

20

**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO -
ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS
PESADOS EN POZOS HORIZONTALES Y
DIRECCIONALES, ARENA “M-1”
FORMACIÓN NAPO, BLOQUE 16, ORIENTE
ECUATORIANO**

Carlos Portilla, Alamir Álvarez, Romel Erazo.

*Recibido: octubre de 2016
Aprobado: diciembre de 2016*

ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO - ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS EN POZOS HORIZONTALES Y DIRECCIONALES, ARENA "M-1" FORMACIÓN NAPO, BLOQUE 16, ORIENTE ECUATORIANO.

TECHNICAL - ECONOMIC COMPARATIVE ANALYSIS OF HEAVY RAW PRODUCTION IN HORIZONTAL AND DIRECTIONAL WELLS, SAND "M-1" NAPO TRAINING, BLOCK 16, ECUADORIAN EAST.

Carlos Portilla ¹, Alamir Álvarez ¹, Romel Erazo ¹

Universidad Estatal Península de Santa Elena ¹
cportilla@upse.edu.ec

Resumen

Los tipos de perforación ejecutados en el campo Amo son: perforación vertical, direccional y horizontal. El objetivo de este trabajo es analizar qué tipo de perforación conviene hacer en el campo Amo. La selección del pozo a perforar, es mediante un análisis comparativo técnico-económico entre un pozo horizontal y un pozo direccional. Para este análisis es necesario disponer de la información técnica de los pozos seleccionados que se obtuvo a través de la operadora del Bloque 16. La formación Napo (arenisca M-1) son areniscas delgadas permeables. La completación de cada pozo está diseñada para extraer grandes cantidades de fluidos; la parte más elemental de este trabajo se basa en la comparación técnico-económica de los dos pozos seleccionados. En la evaluación técnica, se puede decir que el pozo horizontal Tigre 1, tiene una mayor producción de petróleo y agua, lo cual tiene un mejor rendimiento de ganancias. Finalmente, la perforación de los pozos, horizontal como direccional, ayuda a disminuir considerablemente la deforestación. Se concluye que la perforación de un pozo horizontal, comparado con un direccional, es más conveniente tanto técnica como económicamente, para los intereses de la empresa operadora de un campo.

Palabras Clave: *Petróleo, Pozos horizontales, Pozos direccionales, Reservas, Perforación.*

Abstract

The types of drilling well executed in the Amo oilfield are vertical, directional and horizontal. The main objective of this paper is to analyze the best drilling way should be made in the Amo oilfield. The drilling well selection is by a techno-economical comparative analysis of a horizontal well and a directional well. For to make this analysis was necessary the use technical information of the selected wells, the data was obtained through the operator-company of Block 16 (Amo Oil field). The Napo (sandstone M-1) sandstones are thin and permeable. The completion of each well is designed to extract large quantities of fluids. The most important part of this work is based on technical and economic comparison of the two selected wells. In the technical evaluation, we can say that the Tiger (horizontal well) has increased production of oil and water, which performs better profit. The horizontal and directional well drilling would help to significantly reduce deforestation on the oilfield and increase the oil production. And, the horizontal drilling is more convenient than directional well according techno-economical aspects.

Key words: *Techno-economical analysis, horizontal well, directional well, Reserve, Drilling*

*Recibido: octubre de 2016
Aprobado: diciembre de 2016*

1. Introducción

Cuando una empresa invierte recursos (técnicos y económicos) en un proyecto, se visualiza principalmente en los factores económicos, que la inversión que se realiza debe ser económicamente rentable y tener un plazo corto de pago para tener éxito en el desarrollo del proyecto de la explotación y producción de crudo.

Para este análisis se han seleccionado dos pozos: Tigre 1 y Tigre 2; uno horizontal y otro direccional. Las características del crudo es entre 15 a 17 grados API, con la finalidad de realizar la evaluación técnica y económica, considerando en las mismas los parámetros técnicos y económicos pertinentes. A través de las tablas de producción de petróleo y agua, se puede elegir el tipo de pozo a perforar sin perjudicar al yacimiento y hacer que la rentable la operación, MaxusEcuador⁽¹⁾.

Para determinar las curvas de producción se necesitan conocer las propiedades físicas de la roca de reservorio solo se toma en cuenta la porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos y los datos de las pruebas de producción. La recuperación de petróleo del Campo AMO se obtiene mediante un proceso de empuje por agua y desplazamiento por segregación.

Fundamentalmente este trabajo se desarrolla considerando la comparación de la producción de los pozos la cual se ha realizado en función del tipo de yacimiento, que en este caso posee las mismas características para el estudio y la configuración de las trayectorias antes mencionadas (pozos direccionales y horizontales).

2. Generalidades Geológicas del Bloque-16

El Bloque 16 se encuentra en la cuenca Oriente, la cual está conformada por dos dominios morfológicos:

- El piedemonte subandino: constituye el borde occidental de la Cuenca Oriente, se extiende N-S, en forma

paralela a las estribaciones orientales de la cordillera de los Andes.

- La llanura amazónica o Cuenca Oriente es la región plana que se extiende hacia el Oriente. La Cuenca Oriente Ecuatoriana tiene una extensión aproximada de 100 000 km², se limita al E con la Cordillera de los Andes y al Oeste por el Cratón Guayano-Brasilero.

Las principales unidades de reservorio constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas “M- 1”, “M-2”, “U”, “T” de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico inferior. Las calizas “A”, “B” y la arenisca “M-2” de Napo; así como los depósitos conglomeráticos de Tiyuyacu se consideran reservorios marginales.

El Bloque 16, actualmente operado por la compañía YPF, está ubicado en la parte Sur-Oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana. Se limita, al N y O con el bloque 14 operado por la compañía ELF, hacia el O y al S está el bloque 17, operado por Braspetro.

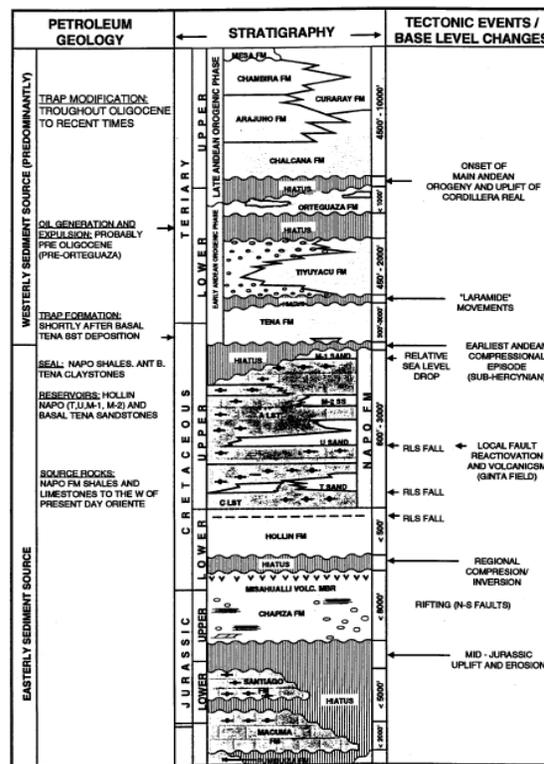


Figura 1.- Columna Estratigráfica generalizada, Geología del petróleo y principales eventos tectónicos para la Cuenca Oriente. Tomado de los archivos de YPF.

La columna estratigráfica está formada en la parte basal (tercio inferior) por Formaciones pre-Cretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza.; la partemedia corresponde a la zona de mayor importancia, está conformada por la Formación “Hollín” y las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la Formación Napo.

Los reservorios del Campo Amo están constituidos por las arenisca Terciaria Basal Tena, Cretácica Superior y arenisca “U”.

La arenisca Napo M-1 en el área de Amo ha sido dividida en siete intervalos(A, B, C, D, E, F, H) de unidades, que combinadas producen cinco capas principales de reservorio.

La arenisca “M-2” es generalmente de origen estuario plataformal en la base y marino transicional hacia el tope.

En la Formación Napo Arenisca M-1, están presentes los dos tipos de arenisca (arenisca consolidada, no consolidada). La arenisca consolidada corresponde a rocas con buena cementación entre los granos, dándole una buena consistencia. La M-1 (superior) es una arenisca consolidada que corresponde a los intervalos A, B, C de origen marino somero (inferior), constituyen una arena consolidada que presenta una homogeneidad continua, estructural.

La arenisca no consolidada es aquella que no presenta una adecuada cementación entre los granos. La arena M-1 tiene un intervalo no consolidado localizado debajo de una intercalación arcillosa.

El cálculo del petróleo en el campo Amo fue llevado a cabo a través de una simulación de reservorio realizado el 18 y 19 de septiembre 1997, contando con un factor de recuperación de 21,25% de petróleo original, YPF Ecuador⁽²⁾.

3. Completación de los pozos seleccionados

Los pozos Tigre 1 y Tigre 2 fueron seleccionados porque cuenta con una mayor información disponible, tanto horizontal como direccional. El pozo Tigre 1 fue perforado como un pozo

horizontal para desarrollar las reservas de la arenisca M-1, de la formación Napo, con una profundidad de 9473 pies. El pozo Tigre 2 fue perforado direccionalmente para evaluar las areniscas “U” y “M- 1” de la formación Napo, con una profundidad de 10500 pies, en la Figura 2 y 3 se presenta las propiedades correspondientes a cada pozo.

Para el diseño de la completación del pozo horizontal Tigre 1, se toman en cuentas algunos parámetros, tales como: corrida de registros eléctricos para determinar el contacto agua-petróleo, las porosidades, etc. Se analizaron registros más apropiados para ejecutar estas operaciones, los cuales son: Gamma Ray, LWD (LogginWhile Drilling), MWD (Measure While Drilling).

(Loggin While Drilling) LWD se registran los datos mientras se perfora el pozo, los datos se transmiten en tiempo real a la superficie, estas mediciones son almacenadas en memoria de resistividad, gamma ray y profundidad.

Measure While Drilling (MWD) permite la adquisición en tiempo real de parámetros de la formación para correlaciones y análisis de presiones de poros.

Los parámetros importantes para una perforación horizontal y direccional son:

- **Tool Face.**- medida del ángulo de un tramo relativo del BHA con respecto al lado de arriba del pozo.
- **Inclinación.**- medida de la desviación del pozo con respecto a la vertical.
- **Azimuth.**-orientación del pozo relativa con respecto al norte de la tierra.

4. Perfil del Pozo y características del reservorio-fluidos

En la tabla 4.1 se muestran los datos relacionados con cada uno de los parámetros de acuerdo al perfil de cada uno de los pozos y las características petrofísicas del fluido.

Tabla 1.-Características de los pozos Tigre 1 y 2.

Pozo	Tigre 1	Tigre 2
Sección horizontal	1200 pies	
Presión de yacimiento	3325 psi	3125 psi

Espesor total	46 pies	54 pies
Viscosidad	48.9cp	72.4 cp
Porosidad 19%	19%	20.4
Factor Volumétrico de formación	1.079	1.064
Presión de burbuja	505psi	583 psi
Gravedad API	16.9	15
Profundidad medida	9473 pies	10500
Profundidad Vertical	7674 pies	8706
Desviación del a dirección azimutal norte	109 grados	24 grados
Profundidad (pies)	Diámetro del Pozo (pulgadas)	Diámetro del casing (pulgadas)
0-128	26	20
128-6110	17 1/2	13 3/8
6110-8273	12 1/4	9 5/8
8273-9473	8 1/2	7

Fuente: autores

Para la evaluación del potencial de un pozo horizontal, es el mismo procedimiento de un pozo vertical, la cual se detalla a continuación: el cálculo de índice de productividad y la evaluación del comportamiento de producción para el pozo horizontal Tigre 1 y Tigre 2 se realizó con una bomba hidráulica jet, tipo SL/SL y medidores electrónicos al fondo del pozo. En la Tabla 2 se describe los resultados que deben ser considerados para cada pozo, Alexis Martínez, Rocio Iñiga⁽³⁾.

Tabla 2.-Datos de las pruebas de producción de los pozos Tigre 1 y 2 y los respectivos resultados.

		Tigre 1	Tigre 2
Prueba Producción	Producción (BFPD)	5700	6600
	Presión Estimada (LPC)	2815	2223
	Presión Inicial (LPC)	3145	3125
Resultados	Producción (BFPD)	25000	7000
	Presión (LPC)	1500	1650
	IPR (BFPD/psi)	17.3	4.33

Fuente: autores

Después de haber obtenido los IP de los pozos seleccionados y teniendo en cuenta las características del yacimiento, se tomó la decisión de bajar B.E.S (Bombeo electro sumergible). Se detalla los parámetros para el diseño del equipo B.E.S. que va a ser colocado en el pozo.

Datos Básicos.- coleccionar y analizar datos que serán utilizados para el diseño.

Capacidad de Producción.- determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentamiento deseada.

Cálculos de Gas.- calcular los volúmenes de fluidos, incluyendo el gas a las condiciones de la succión de la bomba.

Cabeza Dinámica Total.- determinar la descarga de bombeo requerida.

Tipo de bomba.- es importante seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más eficiencia para la tasa del fluido deseada.

Tamaño óptimo de los componentes.- seleccionar el tamaño adecuado de la bomba, el motor, el protector y chequear las limitaciones de los componentes.

Cable eléctrico.- seleccionar el correcto tipo y tamaño de cable.

Accesorios y equipo oficial.- escoger el controlador del motor, transformador, cabezal, tubing y accesorios.

Sistema de variación de frecuencia (VSD).- adición de flexibilidad al poder seleccionar la velocidad del sistema de bombeo electro-sumergible.

En la figura 2 se observa el comportamiento de la producción de petróleo por mes en función del tiempo de los pozos seleccionados Tigre 1 y Tigre 2.

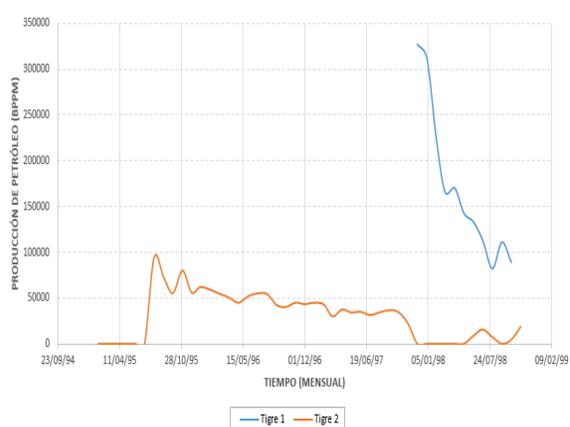


Figura 2.-AnálisisComparativo de la producción de petróleo de los pozos seleccionados

5. Análisis comparativo en los pozos horizontal y direccional seleccionados

5.1 Análisis de Producción

Para tener un criterio técnico de los pozos seleccionados, se toma referencia la producción del campo Amo, luego se analiza la producción de cada pozo y por último se presenta un análisis comparativo de cada uno de los pozos.

Al hacer el análisis comparativo de la producción de pozos de Tigre 1 y Tigre 2, hay que resaltar que el tiempo de producción es diferente. El Tigre 1 tiene una mayor producción que la del Tigre 2, debido a que el pozo horizontal tiene una mayor área de producción.

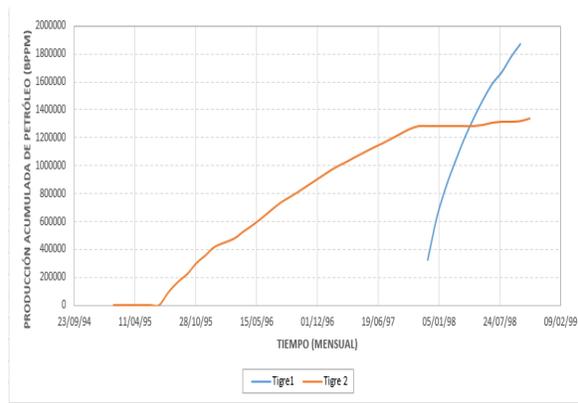


Figura 3.-Comparación de Producción acumulada de petróleo.

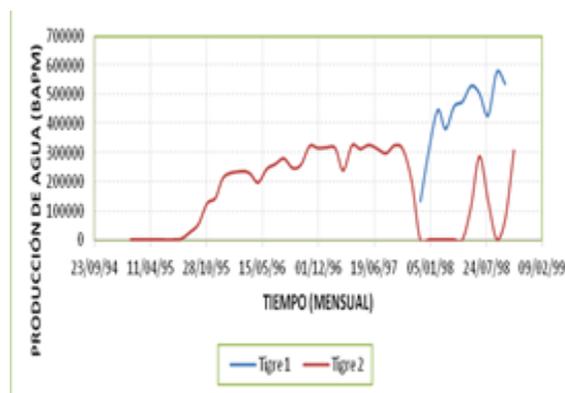


Figura 4.-Análisis comparativo de producción de agua

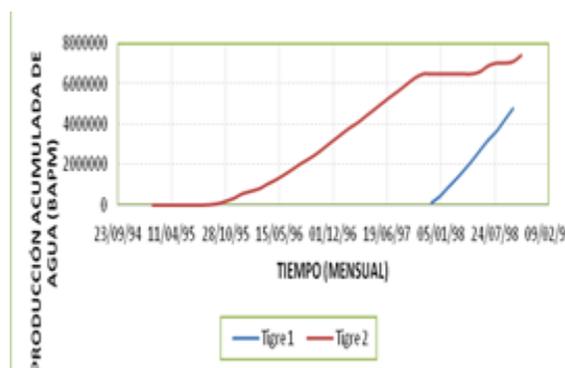


Figura 5.-Comparación de Producción acumulada de agua

6. Análisis económico

Se considera en el análisis económico la evaluación comparativa de los costos de perforación, completación y de producción, de cada uno de los pozos seleccionados.

Los costos de perforación de un pozo consisten: en el arrendamiento del equipo de perforación, tuberías de perforación, corrida de registros eléctricos, cementación del pozo, etc. Los costos de perforación y completación de un pozo horizontal son mayores a las de un pozo direccional, se debe a que las operaciones de un pozo horizontal son más elaboradas. Se considera el precio promedio anual del barril de petróleo para cada año desde 1995 hasta el presente año 1999.

Tabla 3.- Cálculo de Pago del Pozo Tigre 1

CÁLCULO DE PAGO DEL POZO HORIZONTAL TIGRE 1							
	Jun-97	Jul-97	Aug-97	Sep-97	Oct-97	Nov-97	dic-97
OIL PRICE (\$/BO)	30	31	31	30	31	30	31
COSTO DE OPERACIÓN		12.41	12.41	12.41	12.41	12.41	12.41
		2.38	2.38	2.38	2.38	2.38	2.38
PORCENTAJE DE DESCUENTO	12.00%						
PORCENTAJE DE INFLACIÓN	2.00%						
AMO TIGRE 1							
PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO							
FECHA INICIAL DE PRODUCCIÓN	5/11/97						
BOP MONTH							
BOPD							
PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN	\$3,449,300						
WORKOVERS							
INGRESOS							
COSTO TOTAL Y CAPITAL	\$4,053,044						
CASH FLOW	\$3,275,748						
FLUJO DE CAJA ACUMULATIVA							
PERIODO DE PAGO (días)	0	0	0	0	0	30	31.72

Fuente: autores

Tabla 4.- Calculo de Pago del Pozo Tigre 2

CÁLCULO DE PAGO DEL POZO DIRECCIONAL TIGRE 2					
Referencia	Jul-95	ago-95	sep-95	oct-95	nov-95
		31	31	30	31
OIL PRICE (\$/BO)		12.41	12.41	12.41	12.41
COSTO DE OPERACIÓN		5.44	5.44	5.44	5.44
PORCENTAJE DE DESCUENTO	12.00%				
PORCENTAJE DE INFLACIÓN	2.00%				
AMO TIGRE					
PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO					
FECHA INICIAL DE PRODUCCIÓN	1/7/95				
BOP MONTH	94377	72689	55206	80189	55811
BOPD	3044	2345	1843	2587	1861
PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN	\$2,127,595				
WORKOVERS					
INGRESOS	\$ 1,171,218	\$ 902,070	\$ 686,223	\$ 995,145	\$ 692,714
COSTO TOTAL Y CAPITAL	\$ 513,410	\$ 395,428	\$ 300,810	\$ 436,228	\$ 303,655
CASH FLOW	\$ 2,127,595	\$ 657,808	\$ 506,642	\$ 385,413	\$ 558,917
FLUJO DE CAJA ACUMULATIVA	\$ (1,469,787)	\$ (963,145)	\$ (577,732)	\$ (18,815)	\$ 370,244
	1.4				
PERIODO DE PAGO (días)	31	62	92	123	124.4

Fuente: autores

El costo total del pozo horizontal Tigre 1 según Leland y colaboradores⁽⁴⁾ fue de \$3 449 300, en cambio el pozo direccional Tigre 2 de fue de \$ 2 127 595. Los valores que en este caso permitirán establecer comparaciones económicas son:

- Costo promedio de la operación (gasto de capital).
- Flujo neto de caja (FNC)
- Valor presente neto (VPN)



Figura 6.- Comparación del Valor Presente Acumulado

A través del análisis económico realizado, se puede dar cuenta de la importante que resulta un determina explotación de un yacimiento, es decir, e considerar la productividad del pozo y los costos que se generan al producto. En el análisis se ha considerado ciertos indicadores económicos, para saber el tiempo de recuperación de la inversión en valor presente.



Figura 7.- Comparación de la Ganancia de cada Pozo

7. Conclusión y resultados.

- La principal razón para seleccionar entre la perforación direccional u horizontal en el Campo Amo, es la de minimizar los impactos en el medio ambiente disminuyendo totalmente la deforestación que se tendría si para cada pozo hubiera necesidad de construir una plataforma de perforación.

- La perforación de un pozo horizontal resulta ser el 40% más costosa que un pozo direccional en el Campo Amo y además se necesita aproximadamente el doble del tiempo para su ejecución.
- La producción de un pozo horizontal con respecto a la de un pozo direccional en el Campo Amo, es aproximadamente cinco veces mayor, debido a que el área del pozo abierto al flujo desde el yacimiento ala correspondiente es de 1200 pies de punzados comparada con los correspondiente 50 pies de punzados del pozo direccional.
- Es conocido que la capacidad productiva de petróleo en un pozo horizontal se ve seriamente afectada por la proximidad del contacto agua-petróleo. El pozo horizontal objeto de este estudio, fue perforado horizontalmente alejado del contacto agua-petróleo por la que al presente su producción no se encuentra afectada por dicho contacto.
- Del análisis del tiempo de pago se desprende que la perforación y completación de un pozo horizontal en el Campo Amo, tiene un tiempo de pago del 80% menor con respecto al de un pozo direccional.
- El control de los costos, la logística y la técnica de perforación horizontal aplicada en el Campo Amo es crítica, por lo tanto es necesario controlar los tiempos de ejecución de estas actividades dentro del proyecto para evitar el incremento de los costos totales, lo cual es perjudicial para la economía del proyecto.

8. Recomendaciones

- Durante la perforación horizontal en el campo Amo, se recomienda balancear la posibilidad de obtener una mayor tasa con la de recuperar finalmente más petróleo, considerando que la arena Napo M-1 tiene un contacto agua, petróleo en dicho Campo, y que una alta tasa podría ocasionar conificación.

- En pozos horizontales se recomienda aplicar un mayor control en la producción de arena, ya que podría ocasionar la obstrucción de los fluidos del yacimiento hacia la superficie.
- Por el alta de agua que produce el Campo Amo, sería recomendable hacer un estudio de Recuperación Secundaria, reinyectando el agua producida y para desplazar el petróleo en el yacimiento.

9. Agradecimientos

Al Ing. Washington Gallegos, por permitir la elaboración de la tesis en la empresa YPF; al Ing. Alex Galarraga, por facilitarnos la información.

10. Referencias bibliográficas

- [1] Maxus Ecuador, 1980; Estudio de Incorporación del Campo Amo.
- [2] YPF Ecuador, realizado el 18 y 19 de septiembre de 1997, Estudio de Simulación de Reservorio.
- [3] Alexis Martínez, Rocío Iñiga, 2009; Métodos de optimización de la producción- Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- [4] Leland T. Blank, Anthony J. Tarqui, Ingeniería Económica (Tercera Edición ; México, Mc Graw-Hill, 1992)