstream), se observa que las fases de producción de un reservorio petrolero son: Fase de Desarrollo, Fase Estable y Fase de Declinación, según el siguiente gráfico.

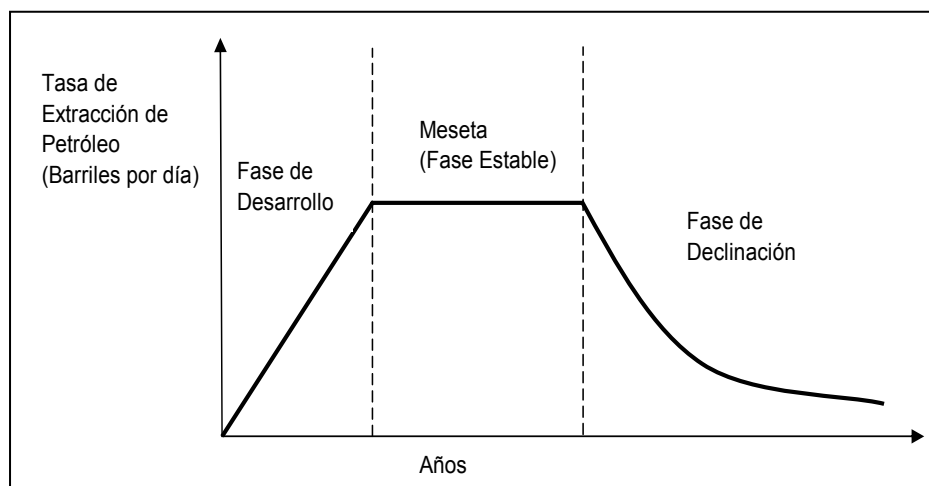


Gráfico N° 1. Fase de la Producción Física de un Reservorio Petrolero.
Fuente: OSINERG (2005).

Por otro lado, el precio internacional del petróleo (WTI¹) presenta dos tipos de tendencias: de largo plazo y de corto plazo.

- Tendencia de Largo Plazo de los precios.

Los precios del petróleo crudo a lo largo de los años no han tenido una tendencia estable, por el contrario se ven afectados por shocks muy frecuentes, muchos de los cuales son de gran magnitud y tienen efectos duraderos. En el Gráfico N° 2 puede verse la evolución del precio del crudo con frecuencia mensual para el período 1983 - 2004. Puede notarse claramente que la serie ha mostrado un comportamiento bastante volátil con períodos en los que se observa un incremento constante del precio, combinado con otros en los que el mismo presenta una caída sostenida.

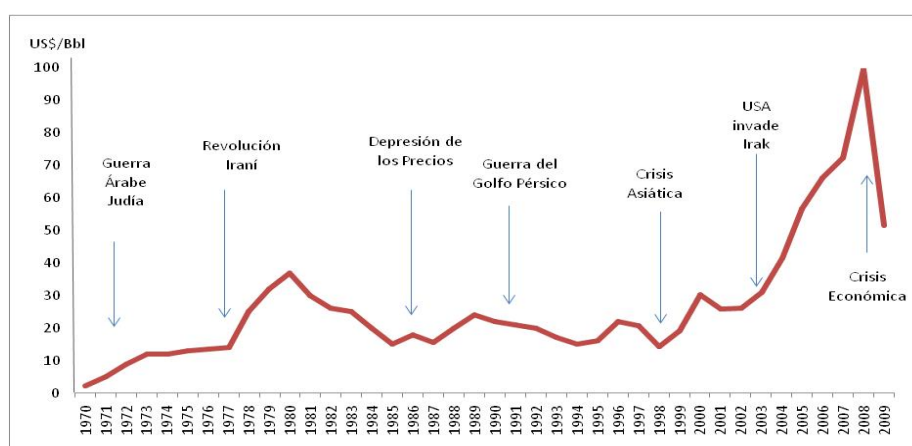


Gráfico N° 2. Conflictos Políticos y Precio Internacional del Petróleo.
Fuente: Oficina de Estudios Económicos – Osinerg (2005).

¹ “West Texas Intermediate” es el precio del petróleo producido en Texas y que sirve de valor de referencia para los países de Sudamérica.

Como se puede apreciar, durante el período bajo análisis la serie no parece presentar una tendencia clara. Se puede observar la frecuente ocurrencia de shocks cuyos efectos persisten por varios períodos y que implican cambios violentos en los precios. Sin embargo, a pesar de la larga duración de algunos de los mismos, en gran parte de la muestra éstos no parecen tener efectos permanentes aunque suelen tener una duración bastante larga.

- Volatilidad de Corto Plazo

Las series de precios del petróleo se caracterizan por ser altamente volátiles en el corto plazo, con fluctuaciones bastante notorias de un día a otro. En el Gráfico N° 3 se presenta la serie de precios diaria del petróleo crudo para el período Enero 2008 - Junio 2009. Este gráfico permite apreciar la alta variabilidad que puede presentar a corto plazo el precio del crudo.

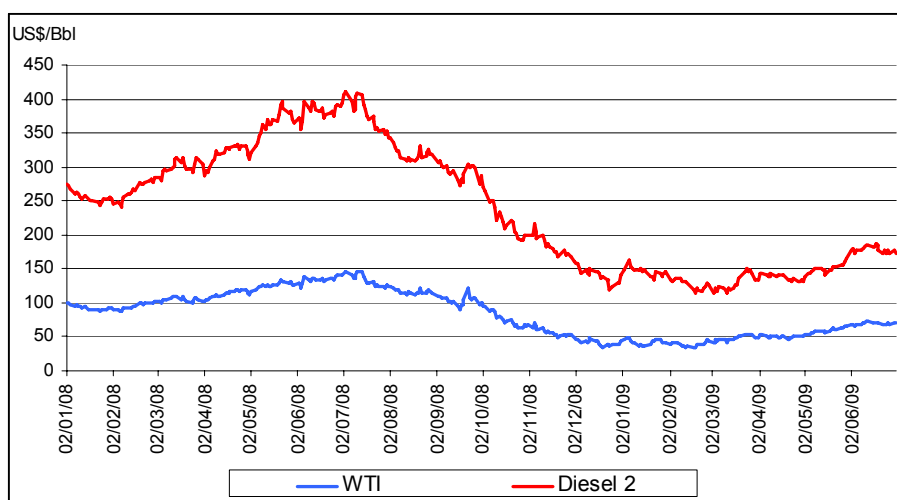


Gráfico N° 3. Evolución del Precio del Petróleo: Marcador WTI.

Fuente: Petroperu (2009).

CONSTRUCCION Y ANALISIS DEL MODELO

El modelo que se presenta desarrolla tres escenarios de simulación del precio internacional del petróleo en 1 mes modificando el parámetro μ del Modelo Browniano Geométrico. Es importante mencionar que este modelo sólo es aplicable en el corto plazo, que es donde se pueden observar tendencias en los precios, y no en el largo plazo, en donde es muy complicado simular el precio, debido a la gran cantidad de factores que pueden causar un shock repentino y duradero del precio.

Los precios del petróleo tienen un comportamiento bastante errático; por este motivo, este modelo de simulación para los precios del petróleo considera tres escenarios:

- Precios con tendencia a la alza
- Precios con tendencia horizontal
- Precios con tendencia a la baja

El primer escenario (tendencia a la alza) simula la ocurrencia de algún suceso que ocasione que el precio del petróleo se incremente y que pueda originar una tendencia alcista de los precios. Podemos indicar como ejemplo del Gráfico N° 4, el inicio de la Guerra Árabe Judía en 1974, en la cual encontraremos una clara tendencia alcista de los precios debido a que las compañías petroleras tenían temor de que el mercado quedase desabastecido de petróleo por paradas en la producción de este commodity en el Medio Oriente.

El segundo escenario (tendencia horizontal) supone que no ocurre ningún hecho extraordinario que cause algún shock importante y que sugiera alguna tendencia a la alza o a la baja en el movimiento de los precios del petróleo, y que por lo tanto la serie mantiene una tendencia horizontal.

El tercer escenario (tendencia a la baja) supone la ocurrencia de algún suceso que ocasione el decremento del precio del petróleo y pueda originar una tendencia a la baja del mismo. Por ejemplo, podemos mencionar la aparición del jefe de estado de Irán disipando las tensiones crecientes en el Medio Oriente en el mes de Septiembre del año 2006 acerca de un aumento repentino del precio del petróleo en su país, debido a la presión existente por el gobierno de los Estados Unidos ante el uso del Uranio por parte de Irán en el desarrollo científico.

El modelo trabaja con 40 datos de precios históricos cada vez que se necesiten simular los precios requeridos de un mes debido a que se pueden observar tendencias claras que tienen esta duración de tiempo, además de que las empresas planean sus operaciones del siguiente mes siguiente durante la última semana del presente mes por lo que si se toman los datos del presente mes junto con los del mes pasado se tendrán aproximadamente 40 datos (sólo existen precios de Lunes a Viernes).

Para conocer la tendencia de una serie de datos se utilizarán 5 (cinco) tipos de medias: la media 1 (los primeros 13 datos), media 2 (los segundos 13 datos), media 3 (los últimos 14 datos), media 4 (los primeros 20 datos) y media 5 (los últimos 20 datos), tal como muestra el Gráfico N° 4.

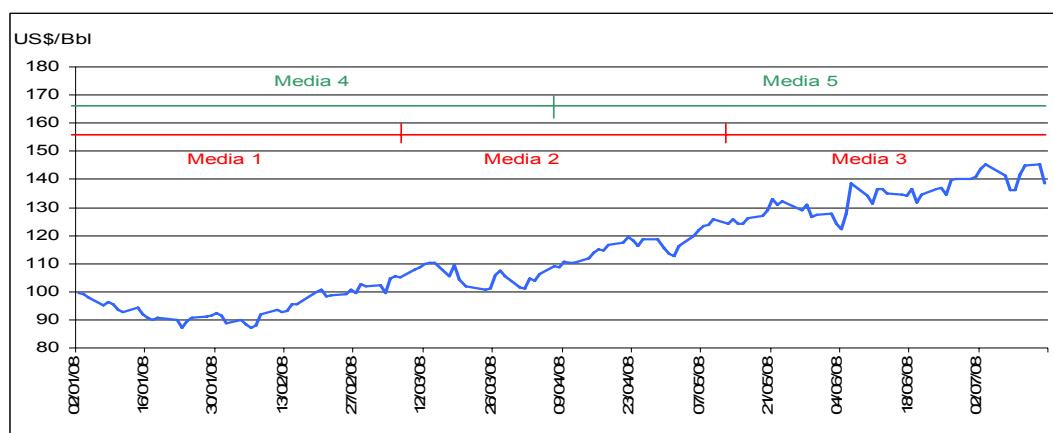


Gráfico N° 4. Medias de tendencias.

Fuente: Petroperu (2008).

Para cumplir con una tendencia a la alza, la media 2 debe ser mayor que la media 1, además la media 3 debe ser mayor que la media 1 y 2, lo cual indica que los precios vienen incrementándose. En caso la media 3 sea mayor que la media 1 pero menor que la media 2, se debe cumplir que la media 5 es mayor que la media 4 para afirmar que la tendencia es a la alza, lo cual indica que los últimos 20 precios son mayores que los 20 primeros.

Para la tendencia a la baja se sigue la misma lógica. La media 2 debe ser menor que la media 1, además la media 3 debe ser menor que la media 1 y 2. En caso la media 3 sea menor que la media 1 pero mayor que la media 2, se debe cumplir que la media 5 es menor que la media 4 para seguir afirmando que la tendencia es a la baja, pues se probaría que los últimos 20 precios son menores que los primeros 20. Las series de datos que no cumplan con estas condiciones deben ser consideradas como series con tendencia horizontal. Las series de datos “u tendencia a la alza” y “u tendencia a la baja” fueron elegidas según estos criterios.

Análisis del Modelo de Simulación Browniano Geométrico

La simulación Browniana Geométrica depende de dos parámetros principales de la data μ y σ (media y desviación estándar): el μ es el parámetro que marca las tendencias de la serie y el σ es el parámetro que indica el rango dentro del cual la serie variará. Es por esto que el único parámetro que debe ser manipulado para afectar la tendencia de una serie es el μ .

La razón por la cual este modelo busca encontrar tres parámetros μ para cada escenario (a la alza, horizontal y a la baja) es la volatilidad de los precios y los diferentes factores que lo influyen. Por ejemplo, si en un día específico del año se analizan cuarenta precios diarios del petróleo de días anteriores y además estos muestran una clara tendencia a la alza, entonces los parámetros (media y varianza) hallados de estos cuarenta datos sugerirán continuar con esta misma tendencia, por lo que el resultado final de la simulación arrojará precios con la misma tendencia.

Por otro lado, si el mismo día fijado anteriormente Venezuela comunica que duplicará su producción de petróleo, entonces el precio del petróleo empezará una tendencia a la baja, debido a un aumento de la oferta. En este escenario, a pesar de saber que el precio empezará a caer, la simulación de precios sugerirá una tendencia alcista por la tendencia de los datos anteriores. El planteamiento del presente documento es utilizar un parámetro μ calculado a partir de tendencias anteriores para cada escenario (precios con tendencia a la alza, horizontal y a la baja) con la finalidad de superar este inconveniente.

En una simulación Browniano Geométrica $Ln\left(\frac{X_{t+s}}{X_t}\right) \sim N\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)s, \sigma^2 s\right)$, nos indica que los valores $Ln\left(\frac{X_{t+s}}{X_t}\right)$ tienen una media $r = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)$ y una varianza σ^2 . Por este motivo, es

lógico tener diferentes valores de r y σ^2 en cada tendencia. El σ^2 es un parámetro que es característico de cada serie de datos.

Por otro lado, luego de analizar algunos conjuntos de datos de diferentes tendencias, se puede observar que el μ en una tendencia a la alza siempre es positiva y el μ en una tendencia a la baja es negativa. En el caso de una tendencia horizontal, el μ a veces es positivo y a veces es negativo, puesto que nunca se tendrá una tendencia horizontal perfecta.

Se calcula un μ a la alza, un μ horizontal y un μ a la baja para poder simular los tres escenarios económicos descritos y por lo tanto conseguir el volumen óptimo de producción para cada uno de ellos. Es decir, para simular los precios de un mes (20 precios) se usará el Modelo Browniano Geométrico manteniendo constante en los tres escenarios la desviación estándar propia de la serie de datos a analizar, mientras se varían los tres μ en cada escenario según corresponda.

Para calcular los valores de μ a la alza y μ a la baja se analizaron treinta series de cuarenta datos que representen una tendencia alcista y treinta series de cuarenta datos que representen una tendencia a la baja. En cada serie de datos se verifica con la prueba de las corridas de arriba y abajo que los datos son aleatorios, con la finalidad de verificar que la condición de independencia de datos solicitada por el modelo sea cumplida, y luego se calcula el $Ln\left(\frac{X_{t+s}}{X_t}\right)$ y se encuentra

su respectivo $r = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)$ y σ . Conociendo a " r " y a " σ " se calcula el valor de μ de la

siguiente ecuación para cada una de las 30 (treinta) series de datos: $\mu = r + \frac{\sigma^2}{2}$

Luego se promedian los 30 (treinta) “i” calculados con las series de tendencia a la alza y los 30 (treinta) “i” calculados con las series de tendencia a la baja. De esta manera se obtienen el μ a la alza y el μ a la baja que son utilizados al momento de simular los escenarios a la alza y a la baja.

Para el caso específico del cálculo del μ horizontal, se tomará un $r = 0$, puesto que en este escenario se busca que la tendencia de la serie sea horizontal en un caso ideal. Por este motivo, cada vez que se simule el escenario de precios del petróleo con tendencia horizontal, el μ tendrá el

valor de:
$$\mu = \frac{\sigma^2}{2}$$

Los períodos utilizados para encontrar los parámetros μ en los escenarios con precios del petróleo a la alza y a la baja son los mostrados en la Tabla N° 1:

Tabla N° 1. Períodos analizados para el cálculo de los μ

Tendencia a la Alza				Tendencia a la Baja			
Del	Hasta	Del	Hasta	Del	Hasta	Del	Hasta
30/01/1996	26/03/1996	28/01/2004	24/03/2004	02/04/1996	29/05/1996	29/04/2002	19/06/2002
23/08/1996	18/10/1996	05/04/2004	01/06/2004	15/10/1996	11/12/1996	23/09/2002	15/11/2002
06/11/1996	06/01/1997	23/06/2004	18/08/2004	16/01/1997	13/03/1997	11/03/2003	06/05/2003
10/06/1997	05/08/1997	28/12/2004	24/02/2005	16/05/1997	14/07/1997	28/07/2003	22/09/2003
11/08/1998	06/10/1998	16/05/2005	12/07/2005	16/10/1997	12/12/1997	03/05/2004	29/06/2004
12/02/1999	12/04/1999	17/11/2005	18/01/2006	02/01/1998	02/03/1998	14/10/2004	10/12/2004
28/06/1999	23/08/1999	16/02/2006	13/04/2006	23/03/1998	18/05/1998	24/03/2005	19/05/2005
27/04/2000	22/06/2000	12/06/2006	08/08/2006	15/10/1998	11/12/1998	01/09/2005	27/10/2005
26/07/2000	20/09/2000	11/01/2007	09/03/2007	13/09/1999	05/11/1999	20/01/2006	17/03/2006
02/04/2001	29/05/2001	08/05/2007	03/07/2007	01/03/2000	26/04/2000	24/04/2006	19/06/2006
18/01/2002	18/03/2002	21/08/2007	16/10/2007	05/06/2000	01/08/2000	02/08/2006	27/09/2006
06/08/2002	01/10/2002	22/01/2008	18/03/2008	09/11/2000	09/01/2001	29/11/2006	29/01/2007
31/12/2002	27/02/2003	01/04/2008	27/05/2008	19/01/2001	16/03/2001	11/07/2008	05/09/2008
23/04/2003	18/06/2003	14/01/2009	12/03/2009	24/05/2001	20/07/2001	09/09/2008	03/11/2008
24/11/2003	27/01/2004	01/04/2009	28/05/2009	06/09/2001	05/11/2001	05/11/2008	02/01/2009

EVALUACION ECONOMICA

En la Fase de Declinación de un lote de producción, los siguientes costos toman el valor de cero debido a que en esta fase se tiene instalado todo el equipo necesario para producir y no es necesario recoger más información del yacimiento porque el lote es conocido en su mayoría:

- Geología y Geofísica
- Sísmica
- Perforación
- Instalaciones
- Generadores de Energía
- Planilla
- Cementación
- Fractura

Debido a que cada pozo tiene diferentes características, los costos marginales varían entre ellos. Es decir, el pozo A puede tener un costo de producción de barril de 9 US\$, mientras que el pozo

B tiene un costo de 20 US\$/Bbl. Por este motivo en el análisis detallado, se diferencia cada pozo con su respectivo costo y volumen de producción, ordenados y numerados de menor a mayor según su costo marginal.

La gráfica de costos es:

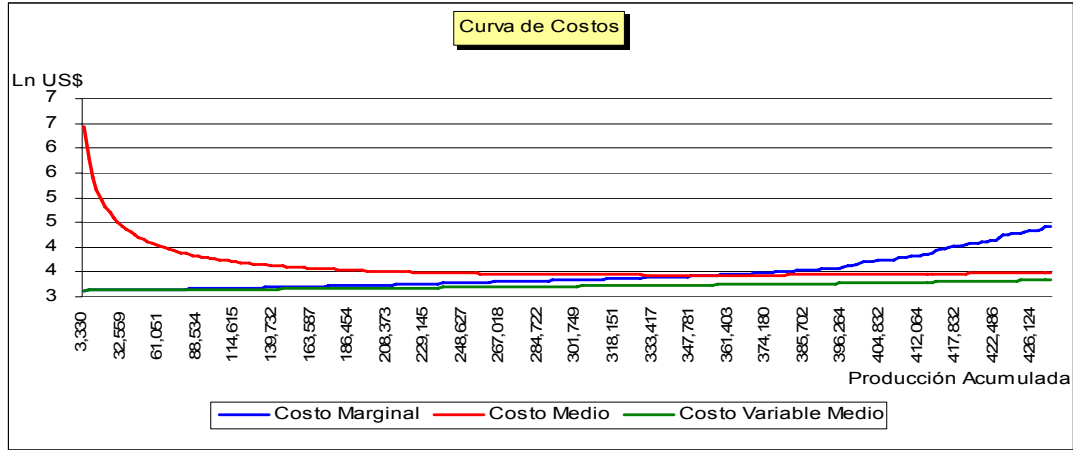


Gráfico N° 5. Curva de Costos de la empresa.
Elaboración propia.

Fue necesario utilizar el Ln de los costos en el eje Y, debido a que las variaciones de monto a monto por barril producido son significativas.

De acuerdo a las curvas de costos obtenidas y a los precios simulados en los diferentes escenarios, se puede obtener una gráfica en la que el Costo Marginal, el Costo Medio y el Costo Variable Medio sean cruzados por los precios del petróleo simulados en cada escenario, los cuales hacen la función del ingreso marginal. En el punto en donde el Costo Marginal se cruza con el Ingreso Marginal, se obtienen los volúmenes óptimos de producción en donde la empresa maximiza sus utilidades. Luego al comparar el Ingreso Marginal con el Costo Medio y Variable se infiere si la empresa está ganando o perdiendo dinero y cuál sería su punto de cierre de operaciones.

La siguiente gráfica empieza desde que se producen 51,616 barriles de petróleo al mes con la finalidad de poder observar mejor el cruce de las curvas:

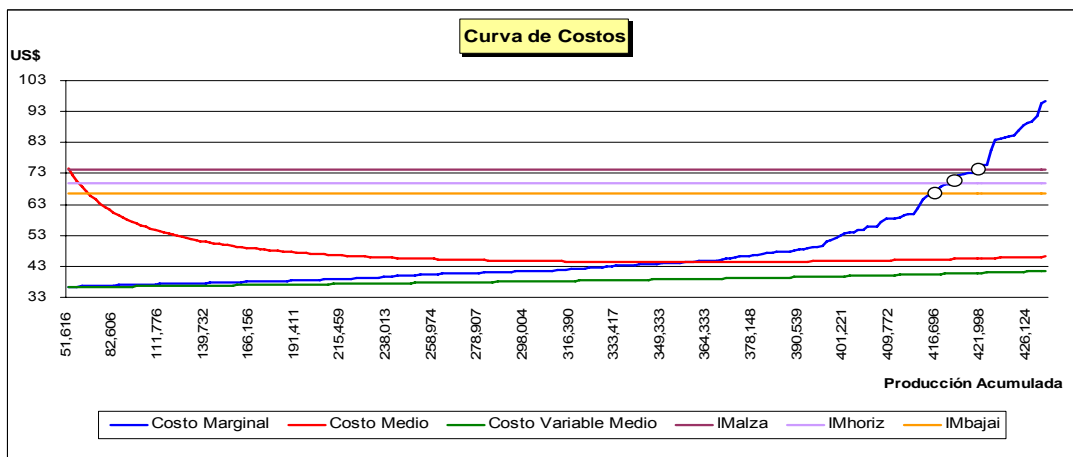


Gráfico N°6. Cruce de Curvas Costo Marginal e Ingreso Marginales en cada escenario.
Elaboración propia.

Se observa que la curva de Costos Marginales es cruzada en tres puntos dependiendo de cada uno de los precios hallados para los tres diferentes escenarios. En conclusión, los volúmenes óptimos de producción vienen dados en la siguiente tabla:

Tabla N°2. Volúmenes óptimos en cada escenario mes de Julio

Escenario con tendencia de precios ...	Costo Marginal Tope US\$	Precio Simulado (St) US\$	Producción Óptima (Barriles)		Número de pozos	Utilidad US\$
			Mes	Día		
A la alza	73.76	74.37	421,510	14,050	215	12'149,914
Horizontales	68.29	69.98	418,393	13,946	209	10'859,697
A la baja	66.32	66.62	417,270	13,909	207	9'876,406

Elaboración propia.

Interpretación de Resultados en el mes Julio

Como se explicó antes, cada pozo tiene un costo de producción diferente. Es por esto que la empresa, en el caso de tener el escenario de precios con tendencia a la baja, debería producir 13,909 barriles por día en el mes de Julio, lo cual significa producir sólo hasta el pozo # 207, el mismo que tiene un Costo Marginal de 66.32 US\$/Bbl. La utilidad sería de US\$ 9'876,406.

En este mismo escenario con precios a la baja, si la empresa hiciera funcionar el pozo # 208, su costo marginal sería de 67.25 US\$/Bbl, precio que supera al ingreso marginal el cual es de 66.62 US\$/Bbl en este escenario. La utilidad sería US\$ 9'876,053; o sea, la utilidad sería menor que haciendo funcionar sólo 207 pozos.

De la misma manera, en el mismo escenario con precios a la baja, si la empresa hiciera funcionar sólo hasta el pozo #206, su costo marginal sería de 65.40 US\$/Bbl. En este caso debido a que el Ingreso Marginal es mucho mayor que el Costo Marginal, la empresa estaría dejando de ganar dinero. La utilidad en este caso sería de US\$ 9'876,234; o sea sería menor que haciendo funcionar sólo 207 pozos.

Por otro lado, continuando con el mismo escenario de precios a la baja, en el supuesto de que la empresa haga caso omiso a este modelo e hiciera trabajar el total de sus pozos existentes (230 pozos), obtendría un volumen de producción de 427,538 Barriles y una utilidad de US\$ 9'763,358; en otras palabras, produciría 10,268 Barriles más y su utilidad sería US\$ 113,049 menos que en el volumen óptimo propuesto.

Al observar el Gráfico N° 6, se puede observar que los ingresos marginales están por encima de las curvas de Costo Medio y Costo Variable Medio, lo cual indica que la empresa está teniendo utilidades positivas.

Si en algún momento la empresa tiene alguno de los ingresos marginales por debajo de la curva de Costo Medio, ésta debe verificar que el ingreso marginal se encuentre por encima del Costo Variable Medio, de otro modo, la empresa se vería en la obligación de detener sus operaciones.

En la estructura de costos el menor valor del Costo Medio es 42.10 US\$/Bbl, lo que significa que la empresa empezará a incurrir en pérdidas si el ingreso marginal es menor a este valor. Sin embargo, la empresa no deberá cerrar sus operaciones siempre que el ingreso marginal se encuentre por encima del Costo Variable Medio.

Para conocer la tendencia que tuvieron los precios reales de un mes (20 precios), se compara el promedio de estos precios contra el promedio de la segunda mitad de datos que se tuvo anteriormente. Es decir, para este ejemplo se compara el promedio real de los precios de Julio, 64.29 US\$/Bbl, contra el promedio de los precios reales del 02 al 30 de Junio, 69.75 US\$/Bbl. Esto nos indica que el precio en Julio estuvo 8% por debajo del precio de Junio, por lo que se considera que este mes tuvo un comportamiento con tendencia a la baja. En caso el promedio sea +/- 5% del promedio de los 20 datos anteriores, se considera que la tendencia es horizontal. Si el promedio es mayor que el 5%, entonces la tendencia es a la alza.

Como consecuencia, tenemos que el promedio de los precios reales de Julio (US\$ 64.29), estuvo muy cerca al precio promedio sugerido por la simulación cuando se modela una tendencia a la baja (66.62 US\$/Bbl). Sin embargo, si bien es cierto que la simulación se acercó a la realidad, si la empresa hubiese programado su producción tomando en cuenta el 66.62 US\$/Bbl, la empresa hubiese dejado de percibir $US\$ 9'197,051 - US\$ 9'196,043 = US\$ 1,008$.

En la práctica, la decisión de la empresa sobre cuál de los tres escenarios simulados es el que escogerá, depende directamente de su Analista de Precios, quien conoce el comportamiento del mercado y puede tomar una decisión de cuál es la tendencia que se espera para el próximo mes, considerando los acontecimientos y la coyuntura mundial actual.

Por otro lado, si la empresa planea su producción tomando en cuenta el escenario con precios a la alza (US\$ 74.37); es decir, asumiendo que su nivel de producción debe ser 421,510 Barriles ese mes, la empresa hubiese dejado de percibir $US\$ 9'197,051 - US\$ 9'176,292 = US\$ 20,759$.

Así mismo, si la empresa planea su producción tomando en cuenta el escenario con precios horizontales (US\$ 69.98); es decir, asumiendo que su nivel de producción debe ser 418,393 Barriles ese mes, la empresa hubiese dejado de percibir $US\$ 9'197,051 - 9'193,487 = US\$ 3,564$.

CONCLUSIONES

Las principales conclusiones son:

- Al simular el precio del petróleo con el modelo Browniano Geométrico, es posible manipular su tendencia al modificar el valor de μ según los parámetros calculados en este documento (μ a la alza, μ horizontal y μ a la baja). De esta manera, la metodología utilizada permite incluir el concepto de “tendencia” con la finalidad de elegir uno de los tres precios simulados de acuerdo al comportamiento del precio en un determinado espacio de tiempo (tendencia de precios a la alza, horizontal o la baja).
- La simulación de precios logra acercarse a los valores reales según la tendencia sugerida; obteniendo de esta forma que el total de utilidades dejadas de ganar en los meses de Julio, Agosto y Septiembre, al utilizar el modelo, no fueron mayores a US\$ 3,888 (aproximadamente 0.01% de la utilidad percibida).
- Además, según lo observado en estos meses, si la empresa planea su producción considerando una tendencia de precios errada; es decir, planea su producción con precios con tendencia a la alza cuando en realidad la tendencia de precios es a la baja; la utilidad dejada de percibir no sería mayor al 0.22% con respecto a la utilidad ideal (la máxima utilidad que se consigue al considerar el promedio del precio real de petróleo en ese mes).
- A partir de lo mencionado anteriormente, el modelo presentado brinda, a cualquier empresa petrolera dedicada a la producción del petróleo, tres escenarios económicos que le permitan planear su producción con la finalidad de maximizar sus utilidades.
- La ventaja para la empresa de tener estos escenarios, es que le permite estar preparada ante la ocurrencia de alguno de ellos y tener más información para la toma de decisiones. En este sentido, el modelo le sugiere a la empresa el número óptimo de pozos que deben producir en cada escenario.

- Se demostró que para maximizar las utilidades no es necesario para una empresa trabajar al máximo de su capacidad, en este caso haciendo funcionar todos los pozos, sino que existe un punto óptimo de producción que depende de los costos operativos de la empresa y la variación del precio internacional del petróleo principalmente.
- Además de proporcionar información acerca del volumen óptimo de producción; el modelo indica si la empresa está ganando o perdiendo dinero y en qué punto debe tomar la decisión de cerrar sus operaciones.
- Si la empresa no planifica su producción de manera adecuada, las pérdidas por hacer operar pozos muy costosos crecen exponencialmente, según crecen sus costos marginales
- En la actualidad, cuando las empresas petroleras tienen que hacer una estimación del precio del petróleo para el mes siguiente, toman el precio del petróleo actual o le agregan o disminuyen algunos dólares al precio actual, de manera arbitraria, según las tendencias del precio. Esta metodología brinda a la empresa un sustento numérico de los precios a utilizar en el corto plazo.
- Es importante recalcar que el modelo de costos fue elaborado en base a una empresa productora de petróleo en un yacimiento en Fase de Declinación, con lo cual se asumió que ciertos costos tienen valor cero, como es el caso de la sísmica, geología, perforación, etc., debido a que son costos incurridos en las Fases de Desarrollo y Estable.
- Por otro lado, se utilizaron los modelos de simulación Browniano Geométrico (BG), Browniano Simple (BS) y el método de Regresión Lineal (RL) para realizar un pronóstico del precio esperado en Julio, con la finalidad de comparar los resultados de la metodología presentada en este documento. El BG, el BS y la RL dieron un resultado de precio promedio esperado en Julio de 70.78 US\$/barril, 74.77 US\$/barril y 78.95 US\$/barril respectivamente. Si comparamos estos precios con el real, 64.29 US\$/barril, la diferencia es de 10% (BG), 16% (BS) y 23% (RL). Mientras que si los comparamos contra el resultado de la metodología de este documento, 66.62 US\$/barril, la diferencia es de 6% (BG), 12% (BS) y 19% (RL).
- El principal motivo de esta diferencia es que la metodología presentada toma en cuenta el concepto de “tendencia” al fijar un μ a la alza, μ horizontal y μ a la baja en el modelo Browniano Geométrico, mientras que el BS y la RL no consideran este concepto.
- Es posible utilizar el método presentado en este documento para simular los precios de otros commodities. Por ejemplo, si se desea simular los precios del oro con tendencia a la alza, horizontal y a la baja; se deben calcular los μ a la alza, μ horizontal y μ a la baja tomando como datos los precios de este commodity.

RECOMENDACIONES

- Debido a que todas las empresas son diferentes entre sí, los valores de la estructura de costos de producción variarán de empresa a empresa dependiendo del yacimiento en el que trabajan. Es por esto que la estructura de costos de producción de la empresa debe considerar para su elaboración la información propia de la misma.
- Los costos deben ser actualizados periódicamente, lo ideal sería cada mes; sin embargo por lo complejo de las operaciones, esta actualización puede llevarse semestralmente.
- Para poder utilizar este modelo en el mediano o largo plazo, se podría hacer el ejercicio de encontrar los parámetros μ que permitan simular el comportamiento de este precio en dichos periodos para las tendencias utilizadas en este documento.
- Debido a que el modelo de Simulación Browniano Geométrico utiliza como dato de entrada el último precio conocido (S_0), se recomienda que para simular un mes adelante (del primero al treinta de ese mes), este dato tome el valor del último de los tres últimos días del presente mes. Por ejemplo, si se busca simular los precios del mes de Diciembre, el dato de entrada S_0 debe tomar por lo menos el valor del 28 de Noviembre.
- Utilizar la metodología presentada, introduciendo el concepto de “tendencia”, en otros modelos de simulación estocástica, como por ejemplo el Modelo Browniano Simple.

REFERENCIAS

BAKER, Ron (2000)

A Primer of Oilwell Drilling. Volumen 6. Austin: Petroleum Extension Service.

DEATON, Angus y Guy LAROQUE (1992)

“On the Behaviour of Commodity Prices”. Review of Economic Studies. Londres, 1992, volumen 59, pp. 1-23. Consulta: 01 de Septiembre del 2009.

<http://www.princeton.edu/~deaton/downloads/On_The_Behaviour_of_Commodity_Prices.pdf>

ECONOMIDES, Michel, Larry WATTERS y Shari DUNN – NORMAN (1998)

Petroleum Well Construction. Primera Edición. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.

GÓRA, Pawel (2006)

“The Theory of Brownian Motion: A Hundred Year’s Anniversary”. En Marian Smoluchowski Institute of Physics, pp. 52 – 57. Consulta: 20 de Septiembre del 2009.

<<http://www.if.uj.edu.pl/Foton/92-special%20issue/pdf/11%20ruchy%20brownna.pdf>>

HALL, Robert y Marc Lieberman (2003)

Economía: Principios y Aplicaciones. Traducción de Yago Moreno López. Segunda Edición.

España: International Thomson Editores Spain Paraninfo S.A.

HANNESSON, Rognvaldur (1998)

Petroleum Economics: Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production. Primera Edición.

Westport: Quorum Books.

JORION, Philippe (1999)

Valor en Riesgo. Primera Edición. Traducción de Juan González. México D.F.: Editorial Limusa S.A.

KARATZAS, Ioannis (1991)

“Brownian Motion”. En AXLER, Sheldon y otrod (editores). Brownian Motion and Stochastic Calculus. New York: Springer Science +Business Media Inc., pp. 47 – 126.

PETROPERÚ (1999)

Compendio de técnicas de Exploración y Explotación de Petróleo y Gas Natural. Lima

PYNDICK, Robert (2001)

“The Dynamic of Commodity Spot and Future Markets: A Primer”. The Energy Journal. Boston, 2001, volúmen 22, número 3, pp. 1 – 29. Consulta: 20 de Agosto del 2009.

<http://web.mit.edu/rpindyck/www/Papers/Dynamics_Comm_Spot.pdf>

VALDERAS, Juan, José ALBA y Elena Olmedo (2002)

“Modelización Estocástica en los Mercados Financieros: Un puente entre lo simple y lo complejo”. Encuentros Multidisciplinarios. Sevilla, 2002, volumen 4, número 12, pp. 38.

Consulta: 20 de Septiembre del 2009.

<<http://www.encuentros-multidisciplinarios.org/Revistan%BA12/Juan%20Manuel%20Valderas;%20Jos%20E%20M%20AA%20Alba;%20Elena%20Olmedo.pdf>>

VÁSQUEZ, Arturo (2005)

La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: Segmento Upstream del Sector Petrolero. Lima. Consulta: 15 de Agosto del 2009.

<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT08-OEE-OSINERG1.pdf>