

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLIVAR  
SEDE ECUADOR

ÁREA DE GESTIÓN  
PROGRAMA DE MAESTRÍA  
EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL CAMPO DRAGO  
DE PETROPRODUCCIÓN EN EL ORIENTE ECUATORIANO

KLÉVER PELÁEZ GARCÍA

2009

*Al presentar esta tesis como uno de los requisitos previos para la obtención del grado de magíster de la Universidad Andina Simón Bolívar, autorizo al centro de información o a la biblioteca de la universidad para que haga de esta tesis un documento disponible para su lectura según las normas de la universidad.*

*Estoy de acuerdo en que se realice cualquier copia de esta tesis dentro de las regulaciones de la universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica potencial.*

*Sin perjuicio de ejercer mi derecho de autor, autorizo a la Universidad Andina Simón Bolívar la publicación de esta tesis, o de parte de ella, por una sola vez dentro de los treinta meses después de su aprobación.*

.....

**KLÉVER PELÁEZ GARCÍA**

**30-MAR-2009**

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLIVAR  
SEDE ECUADOR

ÁREA DE GESTIÓN  
PROGRAMA DE MAESTRÍA  
EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL CAMPO DRAGO  
DE PETROPRODUCCIÓN EN EL ORIENTE ECUATORIANO

KLÉVER PELÁEZ GARCÍA  
TUTOR: ECO. WILSON ORTEGA  
QUITO-2009

Ésta tesis tiene el objetivo de establecer si el proyecto de explotar el Campo Drago de Petroproducción es viable financieramente, considerando la estimación técnica inicial de sus pequeñas reservas probadas de petróleo que alcanzan 3.131.816 barriles de petróleo, que serán producidas con dos pozos y facilidades de producción mínimas.

En el primer capítulo se ha desarrollado y definido los principales conceptos de la Ingeniería de Petróleos, de las matemáticas financieras y de la información necesaria para analizar la viabilidad financiera de un proyecto petrolero como éste, pero dimos un especial énfasis a los tipos de crudo y a sus precios en el mercado mundial, sobre todo las variables que influyen en el precio final de éstos y la proyección de precios del crudo WTI de la Energy Information Administration del Gobierno de los Estados Unidos. También se ha incluido una generalización del enfoque de las principales corrientes de la filosofía económica ambiental.

En el segundo capítulo se abordan los aspectos técnicos y las premisas para calcular el Petróleo Original en Sitio (POES) y las reservas probadas del Campo Drago, que es el total del producto calculado en barriles que vamos a vender en el lapso de nueve años.

En el tercer capítulo se determinan los escenarios para el precio del crudo con las inversiones, los costos operativos, ingresos, egresos e impuestos; es decir todo el modelo de flujo de caja que será analizado con la utilización de los métodos financieros de la TIR Y VAN para determinar si el proyecto es viable financieramente para Petroproducción. También se realiza un análisis cualitativo de los aspectos ambientales en el supuesto que el proyecto no se realice y finalmente se plantean las conclusiones y recomendaciones respectivas sobre la viabilidad del proyecto.

*Dedico esta tesis a mi esposa Laura, a mi hija Irina y a mis colegas y amigos de Petroproducción como Jorge Dután, José Badillo y Edison Herrera, porque que sin su inmenso apoyo moral, espiritual y técnico no hubiera tenido la fuerza para desarrollarla, valorarla y terminarla. También plasmo mi gratitud infinita a mis profesores y amigos de clases, porque conocí que no sólo se aprende leyendo, escuchando y discutiendo, sino fundamentalmente trabajando en equipo.*

## **CONTENIDO**

<b>CAPITULO I</b>	<b>PÁGINA</b>
1.1 INTRODUCCIÓN	10
1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS	12
1.3 FASES DE ACTIVIDAD DEL SECTOR PETROLERO	12
1.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA INGENIERÍA DE PETRÓLEO	15
1.5 TIPOS DE POZOS	19
1.6 CONCEPTO DE RESERVAS	19
1.7 MODELOS DE FLUJO DE CAJA	22
1.8 INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO	23
1.9 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN	24
1.10 MÉTODOS PARA ESTIMAR RESERVAS	24
1.11 CÁLCULOS VOLUMETRICOS	25
1.12 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN	26
1.13 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN POR ANALOGÍA	27
1.14 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	28
1.15 EL VALOR DEL MEDIO AMBIENTE	30
1.16 INVERSIONES DE CAPITAL	33

1.17 COSTOS DE OPERACIÓN	33
1.18 PRECIOS DEL CRUDO	34
1.19 CONSTRUCCIÓN DEL FLUJO DE FONDOS	43
1.20 INGRESOS Y EGRESOS	46
1.21 VALOR PRESENTE NETO (VPN) COMO CRITERIO...	47
1.22 LA TASA INTERNO DE RETORNO (TIR)	49
1.23 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UTILIZACIÓN DE LA TIR	51
1.24. LA TASA INTERNA AJUSTADA	51
<b>CAPÍTULO II</b>	
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO DRAGO	52
2.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA	53
2.2.1 UBICACIÓN	53
2.2.2 EVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	54
2.3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN INICIALES	55
2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	55
2.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	56
2.5.1 ARENISCA U INFERIOR	57
2.5.2 ARENISCA T SUPERIOR	59
2.5.3 ZONA T INFERIOR	60
2.6 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO	60
2.7 ANÁLISIS DE RESERVORIOS	62

2.7.1 POROSIDAD	63
2.7.2 SATURACIÓN DE AGUA	63
2.7.3 PROPIEDADES DE FLUIDOS	64
2.7.4 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	64
2.8 CÁLCULO DEL POES Y RESERVAS	64
<b>CAPÍTULO III</b>	
3.1 ESCENARIOS DEL PRECIO DEL CRUDO ECUATORIANO	65
3.2 SISTEMA DE PRODUCCIÓN	66
3.3 INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN	68
3.4 INVERSIONES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO	68
3.4.1 CARRETERAS Y VÍAS DE ACCESO	68
3.4.2 FACILIDADES DE PRODUCCION	69
3.4.3 PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE	69
3.5 INVERSIONES DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN	69
3.5.1 FACILIDADES DE PRODUCCION	70
3.6 CRONOGRAMA DEL PROYECTO	71
3.7 COSTOS OPERATIVOS	72
3.8 INGRESOS	74
3.9 TASA DE DESCUENTO UTILIZADA	82
3.10 ACERCA DEL MODELO DEL CAPM	

3.11 FLUJO DE FONDOS	86
3.12 ANALISIS DEL PROYECTO SI NO SE EXPLOTA EL CAMPO DRAGO	87
3.13 ANALISIS DE VIABILIDAD	89
3.12 CONCLUSIONES	92
3.13 RECOMENDACIONES	94
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	96
<b>ANEXOS DE CUADROS Y GRÁFICOS</b>	
GRÁFICO 1.1	99
GRÁFICO 2.1	100
GRAFICO 2.2	101
GRÁFICO 2.3	102
GRÁFICO 2.13	103
GRAFICO 3.2	104
CUADRO 2.7	105
CUADRO 2.8	106
CUADRO 3.2	107
CUADRO 3.3	108
CUADRO 3.4	109
CUADRO 3.5	110
CUADRO 3.6	111
ANEXOS ADICIONALES	112

## **CAPITULO I**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

Muchos preconizan la decadencia del petróleo en el presente siglo e incluso se atreven a asegurar que la caída es irreversible, pero ninguno asegura cuándo será y cómo se reemplazarán las necesidades energéticas que demanda el mundo presente y futuro. El petróleo es fuente no sólo de derivados como la gasolina, el diesel o el fuel oil, sino que es la materia prima para más de un millar de derivados de la industria petroquímica mundial como plásticos, poliésteres, acrílicos, alcoholes industriales, cauchos, lacas, poliuretano, etc. Creo que ahí estriba la razón fundamental, ya que será muy difícil obtener materia prima más barata que el petróleo, que asegure en el mediano plazo el cambio tecnológico industrial a escala mundial.

Para buscar y encontrar petróleo se necesitan hacer grandes inversiones en prospección, exploración y desarrollo de campos en vastas áreas, ya sea en tierra o en el mar. Si se encuentra hidrocarburo, entre otras cosas, hay que calcular las reservas para analizar la viabilidad financiera del proyecto. Las reservas probadas de crudo son el total del producto que se va a vender, por lo tanto es necesario cuantificarlo.

Cuando un campo es descubierto mediante la perforación de uno o varios pozos y se realizan las pruebas de producción, éste o éstos pozos proporcionan información del tipo de crudo, espesores de reservorios, presión de los yacimientos, temperatura, porosidad, permeabilidad, factor volumétrico y mucha información que es importante para que los ingenieros puedan cuantificar las reservas y hacer predicciones de producción de los pozos en el tiempo. Recién en ese momento sabemos qué cantidad de producto (petróleo) tenemos, a qué ritmo

de producción lo vamos a vender y en qué tiempo vamos a vender todo el producto.

Para poder hacer las estimaciones sobre la viabilidad financiera del proyecto se realizan pronósticos de precio de venta del crudo en varios escenarios para determinar los ingresos del flujo de fondos. De igual forma se determinan cuales serán los egresos de efectivo que se necesiten en todo el periodo de tiempo que dure el proyecto, que fundamentalmente comprenden las inversiones, los costos de operación del campo en su fase de producción y los impuestos imputables a Petroproducción. De esta forma encontraremos los ingresos brutos o totales que genere la explotación del Campo Drago y lo ingresos netos que generaría el proyecto para Petroproducción.

Se demuestra que el precio es una de las variables más importantes para considerar el desarrollo del proyecto del Campo Drago tomando las estimaciones iniciales de sus reservas probadas como se llega a demostrar la viabilidad financiera del proyecto depende del nivel de precios que tenga el mercado.

Una vez realizado el flujo de fondos, en los diferentes escenarios que resulten de los ingresos por precios estimados del crudo y de los egresos como las inversiones, costos operativos e impuestos; a partir de los ingresos netos, se calculan la TIR y el VAN (Tasa interna de retorno y el valor actual neto) para determinar la viabilidad financiera del proyecto.

Posteriormente se analiza cualitativamente que pasaría si el proyecto no se desarrolla y cuales serían las ventajas o desventajas de una decisión como ésta. Finalmente, se sacaran las conclusiones y las recomendaciones pertinentes que demande el proyecto.

## **1.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Es fundamental definir los conceptos básicos que se usan en ingeniería de petróleo para poder comprender e interpretar el análisis financiero del campo Drago de Petroproducción que se abordará en esta tesis.

Las definiciones expuestas son generales y no pretenden profundizar en el análisis matemático de la ingeniería de geología, geofísica y de reservorios de petróleo, ya que el objetivo que se pretende es que se comprenda la interrelación de los parámetros técnicos de Campo con el análisis financiero.

## **1.3 FASES DE ACTIVIDAD DEL SECTOR PETROLERO**

El sector petrolero tiene dos fases de actividad conocidas como *upstream* y *downstream*, la primera fase se dedica a la exploración (incluye la prospección), desarrollo y la producción de campos petroleros. La segunda fase de actividad conocida como *downstream*, se dedica al transporte y almacenamiento de crudo, la refinación de petróleo, distribución y comercialización de los productos refinados y de la petroquímica.

Para el propósito de esta tesis se definirá cada una de las fases del *upstream* tal como las desempeña Petroproducción.

Petroproducción filial de Petroecuador se desenvuelve en la fase de actividad petrolera conocida como *upstream*, que como se dijo comprende la exploración, desarrollo y producción de petróleo. La fase de *downstream* compuesta por el transporte y almacenamiento, refinación, distribución, comercialización y petroquímica no le competen a Petroproducción, sino a la Gerencia de Oleoducto, Petroindustrial, Petrocomercial y Petroecuador.

Las operaciones de Petroproducción que tienen relación con la fase de prospección y exploración responden a un conjunto de trabajos geológicos,

geofísicos (sirven para determinar las propiedades físicas de la corteza terrestre) y geoquímicos que sirven para esclarecer y valorar yacimientos prospectivos de hidrocarburos y la valoración geólogo-económica de las reservas.

La fase de prospección y exploración se la lleva a cabo de la siguiente forma: El departamento de geología que pertenece a la Subgerencia de exploración y desarrollo de Quito estudia las características geológicas generales de grandes territorios, luego escogen las regiones con las mejores condiciones geológicas para formar y contener yacimientos de petróleo y gas. Posteriormente en las regiones seleccionadas se llevan a cabo trabajos de prospección de diferentes tipos de reservorios que puedan contener petróleo y gas. Luego que descubren los reservorios (anticlinales o estratigráficos) y la presencia de hidrocarburos, empieza la exploración de las regiones prospectivas, generalmente llamados Campos.

En consecuencia con lo manifestado, los trabajos de búsqueda o prospección de hidrocarburos se dividen en tres etapas: trabajos geólogo-geográficos regionales, preparación de las áreas para perforación exploratoria con métodos geólogo-geofísicos y búsqueda de yacimientos que contengan hidrocarburos.

La cuarta etapa es la de exploración de hidrocarburos que incluye fundamentalmente la perforación de exploración, registros eléctricos y pruebas iniciales de producción que sirven para testificar la presencia de hidrocarburos con el objeto de cuantificar reservas y establecer la explotación del Campo petrolero luego de los análisis técnico-económicos, ambientales y comunitarios.

La fase de desarrollo se la lleva a cabo luego que un campo se declara rentable para su explotación y está ligada básicamente con la perforación de

todos los pozos necesarios para extraer el total de las reservas probadas de hidrocarburos. Por tal motivo, Petroproducción continúa aún desarrollando sus campos, debido a que tiene reservas remanentes que necesitan de pozos adicionales para ser extraídas y que en la actualidad están estimadas en 2100 millones de barriles a condiciones normales de superficie.

Las facilidades de producción tanto de superficie como de subsuelo en esta industria tan dinámica, siempre están cambiando y es también importante en el desarrollo de los campos petroleros, debido fundamentalmente a la necesidad de incrementar y/o mantener la producción.

La fase de producción de los Campos tiene que ver con la cantidad de barriles de crudo producido, ya sea por día, mes o año. El proceso de producir comienza con el arranque o puesta en producción de los pozos, que pueden hacerlo a través de varios métodos conocidos como: Flujo natural, bombeo mecánico, bombeo neumático o *gas lift*, bombeo electro sumergible y bombeo hidráulico.

La producción de fluidos de los pozos, que generalmente son petróleo, gas y agua (algunas ocasiones van mezclados diferentes químicos que se usan para mejorar la productividad de los pozos o de las tuberías, como ácidos, surfactantes, inhibidores de corrosión, etc.) son transportados a través de tuberías llamadas líneas de flujo (*line pipe*) hasta las estaciones de producción donde se encuentran los denominados múltiples (*manifold*) que recogen todo el fluido producido de los pozos y lo direccionan a los separadores trifásicos para separar el petróleo, el gas y el agua. El crudo pasa luego al tanque de lavado (o a un calentador para romper la emulsión), para que el agua que no logró separarse sea separada mecánicamente con ayuda de los *baffles* del tanque si lo permite el

tiempo de residencia o separada químicamente si el tiempo de residencia es corto y no permite la separación por gravedad. Luego pasa al tanque de reposo y posteriormente el crudo limpio con menos del 1 % de agua y sedimentos pasa al tanque de almacenamiento.

El gas liberado tanto en el separador como en el tanque va a un mechero para ser quemado o bombeado para extraer gas licuado de petróleo LPG, o se lo vuelve a reinyectar a través de los compresores a todo el sistema neumático para producir por *gas lift* como sucede en algunos campos de Petroproducción.

El agua separada en el separador y los tanques van a las piscinas que cumplen normas API del American Petroleum Institute y luego son reinyectadas a través de los pozos reinyectores de agua. Ver estación de facilidades de producción típica en el gráfico 1.1 anexo.

El petróleo almacenado en los tanques es aforado por la Dirección de Hidrocarburos (DNH) que de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos es el fiscalizador de las operaciones y de la producción de las compañías que operan en el Ecuador y entre ellas, por supuesto, está Petroproducción.

Finalmente, Petroproducción bombea todo el petróleo producido diariamente, medido con las unidades *LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)* hasta los tanques de almacenamiento de Lago Agrio que opera la Gerencia de Oleoducto de Petroecuador y donde la DNH fiscaliza la producción.

#### **1.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

El petróleo es un aceite con una densidad inferior pero próxima a la del agua, la densidad generalmente se expresa en grados API (American Petroleum Institute). El grado API esta ligado a la densidad por la relación:

$$\text{API}^\circ = 141,5 / d \text{ a } 60^\circ\text{F} - 131,5 \quad 10^\circ \text{ API} = 1 \text{ (agua pura)}$$

El petróleo contiene una gran gama de hidrocarburos e impurezas como el azufre y, en tanto en cuanto sea más ligero, es decir que tenga mayor grado API y contenga impurezas de azufre menores al 1 % tendrá mejor precio en el mercado y son conocidos como crudos dulces, al contrario aquellos que tengan contenido de azufre mayores al 1% son llamados crudos agrios.

Relacionándolo con su gravedad API, el American Petroleum Institute clasifica el petróleo en "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado".

Crudo liviano o ligero, es aquel petróleo que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API.

Crudo medio o mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.

Crudo pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.

Crudo extrapesado es aquel que tiene gravedades API menores a 10 °API. A estos tipos de crudos también se les denomina bitumen".

El petróleo se encuentra generalmente entrampado en las llamadas rocas sedimentarias como las arenas, areniscas, calizas y dolomitas. A una amplia zona o región que posea rocas sedimentarias es lo que se conoce como cuenca sedimentaria, al mismo tiempo a aquellas rocas sedimentarias capaces de acumular petróleo se las conoce como rocas-almacén o reservorios y a veces se las llama también formaciones productoras.

Toda roca con huecos, con la condición de que estén unidos entre sí, es capaz de guardar y dejar circular hidrocarburos y de constituir un almacén o reservorio. De allí que las dos propiedades principales que debe poseer una roca para que pueda constituir un almacén, son la porosidad y la permeabilidad.

La porosidad de una roca es el conjunto de espacios vacíos que hay entre los granos que la conforman. A mayor porosidad, mayor es la capacidad de almacenamiento de los hidrocarburos en la roca almacén y varía entre 5 y 40%, siendo la más común, la comprendida entre 10 y 20%. Ver figura 1.1.

La permeabilidad es la capacidad de una roca de dejar circular fluidos. Se la mide en darcys y varía de 5 y 1000 milidarcys, aunque pueden encontrarse permeabilidades mayores. El flujo de hidrocarburos a través de la roca almacén se llama migración secundaria, la primaria en cambio es el flujo desde la roca donde se originaron los hidrocarburos (roca madre) hasta la roca almacén.

### *Yacimientos de Petróleo y Gas*

---



FIGURA 1.1

Fuente de la figura: Craft, B.C. y Hawkins, M.F. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*, Edición. Tecnos, Madrid 1997.

Conviene definir también los términos de trampa, yacimiento y campo, ya que comúnmente se confunden.

La trampa, es el elemento geológico base, indispensable para la acumulación de hidrocarburos, si hay acumulación de hidrocarburos hay necesariamente una trampa. Cuando el hidrocarburo se desplaza hasta una zona

de la roca almacén donde queda inmobilizado por las características físicas del sello, se afirma que se ha producido una trampa geológica.

El yacimiento, es la unidad de acumulación de hidrocarburos, representada por un volumen continuo de roca sedimentaria impregnada.

Un Campo, está constituido por el conjunto de varios yacimientos en un área predeterminada. En la figura 1.2 bajada de Internet se ve un yacimiento de petróleo y gas natural.

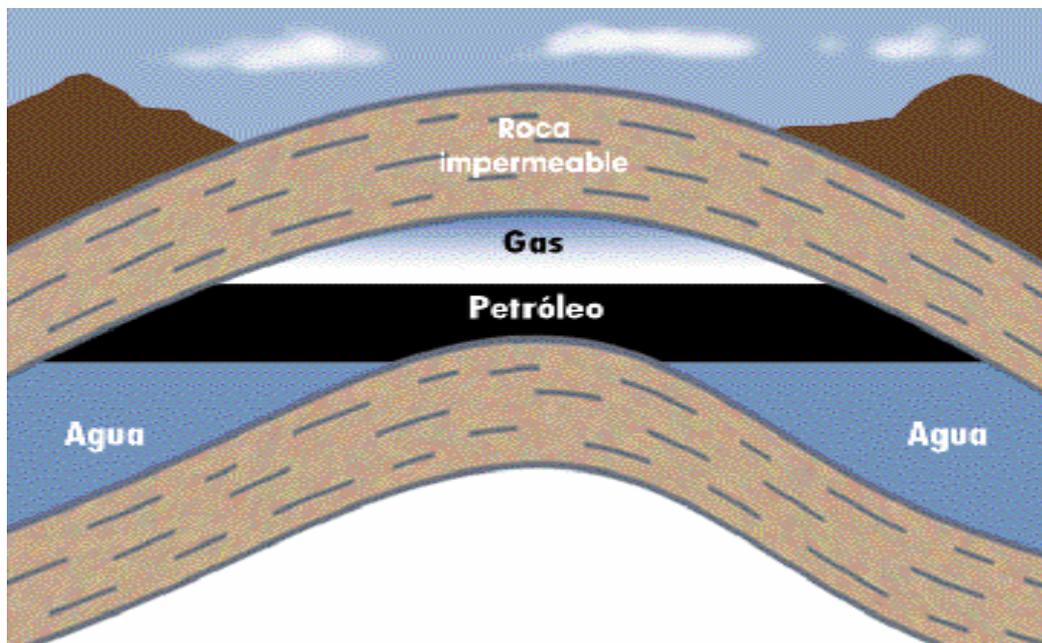


FIGURA 1.2

Fuente: <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/ABECE/CAP05.PDF>

En resumen la exploración con ayuda de la geología, geofísica, geoquímica y la ingeniería de reservorios busca encontrar yacimientos que contengan hidrocarburos, y para la existencia de un yacimiento se requiere básicamente la existencia de una cuenca sedimentaria, la presencia de roca madre, la migración primaria y secundaria, la existencia de roca almacén, la existencias de rocas

coberteras o sellos, y obviamente trampas geológicas donde se acumulen hidrocarburos.

La determinación de los parámetros enunciados no garantiza la presencia de petróleo y gas, esto se confirma sólo con la perforación de pozos; y si se encuentran, no aseguran la rentabilidad de los yacimientos. Entre varias cosas hay que calcular las reservas, determinar el factor de recobro, que mide la proporción de hidrocarburo extraíble del total del POES del yacimiento y evaluar la rentabilidad del proyecto.

#### **1.4 TIPOS DE POZOS**

En la industria petrolera se identifican fundamentalmente tres tipos de pozos: pozos exploratorios, pozos de desarrollo y pozos de avanzada.

Los pozos exploratorios son aquellos que se perforan en la fase de exploración para buscar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los pozos de desarrollo son los que se perforan una vez que se ha descubierto un Campo petrolero y se ha declarado su rentabilidad para explotarlo. Los pozos de avanzada en cambio son los que se perforan en aquellos campos petroleros descubiertos o desarrollados con el fin de determinar si existen reservas adicionales en un área determinada del Campo. Como consecuencia de la actividad petrolera los pozos pueden resultar secos y ser declarados en abandono.

#### **1.5 CONCEPTO DE RESERVAS**

Reservas es un concepto abstracto que describe el volumen total de la producción futura de petróleo que se espera será recuperada, asumiendo que existe determinadas condiciones físicas y químicas y continúan prevaleciendo por

el tiempo que sea requerido para obtener la producción<sup>1</sup>. Para cuantificarlas lo primero que se debe saber es cuánto "petróleo original en sitio" o POES contiene el yacimiento. Para calcular reservas es necesario conocer el volumen de roca almacén productora, la porosidad de la roca almacén, la saturación de agua en los espacios porosos dado en porcentaje, la profundidad, presiones y temperaturas de las zonas productivas.

Toda esta información se obtiene sólo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permite además tomar registros eléctricos que ayudan a identificar las rocas que almacenan hidrocarburos y las muestras necesarias. Ver figura 1.3.

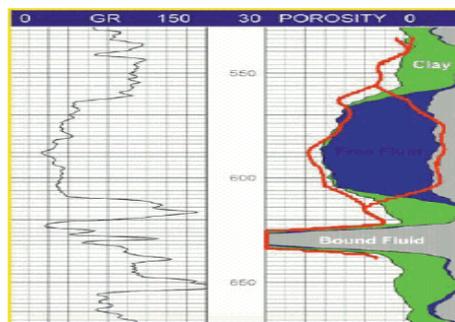


FIGURA 1.3

Fuente: <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/>

La reserva de un yacimiento es una fracción del "petróleo original in situ", ya que nunca se recupera el total del petróleo existente, a esa fracción

---

<sup>1</sup> Lyons, William y Gary Plisga, *Standard Handbook of petroleum & Natural Gas Engineering*, Burlington, Elsevier, 2005, p. 7-2.

recuperable de petróleo se la conoce como Factor de recobro y se lo estima en porcentaje.

Las reservas pueden ser agrupadas en: Probadas, Probables y Posibles. Las reservas probadas pueden ser definidas como aquellas cantidades de hidrocarburos (petróleo o gas) que se estiman pueden ser recuperadas en forma económica y con las técnicas adecuadas que sustenten su rentabilidad, de aquellas acumulaciones conocidas como POES (petróleo original en sitio) o GOES (gas original en sitio) a partir de la información con que se cuenta en el momento de realizar los cálculos de evaluación.

Las reservas probadas se clasifican también en "probadas desarrolladas", que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y en "probadas no desarrolladas", que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción a emplazar y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

Las reservas probables se definen como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería de reservorios dan una razonable confianza de ser recuperadas de yacimientos descubiertos, aunque no en la magnitud tal como para considerarse probadas.

Son también comunes los términos reservas probables y posibles. Tales conceptos demuestran un importante grado de incertidumbre en cuanto a su existencia, por lo que se expresan en intervalos y responden al conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

## 1.7 MODELOS DE FLUJO DE CAJA

El análisis de las inversiones de capital es un proceso analítico complejo de escoger entre varios proyectos de inversión la opción más conveniente. “El más importante y el más difícil paso de los análisis de inversión es la estimación de sus flujos de caja. Es decir los desembolsos de inversión requeridos y el ingreso de caja neto anual después de que el proyecto ha sido implementado”.<sup>2</sup>

La predicción del flujo de caja contiene muchas variables y en Petroproducción un equipo multidisciplinario participa en su determinación.

1. Los ingenieros de reservorios, en coordinación con los geólogos y geofísicos determinan el número de pozos a perforarse y la predicción de producción que se alcanzará con los pozos estimados.
2. La unidad de perforación estima los costos de perforación del proyecto de los pozos requeridos.
3. Las unidades de producción, de proyectos y equipos e ingeniería civil identifican las facilidades de producción requeridas y los costos estimados de dichas facilidades.
4. Comercio internacional de Petroecuador se encarga de realizar las predicciones de los precios de los crudos Oriente y Napo que se producen en el Ecuador.

---

<sup>2</sup> Mian, M.A, *Project Economics and Decision Analysis*, Tulsa, PennWell Corporation, 2002.

## **1.8 INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO**

Presentamos un listado básico de requerimientos que sirven para obtener información técnica apropiada para la evaluación del campo Drago.

- Mapas, mapas geológicos estructurales, mapas isópacos, cortes geológicos seccionales, etc.
- Información del lugar de la operación.
- Set completos de los registros eléctricos de pozos.
- Análisis de muestras de las zonas de interés analizadas.
- Análisis de los fluidos de los reservorios.
- Historia de la perforación, completación y pruebas iniciales del pozo Drago-1.
- Información de producción del pozo Drago-1 de las zonas de interés y datos de pruebas de presión de fondo.
- Predicción de producción diaria por pozo.
- Precios del crudo.
- Impuestos de ley e indemnizaciones.
- Costos estimados de completación de pozos.
- Copia de los estudios y/o reportes geológicos de los yacimientos.

## 1.9 PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN

Los puntos más críticos al evaluar un Campo en no producción como el Campo Drago son:

- Tasa de producción futura.
- Cronograma de la producción de crudo, gas y agua.
- Recuperación final.
- Precio del crudo
- Costos de operación
- Magnitud y cronograma de los costos de capital
- Impuestos, indemnizaciones.
- Propiedad del recurso (petróleo).

Sabemos que las previsiones son inexactas hasta cierto grado, pero son necesarias para una evaluación económica o financiera.

## 1.10 MÉTODOS PARA ESTIMAR RESERVAS

Para determinar el valor de las reservas, debemos primero hacer las proyecciones de la producción futura. Los varios métodos para estimar reservas dependen del tipo de información disponible, como por ejemplo la fase de desarrollo del campo. Entre las técnicas más conocidas para estimar reservas se incluyen las siguientes:

- **Volumétrico:** Cálculos del POES.
- **Analogía:** Comparación a pozos similares en yacimientos similares.

- **Técnicas de rendimiento:** Cálculos del balance de materiales, análisis de las curvas de declinación, simulación matemática del yacimiento.

### 1.11 CÁLCULOS VOLUMETRICOS

Los estimados volumétricos de petróleo y gas son generalmente usados en los primeros años de vida o producción de un campo, como es el caso del campo Drago. La información que se requiere para calcular el POES es:

h: Espesor neto de la formación, pies.

A: Área de drenaje, acres

Por: Porosidad, fracción

Sw: Saturación de agua, fracción

Bo: Factor volumétrico de la formación, RB/STB (sirve para convertir barriles de yacimiento a barriles estándares).

7,758: Constante para convertir acre-feet en barriles de yacimiento

La siguiente ecuación es usada para calcular el POES (N) en barriles estándares (STB).

$$N = \frac{7,758 \text{ Por } (1-S_w) hA}{Bo}$$

La porosidad y la saturación de agua se los obtiene de los registros eléctricos o del análisis de laboratorio de las muestras de las rocas que se sacan durante la perforación (núcleos). El espesor neto se lo adquiere de los registro de resistividad y radiactivos como el de rayos gamma. El área de drenaje puede ser

estimado de las pruebas de presión o por analogía de otros yacimientos similares. El factor volumétrico de la formación es determinado en el laboratorio de los análisis de fluido PVT (presión, volumen, temperatura).

El POES es entonces multiplicado por el factor de recobro para estimar las reservas del petróleo recuperable.

## **1.12 ANALISIS DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN**

Las curvas de declinación de la producción de petróleo son utilizadas frecuentemente en la industria petrolera para evaluar los pozos en forma individual, estudiar el comportamiento de los campos y predecir su futuro. Hay que recalcar que este método acepta un tratamiento gráfico o matemático que no se sustenta en leyes físicas que gobiernan el flujo de petróleo y gas a través de las formaciones productoras de hidrocarburos.

Entre los métodos de análisis de curvas de declinación de producción se distinguen la declinación exponencial, la armónica y la hiperbólica.

En la figura I-33<sup>3</sup> tomada de la internet, la producción de petróleo contra el tiempo para un pozo podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reserva del yacimiento en cuestión.

En el caso específico de la tesis las predicciones de producción se las ha realizado utilizando la declinación exponencial y los resultados se los detalla en el capítulo III para los dos pozos que se han estimado poner en producción en el Campo Drago de Petroproducción.

---

<sup>3</sup> [http://www.atlahua.com/temporal/curvas\\_de\\_declinacion.pdf](http://www.atlahua.com/temporal/curvas_de_declinacion.pdf)

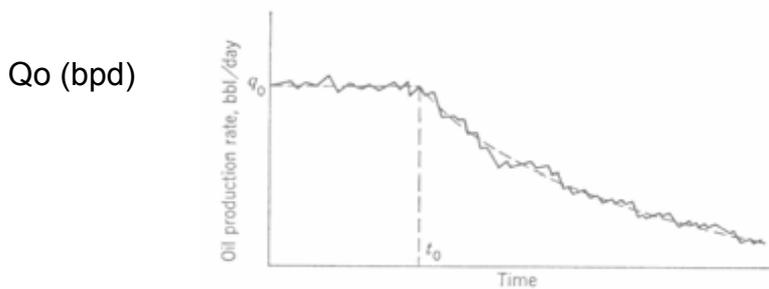


Fig. 1-33 Typical plot of oil-production rate vs time.

t

$Q_0$ : Gasto de producción del pozo dada en barriles por día (bpd)

t: Tiempo

Si se da forma a la región punteada, es posible extrapolar el comportamiento futuro. La declinación exponencial está definida con la expresión matemática de la ecuación exponencial de la forma  $y = ae^{bx}$ , la siguiente ecuación es usada para interpretar la curva de declinación.

$$q_t = q_i e^{-at}$$

$q_t$  = tasa de producción al final del periodo de tiempo, bl/mes

$q_i$  = tasa de producción al inicio del periodo de tiempo, bl/mes

a = tasa de declinación nominal, fracción

t = periodo de tiempo entre  $q_i$  y  $q_t$ , años

### 1.13 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN POR ANALOGÍA

Es ampliamente usada para la determinación de reservas y la predicción de producción de pozos y campos petroleros con insuficiente información. Es utilizada para pozos nuevos en un campo desarrollado o para pozos de exploración. Los pozos nuevos en un campo desarrollado tendrán usualmente características de yacimientos similares como los pozos cercanos. Mientras más cercanas son las propiedades análogas mejor será la predicción que se ha estimado.

La producción de los pozos exploratorios puede predecirse a partir de otros pozos en producción de campos vecinos que están produciendo del mismo tipo de yacimiento. Mientras más cercanas son las propiedades análogas, más confiable es la estimación de producción.

#### **1.14 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

En el país la política ambiental para el sector hidrocarburífero está regida por el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), emitido mediante R.O. 1215 de febrero del 2001. “Los estudios de impacto ambiental son realizados para la identificación y valoración de los impactos potenciales antes de la instalación de un proyecto; incluye también los planes, programas o acciones normativas relativas a los componentes físico- químicos, naturales, biológicos, socioeconómicos y culturales del entorno”.

Para el proyecto de Desarrollo del Campo Drago Petroproducción contrató a la Compañía Envirotec Cía. Ltda. para que realice el Estudio de Impacto Ambiental EIA y el Plan de Manejo Ambiental (PMA), cuyo alcance se resume en lo siguiente:

El alcance del estudio se basó en los requerimientos establecidos en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (R.O. 1215 de febrero del 2001), en lo referente a Estudios Ambientales (Capítulos IV) en los cuales se incluye el Diagnóstico Ambiental y los Términos de Referencia definidos por Petroproducción.

El estudio está basado en el análisis de la información existente en la Reevaluación del Diagnóstico y Plan de Manejo Ambiental para el Área de Producción Shushufindi, interpretación de fotografías aéreas e imágenes de satélite y en datos obtenidos durante la visita de campo. Con base en esta información se describieron y analizaron los diferentes aspectos que caracterizan el área y se formuló el Plan de Manejo.

Mediante la utilización de criterios de planificación ambiental de proyectos, se llevaron a cabo tres actividades básicas:

- **Línea Base Ambiental:** Está basada en el estudio ambiental anterior, realizado en el Área de Producción Shushufindi., en la comprobación de la información durante la visita de campo del mencionado estudio y en el Diagnóstico Ambiental de la Plataforma Drago Pad 1.
- **Evaluación de Impactos Ambientales (EIA):** La cual tuvo por objeto evaluar la interacción de las actividades propias del proyecto con el ambiente característico de su área de influencia.
- **Plan de Manejo Ambiental (PMA):** Al identificar la probabilidad de ocurrencia de impactos negativos de las actividades a realizar sobre el ambiente biofísico y social en una zona delimitada, se procedió a diseñar un conjunto de medidas que permitan evitarlos, mitigarlos, reducir su efecto o controlar sus consecuencias en función de los procedimientos operativos de Petroproducción, las actividades del proyecto, las condiciones del área y buenas prácticas de ingeniería.

El área de influencia se caracteriza litológicamente por la formación Chambira y la presencia de aluviales en poca extensión. Además la geomorfología de la zona de estudio se encuentra en tres unidades: aluviales, pantanos y zonas planas.

Las pruebas físico-químicas de las muestras de agua determinaron que los niveles de los parámetros están dentro de los límites permisibles, excepto en los lugares donde hay vivienda cercana a los ríos, posiblemente debido a contaminación generada por las personas que habitan esos puntos específicos.

Durante la fase de campo en los sitios de muestreo se identificaron un total de 13 especies de anfibios y reptiles que representan el 2,77 % del total de herpetofauna del país y el 8,84 % de toda la región amazónica. También se registraron 56 especies de aves, agrupadas en 26 familias y 12 órdenes,

resultando las familias más representativas la Thraupidae, Icteridae, Psittacidae y Tyrannidae.

Las poblaciones de especies de aves grandes han desaparecido de la zona del Campo Drago, debido básicamente por la cacería indiscriminada del hombre y la destrucción del hábitat natural.

Al final el estudio concluye que los impactos ambientales son mínimos, que los puntos de estudio del Campo Drago fueron catalogados como zonas de sensibilidad ambiental baja, básicamente por el estado de conservación del área, que fundamentalmente son fincas con plantaciones de palma africana y pastizales con pequeños parches de vegetación secundaria. Lo que en otras palabras quiere decir que el hombre ya cambió hace mucho tiempo las condiciones iniciales del bosque primario y del entorno. Además de las especies registradas, ninguna se encuentra dentro de alguna de las categorías de amenaza, o es endémica para Ecuador y tampoco hay evidencias de material arqueológico en la zona.

### **1.15 EL VALOR DEL MEDIO AMBIENTE**

En cuanto a la valoración del medio ambiente Diego Azqueta dice:

“El proceso de valoración establece un entramado de derechos y obligaciones entre el sujeto que valora, el sujeto en nombre del cual se lleva a cabo la valoración, y el propio objeto valorado, que lleva la discusión a desembocar en el no siempre fácil campo de la discusión ética [...] se está explicitando una determinada concepción moral con respecto al marco de relaciones que establece la especie humana con el resto de la biosfera.”<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Azqueta, Diego, y otros, *Introducción a la economía ambiental*, Madrid, Mc Graw Hill, 2007,69-70.

Quienes proponen esta filosofía económica ambiental argumentan que el medio ambiente puede tener distintos tipos de valor y distinguen los *valores de uso y de no uso*. El *valor de uso* hace referencia al carácter instrumental que, a menudo, adquieren los atributos de la naturaleza, y que los hacen ser utilizados por las personas para su bienestar o calidad de vida, como el disfrute de una playa no contaminada o de un bosque natural para citar ejemplos.

Los atributos ambientales pueden tener para algunas personas un *valor de no uso*, es decir un valor no ligado al uso o usufructo del placer o bienestar que proporciona el bien ambiental, pero que valoran positivamente que el bien exista.

Quienes defienden esta tesis económica ambiental han establecido métodos indirectos y directos para valorar la calidad ambiental; entre los métodos indirectos de valoración tienen el método de los costes de reposición, los métodos basados en la función de producción, el método de los precios hedónicos y el método del coste de viaje. Entre los más importantes de los métodos directos de valoración se haya el método de la valoración contingente.

Todos estos métodos tienen la limitación que se basan en la afirmación de que el medio ambiente tiene valor en tanto en cuanto el ser humano se las proporcione.

Respecto a las debilidades de estas aproximaciones, mencionar que los modelos de referencia indirecta al mercado no evalúan los precios en competencia perfecta, coexistiendo precios políticos, monopolios, impuestos y subvenciones, y que los métodos directos, como le ocurre al de valoración contingente, generan un mercado de un bien, con frecuencia desconocido y habitualmente sin coste. En este caso, el método de estimación es poco fiable por la gran dependencia del contexto donde se produce el estudio. En general, estos procedimientos economicistas presentan serias limitaciones, en especial: las relativas a la fijación de los actores

implicados, lo que influye en los valores considerados (uso, opción y existencia); la inexistencia de un mercado ambiental y la consideración de aspectos intangibles difícilmente cuantificables en términos económicos.

Por otro lado, el economicista enfoque tradicional está basado en el paradigma de la racionalidad sustantiva cuyas hipótesis restrictivas (Moreno, 1996, 1997; Moreno et al., 1999) no lo hacen el más apropiado en la priorización y selección ambiental. El comportamiento optimizador (maximización del bienestar) de la escuela tradicional, utilitarista u ortodoxa, requiere el conocimiento previo de las alternativas, de sus consecuencias y del criterio seguido para la evaluación y comparación de las mismas. En la práctica, el decisor no conoce las consecuencias de las alternativas, sino las expectativas de las mismas. Además, existe más de un objetivo y no tiene capacidad ilimitada para producir información, por lo que requiere la utilización de paradigmas de racionalidad menos estrictos donde las decisiones se tomen en un tiempo limitado y basándose en una información parcial.

Algunas características de los problemas ambientales (Janssen, 1992; Moreno, 1996) como su complejidad (múltiples actores, criterios, escenarios, etc.), incertidumbre (ausencia de modelos subyacentes e información cierta, lagunas en el conocimiento, etc.), irreversibilidad (existencia de efectos irreversibles con poca verosimilitud), equidad intergeneracional (consideración de las generaciones futuras), y el subjetivismo asociado a lo trascendental, comprensión y descripción (Buchanan et al., 1998), sugieren su resolución utilizando otros enfoques que siendo más abiertos, flexibles y realistas que la racionalidad sustantiva, se orienten fundamentalmente al aprendizaje, la comprensión y la comunicación (Moreno et al., 1999).

En este sentido se han propuesto en la literatura otras aproximaciones no monetarias en valoración ambiental entre las que destacan: a) los métodos de evaluación de impacto ambiental (EIA) y b) las técnicas de decisión multicriterio (TDM). Los métodos EIA proporcionan un valor asociado a cada alternativa que mida los efectos ambientales en las denominadas unidades de impacto ambiental. [...] Las TDM son un conjunto de herramientas y procedimientos utilizados en la resolución de problemas de decisión complejos en los que intervienen diferentes actores y criterios. Estas técnicas pueden clasificarse conforme a numerosos criterios. [...]

Los procedimientos no monetarios (EIA, TDM), requieren otros paradigmas decisionales más acordes con la filosofía actualmente existente en la búsqueda de la mejor decisión ambiental.

Cuando se habla de la aplicación del método científico en la toma de decisiones (decisiones analíticas frente a intuitivas), se necesita establecer una serie de principios que permitan: organizar el pensamiento, estructurar el proceso mental interno, analizar el problema, sintetizar datos, información y conocimiento, y dotar de rigor metodológico, accesibilidad y publicidad a los resultados obtenidos (Roy, 1993).

Todo ello exige combinar aspectos tangibles e intangibles en una escala válida para la toma de decisiones, siguiendo una nueva racionalidad que sea (Saaty, 1996): a) simple en su construcción; b) adaptable a decisiones en grupo e individuales; c) acorde con nuestras intuiciones, valores y pensamientos; d) que potencie el compromiso y el consenso y e) que no exija una especialización suprema para su comprensión.<sup>5</sup>

## **1.16 INVERSIONES DE CAPITAL**

Son aquellas inversiones en las que se incurre al principio de un proyecto, a veces durante varios años antes de obtenerse ingresos. En el *upstream* del negocio petrolero corresponde a los gastos geológicos y geofísicos, a los costos de perforación, tanques, construcción de plataformas e instalaciones, facilidades de producción, cabezales de pozos, líneas de flujo y oleoductos secundarios, campamentos y oficinas, etc.

## **1.17 COSTOS DE OPERACIÓN**

Son los costos en que se incurre periódicamente y son necesarios para la operación diaria del campo. El costo operativo generalmente se lo expresa en dólares por barril y básicamente está compuesto por los costos fijos, costos variables por unidad de producción, mantenimiento de las facilidades de producción, reacondicionamiento de pozos (*workover*), costos indirectos y administrativos.

---

<sup>5</sup> <http://www.scielo.br/pdf/pope/v21n1/a01v21n1.pdf>

## 1.18 PRECIOS DEL CRUDO

El Ecuador vende crudo Oriente de 23,7 grados con 0,6 % de contenido de azufre que se producen en los campos de Petroproducción y también exporta crudo Napo, más pesado, que proviene de la explotación petrolera de los campos que operan las compañías extranjeras.

Los precios del crudo se cotizan en dólares americanos por barril, que es la unidad de volumen aceptada por el American Petroleum Institute y contiene 42 galones bajo condiciones estándares, es decir a 60 grados Fahrenheit y presión atmosférica.

El precio del petróleo depende de su calidad y básicamente ésta tiene que ver con su gravedad API, su contenido de azufre y la curva de destilación. Como se vio anteriormente, Crudo liviano o ligero, es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API.

Crudo medio o mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.

Crudo pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.

Crudo extrapesado es aquel que tiene gravedades API menores a 10 °API. A este tipo de crudo también se les denomina bitumen.

El precio es más alto para los crudos más livianos, fundamentalmente porque en las refinerías se obtendrá de ellos mucho más volumen de gasolina, a diferencia de los más pesados que darán más "*fuel oil*" y mayor residuo como el coque.

El contenido de azufre incide en el rendimiento de refinación y es otro factor para la reducción del precio del petróleo. Contenido de azufre por debajo

del 1% por peso caracterizan a los crudos dulces y se los cotiza a mejor precio. Los crudos que contienen más del 1% por peso de azufre se los conoce como crudos agrios y se venden a menor precio.

“La reducción de márgenes ha obligado a los refinadores a matizar sus compras y el perfil en la destilación de un crudo facilita, a priori, el valor en productos de un determinado crudo y, necesariamente, le hace más o menos valioso”.<sup>6</sup>

Los precios del crudo además de la calidad están en función de la economía global, localización, demanda, de las reservas mundiales, de los esfuerzos y éxitos en exploración, de la OPEP, de la producción de los países no miembros de la OPEP, fuentes alternativas de combustibles, entre otros.

En el comercio de petróleo, se usan crudos referentes o crudos marcadores para establecer el precio. El crudo marcador para el crudo oriente del Ecuador es el WTI, West Texas Intermediate (39,6 ° API, 0,24% S), que se aplica aquellos crudos de características similares, ligeros y dulces, que se producen en Tejas, Oklahoma y Kansas.

El crudo Oriente debe ser ajustado por calidad con relación a su crudo marcador que es el WTI. Un ajuste típico de los refinadores es de US \$ 0,15 por ° API para crudos entre 30 y 40 ° API. Para crudos inferiores a 30 ° API se restan US \$ 3.0 más US \$ 0,10 por cada grado por debajo de los 30 °API. Se penaliza a

---

<sup>6</sup> Figueroa, Emilio, *El comportamiento económico del Mercado del petróleo*, Madrid, Ediciones Diaz de Santos, 2006, 157-159.

los crudos por arriba de 30 ° API que contengan azufre superior a 0,5% con US \$0,05.

La tendencia de los precios de los crudos ha sido muy variada en los últimos nueve años pero con una fuerte tendencia a la baja a partir de octubre de 2008, en el siguiente gráfico 1.2 podemos apreciar lo afirmado:

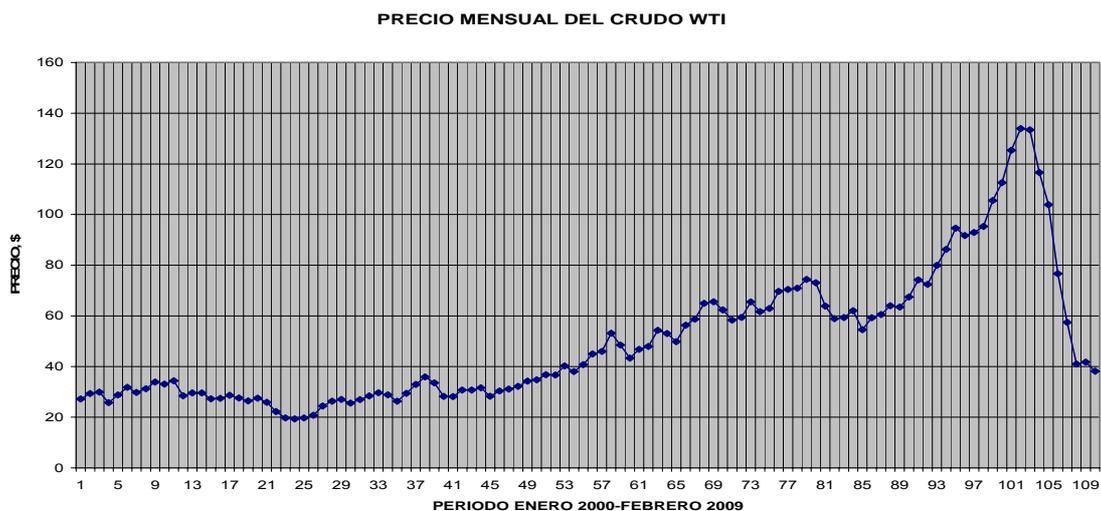


Gráfico 1.2

Si se ajusta el gráfico anterior a la tendencia potencial que proporciona Excel, podemos apreciar en el gráfico 1.3 la proyección del precio.

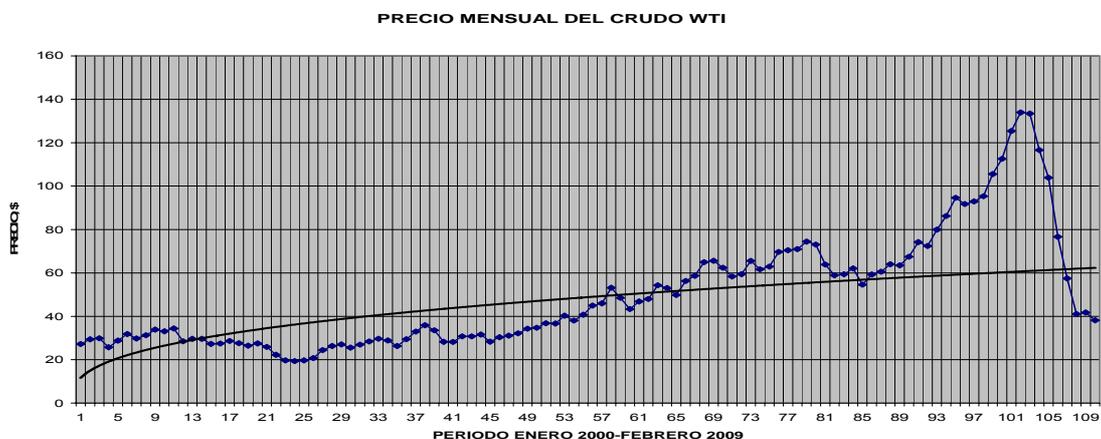


Gráfico 1.3

Éste gráfico evidencia que el precio del crudo WTI estará en alrededor de US \$ 62, obviamente ésta es una apreciación matemática, por la cual no necesariamente se guía el mercado del crudo marcador WTI, pero sirve como base para hacer consideraciones de posibles escenarios de precios.

Otro de los caminos para tomar decisiones de análisis de precios de crudo es lo que hoy se conoce como análisis de riesgo, pero no es parte del análisis en el modelo determinístico que se ha usado para la tesis, sino del modelo probabilístico o estocástico. La diferencia estriba en que el modelo determinístico asigna o determina valores y los da como ciertos, mientras que el modelo estocástico está relacionado con la incertidumbre y todas las variables son tratadas con incertidumbre. En el análisis de proyectos es muy común usar las aproximaciones determinísticas ya que se puede obtener una respuesta razonable a cada una de las cuestiones basados solamente en un número e ignorando la incertidumbre.

Se ha usado el modelo determinístico para la elaboración de ésta tesis, básicamente porque el campo Drago es un campo nuevo y hay que asumir valores por analogía de campos vecinos, como por ejemplo la declinación del campo Shushufindi para los cálculos de la predicción de producción de los pozos.

Determinar pronósticos de precios de crudo no solo responde a los análisis probabilísticos o aleatorios o al empleo de uno u otro modelo. Sin embargo se ha simulado por el método aleatorio de Montecarlo los posibles precios del crudo para el campo Drago, tomando en cuenta los precios más bajos que soportaría el proyecto, es decir US \$ 13,48 y 12,44; con VAN igual a cero y a tasas de descuento del 12 y 6% respectivamente. Para la simulación triangular de Montecarlo se usó como precio “más probable” US \$ 40 por barril estimado por la

Energy Information Agency de USA para el año 2009 ajustado por calidad para el crudo del campo Drago ya que el WTI estará en US \$ 43, y 100 en el escenario más alto porque en el año 2008 pasó ese nivel de precios. Ver cuadros 1.1 y 1.2.

Para entender los cálculos del cuadro 1.1 y 1.2 se deben tomar en cuenta lo siguientes aspectos que se ejemplifican en el cuadro 1.1:

1. Microsoft Excel genera dos números aleatorios el 0,03134 y el 0,92353 como se observa en la primera fila del cuadro 1,1 y así sucesivamente.
2. Se usa la función de distribución acumulativa de la distribución uniforme, transformando el número aleatorio 0,03134 en la correspondiente variación aleatoria de la distribución uniforme. Para resolver por X se usa la siguiente ecuación con  $R_N = 0,03134$ :

$$\begin{aligned} X &= R_N (X_{\max} - X_{\min}) + X_{\min} \\ &= 0,03134 (3131,216 - 3131,216) + 3131,216 \\ &= 3131,216 \text{ M bl (bl = barril)} \end{aligned}$$

3. Se usa la función de la distribución acumulativa de la distribución triangular y se transforma el número aleatorio 0,89538 en su correspondiente variación aleatoria de la distribución triangular, con el número aleatorio  $R_N = 0,89538$  y resolviendo para X la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} X &= X_H - \sqrt{(X_H - X_M)(X_H - X_L)(1 - R_N)} \\ &= 100 - \sqrt{(100 - 40)(100 - 13,48)(1 - 0,92353)} \\ &= 80,076 \text{ \$/ bl} \end{aligned}$$

4. Se calcula el ingreso bruto de caja multiplicando el resultado de los pasos 2 y 3, pero también se podrían generar otras columnas para el ingreso neto.

		Distribución	Parámetros		
			Bajo	Alto	Más probable
Reservas	M bl	Uniforme	3131,216		
Precio crudo	\$/bl	Triangular	13,48	100	40
Impuestos	0,0%				
Iteraciones	Número Aleatorio	Reservas (M bl)	Número Aleatorio	Precio del crudo (\$/bl)	Ingreso bruto (M\$)
1	0,03134	3.033,084	0,92353	80,076	242.876,81
2	0,39800	1.884,992	0,05013	24,205	45.626,07
3	0,40564	1.861,070	0,93055	81,012	150.769,72
4	0,55144	1.404,538	0,30229	39,816	55.923,70
5	0,86184	432,609	0,18518	34,093	14.748,95
6	0,12585	2.737,152	0,24870	37,368	102.282,38
7	0,70737	916,288	0,96631	86,775	79.511,18
8	0,58097	1.312,073	0,13265	30,926	40.577,33
9	0,12432	2.741,943	0,61568	55,334	151.721,75
10	0,07570	2.894,183	0,59190	53,973	156.206,35
11	0,87367	395,567	0,39769	44,083	17.437,76
12	0,11773	2.762,578	0,43446	45,817	126.572,17
13	0,13443	2.710,287	0,05395	24,606	66.689,43
14	0,19681	2.514,961	0,89538	76,695	192.886,02
15	0,23976	2.380,476	0,90827	78,178	186.101,42
16	0,60011	1.252,142	0,43562	45,872	57.438,61
17	0,37911	1.944,141	0,53332	50,780	98.723,05
18	0,03720	3.014,735	0,02090	20,405	61.515,59
19	0,65572	1.078,015	0,48251	48,170	51.927,51
20	0,01683	3.078,518	0,07435	26,541	81.707,78
21	0,95050	154,995	0,34995	41,909	6.495,73
22	0,18716	2.545,178	0,86915	73,937	188.183,36
23	0,97003	93,843	0,23153	36,529	3.427,96
24	0,49629	1.577,225	0,91205	78,633	124.021,28
25	0,03103	3.034,054	0,02563	21,149	64.166,18
26	0,75133	778,639	0,36118	42,413	33.024,57
27	0,06152	2.938,584	0,75241	64,149	188.507,40
28	0,98794	37,762	0,19873	34,834	1.315,41
29	0,18735	2.544,583	0,84752	71,865	182.867,52
30	0,06747	2.919,953	0,51680	49,916	145.752,93
			Promedio	50,002	

Cuadro 1.1 Simulación por Montecarlo del precio del crudo

		Distribución	Parametros		
			Bajo	Alto	Más probable
RESERVAS	M bl	Uniforme	3131,216	3131,216	
PRECIO	\$/bl	Triangular	12,4471554	100	40
IMPUESTO	0,0%				
ITERACIÓN	NÚMERO ALEATORIO	RESERVAS (M bl)	NÚMERO ALEATORIO	PRECIO CRUDO (\$/bl)	INGRESO BRUTO (M\$)
1	0,03134	3.131,216	0,89538	76,557	239.715,67
2	0,12585	3.131,216	0,43446	45,494	142.452,28
3	0,23976	3.131,216	0,18518	33,583	105.154,98
4	0,39800	3.131,216	0,24870	36,941	115.670,12
5	0,40564	3.131,216	0,61568	55,068	172.429,32
6	0,55144	3.131,216	0,59190	53,699	168.141,94
7	0,65572	3.131,216	0,75241	63,936	200.196,54
8	0,70737	3.131,216	0,92353	79,957	250.363,57
9	0,86184	3.131,216	0,30229	39,451	123.530,51
10	0,95050	3.131,216	0,05013	23,444	73.408,16
11	0,87368	3.131,216	0,39769	43,750	136.991,40
12	0,11773	3.131,216	0,43562	45,550	142.627,41
13	0,49891	3.131,216	0,05395	23,855	74.696,02
14	0,53449	3.131,216	0,86915	73,782	231.027,75
15	0,20421	3.131,216	0,90827	78,048	244.386,36
16	0,60011	3.131,216	0,12977	30,140	94.375,85
17	0,37911	3.131,216	0,53332	50,487	158.085,31
18	0,03720	3.131,216	0,24868	36,940	115.667,04
19	0,76155	3.131,216	0,66010	57,744	180.809,56
20	0,90763	3.131,216	0,71377	61,224	191.704,08
21	0,97003	3.131,216	0,34995	41,564	130.144,32
22	0,18716	3.131,216	0,88957	75,915	237.704,94
23	0,23851	3.131,216	0,23153	36,080	112.975,29
24	0,49629	3.131,216	0,91205	78,505	245.817,47
25	0,03103	3.131,216	0,02563	20,310	63.595,73
26	0,75133	3.131,216	0,41718	44,668	139.864,51
27	0,31639	3.131,216	0,74563	63,445	198.660,81
28	0,51776	3.131,216	0,19873	34,342	107.533,51
29	0,69116	3.131,216	0,60270	54,315	170.073,18
30	0,85887	3.131,216	0,51680	49,618	155.365,11
Promedio				50,280	

Cuadro 1.2 Simulación por Montecarlo del precio del crudo

Como se puede constatar el precio promedio del petróleo por este método en los dos escenarios de VAN igual a cero y tasas de descuento de 12 y 6%, es de US \$ 50.

Según estudios de la Energy Information Administration (EIA) del gobierno de los Estados Unidos del 10 de febrero de 2009, el Producto Interno Bruto (PIB) de ese país, tiene expectativas de decrecer en alrededor del 2,7% en el año 2009. Esta situación hará que baje el consumo de combustibles en esta gran nación que es el mayor consumidor de petróleo en el mundo.

También concluye que el precio promedio del WTI en julio de 2008 fue de US \$ 133, pero cayó en diciembre del mismo año y se repitió en enero de 2009 con US \$ 41. Por lo tanto se espera que los precios del WTI se mantengan en el año 2009 en US \$ 43 y en el año 2010 a un precio promedio de US \$ 55. Ver gráfico 1.4

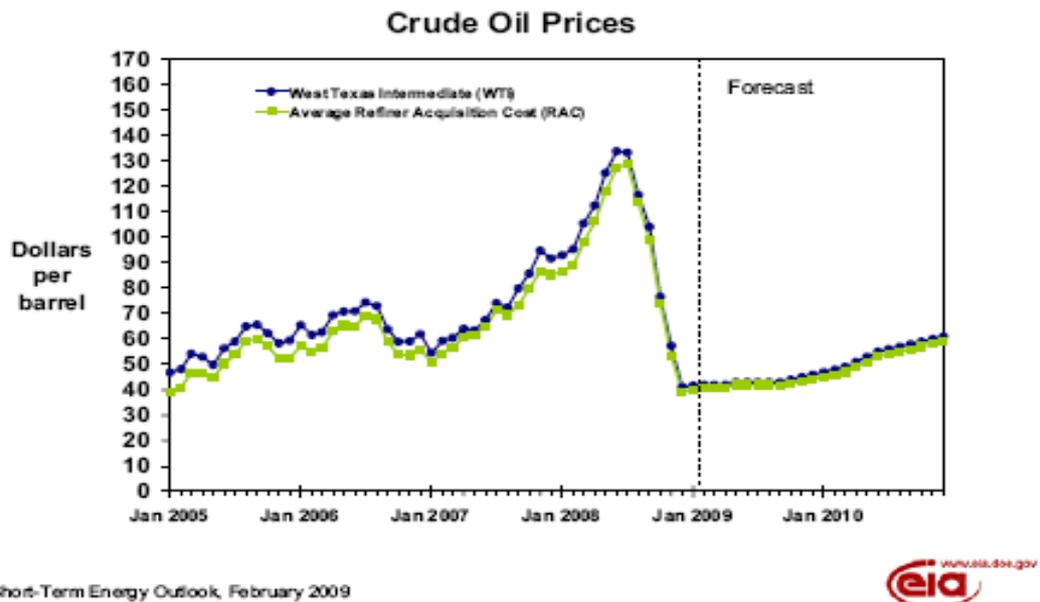


Gráfico 1.4

Fuente: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)

Además se estima que el consumo de crudo a nivel mundial se incrementará en los próximos años lo que posiblemente incidirá para que suba el precio del crudo WTI que es el crudo marcador para el Ecuador. Todo dependerá del mercado, de la producción de petróleo crudo de los países no miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, para que sigan sosteniendo la producción actual e incrementarla en los próximos años y soportar la demanda. Obviamente depende también de los países miembros de la OPEP, ya que estos países por el momento gozan de las mayores reservas mundiales y pueden ser claves en los precios ante la escasez de oferta en el mercado de los crudos para suplir la demanda mundial. Ver gráfico 1.5

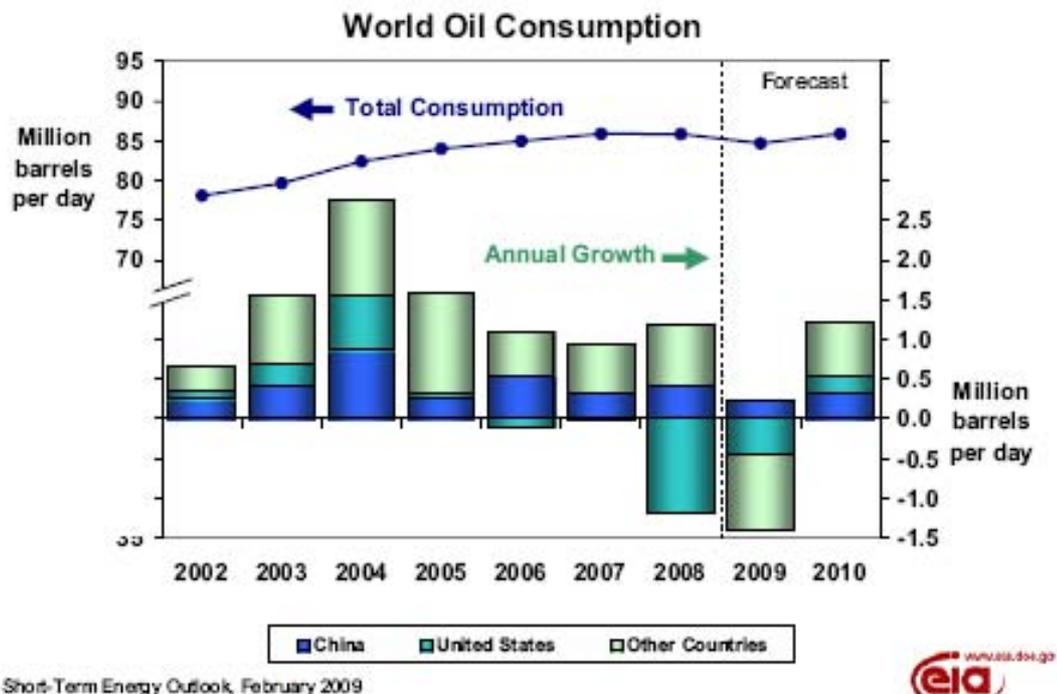


Gráfico 1.5

Fuente: www.eia.doe.gov

## 1.19 CONSTRUCCIÓN DEL FLUJO DE FONDOS

El análisis costo beneficio es un instrumento que permite tomar decisiones con base en los beneficios y costos que va a generar un proyecto, en general si los beneficios son mayores que los costos, incluido el costo de oportunidad del dinero, el proyecto es bueno. El análisis costo beneficio toma diferentes nombres dependiendo del punto de vista y de los criterios utilizados para realizarlo, los diferentes tipos de evaluación son: evaluación financiera, económica y social. Se diferencian según sus puntos de vista y los criterios utilizados para analizar el proyecto.

Las actividades de evaluación son llevadas a cabo por un grupo interdisciplinario conformado por personas que, en lo posible, no pertenecen al grupo o entidad encargada de hacer la preparación o formulación del proyecto, con el fin de lograr un mínimo nivel de independencia en el momento de generar los criterios para la toma de decisiones.

El análisis costo beneficio puede ser enfocado desde la óptica de un grupo de inversionistas o de la sociedad en su conjunto

La evaluación financiera identifica, desde el punto de vista de un inversionista o un participante en el proyecto, los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto y, en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo en términos privados.

La evaluación financiera proporciona señales que sirven para tomar decisiones acerca de la realización o no de proyectos de inversión, para lo cual es necesario resumir tanto los ingresos como los egresos que va a generar un proyecto durante el período de su vida útil en un esquema que se denomina flujo de fondos neto con base en el que se calculan unos indicadores que no son más que números.[...]

La naturaleza del proyecto y de sus inversionistas y ejecutores definirá la relevancia de cada tipo de evaluación. Para los proyectos realizados por inversionistas del sector privado, podría esperarse que la única evaluación tenida en cuenta para la toma de decisiones sobre la factibilidad del proyecto será la evaluación financiera. En contraste, si el proyecto propuesto se realiza por el sector público, es posible que no se pretenda generar ninguna rentabilidad a la inversión, sino que se busca satisfacer alguna necesidad o solucionar algún problema de la comunidad que afecta al bienestar de la población.

Un proyecto se descarta si no se obtiene un resultado favorable de las evaluaciones relevantes, después de haber analizado las diferentes alternativas de diseño y las modificaciones generadas por el propio proceso de preparación y evaluación. El proyecto que arroja un resultado positivo en las evaluaciones relevantes se compara con las otras alternativas de inversión, con el fin de seleccionar la mejor. Así la evaluación apoya y contribuye al proceso de toma de decisiones, para contribuir a una mejor utilización de recursos y al cumplimiento de los objetivos de los inversionistas o ejecutores.

Aunque se ha afirmado que la evaluación financiera suele ser hecha antes de que el proyecto empiece a operar y se denomina ex-ante, no implica que no pueda ser realizada una vez que el proyecto ha tenido un avance significativo o ha concluido, y se realiza con el objetivo de determinar si el proyecto está cumpliendo con los objetivos y metas propuestos o no, para, en este caso, reorientar al proyecto o no cometer los mismos errores en otros proyectos similares, en este caso se denomina ex post.

La evaluación financiera cumple algunas funciones entre las cuales se puede mencionar:

1. Determina la temporalidad y la magnitud de los ingresos y egresos que va a generar el proyecto, así se puede diseñar un plan de financiamiento.
2. Mide la rentabilidad de la inversión, es decir, la viabilidad de realizar un proyecto.
3. Genera la información necesaria para comparar la rentabilidad de un proyecto con otras alternativas o con otras oportunidades de inversión.

La información que aporta la evaluación financiera es muy valiosa para la entidad o entidades que participan en el proyecto. Dicha información permite juzgar si se justifica lo que podrían ganar si se invirtieran esos recursos en el mejor uso alternativo.[...]

Por lo tanto, el paso previo para iniciar con la evaluación financiera es determinar el punto de vista desde el cual va a ser realizada la evaluación; un rubro financiero podría ser un costo desde un punto de vista y, a la vez, ser un ingreso desde otra perspectiva. Los impuestos, por ejemplo, serán costos para la entidad ejecutora e ingresos para el gobierno. Un proyecto de riego puede ser financieramente rentable para los beneficiarios directos y no viable (financieramente) para la entidad ejecutora.

La evaluación financiera se realiza considerando los siguientes pasos:

1. Definición del punto de vista desde el cual se va a realizar la evaluación
2. Determinación de la vida útil del proyecto.
3. La sistematización y presentación de los costos y beneficios en el flujo de fondos.
4. El resumen de estos costos y beneficios en un indicador que permita compararlos con los de otros proyectos. Este paso considera el valor del dinero en el tiempo y calcula un indicador que refleja la rentabilidad del proyecto.

La definición del punto de vista desde el cual se va a realizar la evaluación financiera es una tarea sencilla pero muy importante porque se podría adoptar malas decisiones debido a que la evaluación la hicimos considerando ingresos o egresos que no serán percibidos o asumidos por la persona o institución para la cual realizamos la evaluación.

La determinación de la vida útil del proyecto se realiza considerando:

- a) La vida útil técnica de los activos
- b) La existencia de demanda para el bien o servicio que va a ofertar el proyecto
- c) Restricciones de tipo legal

El plazo más corto de entre los tres determina la vida útil del proyecto porque si los activos terminan su vida técnica aunque haya demanda o ausencia de restricciones para continuar produciendo el bien o servicio en el futuro será necesario realizar una nueva evaluación; igual puede ser que los activos técnicamente puedan producir el bien o servicio pero que ya no haya mercado porque los gustos o preferencias, el ingreso o cualquier variable que interviene en la función de demanda ha cambiado e incide negativamente en nuestro proyecto; o podría ser el caso que existe demanda y que los activos pueden seguir produciendo pero que restricciones de tipo legal (una ordenanza que establece un estándar tecnológico para evitar la contaminación, por ejemplo) no lo permiten.

Una vez definidos el punto de vista y el período de vida útil del proyecto el siguiente paso es la construcción del flujo de fondos.

El flujo de fondos es un esquema de presentación sistemática de los ingresos y egresos que se presentan período por período (por lo general se considera flujos anuales). Los ingresos y egresos se obtienen de los diferentes estudios que se realizan en la etapa de formulación del

proyecto. Por lo tanto, el flujo de fondos puede considerarse como una síntesis de todos los estudios realizados como parte de la etapa de preinversión.<sup>7</sup>

## **1.20 INGRESOS Y EGRESOS**

Ingresos.- son estimaciones de dinero que dependen del rigor de estudio de mercado y están sujetos al comportamiento del mercado y pueden ser operacionales, cuando el dinero que el proyecto recibe por su actividad de producir obras, bienes y servicios; o financieros cuando son ingresos por inversiones de reserva (M. Rojas, 2007: 50).<sup>8</sup>

Es prudente señalar que “puede haber ingreso sin entrada, como en el caso de una venta a crédito, en donde no se ha recibido aún dinero y consecuentemente sólo se afectan los resultados con el abono a ventas sin tener entradas, ya que no se ha recibido aún ninguna cantidad de efectivo”.

En el proyecto, los ingresos se consideran sólo aquellos ingresos de efectivo que se obtienen por la venta de crudo.

Ingreso Bruto.- “Aquel ingreso total que no considera disminuciones por ningún concepto”.

Ingreso neto.- Es aquel ingreso que resulta luego de haber deducido los costos y gastos (los costos de operación para nuestro caso en particular) y los impuestos.

Egreso: Es todo el dinero que sale de la empresa y que son necesarios para llevar a cabo su actividad productiva. Incluye los costes variables y fijos. En

---

<sup>7</sup> Tomado de las clases en la UASB del Eco. Wilson Ortega “Evaluación financiera de proyectos”

<sup>8</sup> Rojas, Miguel, *Evaluación de proyectos para ingenieros*, Bogota, Ecoe Ediciones, 2007.

el proyecto analizado están incluidos en los costos operativos, pago de impuesto por la ley 010 y las inversiones.

## 1.21 EL VALOR PRESENTE NETO COMO CRITERIO PARA LA TOMA DE DECISIÓN.

Para tomar una decisión sobre la rentabilidad de un proyecto, hay que compararlo con unas alternativas de inversiones: o sea, hay que compararlo con el beneficio que el dinero invertido en el proyecto hubiera podido generar si hubiese sido invertido en el mejor uso alternativo (en otros proyectos productivos o en el mercado financiero). Es decir, hay que comparar los beneficios del proyecto con el costo de oportunidad del dinero invertido en el proyecto.

El valor presente neto representa la suma presente que es equivalente a los ingresos netos futuros y presentes de un proyecto. La conversión de sumas futuras de dinero a sumas presentes toma en cuenta el costo de oportunidad del dinero a través de la fórmula (15), una vez expresados los beneficios netos futuros en unidades monetarias del presente se puede sumar y así obtener el valor presente neto del proyecto.

El valor presente neto se calcula por facilidad para determinar el excedente que se tendría al momento de realizar la inversión una vez que se han cubierto todos los egresos; pero se pudo haber calculado un indicador como el *valor futuro neto* en un período futuro, las conclusiones serán las mismas, pero debido a que no estamos acostumbrados a tomar decisiones con base en cantidades que tendríamos en el futuro simplemente no se obtienen indicadores expresados en moneda del futuro.

Formalmente el valor presente neto del proyecto se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$VPN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(B_k - C_k)}{(1+i)^k} \quad (17)$$

Para los casos en los cuales el primer flujo se lo tiene al inicio de cero, ese valor ya está en valor presente, por esa razón en la fórmula (17) el flujo del año 0 se eleva a la potencia cero. La letra B representa el beneficio expresado en unidades monetarias de cada año, la letra C representa los egresos que se tendrá en cada año, por eso, B-C refleja el flujo de fondos neto y el subíndice representa el período en el cual se generará el flujo. La fórmula podría expresarse así:

$$VPN = \frac{(FFN_0)}{(1+i)^0} + \frac{(FFN_1)}{(1+i)^1} + \frac{(FFN_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(FFN_k)}{(1+i)^k} \quad (18)$$

En la fórmula 18 si alguno de los flujos de fondos es negativo, debe expresarse en el cálculo del VPN, por esa razón en lugar de que ese flujo se sume debe restarse.

Si el primer flujo de fondos se realiza al final del período, al primer flujo de fondos también hay que calcularle el valor presente, en ese caso, la fórmula (18) se transformaría a la siguiente

$$VPN = \frac{(FFN_0)}{(1+i)^1} + \frac{(FFN_1)}{(1+i)^2} + \frac{(FFN_2)}{(1+i)^3} + \dots + \frac{(FFN_k)}{(1+i)^{k+1}} \quad (19)$$

Como se puede apreciar en las fórmulas (17-19) un beneficio o un costo recibido en el futuro vale menos que un beneficio o un costo respectivamente que se reciba en el presente. La razón para el caso del beneficio es que se ha dejado pasar algunas oportunidades de inversión y por tanto se está incurriendo en un costo de oportunidad, para el caso del costo se debe a que si se deja de pagar un costo dichos fondos pueden ser invertidos durante el tiempo por el cual se retardan los pagos.

El VPN puede ser positivo, cero o negativo. Si es positivo significa que los beneficios netos están por arriba del costo de oportunidad, es decir que después de cubrir todos los costos en los cuales se incluyen la inversión, los costos de operación y el costo de oportunidad del dinero, el proyecto genera recursos adicionales; si el VPN es cero implica que el proyecto permite cubrir exactamente todos los costos, erróneamente se suele decir que en este caso el proyecto no gana ni pierde cuando en realidad lo que se debe decir es que los beneficios del proyecto alcanzan tan solo a compensar los costos de oportunidad de sacrificar otras alternativas de inversión. El VPN negativo implicará por tanto que los beneficios netos del proyecto no compensan los costos del oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.

Por tanto se puede llegar a las siguientes conclusiones utilizando el valor obtenido del VPN:

*Si  $VPN > 0$ , el proyecto debe ser aceptado*

*Si  $VPN = 0$ , es indiferente entre realizar el proyecto o escoger las otras alternativas de inversión, ya que arrojan el mismo beneficio.*

*Si  $VPN < 0$ , el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio.*

Es importante tener en cuenta que el cálculo del VPN se basa en dos supuestos básicos;

- Los recursos netos generados por el proyecto serán re-invertidos a la tasa de interés de oportunidad, inclusive después de la vida útil del proyecto.
- La diferencia entre la suma invertida en el proyecto y el capital total que se disponga para invertir en general, se invierte fuera del proyecto y generará como rentabilidad la tasa de interés de oportunidad utilizada en el cálculo del VPN.

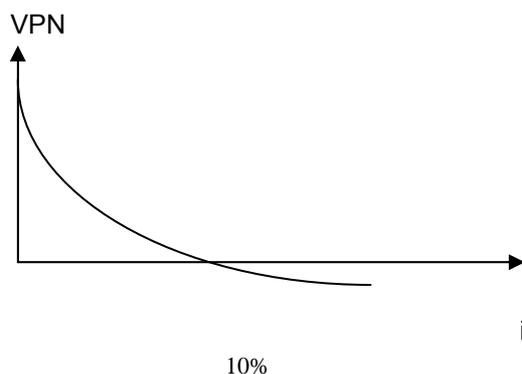
### **1.22 LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

Otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión es la tasa interna de retorno (TIR) que se define como la tasa de interés que hace que el VPN del proyecto sea igual a cero. En otras palabras indica la tasa de interés a la cual la decisión de inversión es indiferente entre el proyecto y el mejor uso alternativo.

La interpretación de la TIR se puede ilustrar con un ejemplo. Se tiene un proyecto que presenta un flujo de fondos con los siguientes valores:

Año	Flujo
0	-1000
1	150
2	200
3	280
4	351
5	400

En el siguiente gráfico se presenta la relación entre el VPN y la tasa de interés de oportunidad  $i_{op}$ , por la estructura del flujo se puede ver que a medida que aumenta la tasa de interés de oportunidad el VPN disminuye.



En este caso la TIR del proyecto es el 10%, lo que implica que el proyecto da VPN positivo para tasas de interés de oportunidad menores que el 10%, en cambio si la tasa de interés de oportunidad es mayor que el 10% el proyecto no es rentable, pues no se compensa el costo de oportunidad.

El cálculo de la TIR puede ser un proceso complicado si la vida útil del proyecto es mayor a 2 años (lo que sucede con mucha frecuencia), ya que la solución se encuentra despejando  $i$  de la ecuación (14) cuando esta ecuación se hace igual a cero.

$$0 = \sum_{k=0}^n \frac{BN_k}{(1+i)^k}$$

La ecuación llega a ser un polinomio de grado  $k$  y la TIR es una de las raíces positivas del polinomio.

Con  $K > 2$ , el polinomio se vuelve difícil de solucionar y se puede solucionar en forma manual a través de un proceso de aproximación, o de prueba de error, mediante interpolaciones o extrapolaciones lineales. Se busca una tasa de interés para el cual el VPN es positivo; se busca otra para la cual el VPN es negativo. La TIR exacta está situada entre las dos tasas:

Por proceso de tanteo se puede buscar la tasa  $i$  que hace que el VPN sea cero. Sin embargo, si el tango  $(i_2 - i_1)$  es grande, dicho proceso puede resultar largo y tedioso. Se plantea, entonces, la posibilidad de estimar la TIR por interpolación lineal, basado en las reglas de triángulos similares. En resumen la regla relevante indica que la razón de diferencias:  $(i_2 - i_1) / (VPN_2 - VPN_1)$  tiene que ser igual a la razón de diferencias correspondientes a la TIR y una de las tasas de interés;  $(i_2 - TIR) / (VPN_2 - VPN_{TIR})$ .

Sabiendo que  $VPN_{TIR}$ , por definición, es igual a cero, por tanto se tiene la siguiente igualdad:

$$\frac{i_2 - i_1}{VPN_2 - VPN_1} = \frac{i_2 - i_1}{VPN_2}$$

Esta ecuación tiene una sola incógnita, TIR

Despejando la TIR se tiene:

$$TIR = i_2 - VPN_2 \left\{ \frac{i_2 - i_1}{VPN_2 - VPN_1} \right\} \quad (20)$$

El valor de la TIR calculando de esta manera es en realidad un polinomio que relaciona al VPN y a la tasa  $i$ .

La validez de la TIR se puede verificar calculando el VPN con esta tasa, si este valor es efectivamente igual a cero, se acepta como la TIR el valor obtenido. En la actualidad existen calculadoras financieras y software que permiten un cálculo más rápido y exacto.

La validez de la TIR se puede verificar calculando el VPN con esta tasa, si este valor es efectivamente igual a cero, se acepta como la TIR el valor obtenido. En la actualidad existen calculadoras financieras y software que permiten un cálculo más rápido y exacto.

### **1.23 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UTILIZACIÓN DE LA TIR**

La TIR tiene la ventaja de no necesitar ningún valor específico de la tasa de interés de oportunidad.

Una desventaja en la utilización de este indicador es que el comportamiento de la TIR depende de la forma de flujo de fondos del proyecto. Hay casos en los cuales no hay ninguna solución para la TIR en cambio hay otros flujos que tienen muchas soluciones.

Otra desventaja tiene relación con el supuesto que asume por un lado que los beneficios netos positivos se reinvierten a una tasa de interés de oportunidad igual a la TIR y por otro que los recursos faltantes se consiguen a una tasa de interés de oportunidad también igual a la TIR. Tampoco considera el monto de la inversión inicial.

Teóricamente el número de TIR existentes depende del cambio de signos del flujo.

### **1.24 LA TASA INTERNA AJUSTADA**

La tasa interna de retorno ajustada o tasa única de retorno (TUR) busca resolver los problemas de inexistencia o existencia múltiple de TIR y reinversión de los flujos excedentes a la tasa de interés interna del proyecto y no a la tasa de interés de oportunidad.

La TUR se calcula de la siguiente forma:

Se obtiene el valor equivalente futuro (en el último año de la vida útil del proyecto) de los ingresos del proyecto, también se obtiene el valor equivalente presente (en el año 0 del proyecto) de los egresos del proyecto. Para obtener las equivalencias se utiliza como tasa de descuento el

interés de oportunidad. Si al valor equivalente futuro de los ingresos se lo llama F y al valor equivalente presente de los egresos se los llama P, la TUR es:

$$TUR = \left( \frac{F}{P} \right)^{\frac{1}{T}} - 1 \quad (21)$$

En la fórmula (21) T es la vida útil del proyecto.

Por consiguiente, se deduce que la TUR puede ayudar a determinar la rentabilidad del proyecto, siguiendo estos criterios:

Si la TUR > tasa de interés de oportunidad, el proyecto es viable.

Si la TUR = tasa de interés de oportunidad, es indiferente entre invertir en el proyecto o en la mejor alternativa-

Si la TUR < tasa de interés de oportunidad, no se debe invertir en el proyecto.

La TUR es un indicador que garantiza una única tasa de retorno, que supone reinversión de los excedentes a la tasa de interés de oportunidad.<sup>9</sup>

## CAPÍTULO II

### 2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO DRAGO

Con la perforación del pozo exploratorio Drago 1, y después de realizar sus pruebas de producción, se confirmó la existencia de hidrocarburos en este Campo. Con el análisis estructural, estratigráfico, de pruebas iniciales en el pozo drago 1 y proyección de producción con precios del petróleo estimados para el periodo de explotación, se pueden realizar análisis de rentabilidad financiera que justifiquen las inversiones para la extracción de las reservas que se encuentran almacenadas en el subsuelo del campo, para lo cual se cuenta básicamente con la siguiente información:

- El Modelo Geológico sustentado en la parte estructural, estratigráfica, de reservorios y producción.

---

<sup>9</sup> Tomado de las clases "Evaluación financiera de proyectos" del Eco. Wilson Ortega en la UASB

- El Cálculo del POES (Petróleo Original En Sitio) y Reservas de petróleo del campo Drago.
- Ubicación de pozo exploratorio y de desarrollo.
- Propuesta de las instalaciones óptimas de producción en superficie.
- Precios estimados del crudo.

## **2.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA**

### **2.2.1 UBICACIÓN**

El Campo Drago está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha-Shushufindi, en superficie se localiza en la provincia de Sucumbíos a 240 Km. al este de la ciudad de Quito. Su estructura fue definida con las campañas de sísmica 2D y actualmente se la ha detallado con sísmica 3D obtenida en los años 2002 – 2003.

Al tope de la Caliza A, el alto estructural Drago forma parte de la Estructura Vista, la cual se presenta como un anticlinal alargado con una dirección preferencial norte sur, localizado al oeste de la gran estructura Shushufindi.

Es necesario indicar que dentro de la Estructura Vista, se localizó un cuerpo ígneo identificado en el pozo Vista 1; verticalmente, ocupa un espacio apreciable desde la superficie de discordancia Pre cretácica hasta parte del ciclo depositacional U; mientras que arealmente esta distribuido en la parte alta de la estructura Vista. Este cuerpo Ígneo de condiciones físico químicas distintas a los estratos sedimentarios que lo rodean en el momento de su intrusión y depositación altera las propiedades petrofísicas de los estratos en contacto formando una zona impermeable, dando lugar al entrapamiento hidrocarbúfero en el alto estructural Drago.

## 2.2.2 EVALUACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Para la evaluación de los perfiles eléctricos se determinó primeramente el volumen de arcilla presente en la formación ( $V_{sh}$ ), tomando en cuenta dos indicadores de arcillosidad: el registro Gamma Ray y la combinación Densidad de formación – Neutrónico.

La porosidad fue derivada principalmente de los registros de densidad y neutrónico. Se asumió una densidad de la matriz de 2.65 g/cc (densidad de arenisca) y la del fluido de 1 g/cc.

Los valores de Resistividad del agua ( $R_w$ ) fueron los determinados a partir de las salinidades del agua de formación de los pozos ubicados en la parte Norte del campo Sacha y del pozo Condorazo SE-01, valores que se indican en el cuadro 2.1

Arena	Temperatura (°F)	$R_w$ (ohmm – metro)
BASAL TENA	185	0.053
NAPO U	199	0.062
NAPO T	202	0.093
HOLLÍN SUP	204	0.579

CUADRO 2.1

Fuente: Petroproducción

Para el cálculo de la saturación de agua  $S_w$  se utilizó la ecuación de Indonesia, con un exponente de cementación  $m = 1.7$ , exponente de saturación  $n = 2$  y factor de saturación  $a = 1$ .

Los *cutoff* utilizados fueron de 7% para la porosidad, 50% para la saturación de agua y 50% para el volumen de arcilla. La interpretación petrofísica

del pozo exploratorio DRG – 01, de los reservorios: arenisca U Inferior y Superior, arenisca T Inferior y Superior se presenta gráficamente a continuación en registros compuestos para cada zona. Ver gráficos 2.1, 2.2 y 2.3 en anexos.

### 2.3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN INICIALES

Con la perforación del pozo Drago-01 se probó exitosamente la estructura Drago. El pozo tenía como objetivos las areniscas: Hollín, T inferior, T superior, U inferior, U superior y Basal Tena; reservorios que son productivos en los campos cercanos Sacha y Shushufindi. Sin embargo las areniscas Hollín Superior (HS) y Basal Tena (BT) no produjeron petróleo. Ver cuadro 2.2.

ARENA	INTERVALO pies	BFPD	BPPD	BSW %	API	TREC BLS	THE hrs	SAL ppmCl-
HS	9947 - 9955 (8)	264	0	100		667		1120
TS+I	9724 - 9730 (6)	480	293	39	33	542		24500
	9734 - 9740 (6)							
	9744 - 9756 (12)							
	9784 - 9809 (25)							
UI	9608 - 9622 (14)	888	879	1	27.9	2437		4000
US	9575 - 9581 (6)	720	677	6	28.01	1618		2200
BT	8774' - 8782' (8')	0	0	0		0	6	
	8783 - 8793 (10)	72	22	70		74	31	

CUADRO 2.2

Fuente: Petroproducción

## 2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los reservorios que aportaron exitosamente en las pruebas de producción son las areniscas U inferior, U superior y T superior + inferior, actualmente esta aportando de UD (U superior + inferior). Ver cuadro 2.3 de pruebas iniciales.

FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
2007/11/11	U	840	835	5	0.6	28
2007/12/12	UD	936	931	5	0.5	27.9
2008/01/11	UD	960	955	5	0.5	28
2008/02/22	UD	912	906	6	0.7	28.1

CUADRO 2.3 DE PRUEBAS INICIALES

Fuente: Petroproducción

## 2.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

### ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE ARENISCA U SUPERIOR

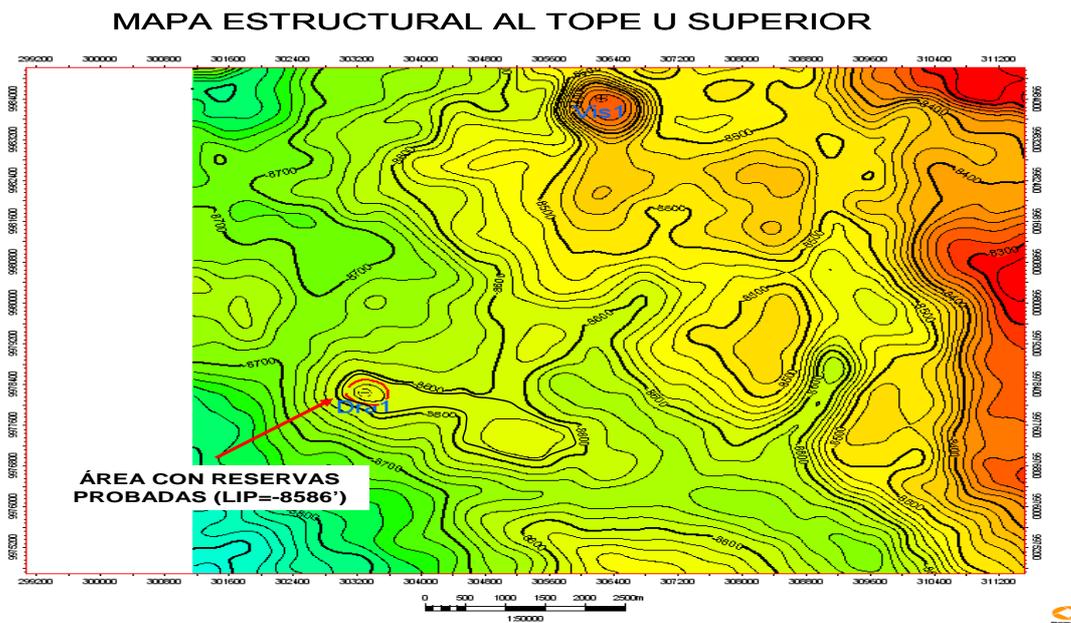


Gráfico 2.4

Fuente: Petroproducción

El cierre estructural a nivel de este reservorio esta ubicado en -8595 pies de profundidad, representa un pequeño anticlinal orientado noroeste sureste con dos altos estructurales localizados en los extremos de esta estructura, uno de ellos confirmado en el pozo Drago 1. Sus dimensiones son de 3.2Km de largo y 1Km de ancho aproximadamente. Ver gráfico 2.4.

Para el cálculo de reservas probadas se utilizo el límite inferior probado de petróleo identificado en la profundidad de -8586' del pozo Drago 1.

### 2.5.1 ARENISCA U INFERIOR

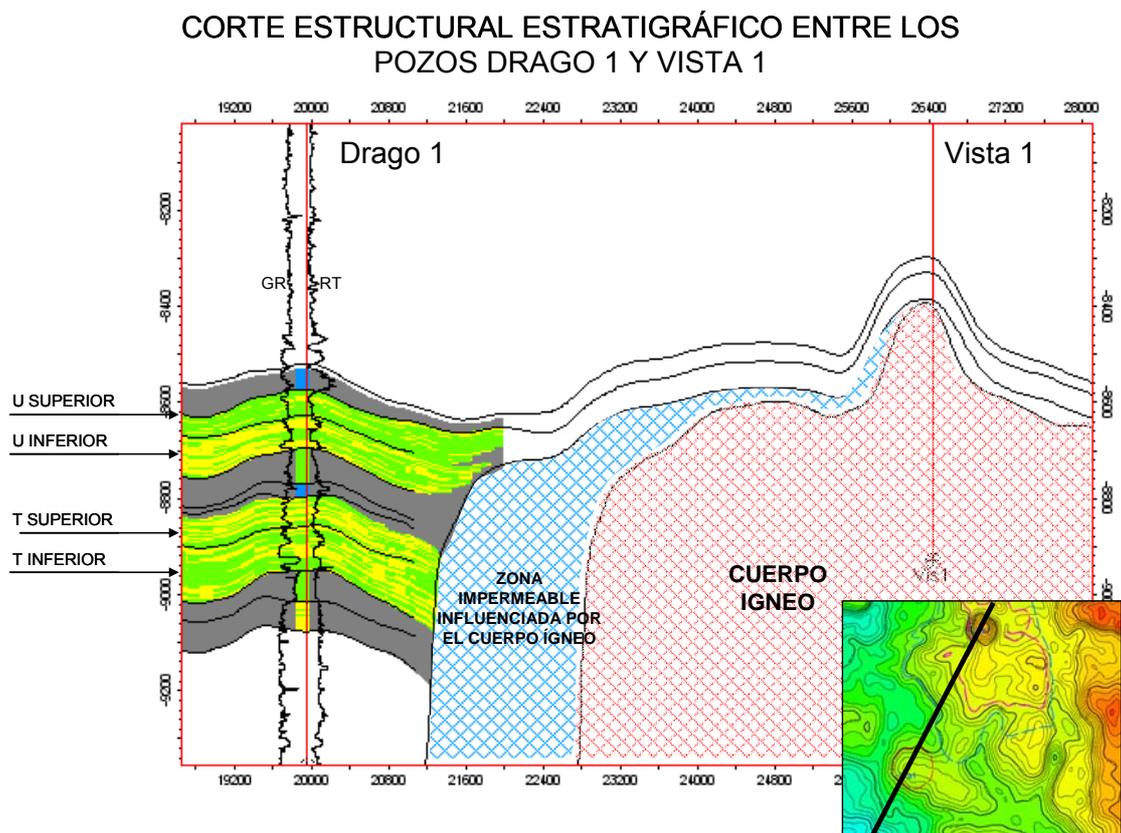


Gráfico 2.5

Fuente: Petroproducción

El cierre estructural a nivel del reservorio U inferior esta ubicado en la profundidad de -8700 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura, en la parte norte cierra con la zona influenciada por el cuerpo ígneo identificado en el pozo Vista 1, esta zona no considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago, representada como un anticlinal orientado noroeste sureste de aproximadamente 4.5 Km de largo y 1.9 Km de ancho. Ver gráfico 2.5.

Para el cálculo de reservas probadas se utilizo el límite inferior probado de hidrocarburos ubicado en la profundidad de -8695' (Drago1). Ver gráfico 2.6.

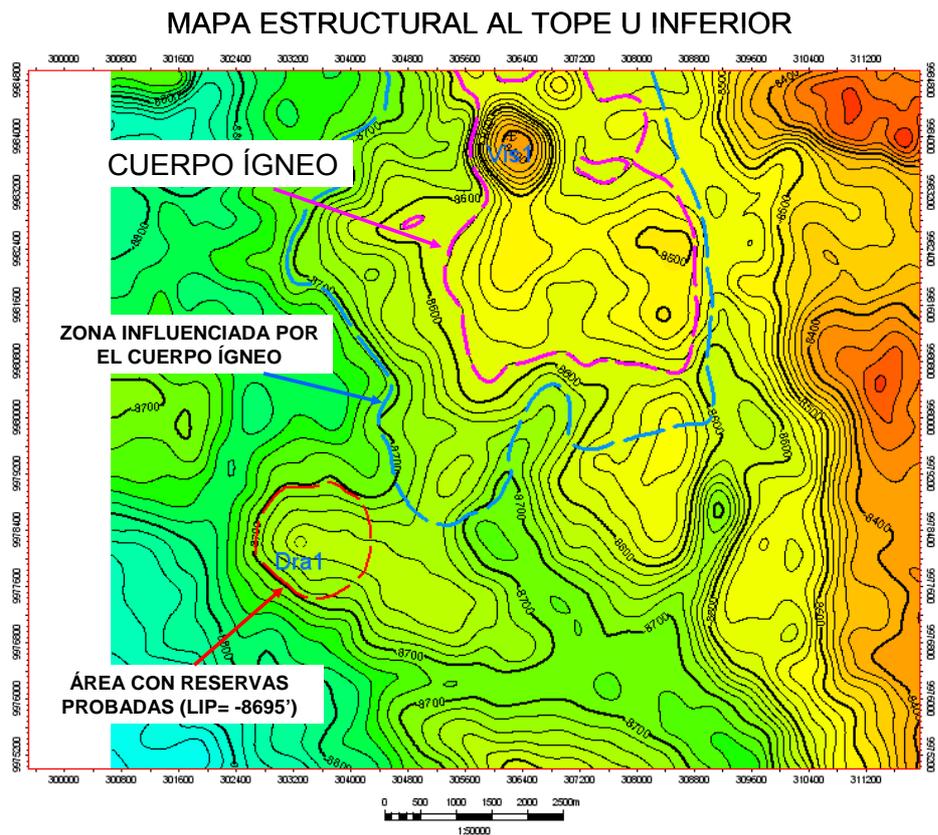


Gráfico 2.6

Fuente: Petroproducción

## 2.5.2 ARENISCA T SUPERIOR

Para el reservorio T superior, el cierre estructural es muy parecido al reservorio anterior, ubicado en la profundidad de -8860 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura y en la parte norte cierra con la zona influenciada por el cuerpo ígneo, esta zona no es considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago de características estructurales iguales que el reservorio anterior, cuyo tamaño aproximado es 4.4 km de largo y 2.1 Km de ancho.

Para el cálculo de reservas probadas se utilizo el límite inferior probado de hidrocarburos ubicado en la profundidad de -8845' (Drago1).

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE T SUPERIOR

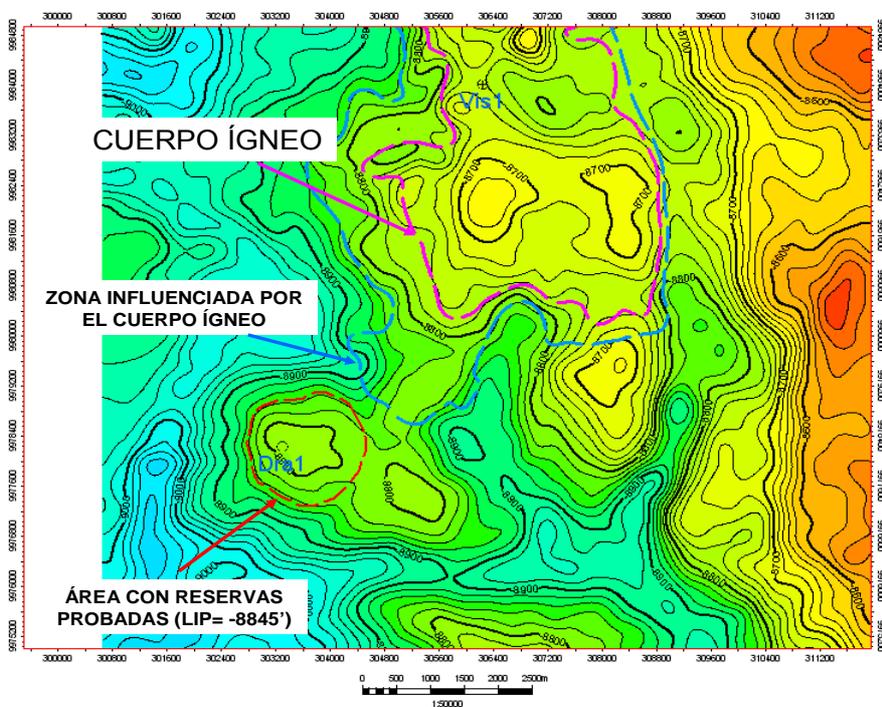


Gráfico 2.7

Fuente: Petroproducción

### 2.5.3 ZONA T INFERIOR

El cierre estructural esta ubicado en -8880 pies de profundidad, a igual que el anterior reservorio, cierra con la zona impermeable influenciada por el cuerpo ígneo. Este anticlinal tiene 3.7Km de largo y 1.3Km de ancho. Ver gráfico 2.8.

Para el cálculo de reservas probadas se utilizo el límite inferior probado de hidrocarburos ubicado en la profundidad de -8877' (Drago1).

#### MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE T INFERIOR

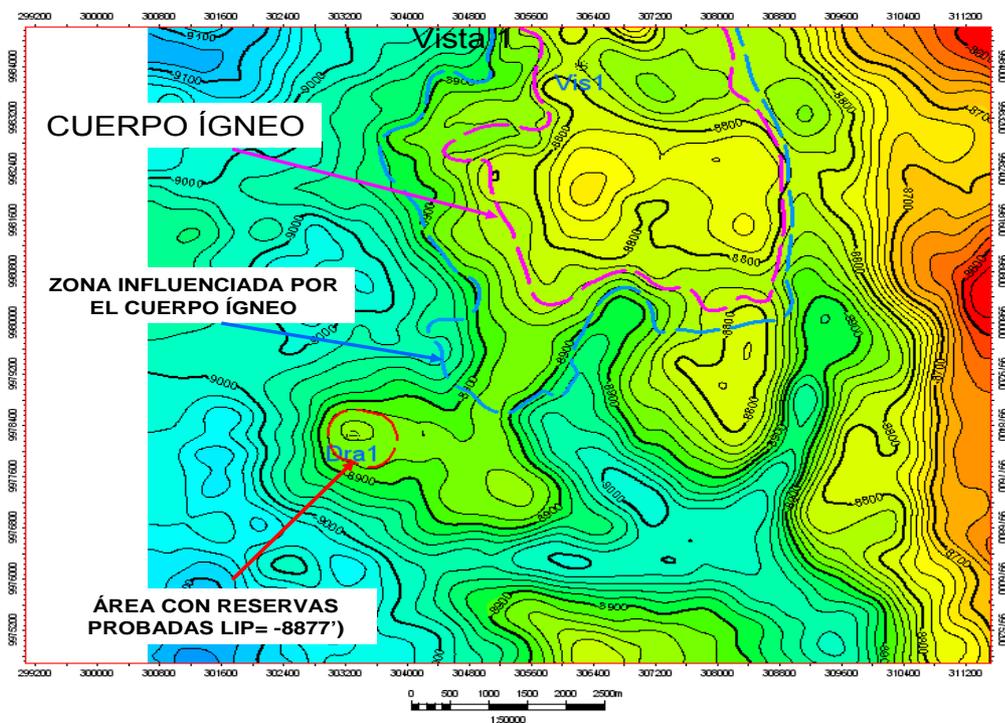


Gráfico 2.8

Fuente: Petroproducción

### 2.6 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO

Las secuencias estratigráficas de los ciclos depositacionales regionales T y U, son de gran interés hidrocarburífero en el Campo Drago, bien identificadas en el pozo exploratorio Drago 1.

Para un mejor afinamiento de estos ciclos depositacionales, en esta área se las a dividido en T y U superiores y T y U inferiores; estas zonas estratigráficas comprenden areniscas representadas como roca reservorio intercaladas con lutitas clasificadas como rocas sello que separan estos reservorios. Ver gráfico 2.9.

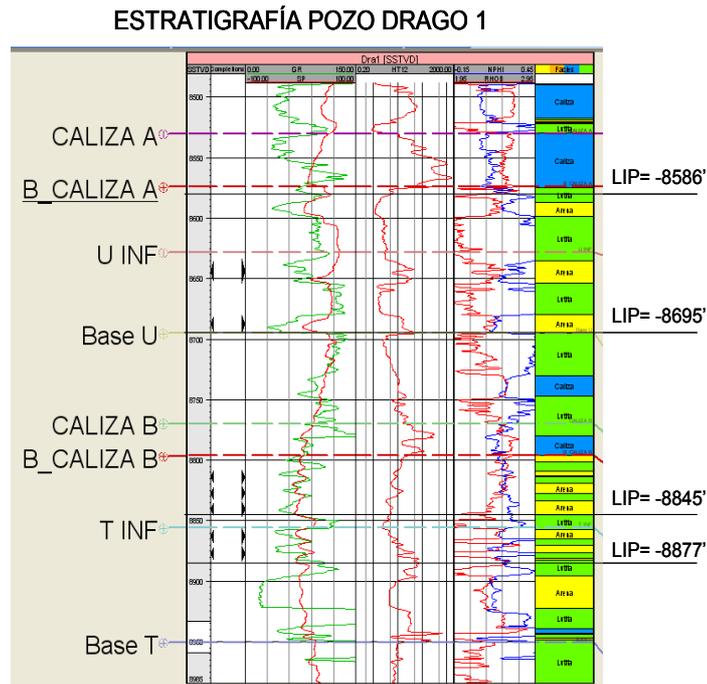


Gráfico 2.9

Fuente: Petroproducción

Con los resultados de las pruebas de producción se ha limitado los niveles productivos de hidrocarburos de cada uno de los reservorios, resumidos en el cuadro 2.4 y en el gráfico 2.10.

RESERVORIOS	LIP, b.n.m.(pies)
U SUPERIOR	-8586
U INFERIOR	-8695
T SUPERIOR	-8845
T INFERIOR	-8877

CUADRO 2.4

Fuente: Petroproducción

## CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRAFICO OESTE - ESTE

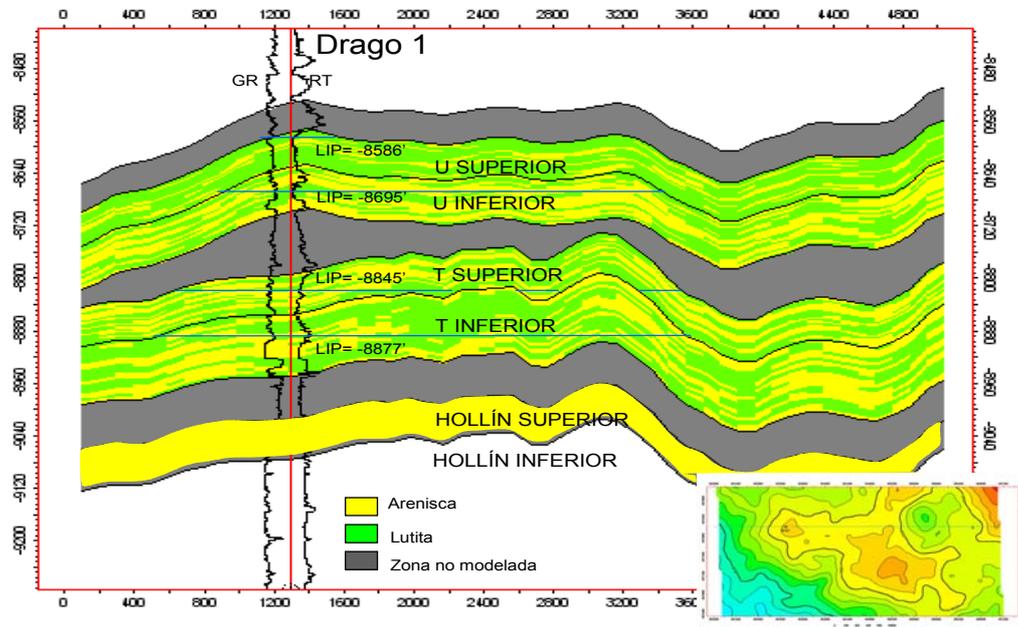


Gráfico 2.10

Fuente: Petroproducción

Las secuencias estratigráficas que forman parte de la formación Napo y de interés hidrocarburífero identificadas en el pozo Drago 1, se extienden en toda la estructura Drago. Las zonas arenosas U y T que contienen los reservorios principales en este Campo se encuentran intercaladas por estratos lutíticos que separan los cuerpos arenosos caracterizados como roca reservorio con buenos parámetros petrofísicos.

### 2.7 ANÁLISIS DE RESERVORIOS

La distribución de los parámetros petrofísicos en cada uno de los reservorios están restringidos a la distribución de las facies litológicas, partiendo de la evaluación petrofísica del pozo exploratorio Drago 1.

## 2.7.1 POROSIDAD

### DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD EN EL MODELO GEOLOGICO

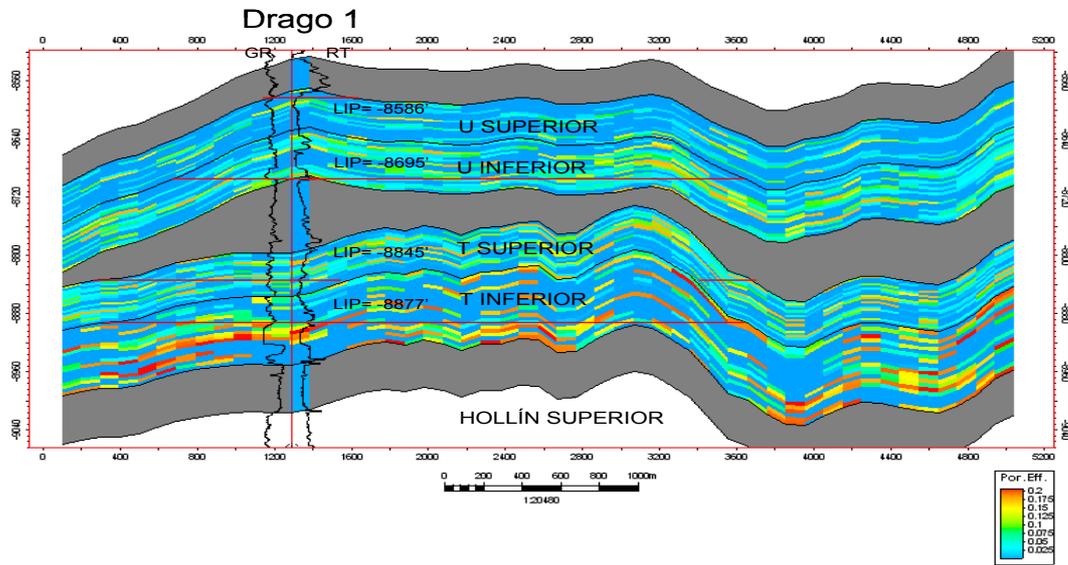


Gráfico 2.11

Fuente: Petroproducción

## 2.7.2 SATURACIÓN DE AGUA

### DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN EL MODELO GEOLOGICO

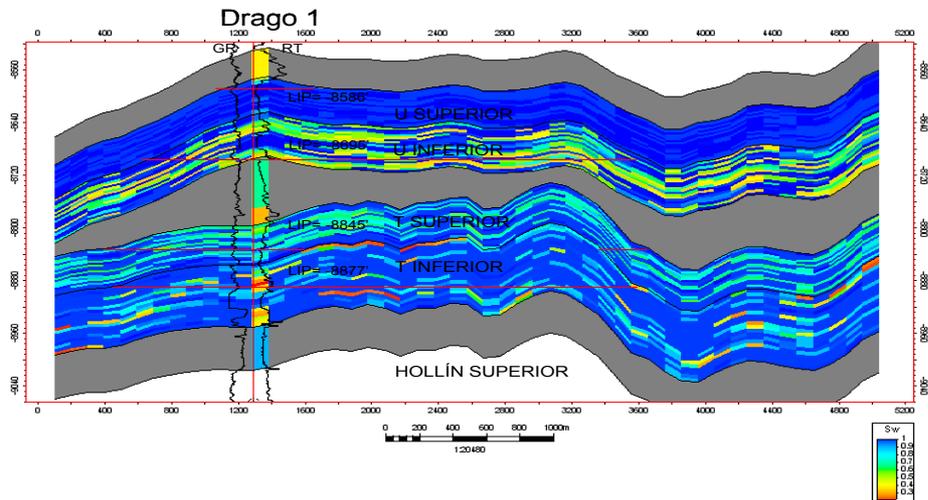


Gráfico 2.12

Fuente: Petroproducción

### 2.7.3 PROPIEDADES DE FLUIDOS

Por problemas operacionales no se logró tomar muestras de fluidos para los análisis PVT. Los parámetros de fluidos fueron tomados de campos vecinos, ver cuadro 2.5.

<b>ARENA</b>	<b>PRESION DE BURBUJA</b>	<b>GRADO API</b>	<b>GOR</b>	<b>BO</b>
<b>US</b>	1170	28.1	307	1.297
<b>UI</b>	1100	27.9	280	1.23
<b>T</b>	1300	33	380	1.37

CUADRO 2.5

Fuente: Petroproducción

### 2.7.4 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

En el pozo Drago-01 se realizaron pruebas de restauración de presión en todos los reservorios productivos y se determinaron los parámetros de presión de reservorio (PR), Presión de fondo fluyente (Pwf), permeabilidad (K), daño (S) e índice de productividad (IP). Ver cuadro 2.6.

<b>FECHA</b>	<b>ARENA</b>	<b>PR (PSI)</b>	<b>PWF (PSI)</b>	<b>K (mD)</b>	<b>S</b>	<b>IP</b>
24-Sep-2007	TS+I	3077	812	4.2	0.2	0.21
2-Oct-2007	UI	2610	1725	140	0.21	1
9-Dec-2007	UI	2327	1392	162	-6.9	0.99
6-Oct-2007	US	3435	1107	47	4.3	0.26

CUADRO 2.6

Fuente: Petroproducción

### 2.8 CÁLCULO DEL POES Y RESERVAS

El petróleo original en sitio (POES) de la estructura Drago fue calculado con ayuda del software Petrel, el cual parte de un modelamiento estructural tridimensional de cada uno de los reservorios, los mismos que son limitados por un techo (mapa

estructural al tope de reservorio) y por una base (superficie cuya profundidad representa el límite inferior probado de hidrocarburo); este modelo está cuantificado como el volumen de roca. Posteriormente dentro de este modelo se distribuyen sus facies litológicas con sus correspondientes parámetros petrofísicos dando como resultado el volumen de roca porosa y el POES. Ver gráfico 2.13, cuadro 2.7 y cuadro 2.8 de reservas en anexos.

### **CAPÍTULO III**

#### **3.1 ESCENARIOS DEL PRECIO DEL CRUDO ECUATORIANO**

Predecir el precio del crudo a largo plazo ha sido siempre una tarea complicada para los especialistas y firmas especializadas como **Platts&Argus**, **Godman Sachs o Morgan Stanley**, sin embargo dada las circunstancias actuales de incertidumbre del precio, elaborar el flujo de fondos considerando tres escenarios de precios del petróleo en US \$ 40, 30 y 20 son escenarios factibles y no desproporcionados para estimar los ingresos que generaría el proyecto y realizar el análisis de viabilidad, aunque vale recalcar que para aplicar el método determinístico hubiera bastado determinar un solo valor. Aunque la parte conceptual de los precios del crudo ya fue discutida y ampliada en el capítulo I y se establecieron las diferencias con el modelo probabilístico o estocástico, ésta tesis que inicialmente fue concebida para ser desarrollada bajo el modelo determinístico, ajustó y simuló por el método aleatorio de Montecarlo los posibles precios de crudo, considerando escenarios de precios que oscilaban entre 13,48 y US \$ 12,44 por barril cuando el proyecto no pierde ni gana, con VAN igual a cero a tasas de descuento del 12, 11, 10, 9, 8, 7 y 6% respectivamente. Como se explicó en el

capítulo I el crudo Oriente es un petróleo dulce de 23,6 °API que lo produce Petroproducción y que actualmente tiene un castigo de aproximadamente US \$ 5 con relación a su crudo marcador el West Texas Intermediate (WTI), entre lo más importante por calidad, transporte, posición geográfica, volumen, condiciones del mercado, seguros, que aunque no se lo dice directamente se sabe que sube el precio cuando el riesgo país crece, posiblemente por miedo al embargo de las cargas de crudo que se comprometen asegurar hasta los puntos de destino. En definitiva, si el precio del crudo WTI cierra a US \$ 55 para la venta, el crudo Oriente del Ecuador se vendería a US \$ 50 y el del Campo Drago aproximadamente a US \$ 53,74 por tener una mejor calidad.

### **3.2 SISTEMA DE PRODUCCIÓN**

Se tomó como base las reservas probadas de 3.131.846 barriles con la producción de dos pozos y la aplicación del método de declinación exponencial explicado en el capítulo I para realizar la predicción de producción hasta agotar las reservas probadas, que considera como base de cálculo la producción inicial de los pozos y la declinación del Campo en 7%; que en éste proyecto se calculó por analogía del campo Shushufindi, tal como se aplica y se recomienda ampliamente en la industria petrolera para análisis de decisiones económicas bajo el modelo Determinístico.

En el cálculo de la proyección de producción por el método de declinación exponencial que se ilustra en el cuadro 3.1 se considera la producción inicial de 936 barriles de petróleo por día (BPPD) para el pozo Drago-01 y 654 BPPD para el pozo propuesto Drago-10D, gravedad promedio 30.2° API, con una declinación

exponencial anual de producción del 7%. Se precisa con claridad para los que desconocen el tema a profundidad, que el método de declinación exponencial explicado en el capítulo I, determina el tiempo de explotación a las tasas de producción proyectadas y que en el proyecto ha sido calculado en nueve años.

Se puede observar que si no se incrementan reservas adicionales terminaría la explotación del Campo con producción acumulada en el año 2015 de 3.131.247 barriles de petróleo, y un total de reservas recuperadas de 99.98% como se observa en el cuadro 3.1.

<b>PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO DRAGO</b>		
<b>° API = 28-31</b>		
<b>RESERVAS PROBADAS TOTALES = 3.131.816 BLS</b>		
<b>VIDA UTIL = 9 AÑOS</b>		
<b>POZOS</b>	<b>VERTICALES</b>	<b>DIRECCIONALES</b>
<b>PRODUCCION INIC.</b>	936	0
<b>DECLINACIÓN %</b>	7	7
<b>TOTAL POZOS</b>	1	1

<b>AÑO</b>	<b>PRODUCCIÓN DIARIA VERTICALES (B/D)</b>	<b>PRODUCCIÓN DIARIA DIRECCIONALES (B/D)</b>	<b>PRODUCCIÓN ANUAL</b>	<b>PRODUCCIÓN ACUMULADA</b>	<b>RESERVAS (%)</b>
2007	936,00		55.224,00	55.224,00	1,76
2008	872,72		314.179,42	369.403,42	11,80
2009	813,72	654,00	528.378,95	897.782,37	28,67
2010	758,71	609,79	492.657,27	1.390.439,64	44,40
2011	707,41	568,56	459.350,59	1.849.790,23	59,06
2012	659,59	530,12	428.295,65	2.278.085,89	72,74
2013	615,00	494,28	399.340,22	2.677.426,11	85,49
2014	573,42	460,87	372.342,35	3.049.768,46	97,38
2015	564,66	453,82	81.478,27	3.131.246,73	99,98
		<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>		

CUADRO 3.1

La producción del primer pozo vertical empezó en el año 2007 cuando se perforó el pozo Drago-1, que sirvió de base para realizar el justificativo técnico de desarrollar el proyecto y es también la razón por la que aparece con producción real desde el año 2007. El pozo adicional Drago-10 se perforó de acuerdo al cronograma previsto a finales de diciembre de 2008 y por lo tanto la proyección de su producción está estimada a partir de enero de 2009.

### **3.3 INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN**

Las inversiones de Exploración y Desarrollo del campo Drago se realizaron durante el 2007 alcanzando la suma de US \$ 6.043.994 y las inversiones en infraestructura de producción que se proyectaron realizar durante el 2008 fueron de US \$ 8.453.223. Ver cuadro 3.2 en anexos.

### **3.4 INVERSIONES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.**

Son las inversiones que se realizaron al inicio del proyecto y las previstas en la perforación de los pozos para la exploración y el desarrollo del campo se amortizarán en 9 años. En el año 2007 se perforó el pozo exploratorio Drg-01, con un costo de US \$ 2.800.000 y una inversión total de US \$ 6.043.994.

#### **3.4.1 CARRETERAS Y VÍAS DE ACCESO**

En el 2007 se realizó la construcción de la vía de acceso al Pad del Drago-01 a un costo de US \$ 180.000.

### **3.4.2 FACILIDADES DE PRODUCCION**

En el año 2007 Petroproducción realizó inversiones de US \$ 2.863.994 para las facilidades de producción del pozo Drago 01.

### **3.4.3 PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE**

Para implementar las acciones de protección del Ambiente, por efecto de las diferentes actividades de Exploración y Desarrollo, en el 2007 se destinaron US \$ 200.000.

### **3.5 INVERSIONES DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN.**

Son aquellas que se realizan luego del inicio de la producción y se amortizarán en un período de 9 años, incluyen inversiones de producción del pozo Drago-10, facilidades de superficie, puntos de inyección de químico, energía eléctrica, seguridad Industrial, control e instrumentación, perforación de dos pozos, obras civiles, líneas de transferencia, protección del ambiente, relaciones comunitarias, entre otros.

El proyecto en el año 2008 previó la perforación de un pozo direccional en US \$ 3.825.100,40. Ver cuadro 3.3 de anexos.

Para las facilidades de producción se estimaron aproximadamente en US \$ 2.371.600 para el año 2008 y se incluyen las inversiones de producción de US \$ 2.863.994 realizadas en el pozo Drago 1. Ver cuadros 3.2 y 3.4 en anexos.

La inversión en las líneas de transferencia (oleoducto secundario) para el transporte del crudo en el año 2008 es de US \$ 1.651.241. El fluido producido en el pad del pozo Drago-01, será bombeado a la estación Shushufindi Central a través de líneas de transferencia de 6 pulgadas de diámetro, utilizando para el efecto

bombas multifásicas, que minimizan el impacto ambiental que genera la construcción de una estación de producción. Ver cuadro 3.5 en anexos.

Para las obras civiles en el año 2008, se previó una inversión de US \$ 205.282 para la construcción de una oficina, laboratorio, garita de guardia y una bodega. Ver cuadro 3.6 en anexos.

Para la protección del ambiente, manejo de desechos sólidos, programas de reforestación, etc., se asignó la cantidad de US \$ 200.000.

Finalmente se estimó un rubro de "Otros", que asciende a US \$ 200.000, para construcción y adecuaciones de puertos, vehículos, que se invirtieron durante el año 2008.

De acuerdo a la producción proyectada acumulada de 3.131.247 barriles y el costo total de la inversión de US \$ 14.497.217, el costo unitario de la inversión por barril a producirse sería de US \$ 4.63 por barril.

### **3.5.1 FACILIDADES DE PRODUCCION.**

Los grupos comunitarios y las demandas sociales en el área del campo Drago, determinaron que se diseñe un sistema de facilidades de producción para producir desde el pad o localización del pozo Drago 1, la producción será bombeada hacia la estación Shushufindi Sur, mediante bombas multifásicas y la medición de la producción se la hará utilizando medidores multifásicos, mientras que los análisis del agua, sedimentos y gravedad API del fluido producido serán analizados en un laboratorio ubicado en el pad del pozo Drago-1. Ver gráfico 3.1.

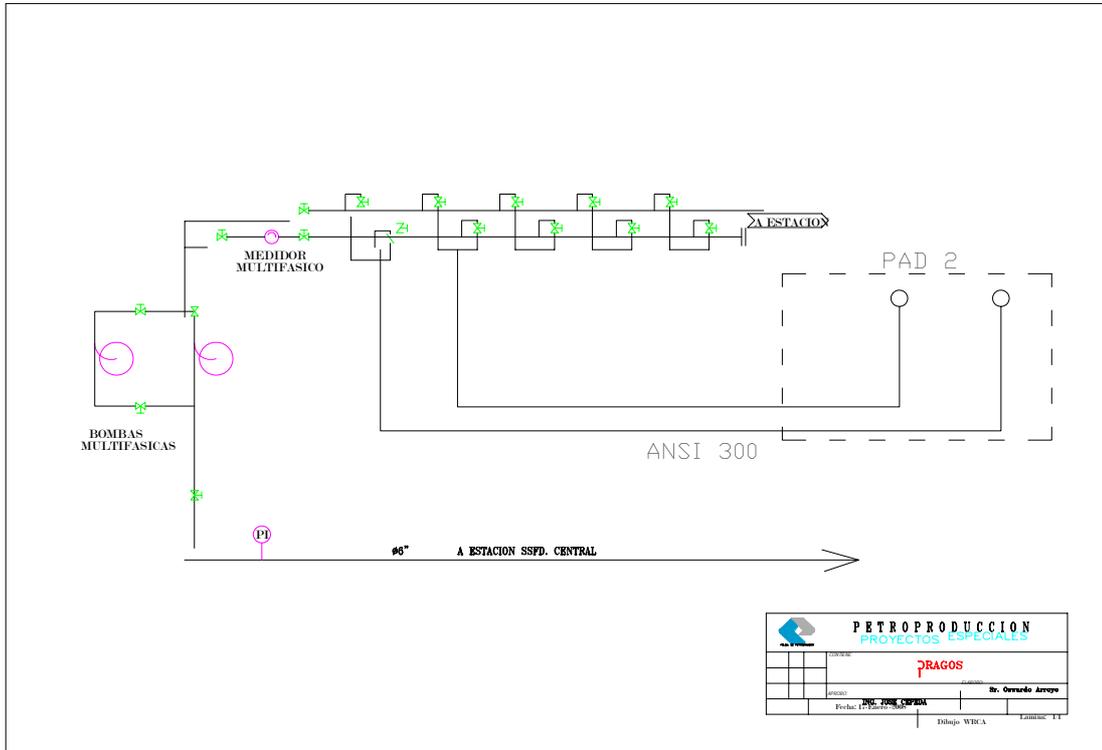


Gráfico 3.1

Fuente: Petroproducción, Dpto. de proyectos y equipos

En el gráfico 3.2 se indica (ver en anexos) la ubicación esquemática de las facilidades de producción del campo Drago, donde se observa que la línea de transferencia del Pad del pozo Drago 1 a la estación Central Shushufindi (15 Km.), será colocada junto a las otras líneas de transferencia que se encuentran en la carretera que conduce a Shushufindi.

### 3.6 CRONOGRAMA DEL PROYECTO

Las actividades de inversiones de Exploración, de Desarrollo y de Producción, para desarrollar el campo Drago, se han programado siempre y cuando no se incrementen las reservas, para un período de 2 años, incluido el 2007 cuando se perforó el pozo exploratorio Drago 1. Ver cuadro 3.7



Los costos indirectos están compuestos: sueldos de supervisión; costos de transporte aéreo y terrestre de empleados; costos de transporte de materiales; mantenimiento de carreteras; seguros de equipos e instalaciones, mantenimiento de campamentos, servicios de vigilancia y vehículos; alícuotas de depreciación y varios.

Los gastos operacionales constan de las siguientes actividades: gastos de administración generales; comisiones de inspecciones técnicas; trabajadores por obra cierta; depreciación de equipos de oficina, edificios y misceláneos. Ver desglose de los costos de operación para el Campo Drago en el cuadro 3.8

#### DESGLOSE DEL COSTO DE OPERACIÓN

DESGLOSE DEL COSTO OPERATIVO	COSTOS DE OPERACIÓN		
	\$	%	\$/BL
COSTO LABORAL DE OPERACIONES	1.257.396,65	7,00%	0,4095
REACONDICIONAMIENTO Y TRABAJOS EN POZOS	4.490.702,34	25,00%	1,4625
MANTENIMIENTO DE FACILIDADES DE PROD.	1.796.280,93	10,00%	0,585
INYECCIÓN DE AGUA Y TRATAMIENTO QUÍMICO	1.796.280,93	10,00%	0,585
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	987.954,51	5,50%	0,3218
MANTENIMIENTO DE LA ESTACIÓN	107.776,86	0,60%	0,0351
MANTENIMIENTO DE VIA	251.479,33	1,40%	0,0819
MEDIO AMBIENTE	269.442,14	1,50%	0,0878
RELACIONES COMUNITARIAS	359.256,19	2,00%	0,117
SEGURIDAD INDUSTRIAL Y FÍSICA	1.311.285,08	7,30%	0,4271
TRANSPORTE CRUDO	4.616.442,00	25,70%	1,50
SEGUROS	718.512,37	4,00%	0,234
<b>TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>17.962.809,35</b>	<b>100,00%</b>	<b>5,85</b>
PRODUCCIÓN NETA (M BL)	3.131.247,00		
<b>COSTO UNITARIO (\$ BL)</b>	<b>5,85</b>		

#### CUADRO 3.8

Fuente: Petroproducción

El costo operativo de US \$ 5,85 es un valor específico para el Campo Drago

bajo las condiciones actuales del proyecto, este costo varía de acuerdo al Campo, a la calidad del crudo, cantidad de reservas, tipo de facilidades de producción, cantidad de agua producida entre otros. Vale mencionar que Petroproducción publica los costos operativos de los campos que opera y que están en producción en su página Web (ver bibliografía).

### 3.8 INGRESOS

De acuerdo a las reservas probadas de 3.131.816 barriles de petróleo de 30.2 grados API en promedio y a la declinación exponencial de producción de 7% tomada por analogía del Campo Shushufindi, la vida útil del Campo es de 9 años y los ingresos brutos para Petroproducción por venta de crudo a US \$ 40 son de US \$ 125.249.869 mientras que los ingresos netos alcanzan los US \$ 89.331.224. Ver cuadro 3.9.

PRODUCCIÓN			PRECIO	EGRESOS				INGRESOS	
AÑO	PROD. ANUAL	°API	PRECIO CRUDO (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERACIÓN \$	IMPUESTO LEY 010 \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS \$	INGRESOS NETOS \$
2007	55.224	30,2	40	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	2.208.960	-4.185.706
2008	314.179	30,2	40	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	12.567.177	1.961.824
2009	528.379	30,2	40		3.091.017	528.379	3.619.396	21.135.158	17.515.762
2010	492.657	30,2	40		2.882.045	492.657	3.374.702	19.706.291	16.331.588
2011	459.351	30,2	40		2.687.201	459.351	3.146.552	18.374.024	15.227.472
2012	428.296	30,2	40		2.505.530	428.296	2.933.825	17.131.826	14.198.001
2013	399.340	30,2	40		2.336.140	399.340	2.735.481	15.973.609	13.238.128
2014	372.342	30,2	40		2.178.203	372.342	2.550.545	14.893.694	12.343.149
2015	81.478	30,2	40		476.648	81.478	558.126	3.259.131	2.701.005
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.247</b>			<b>14.497.217</b>	<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>125.249.869</b>	<b>89.331.224</b>
								<b>TIR</b>	<b>176%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 48.454.193</b>

CUADRO 3.9 INGRESOS BRUTOS Y NETOS CON CRUDO A US \$ 40

En el escenario de US \$ 30 por barril vendido los ingresos brutos alcanzan los US \$ 93.937.402, mientras que los ingresos netos son US \$ 58.018.756. Ver cuadro 3.10

PRODUCCIÓN			PRECIO	EGRESOS				INGRESOS	
AÑO	PROD. ANUAL	°API	PRECIO CRUDO (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERACIÓN \$	IMPUESTO LEY 010 \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS \$	INGRESOS NETOS \$
2007	55.224	30,2	30	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	1.656.720	-4.737.946
2008	314.179	30,2	30	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	9.425.383	-1.179.970
2009	528.379	30,2	30		3.091.017	528.379	3.619.396	15.851.369	12.231.973
2010	492.657	30,2	30		2.882.045	492.657	3.374.702	14.779.718	11.405.016
2011	459.351	30,2	30		2.687.201	459.351	3.146.552	13.780.518	10.633.966
2012	428.296	30,2	30		2.505.530	428.296	2.933.825	12.848.870	9.915.044
2013	399.340	30,2	30		2.336.140	399.340	2.735.481	11.980.207	9.244.726
2014	372.342	30,2	30		2.178.203	372.342	2.550.545	11.170.271	8.619.725
2015	81.478	30,2	30		476.648	81.478	558.126	2.444.348	1.886.222
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.247</b>			<b>14.497.217</b>	<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>93.937.402</b>	<b>58.018.756</b>
								<b>TIR</b>	<b>105%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 30.184.262</b>

CUADRO 3.10 INGRESOS BRUTOS Y NETOS CON CRUDO DE A \$ 30

En el escenario de US \$ 20 por barril vendido los ingresos brutos alcanzan los \$ 62.624.935, mientras que los ingresos netos son de US \$ 26.706.289. Ver cuadro 3.11

PRODUCCIÓN			PRECIO	EGRESOS				INGRESOS	
AÑO	PROD. ANUAL	°API	PRECIO CRUDO (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERACIÓN \$	IMPUESTO LEY 010 \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS \$	INGRESOS NETOS \$
2007	55.224	30,2	20	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	1.104.480	-5.290.186
2008	314.179	30,2	20	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	6.283.588	-4.321.764
2009	528.379	30,2	20		3.091.017	528.379	3.619.396	10.567.579	6.948.183
2010	492.657	30,2	20		2.882.045	492.657	3.374.702	9.853.145	6.478.443
2011	459.351	30,2	20		2.687.201	459.351	3.146.552	9.187.012	6.040.460
2012	428.296	30,2	20		2.505.530	428.296	2.933.825	8.565.913	5.632.088
2013	399.340	30,2	20		2.336.140	399.340	2.735.481	7.986.804	5.251.324
2014	372.342	30,2	20		2.178.203	372.342	2.550.545	7.446.847	4.896.302
2015	81.478	30,2	20		476.648	81.478	558.126	1.629.565	1.071.439
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.247</b>			<b>14.497.217</b>	<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>62.624.935</b>	<b>26.706.289</b>
								<b>TIR</b>	<b>47%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 11.914.331</b>

CUADRO 3.11 INGRESOS BRUTOS Y NETOS CON CRUDO DE US \$ 20

Para financiar un proyecto como el que se analiza en ésta tesis, el Ecuador debe recurrir a recursos provenientes de emisión de deuda interna o externa. Por el lado de la deuda externa el interés máximo que paga el Estado es de 12%, por los bonos global 2012<sup>10</sup>. En cambio por endeudamiento interno el interés mínimo que paga el Estado al IESS es de 6 %.<sup>11</sup>

Para determinar hasta que precios de crudo soportaría el proyecto para que no pierda ni gane, se han calculado los precios del crudo cuando el VAN es igual a cero con tasas de descuento del 12, 11, 10, 9, 8, 7 y 6%. Se ha considerado el 12 % como tasa de descuento en los cálculos de viabilidad del proyecto porque es el costo del dinero más alto que el Ecuador paga por deuda externa para proyectos de inversión a través de los bonos Global 2012 y por lo tanto el escenario más conservador para evaluar el mínimo precio que aguanta el proyecto. Para el escenario de endeudamiento interno se ha estimado el costo del dinero en 6%, que es la tasa de interés más baja que el IESS ha aceptado al comprar bonos del Estado a largo plazo.

Como se puede observar en los cuadros desde el 3.12 al 3.18 los precios mínimos del crudo que soportaría el proyecto oscilan entre 13,48 y US \$ 12,44 para tasas de descuento del 12 hasta 6% respectivamente.

---

<sup>10</sup>[http://mef.gov.ec/pls/portal/docs/PAGE/MINISTERIO\\_ECONOMIA\\_FINANZAS\\_ECUADOR/SUBSECRETARIAS/SUBSECRETARIA\\_GENERAL\\_DE\\_COORDINACION/COORDINACION\\_DE\\_COMUNICACION\\_SOCIAL/PRODUCTOS\\_COMUNICACION\\_PRENSA/ARCHIVOS\\_2008/PRESENTACION\\_MACROECONOMICA.PDF](http://mef.gov.ec/pls/portal/docs/PAGE/MINISTERIO_ECONOMIA_FINANZAS_ECUADOR/SUBSECRETARIAS/SUBSECRETARIA_GENERAL_DE_COORDINACION/COORDINACION_DE_COMUNICACION_SOCIAL/PRODUCTOS_COMUNICACION_PRENSA/ARCHIVOS_2008/PRESENTACION_MACROECONOMICA.PDF)

<sup>11</sup> <http://www.eluniverso.com/2009/02/09/1/1356/990D731C0CA241748440C973C3755CBA>.

[htmlhttp://espanol.news.yahoo.com/s/ap/090209/negocios/ams\\_eco\\_ecuador\\_bonos](http://espanol.news.yahoo.com/s/ap/090209/negocios/ams_eco_ecuador_bonos)

PRODUCCIÓN		PRECIO DEL PRODUCTO		EGRESOS			INGRESOS DE OPERACIÓN		
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	13,48	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	744.349	-5.650.318
2008	314.179,42	30,2	13,48	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	4.234.737	-6.370.616
2009	528.378,95	30,2	13,48	0	3.091.017	528.379	3.619.396	7.121.873	3.502.477
2010	492.657,27	30,2	13,48	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.640.390	3.265.688
2011	459.350,59	30,2	13,48	0	2.687.201	459.351	3.146.552	6.191.459	3.044.907
2012	428.295,65	30,2	13,48	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.772.878	2.839.052
2013	399.340,22	30,2	13,48	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.382.595	2.647.115
2014	372.342,35	30,2	13,48	0	2.178.203	372.342	2.550.545	5.018.699	2.468.154
2015	81.478,27	30,2	13,48	0	476.648	81.478	558.126	1.098.223	540.097
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>			<b>14.497.217</b>	<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>42.205.201</b>	<b>6.286.556</b>
								<b>TIR</b>	<b>12%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.12 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO 12% Y VAN=0

PRODUCCIÓN		PRECIO DEL PRODUCTO		GASTOS			INGRESOS DE OPERACIÓN		
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	13,30	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	734.677	-5.659.990
2008	314.179,42	30,2	13,30	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	4.179.710	-6.425.643
2009	528.378,95	30,2	13,30	0	3.091.017	528.379	3.619.396	7.029.330	3.409.934
2010	492.657,27	30,2	13,30	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.554.103	3.179.401
2011	459.350,59	30,2	13,30	0	2.687.201	459.351	3.146.552	6.111.005	2.964.454
2012	428.295,65	30,2	13,30	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.697.864	2.764.039
2013	399.340,22	30,2	13,30	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.312.653	2.577.172
2014	372.342,35	30,2	13,30	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.953.485	2.402.940
2015	81.478,27	30,2	13,30	0	476.648	81.478	558.126	1.083.952	525.826
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>41.656.779</b>	<b>5.738.133</b>
								<b>TIR</b>	<b>11%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.13 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO 11% Y VAN=0

PRODUCCIÓN			PRECIO DEL PRODUCTO		GASTOS			INGRESOS DE OPERACIÓN	
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	13,1296290	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	725.071	-5.669.596
2008	314.179,42	30,2	13,1296290	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	4.125.059	-6.480.293
2009	528.378,95	30,2	13,1296290	0	3.091.017	528.379	3.619.396	6.937.420	3.318.024
2010	492.657,27	30,2	13,1296290	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.468.407	3.093.705
2011	459.350,59	30,2	13,1296290	0	2.687.201	459.351	3.146.552	6.031.103	2.884.551
2012	428.295,65	30,2	13,1296290	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.623.363	2.689.538
2013	399.340,22	30,2	13,1296290	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.243.189	2.507.708
2014	372.342,35	30,2	13,1296290	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.888.717	2.338.172
2015	81.478,27	30,2	13,1296290	0	476.648	81.478	558.126	1.069.779	511.653
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>41.112.108</b>	<b>5.193.462</b>
								<b>TIR</b>	<b>10%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.14 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO DE 10% Y VAN=0

PRODUCCIÓN			PRECIO DEL PRODUCTO		GASTOS			INGRESOS DE OPERACIÓN	
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	12,9569461	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	715.534	-5.679.132
2008	314.179,42	30,2	12,9569461	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	4.070.806	-6.534.547
2009	528.378,95	30,2	12,9569461	0	3.091.017	528.379	3.619.396	6.846.178	3.226.782
2010	492.657,27	30,2	12,9569461	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.383.334	3.008.631
2011	459.350,59	30,2	12,9569461	0	2.687.201	459.351	3.146.552	5.951.781	2.805.229
2012	428.295,65	30,2	12,9569461	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.549.404	2.615.578
2013	399.340,22	30,2	12,9569461	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.174.230	2.438.749
2014	372.342,35	30,2	12,9569461	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.824.420	2.273.875
2015	81.478,27	30,2	12,9569461	0	476.648	81.478	558.126	1.055.710	497.583
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>40.571.395</b>	<b>4.652.750</b>
								<b>TIR</b>	<b>9%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.15 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO 9% Y VAN=0

PRODUCCIÓN		PRECIO DEL PRODUCTO		GASTOS			INGRESOS DE OPERACIÓN		
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	12,785594	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	706.072	-5.688.595
2008	314.179,42	30,2	12,785594	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	4.016.971	-6.588.382
2009	528.378,95	30,2	12,785594	0	3.091.017	528.379	3.619.396	6.755.639	3.136.243
2010	492.657,27	30,2	12,785594	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.298.916	2.924.214
2011	459.350,59	30,2	12,785594	0	2.687.201	459.351	3.146.552	5.873.070	2.726.519
2012	428.295,65	30,2	12,785594	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.476.014	2.542.189
2013	399.340,22	30,2	12,785594	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.105.802	2.370.321
2014	372.342,35	30,2	12,785594	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.760.618	2.210.073
2015	81.478,27	30,2	12,785594	0	476.648	81.478	558.126	1.041.748	483.622
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>40.034.849</b>	<b>4.116.204</b>
								<b>TIR</b>	<b>8%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.16 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO DE 8% Y VAN=0

PRODUCCIÓN		PRECIO DEL PRODUCTO		GASTOS			INGRESOS DE OPERACIÓN		
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	12,615641	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	696.686	-5.697.980
2008	314.179,42	30,2	12,615641	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	3.963.575	-6.641.778
2009	528.378,95	30,2	12,615641	0	3.091.017	528.379	3.619.396	6.665.839	3.046.443
2010	492.657,27	30,2	12,615641	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.215.187	2.840.485
2011	459.350,59	30,2	12,615641	0	2.687.201	459.351	3.146.552	5.795.002	2.648.451
2012	428.295,65	30,2	12,615641	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.403.224	2.469.399
2013	399.340,22	30,2	12,615641	0	2.336.140	399.340	2.735.481	5.037.933	2.302.452
2014	372.342,35	30,2	12,615641	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.697.337	2.146.792
2015	81.478,27	30,2	12,615641	0	476.648	81.478	558.126	1.027.901	469.774
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>39.502.684</b>	<b>3.584.038</b>
								<b>TIR</b>	<b>7%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.17 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO 7% Y VAN=0

PRODUCCIÓN			PRECIO DEL PRODUCTO		EGRESOS			INGRESOS DE OPERACIÓN	
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL	°API	PRECIO CRUDO EXP. (\$/BL)	INVERSION \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS	INGRESOS NETOS
2007	55.224,00	30,2	12,4471554	6.043.994	323.060	27.612	6.394.666	687.382	-5.707.285
2008	314.179,42	30,2	12,4471554	8.453.223	1.837.950	314.179	10.605.352	3.910.640	-6.694.712
2009	528.378,95	30,2	12,4471554	0	3.091.017	528.379	3.619.396	6.576.815	2.957.419
2010	492.657,27	30,2	12,4471554	0	2.882.045	492.657	3.374.702	6.132.182	2.757.479
2011	459.350,59	30,2	12,4471554	0	2.687.201	459.351	3.146.552	5.717.608	2.571.057
2012	428.295,65	30,2	12,4471554	0	2.505.530	428.296	2.933.825	5.331.063	2.397.237
2013	399.340,22	30,2	12,4471554	0	2.336.140	399.340	2.735.481	4.970.650	2.235.169
2014	372.342,35	30,2	12,4471554	0	2.178.203	372.342	2.550.545	4.634.603	2.084.058
2015	81.478,27	30,2	12,4471554	0	476.648	81.478	558.126	1.014.173	456.047
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.246,73</b>				<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>38.975.115</b>	<b>3.056.469</b>
								<b>TIR</b>	<b>6%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 0,0</b>

CUADRO 3.18 INGRESOS CON TASA DE DESCUENTO 6% Y VAN=0

Como es evidente una tasa de descuento menor baja el nivel de precios que soportaría el proyecto, pero una tasa de descuento del 12% también es obvio, es mucho más conservadora que el 6%, y por lo tanto, si la tasa de interés de la deuda externa bajara habrían mayores ingresos para el Estado y el proyecto que consideró 12% de tasa de descuento sería mucho más rentable.

En ésta tesis también se calculó el VAN ajustándolo por incertidumbre de precios, para lo cual se tomaron las proyecciones del precio del crudo por el método triangular de simulación de Montecarlo analizado y calculado en el capítulo I paginas 37-40, con VAN=0 a tasas de descuento del 12 y 6% que se considera son los limites superior e inferior del costo del dinero a los que tendría acceso el Ecuador ya sea por financiamiento externo o interno. Los precios probables se los tomó del estudio de la Agency Information Administration del gobierno de USA que predice un precio promedio del crudo WTI en US \$ 43 para el año 2009, pero se considera un precio muy probable de US \$ 40 para el crudo del Campo Drago por

ser de menor calidad. El precio alto de US \$ 100 estimado se lo considera porque en el año 2008 el precio del petróleo logro pasar ese limite de precios. La simulación con ésta información calculó un precio promedio del crudo de US \$ 50.

El cuadro 3.19 nos presenta un VAN de US \$ 66.724.123 a una tasa de descuento del 12% con precios promedio de crudo de US \$ 50 el barril que calculó la simulación por el método de Montecarlo y que justifica aún más la viabilidad financiera del proyecto, comparado con el esquema propuesto en escenarios de US \$ 20, 30 y 40 el barril de petróleo a la misma tasa.

PRODUCCION			EGRESOS				INGRESOS DE LA OPERACION		
ANO	PRODUCCION ANUAL BL	°API	PRECIO CRUDO (\$/BL)	INVERSIONES \$	COSTOS OPERATIVOS \$	IMPUESTOS LEY 010 \$	TOTAL \$	INGRESOS BRUTOS \$	INGRESOS NETOS \$
2007	55.224,00	30,2	50	6.043.994,00	323.060,40	27.612,00	6.394.666,40	2.761.200,00	-3.633.466,40
2008	314.179,42	30,2	50	8.453.223,40	1.837.949,61	314179,42	10.605.352,43	15.708.971,00	5.103.618,57
2009	528.378,95	30,2	50		3.091.016,86	528378,95	3.619.395,81	26.418.947,50	22.799.551,69
2010	492.657,27	30,2	50		2.882.045,03	492657,27	3.374.702,30	24.632.863,50	21.258.161,20
2011	459.350,59	30,2	50		2.687.200,95	459350,59	3.146.551,54	22.967.529,50	19.820.977,96
2012	428.295,65	30,2	50		2.505.529,55	428295,65	2.933.825,20	21.414.782,50	18.480.957,30
2013	399.340,22	30,2	50		2.336.140,29	399340,22	2.735.480,51	19.967.011,00	17.231.530,49
2014	372.342,35	30,2	50		2.178.202,75	372342,35	2.550.545,10	18.617.117,50	16.066.572,40
2015	81.478,27	30,2	50		476.647,88	81478,27	558.126,15	4.073.913,50	3.515.787,35
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.247</b>			<b>14.497.217</b>	<b>18.317.793</b>	<b>3.103.635</b>	<b>35.918.645</b>	<b>156.562.336</b>	<b>120.643.690,6</b>
								<b>TIR</b>	<b>268%</b>
								<b>VAN</b>	<b>\$ 66.724.123,26</b>

CUADRO 3.19 VAN CON TASA DE DESCUENTO 12% AJUSTADO POR INCERTIDUMBRE DE PRECIOS

### 3.9 TASA DE DESCUENTO UTILIZADA

Ezra Salomón en su libro “Teoría de la administración financiera” escribe con respecto a la tasa de descuento lo siguiente: “sin lugar a dudas, éste es el problema principal de la administración financiera”.

En finanzas los conceptos “tasa de descuento” y “costo del dinero” suelen ser lo mismo y aunque determinar el costo del dinero, costo de oportunidad o del capital puede ser como *meterse en camisas de once varas*, inclusive para los académicos especializados en administración financiera, en ésta tesis se tratará de justificar la tasa de descuento del 12% utilizada en los cálculos por el método del Valor Actual Neto (VAN).

Como se sabe, proyectos de ésta magnitud generalmente se financian con recursos provenientes de endeudamiento, por eso se ha asumido que el Estado puede conseguir recursos en el mercado de capitales vía endeudamiento externo y en el mercado bursátil vía venta de bonos al IESS o endeudamiento interno. La tasa de descuento del 12% se la ha determinado del mayor costo del dinero en el que incurrió el Ecuador mediante endeudamiento externo al prestar los bonos Global 2012 para cubrir su presupuesto de inversiones. La pregunta entonces es evidente, porqué no se utilizó tasas de descuentos menores que 12, porqué no 11, 10, 9, 8, 7 o 6%, y la respuesta es sencilla: Éste proyecto se financia con recursos del Estado, por lo tanto se considera en ésta tesis que la tasa de descuento debe reflejar el mayor costo de oportunidad o el mayor costo del capital, pero considerando que al

decidir por el costo de oportunidad o por el costo del capital, se escogerá al más alto como el costo del dinero o tasa de descuento<sup>12</sup>.

El mayor costo del dinero en que ha incurrido el Estado es 12% cuando se endeudó con los bonos global 2012. El costo de oportunidad de invertir si tomamos como referencia la tasa activa efectiva máxima del mercado para el sector corporativo según el Banco Central<sup>13</sup> es de 9,33% anual, por lo tanto es inferior a 12%.

En el supuesto que el Estado hubiera recurrido a financiamiento interno con préstamo del IESS con tasas privilegiadas de 6 a 6,75%, tampoco hubiera sido procedente tomar esas tasas como el costo del dinero, porque no reflejan el costo de oportunidad del mercado en competencia perfecta; ya que el mismo Banco Central del Ecuador acepta que la tasa activa efectiva máxima del mercado para el sector corporativo es de 9,33%. Por lo que definitivamente queda claro que una tasa de descuento del 12% refleja mejor el costo del dinero para el Ecuador para sus proyectos de inversión, y porque en el supuesto que se piense que es una tasa muy alta para el proyecto, aún así el proyecto es viable y una disminución de la tasa de descuento lo haría mucho más rentable.

### **3.10 ACERCA DEL MODELO DEL CAPM**

Es obvio que una tasa de descuento del 12% para calcular el VAN es una aproximación del costo del dinero para el Ecuador, ya que calcularla por el modelo de precios de capital (CAPM, del inglés *capital-asset pricing model*) ajustada por riesgo país resulta inadecuado, por el alto impacto que tiene el riesgo país, que

---

<sup>12</sup> Vélez, Ignacio, *Decisiones de inversión. Una aproximación a la evaluación de alternativas*. CEJA, Bogotá, 1998.

<sup>13</sup> <http://www.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

bordea los 3864 puntos (información al 14 de enero de 2009) y la veracidad de las variables como la beta, la tasa de libre riesgo y el premio por el riesgo de la inversión, que según muchos especialistas reflejan realidades financieras aproximadas solo de Estados Unidos o “países desarrollados que cuentan con mercados de capital eficiente, líquido y con amplio volúmenes de negociación de activos. Por el contrario los países emergentes muestran mercados de capital poco líquidos, con bajos niveles de negociación y poca transparencia como para obtener una eficiente generación de precios de mercado”.

Sin embargo otros piensan que lo “atractivo y elegante del CAPM es que el mercado de valores pone los precios tanto del riesgo total del mercado como del riesgo particular de cada empresa o proyecto”.

El enfoque de ajuste del CAPM por riesgo país hace al Ecuador un país con pocas opciones de crédito financiero internacional y con posibilidades casi nulas para estimar la tasa o costo de los recursos propios para el proyecto por ese método, ya que si se calcula la tasa de rendimiento esperada de la acción  $r$  ajustada por riesgo país, la  $E(r)$  esperada sería igual a 45,58% para el Ecuador (considerando una tasa de libre riesgo de 2,82%, el premio por riesgo de la inversión  $R_m - R_f$  igual a 4,25 %, la beta para la industria del petróleo (upstream) promedio que mide el riesgo sistemático en 0,97 y el riesgo país del Ecuador  $R_p$  de 38,64%).

El modelo de valoración de activos de capital (CAMP) describe la relación entre el riesgo y el rendimiento esperado, pero como sucede con cualquier otro modelo es una simplificación de la realidad que en su forma más básica permite

sacar conclusiones sobre el riesgo ( $\beta$ ) y la magnitud del premio por el riesgo ( $R_m - R_f$ ) necesario para compensar la absorción de dicho riesgo.<sup>14</sup>

La beta ( $\beta$ ) mide el riesgo sistemático del mercado y se sabe que cuando tenga valores iguales a 1.0, el rendimiento extraordinario de las acciones variará de manera proporcional con el rendimiento extraordinario del mercado. Si es mayor que 1.0, quiere decir que el rendimiento extraordinario de las acciones varía más que proporcionalmente con el rendimiento extraordinario del mercado. Expresado de otra forma, tiene mayor riesgo inevitable que el mercado en general. Si la beta es menor a 1.0 nos indica que el rendimiento extraordinario de las acciones varía menos que proporcionalmente con el rendimiento extraordinario del portafolio del mercado.

La beta de la industria petrolera productora (la que se dedica al upstream del negocio) según Aswath Damodaran<sup>15</sup> en enero de 2009 se situaba en 0,97. Como se evidencia está cercana a 1.0, lo que quiere decir que el rendimiento extraordinario de las acciones se comporta casi proporcionalmente con el rendimiento del mercado. Sin embargo para muchos críticos la estimación de la beta es aún imperfecta. Se comparte en esta tesis con el criterio de muchos estudiosos de considerar las metodologías como subjetivas y que no existe método objetivo para considerar el riesgo puesto que el inversionista debe tomar diferentes decisiones durante el proceso de estimación. No importa cual sea el modelo de

---

<sup>14</sup> Van Horne, James, *Fundamentos de administración financiera*, México, Pearson Educación, 2002.p.103-105.

<sup>15</sup> Ver <http://www.damodaran.com>

estimación, determinístico, probabilístico o estocástico, siempre será personal o subjetivo.

La tasa de descuento o la distribución seleccionada se basa siempre en evidencia recabada por el inversionista y en la interpretación de esa evidencia. Tanto la percepción como la evaluación de la evidencia son subjetivas; otros inversionistas no estarán necesariamente de acuerdo. Basta observar las divergencias de las estimaciones de las betas y del premio promedio del mercado de valores para constatar que el inversionista está en realidad tomando decisiones sobre lo que espera en el futuro. Pronosticar es decidir y como es común que los inversionistas tomen diferentes decisiones ante la misma evidencia, se deduce que los pronósticos dependerán del pronosticador.

De aquí se revela que si, aún ante la misma evidencia, los pronósticos son personales y subjetivos, más lo son cuando la evidencia de los inversionistas difiere. [...] En resumen, las probabilidades y la tasa de descuento ajustada por el riesgo son subjetivas; son lo que el inversionista dice que son: idea difícil de aceptar por los entusiastas de los procesos objetivos e impersonales.<sup>16</sup>

### **3.11 FLUJO DE FONDOS**

El flujo de fondos se fundamenta en los ingresos que se obtendrían de la venta de crudo de la producción anual estimada por el método de declinación exponencial (ver cuadro 3.1), multiplicada por el precio de venta estimado, que para el análisis de nuestro proyecto fueron considerados a precios del barril de petróleo 40, 30 y de US \$ 20 (ver cuadros 3.9, 3.10 y 3.11). Cabe señalar que también se ajustó el VAN por incertidumbre del precio del crudo y se calculó todo el flujo de fondos con precios de US \$ 50 simulados con el método triangular aleatorio de

---

<sup>16</sup> Werner Ketelhöhn, y otros, *Inversiones*, Bogotá, Editorial Nomos S.A., 2004, pp. 176-179

Montecarlo y considerando tasas de descuento de 12 y 6% respectivamente, ver el cuadro 3.19.

Los egresos son los costos operativos por barril producido (\$5.85), multiplicados por la producción anual, más las inversiones y los impuestos de la ley 010 que resulta de multiplicar un dólar por cada barril de petróleo producido, a excepción del año 2007 cuando la ley exigía sólo 0,50 dólar por barril de petróleo.

También se han realizado los cálculos del flujo de fondos para buscar el precio del petróleo al cual el VAN se hace cero con tasas de descuento de 12%, 11, 10, 9, 8, 7 y 6%. (Ver cuadros 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18).

### **3.12 ANALISIS DEL PROYECTO SI NO SE EXPLOTA EL CAMPO DRAGO**

Esta opción es la menos pertinente, ya que como se ha visto Petroproducción le entregaría ingentes recursos de dinero al Estado por la venta del crudo y por los impuestos a través de la ley 010, que retiene 1 US \$ por cada barril producido para que sea entregado para el desarrollo de la Amazonía. Es indudable por lo tanto, que la explotación del Campo Drago ayudará al crecimiento socio-económico del País y particularmente a la provincia de Sucumbíos, pero ineludiblemente se producirán reclamos sociales en la zona de operación para que muchas de sus necesidades sean satisfechas.

En el campo de la economía ambiental existen dos corrientes filosóficas, unos que consideran que la calidad ambiental se puede valorar y que sus métodos de valoración intentan descubrir el valor que la sociedad le otorga a un bien y otros que simplemente consideran que los bienes naturales no tienen mercado y por lo

tanto no tienen precio y que los métodos de valoración ambiental son muy subjetivos.

La regulación ambiental, como ya lo dijimos, obliga a todas las compañías petroleras a tener un EIA y el PMA antes de iniciar cualquier proyecto de explotación hidrocarburífera. Del EIA del Campo Drago realizado por la Compañía Envirotec Cía. Ltda. para Petroproducción fundamentalmente se concluye lo siguiente:

Que los impactos ambientales son mínimos y que los puntos de estudio del Campo Drago fueron catalogados como zonas de sensibilidad ambiental baja, básicamente por el estado de conservación del área, ya que esencialmente son fincas con plantaciones de palma africana y pastizales con pequeños parches de vegetación secundaria. Lo que en otras palabras quiere decir que el hombre ya cambió hace mucho tiempo las condiciones iniciales del bosque primario y del entorno. Además, de las especies registradas, ninguna se encuentra dentro de alguna de las categorías de amenaza, o es endémica para Ecuador y tampoco hay evidencias de material arqueológico en la zona.

Si se toma en cuenta la información del Estudio de Impacto Ambiental que concluye que la zona de operación presenta una baja sensibilidad a los impactos ambientales y que Petroproducción construyó una vía de acceso al Campo Drago que mejorará las condiciones de transporte para las personas que habitan el área de operación, pues podrán sacar sus productos con mayor facilidad y además la operación proporcionará trabajo de mano de obra no calificada como guardianía, personal de mantenimiento de vías y otros para algunas fases de las facilidades de

producción, se concluye que la explotación del campo es lo más recomendable. Por que en el supuesto que se le quiera encontrar un precio hedónico al lugar y que se lo trate de canjear a cambio de no explotarlo, es difícil de valorarlo y de encontrar auspiciantes del proyecto, porque es un sitio donde la mano del hombre que colonizó esos bosques acabó con el bosque primario y más bien han permitido la letrización de las aguas subterráneas debido a la precaria condición de insalubridad en la que viven muchos campesinos.<sup>17</sup>

La condición natural del aire no se verá afectada por la explotación petrolera ya que el proyecto prevé enviar todos los fluidos producidos (petróleo, agua, gas) hasta la estación central de Shushufindi, donde serán separados de acuerdo a las normas de la American Petroleum Institute API.

Si el proyecto no se lleva a cabo el Ecuador perdería la oportunidad de mejorar sus ingresos con el desarrollo de este Campo pequeño que puede incrementar reservas probadas con nuevos pozos una vez que se delimite la frontera de la estructura con los estudios futuros de las pruebas de pozos y la posibilidad de encontrar también nuevos prospectos cerca de la zona. Indudablemente que el proyecto es sensible a los niveles de precios del petróleo pero los pronósticos prevén una subida de precios en el mediano plazo de los precios del crudo WTI en alrededor de los US \$ 55.

### **3.13 ANALISIS DE VIABILIDAD**

Para el análisis de viabilidad financiera de ésta tesis se usaron los métodos financieros que utilizan el valor cronológico de los flujos de efectivo, o sea, aquellos

---

<sup>17</sup> Estudio de impacto ambiental del Campo Drago realizado por la compañía Envirotec Cia Ttda.

métodos que conceden valor al dinero en función del tiempo como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), ya que estos métodos toman en cuenta tanto el monto como el tiempo en que se producen los flujos relacionados con el proyecto, ya sean estos flujos de inversión o flujos relacionados con los costos de operación. Es conocido que la teoría financiera ha enfatizado mayormente en el uso de los métodos de evaluación de proyectos de inversión que reconocen el valor del dinero en función del tiempo principalmente con el VAN ajustado, luego con el VAN y como tercera opción la TIR.

No se consideró usar el método del VAN ajustado en el análisis de viabilidad del proyecto porque éste método suele ser usado para evaluar proyectos de inversión cuando las decisiones de inversión y financiamiento no pueden ser separadas ya que interactúan en el proyecto. El método es particularmente apropiado para la evaluación de proyectos en una corporación multinacional<sup>18</sup>. El VAN tradicional o básico, que es calculado usando el promedio ponderado del costo del capital, puede ser inadecuado en un ambiente multinacional, por lo siguiente:<sup>19</sup>

1. Existen variaciones internacionales en los tipos de la estructura del capital y en el uso extenso del financiamiento subsidiado de proyectos específicos, garantías de préstamos, y de seguros contra los riesgos políticos.
2. Los riesgos políticos y monetarios por naturaleza pueden ser no sistemáticos para la propuesta del presupuesto de capital de una firma multinacional.

---

<sup>18</sup> Mian, M.A., *Project Economics and Decision Analysis*, Tulsa, PennWell Corporation, 2002, p. 291

<sup>19</sup> Aggarwal, R., *Capital Budgeting Under Uncertainty*, Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs., NJ, 1993.

3. El riesgo sistemático del proyecto puede no reflejar el riesgo sistemático de la compañía matriz.

En definitiva, tratándose Petroproducción de una compañía estatal y no de una multinacional se consideró prudente y fundamental el uso del método del VAN básico para el análisis de viabilidad financiera, sin embargo, al final, considerando que el proyecto es muy dependiente del nivel de precios que impone el mercado se ajustó el VAN al riesgo por incertidumbre de precios del crudo usando los resultados de la simulación de precios por el Método aleatorio triangular de Montecarlo. Ver el cuadro 3.19.

En el cuadro 3.20 se resumen los escenarios analizados del proyecto con su respectiva recomendación de viabilidad.

No. de cuadro	Precio del crudo, \$	Ingresos netos, \$	VAN, (con tasa 12%)	TIR, %	Recomendación del proyecto
	<13,48		Negativo		No viable
3.12	13,48	6.286.556	0	12	Viable
3.11	20	26.706.289	11.914.331	47	Viable
3.10	30	58.018.756	30.184.262	105	Viable
3.9	40	89.331.224	48.454.193	176	Viable
3.19	50	120.643.690	66.724.123	268	Viable <sup>20</sup>

CUADRO 3.20 RESUMEN DE RESULTADOS DEL ANALISIS DE VIABILIDAD

<sup>20</sup> Considera precios simulados por el Método de Montecarlo del modelo estocástico.

### 3.14 CONCLUSIONES

- El proyecto de la tesis utiliza las estimaciones iniciales de reservas probadas y se espera producir 3.131.247 barriles con dos pozos, es decir el 99,98% del total estimado, que justifican la viabilidad del proyecto.
- El proyecto es viable financieramente y generaría ganancias siempre y cuando el precio del crudo Oriente del Campo Drago supere los US \$ 13,48 cuando la tasa de descuento es 12%.
- El proyecto con precios del crudo Oriente superiores a US \$ 13,48 no depende del volumen de sus reservas probadas.
- El proyecto ni pierde ni gana con precio de US \$ 13,48 el barril de petróleo cuando el VAN=0 con tasa de descuento 12%.
- Se concluye que la tasa de descuento que mejor refleja el costo del capital del proyecto es de 12%.
- El Gobierno de los Estados Unidos a través de la Energy Information Administration (EIA) en un estudio de febrero de 2009 proyecta precios del crudo WTI en US \$ 43 y 55 para el año 2009 y 2010 respectivamente. Por lo tanto, la viabilidad del proyecto se justifica plenamente con esos precios.
- La simulación de precios del crudo por el método aleatorio triangular de Montecarlo establece un precio promedio del petróleo en US \$ 50 el barril, que justifica más la viabilidad del proyecto.
- El VAN ajustado por incertidumbre de precios es de 66.724.123,26 a tasa de descuento del 12.

- Se concluye que el precio del crudo de US \$ 50 simulado por el método de Montecarlo no depende de la tasas de descuento (12 y 6%).
- Las expectativas económicas de este campo son buenas, las mismas que se incrementarían notablemente, cuando las reservas iniciales se incrementen y el precio del crudo Oriente fluctuó entre US \$ 13,48 y 50 y obviamente mejor si el crudo Oriente mantiene un promedio superior a los US \$ 50.
- El costo operativo de US \$ 5,85 por barril producido no da la certeza que considere algunos costos en los que incurre Petroecuador, debido a que Petroproducción tiene autonomía administrativa y financiera y no asume costos de Petroecuador.
- La opción de no explotar el Campo no es pertinente, ya que la zona no reúne bienes naturales que sean puestos en peligro por la actividad hidrocarburífera. Además, de las especies registradas, ninguna se encuentra dentro de alguna de las categorías de amenaza, o es endémica para Ecuador y tampoco hay evidencias de material arqueológico en la zona.
- El estudio de impacto ambiental cataloga el área de operación como “zona de sensibilidad ambiental baja”.
- Es difícil encontrar un precio hedónico al área del Campo Drago, ya que naturalmente el ambiente perdió a todo el bosque primario y por lo tanto es poco atractivo.
- La distribución regional de las formaciones Tena, Napo y Hollín con sus correspondientes reservorios de interés hidrocarburífero están perfectamente identificadas.

- Para establecer la viabilidad de este proyecto se utilizó el modelo Determinístico para proyectos económicos y análisis de decisión en campos petroleros. Pero al final se ajustó la variable del precio del crudo por simulación y el VAN a la incertidumbre simulada del precio.
- Este proyecto está basado en una integración de la información obtenida, generada y analizada de la parte estructural, geológica y de reservorios, que conllevan a la obtención del modelo geológico para el cálculo del petróleo en sitio, POES.
- Según las pruebas de producción del pozo Drago-01, los yacimientos que aportaron son las areniscas T superior+Inferior, U inferior y U superior.

### **3.13 RECOMENDACIONES**

- Continuar con el proyecto para explotar el Campo Drago, ya que el proyecto tiene viabilidad financiera.
- Combinar en el futuro los modelos determinístico y estocástico para ajustar el flujo de fondos y el control del proyecto.
- Priorizar la perforación de un pozo de avanzada para confirmar la estructura del Campo e incorporar reservas probadas adicionales y, de acuerdo a los resultados ajustar el plan de desarrollo del Campo, plan de impacto ambiental y de las inversiones y gastos del proyecto.
- Petroproducción deberá solicitar a través de Petroecuador al Ministerio de Finanzas que le proporcione la fuente de los recursos que financian los proyectos de inversión con el respectivo costo de capital, para ajustar los proyectos a tasas de descuento reales.

- Establecer bien el nivel de costos administrativos, ya que la venta del crudo la realiza Petroecuador y ese costo debe reflejarse en la estructura de los costos operativos de Petroproducción.
- Iniciar un plan de reforestación y de estudios para proteger y entender los complejos ciclos de vida, comportamiento y dinámica poblacional de la herpetofauna de la zona del Campo Drago.
- Cumplir con el plan de manejo ambiental para el Campo Drago y respetar los aspectos socio-culturales de la zona.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Figueroa, Emilio, *El comportamiento económico del Mercado del petróleo*, Madrid, Ediciones Diaz de Santos, 2006.

Mian, M.A, *Project Economics and Decision Analysis*, Tulsa, PennWell Corporation, 2002.

Werner Ketelhhöhn, y otros, *Inversiones*, Bogota, Editorial Nomos S.A., 2004, pp.126-147

Rojas, Miguel, *Evaluación de proyectos para ingenieros*, Bogota, Ecoe Ediciones, 2007.

Azqueta, Diego, y otros, *Introducción a la economía ambiental*, Madrid, Mc Graw Hill, 2007.

Van Horn, James, *Fundamentos de administración financiera*, México, Pearson Educación, 2002.

Nind, T.E., *Producción y mantenimiento de pozos petroleros*, Mexico, Impresiones Editoriales S.A., 1987.

Lyons, William y Gary Plisga, *Standard Handbook of petroleum & Natural Gas Engineering*, Burlington, Elsevier, 2005.

Guillemot, J, et. Al., *Gelología del petróleo*, Madrid, Paraninfo, 1971.

Ganesh, Thakur y Abdus Satter, *Integrated Petroleum Reservoir Management*, Tulsa, Pennwell Publishing Company, 1994.

Myers, Stewart y Brealey Richard, *Principios de Finanzas Corporativas*, Madrid, McGraw-Hill, 2003.

Klastorin, Ted, *Administración de proyectos*, Mexico, Alfaomega Grupo Editor, 2005.

<http://www.petroproduccion.com.ec/www/frontEnd/images/objetos/costosoperativosdiciembre2008.pdf>

<http://mensual.prensa.com/mensual/contenido/2005/04/01/hoy/negocios/177268.htm>

I

# ANEXOS

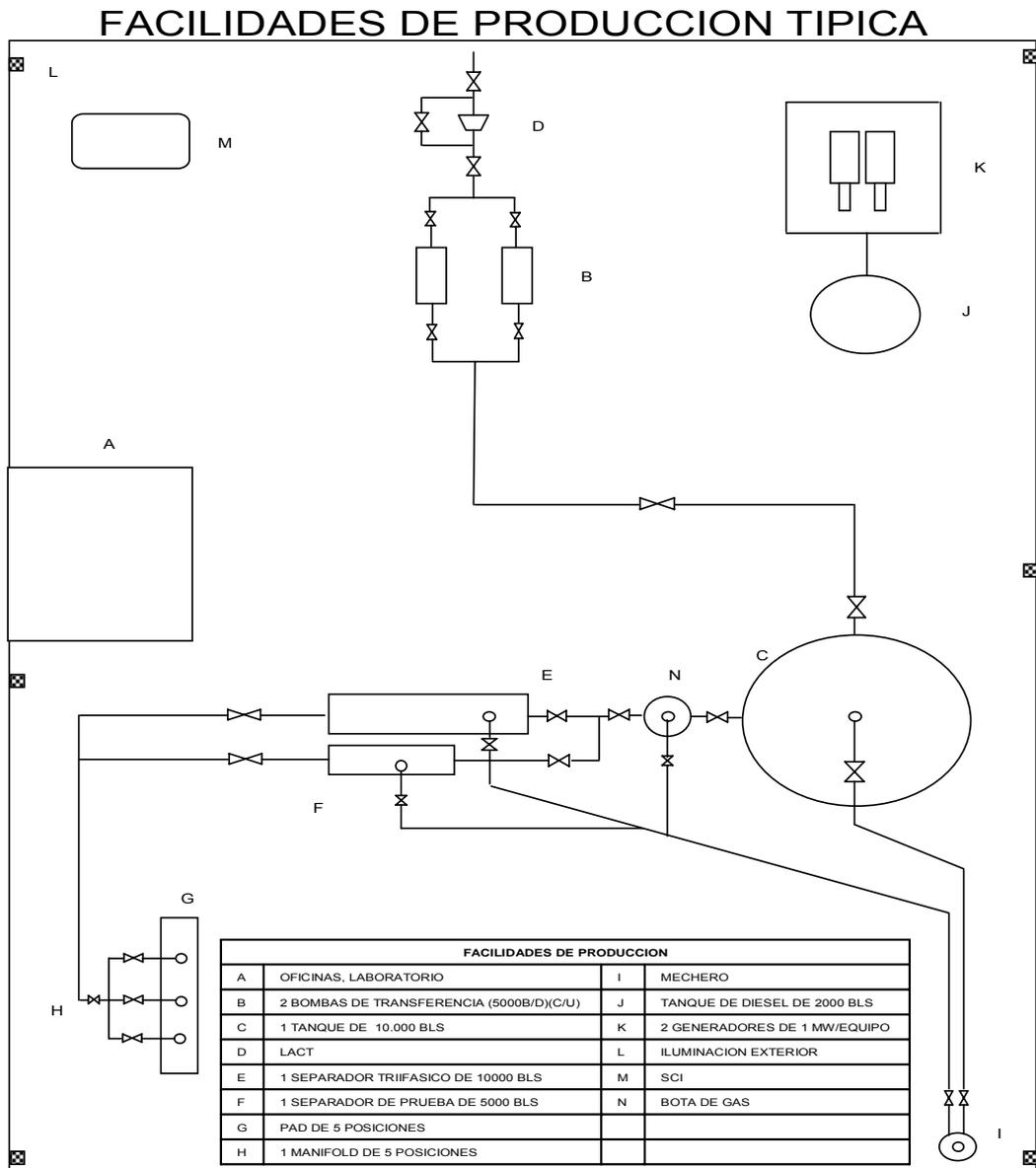


GRÁFICO 1.1

Fuente: Departamento de proyectos y equipos de Petroproducción

## Arenisca U Inferior

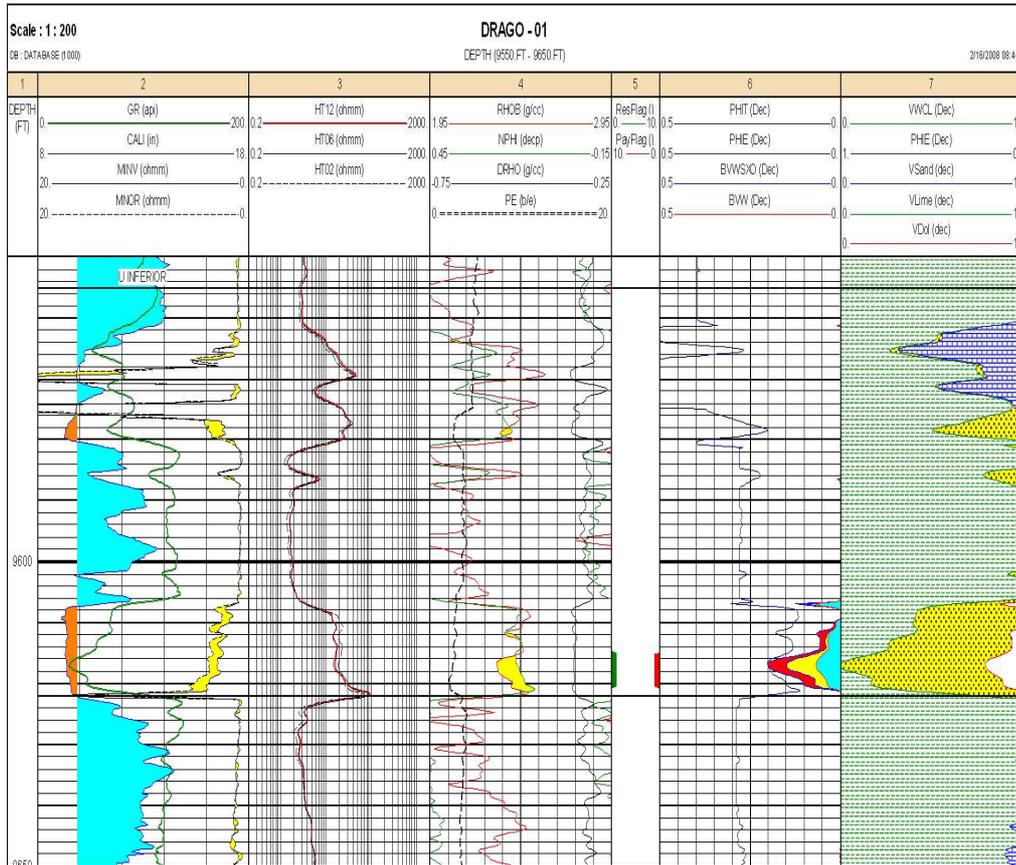


Gráfico 2.1 del reservorio de petróleo U Inferior

Fuente: Petroproducción

## Arenisca U Superior

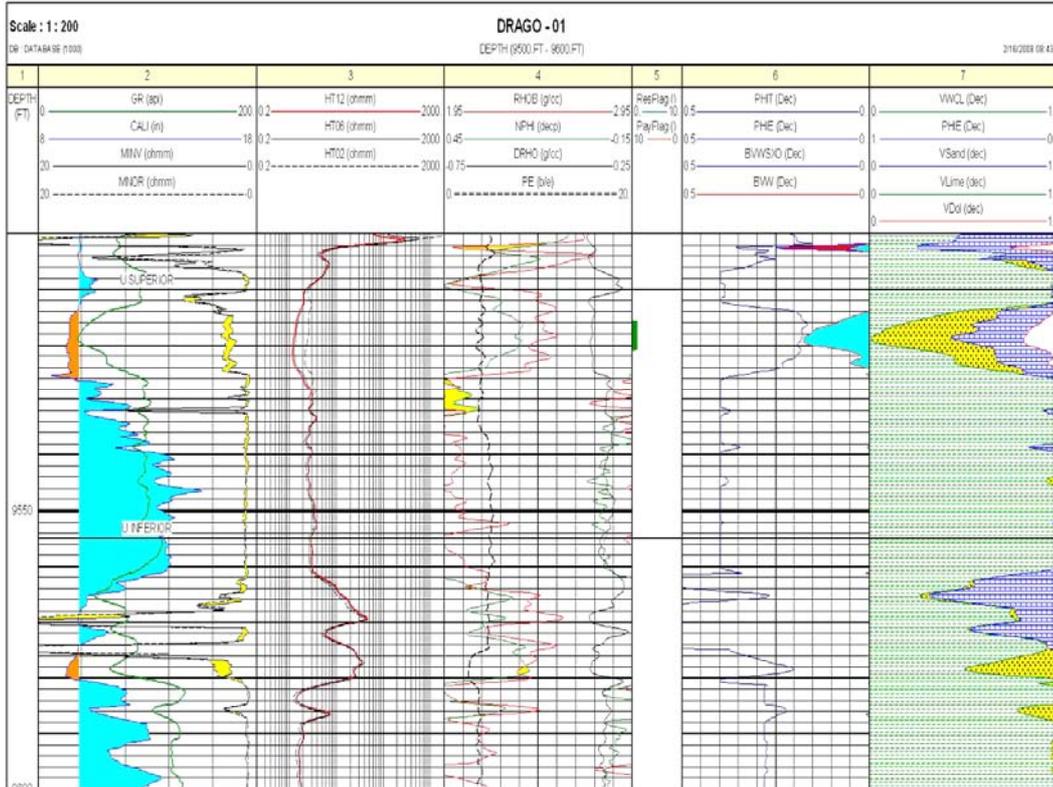


Grafico 2.2 del reservorio de petróleo U Superior

Fuente: Petroproducción

## Areniscas T Superior + Inferior

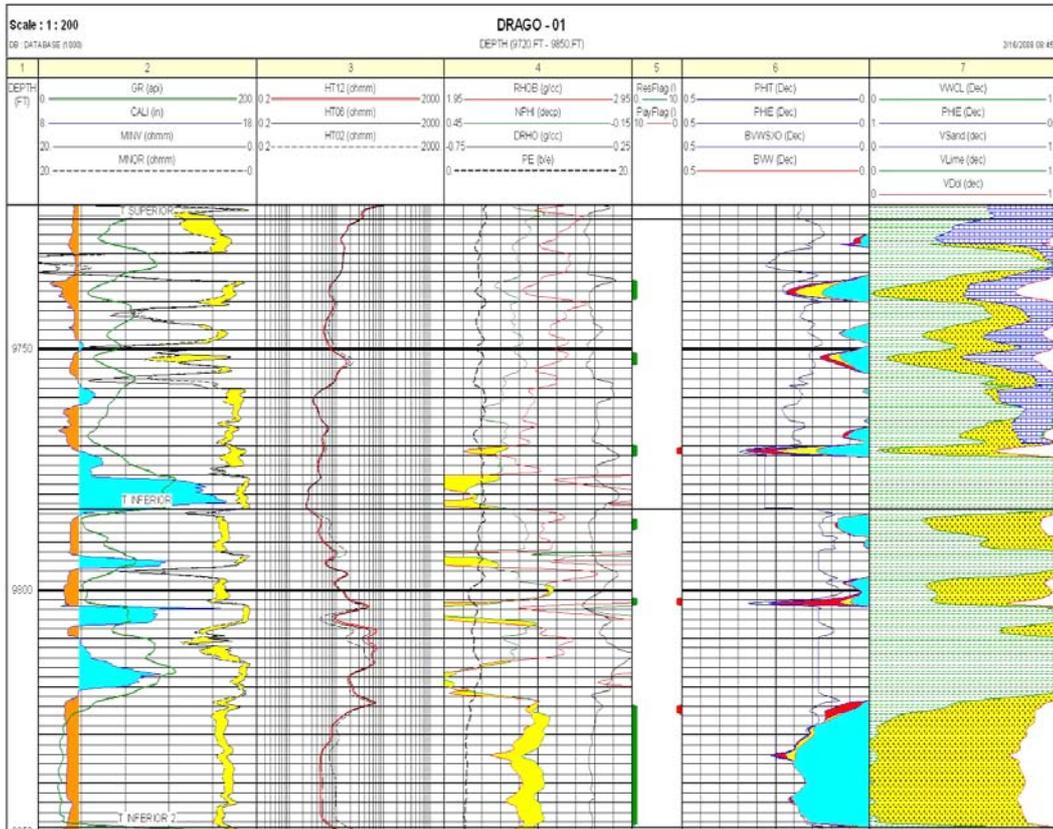


Gráfico 2.3 de los reservorios de petróleo T Superior y T Inferior

Fuente: Petroproducción

## VOLUMEN DE ROCA PARA EL CALCULO DEL POES

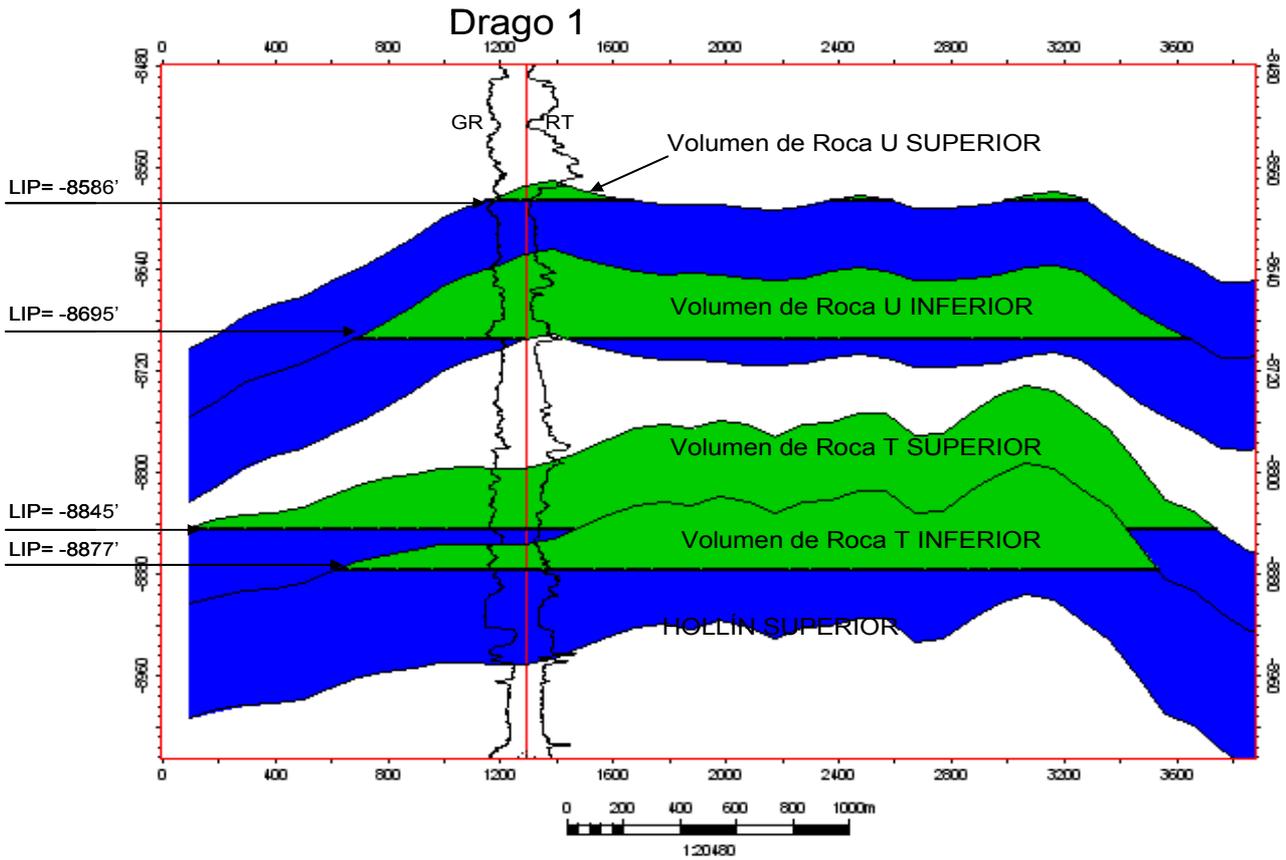


Gráfico 2.13

Fuente: Petroproducción

# FACILIDADES DE SUPERFICIE CAMPO DRAGO

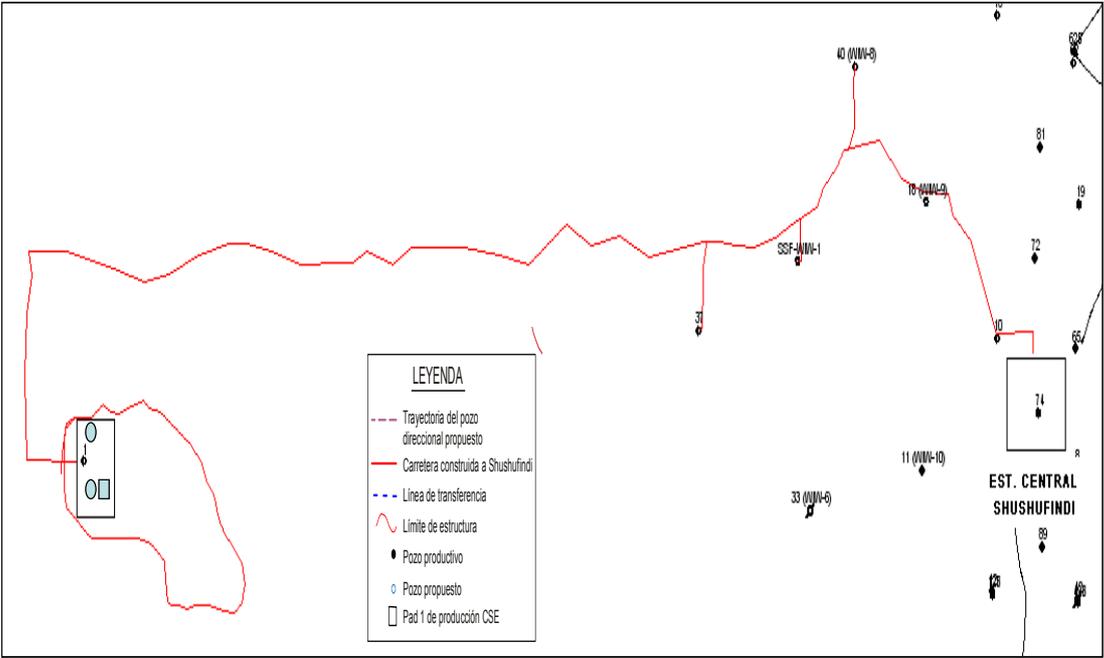


GRÁFICO 3.2

Fuente: Petroproducción

<b>CALCULO DEL POES</b>				
<b>YACIMIENTO</b>	<b>VOLUMEN DE ROCA (x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>VOLUMEN DE ROCA POROSA (x 10<sup>6</sup> acre-ft)</b>	<b>VOLUMEN DE HIDROCARBURO (x 10<sup>6</sup> acre-ft)</b>	<b>POES STOIP oil (x 10<sup>6</sup> stb)</b>
ARENISCA "U" SUP.	3	0.000002	0.000001	0
ARENISCA "U" INF.	68	0.002203	0.001983	15
ARENISCA "T" SUP.	37	0.001859	0.001673	13
ARENISCA "T" INF.	5	0.000297	0.000267	2
<b>TOTAL</b>	<b>113</b>	<b>0.004361</b>	<b>0.003924</b>	<b>30</b>

CUADRO 2.7 DEL CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Fuente: Petroproducción

## CALCULO DE RESERVAS PROBADAS

C A M P O D R A G O												
PARAMETROS PETROFISICOS, DE FLUIDOS, PETROLEO IN SITU Y RESERVAS PROBADAS												
YACIMIENTO	AREA (acres)	Volumen (acre-pies)	? (%)	So (%)	Boi (BY/BN)	N (BLS)	F.R. (%)	RESERVAS (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	RESERVAS REMANENTES (BLS)	°API	
ARENISCA "U" SUP.	50	297.39	0.13	0.762	1.297	172.147	30.00	51.644	0	51.644	28.10	
ARENISCA "U" INF.	507	7.096.39	0.14	0.664	1.230	4.160.814	30.00	1.248.244	52.405	1.195.839	27.90	
ARENISCA "T" SUP.	599	14.387.47	0.11	0.500	1.370	4.481.015	30.00	1,344,304	0	1.344.304	33.00	
ARENISCA "T" INF.	152	3.806.83	0.15	0.520	1.370	1.625.412	30.00	487,624	0	487.624	33.00	
TOTAL						10.439.387		3.131.816	52.405	3.079.411	30.21	

CUADRO 2.8 RESUMEN DE RESERVAS A DICIEMBRE 2007

Fuente: Petroproducción

PRESUPUESTO ESTIMADO DE INVERSIONES TOTALES (EN DOLARES)						
PARA RESERVAS RECUPERABLES DE = 3,131.247 BIs.						
N°	ACTIVIDAD	INVERSIONES DE	INVERSIONES DE			TOTAL
		EXPLORACION Y DESARROLLO	PRODUCCION			INVERSIONES
		2007	2008	2009	2010	(DOLARES)
1	PERFORACION DE POZOS 1 Pozo verticale (Exp. ) 1 Pozo direccional	2.800.000	3.825.100	0	0	2.800.000 3.825.100
2	VIAS DE ACCESO A POZOS 1 Km. de vías	180.000				180.000
3	FACILIDADES DE PRODUCCION Pad 1	2.863.994	2.371.600	0	0	5.235.594
4	OBRAS CIVILES Ampliac. Camp, oficinas, laboratorio		205.282			205.282
5	LINEAS DE TRANSFERENCIA Del Pad 1 a la Estación Shushufindi Central.		1.651.241			1.651.241
6	FACILIDADES DE REINYECCION DE AGUA Sistema de tratamiento y distribución Perforación pozo reinector					
7	PROTECC. DEL AMBIENTE Estudios ambientales, manejo de desechos sólidos, etc	200.000	200.000			400.000
8	OTROS Vehículos, Adecuaciones puertos, etc		200.000			200.000
	<b>T O T A L</b>	<b>6.043.994</b>	<b>8.453.223</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14.497.217</b>
<b>TOTAL INVERSIONES DESARROLLO =</b>		<b>6.043.994</b>	<b>INVERSIONES DE PRODUCCION =</b>		<b>8.453.223</b>	
PORCENTAJE (%) =		41.69	PORCENTAJE (%)=		58.31	

CUADRO 3.2

Fuente: Petroproducción

<b>COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO DIRECCIONAL (VIA TERRESTRE)</b>	
<b>TRABAJO O SERVICIO</b>	<b>COSTO TOTAL (DOLARES)</b>
Localización (plataforma y piscinas)	250.000
Tarifa de equipo, movimiento entre pozos (0-50 Kms)	75.000
Costo por perforación 30 días U S \$ 41.812 / día	1.254.360
Trabajo de cementación	200.000
Estudio ambiental	50.000
Material : lodos y químico	140.000
Brocas	100.000
Colgadores y servicios	60.000
Análisis de ripios	60.000
Servicios de perforación direccional	370.000
Supervision de trabajos	20.000
Completación y pruebas	75,000
Torre de reacondicionamiento	75.000
Trabajos contratados por la compañía	30.000
Levantamiento artificial eléctrosumergible	250.000
Tubería de revestimiento	315.000
Arbol de navidad	25.000
Tubería de producción 3 1/2"	41.800
Línea de flujo 4 1/2" (aprox 40 m)	2.904
Instalación de línea de flujo (aprox 40 m)	3.300
Completación de fondo (Instalación)	80.000
Contingencias 10%	347.736
	<b>3.825.100,40</b>

CUADRO 3.3

Fuente: Petroproducción

COSTOS ESTIMADOS DE LOS PADS DE PRODUCCION	
qi = 936 b/d R = 3,131.247BLS	N° de Pozos =2
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- INVERSIONES DE PRODUCCION POZO DRG 01	2,863,994
2.- FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA PRODUCCION DE CRUDO	
Manifold de 5 pozos	100,000
Medidor multifásico	200,000
Bombas multifásicas para Pad 1	400,000
Tuberías, válvulas y accesorios de interconexión	120,000
Líneas de flujo	60,000
Válvulas y Accsorios	80,000
3.- PUNTOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICO Y MONITOREO	
Bombas para inyección de químico	6,000
Accesorios para instalación de puntos de inyección de químicos	5,000
Instalación de puntos de monitoreo de corrosión y escala	20,000
Equipos y materiales para protección catódica	20,000
4.- ENERGIA ELECTRICA	
Subestación de 13,8 KVA	280,000
Líneas de Distribución de 13.8 KVSubterráneas	240,000
Scada sistema eléctrico	50,000
5.- SEGURIDAD INDUSTRIAL	
Sistema de detección y control automático	100,000
Equipamiento de accesorios contra incendio	150,000
6.- DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL, SUPERVISION Y ADQUISICION DE DATOS E INSTRUMENTACION DEL PROYECTO DE LA ESTACION DRAGO	
Estación de trabajo: incluye PLC, computadores, impresora, modem e interfaces de control.	50,000
Software y desarrollo de aplicaciones	25,000
Accesorios mecánicos para el montaje de instrumentos	50,000
Accesorios mecánicos para comunicación	25,000
Instrumentos de campo para control y medición	50,000
7.- VARIOS	
Cerramientos de malla	30,000
Bombas de sumideros	45,000
Indemnización de terrenos ocupados	50,000
8.- CONTINGENCIAS 10%	215,600
<b>T O T A L</b>	<b>5,235,594</b>

CUADRO 3.4

Fuente: Petroproducción

## C A M P O DRAGO

### COSTOS ESTIMADOS DE LINEAS DE TRANSFERENCIA DEL PAD 1 A LA ESTACION SHUSHUFINDI CENTRAL

qi = 936 b/d                      R = 3.131.247 BLS                      N° de Pozos = 2

EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- LINEA DE TRANSFERENCIA Y TENDIDO  - línea de 6" x 15 km x 30 \$/pie (Incluye sistema scada, fibra óptica, instrumentación y accesorios mecánicos)	1.476.378
2.- INSTALACION MARCOS H  Marcos H (15 Km.x 165 marc/Kmx 10 \$/marco)	24.750
3.- CONTINGENCIAS 10%	150.113
<b>T O T A L</b>	<b>1.651.241</b>

CUADRO 3.5

Fuente: Petroproducción

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OBRAS CIVILES</b>	
<b>DESCRIPCION DE LA OBRA</b>	<b>COSTO TOTAL (DOLARES)</b>
1.- 1 Oficina (16 m2 x 550\$/m2)	8.800
1 Laboratorio (16m2 x 550 \$/m2)	8.800
Subestación eléctrica y líneas de distribución	150.000
3 aires acondicionados	3.300
fosa séptica	11.000
Bodega de materiales (16 m2 x 220 \$/m2)	3.520
1 caseta de guardia (5 m2 x 200 \$/m2)	1.200
2.- CONTINGENCIAS (10%)	18.662
<b>T O T A L</b>	<b>205.282</b>

CUADRO 3.6

Fuente: Petroproducción

## ANEXOS ADICIONALES

PLAN DE TESIS APROBADO POR LA UASB.



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\PLANTE



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\METODO



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\INDICE



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\ENFOQUE



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\CRONO



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\CARATULA



PLAN DE TESIS  
CORREGIDO\bibliografía