

T  
622.3382  
502



# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

## Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"Optimización y Actualización de la Evaluación del Análisis Técnico-Económico del Campo Armadillo en la Zona Oriental del Ecuador"

### TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

### INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:



Luis Alberto Suriaga Matamoros

Fernando Javier Sagnay Sares

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2006

## AGRADECIMIENTO



A los profesores de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la ESPOL por habernos ayudado a adquirir los conocimientos básicos durante todo el transcurso de la carrera.

De manera especial al Ing. Ricardo Gallegos Orta por brindarnos todo su apoyo y ayuda incondicional para poder realizar nuestro proyecto de tesis.

Al Ing. Luis Amores J. por su colaboración, apoyo, amistad, y por todas las facilidades dadas para poder realizar nuestro tema durante el tiempo que estuvimos en Petroproducción.

A la Ing. Gloria Uguña por su gran amistad y colaboración en todo momento durante nuestra estadía en Petroproducción.

A Luis Enrique Piedra por disponer de su tiempo para ayudarnos y colaborar en nuestra tesis.

Al Ing. Francisco Castillo y a todo el personal de Yacimientos que colaboraron en el desarrollo de nuestra tesis.

Al Departamento de Geofísica, en particular al Ing. Hugo Simba por toda la ayuda indispensable para el desarrollo de nuestra tesis.

Al Ing. Joaquín Vargas por su experiencia y aporte que sirvieron de base para elaborar nuestra tesis.

A Carlos, Mario, Luis, Rafael Villarreal, Segundo Eugenio, Ronald Guerra y a todo el personal de Petroproducción, que de alguna forma ayudaron y colaboraron en el desarrollo de la tesis.

## DEDICATORIA



A DIOS

A MIS PADRES

A MI HERMANA

A MIS SOBRINAS

# DEDICATORIA



CIB-ESPOL

A DIOS

A MI MADRE

A MI HERMANA

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



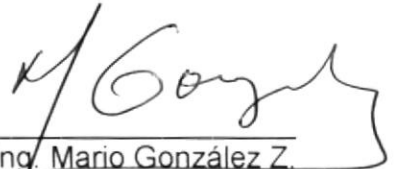
---

Ing. Ricardo Gallegos O.  
PRESIDENTE Y DIRECTOR DE TESIS



---

Ing. Luis Amores J.  
VOCAL



---

Ing. Mario González Z.  
VOCAL

## DECLARACIÓN EXPRESA


“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

**(Reglamento de Graduación de la ESPOL).**



Luis Suriaga Matamoros

Autor



Fernando Sagnay Sares

Autor

## RESUMEN

El presente proyecto enfoca la evaluación de la rentabilidad de un campo petrolero, partiendo del volumen de crudo de cada yacimiento encontrado, del número de pozos a perforarse, de la producción diaria de estos y la inversión.

El capítulo 1 describe las estructuras encontradas en el Campo en estudio, así también como el pozo perforado en Armadillo Norte desde el inicio de su operación hasta su cierre, además la producción acumulada de este, la localización del Campo Armadillo, el área que comprende cada estructura y las arenas encontradas. También la elaboración de un mapa estructural a la base de la arena "U" Inferior, en la que se encontró otra estructura. Además se detalla la estratigrafía de todas las formaciones encontradas con sus respectivos topes geológicos, y litológicos de arenas analizadas en el laboratorio.

En el capítulo 2 se muestra los registros eléctricos que se corrieron en el pozo perforado para su evaluación, interpretación y características de las arenas encontradas en Armadillo 1, como también el análisis petrofísico de los fluidos encontrados en las mismas, la presión estática y de fondo de las

arenas productoras con sus respectivas pruebas de producción, los contactos agua-petróleo de las arenas más importantes. Aquí además se determinó el volumen de petróleo original, factor de recobro, reservas probadas y probables, y los pronósticos de producción del proyecto durante el período de vida de este.

En el capítulo 3 se determina el número de pozos a perforarse en las tres estructuras del Campo Armadillo (Norte, Centro y Sur); detallándose además la construcción de vías de acceso desde los pozos a sus respectivas estaciones y a los tramos principales, la construcción de estaciones de producción, líneas de transferencia en cada área, personal que se va requerir para operar el campo, y el estudio de impacto y manejo ambiental.

En el capítulo 4 se realizó una evaluación técnica-económica del Campo Armadillo, considerándose los parámetros técnicos necesarios para la determinación del volumen de crudo en los yacimientos, determinándose posteriormente la inversión necesaria para el inicio de la fase de pre-producción del Campo Armadillo.

En el capítulo 5 se recopila los datos técnico-económicos, para la elaboración del modelo económico del proyecto en estudio.



# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEM.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	
1. GENERALIDADES.....	3
1.1. Antecedentes del Campo Armadillo.....	3
1.2. Ubicación Geográfica del Campo Armadillo.....	6
1.3. Descripción Geológica de Armadillo.....	6
1.3.1. Estratigrafía.....	9
1.3.2. Análisis Litológico.....	17
1.4. Objetivo y Alcance del Estudio.....	19

## CAPÍTULO 2

2. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES.....	21
2.1. Propiedades de Roca, Fluidos y Tipos de Arenisca.....	21
2.1.1. Arenisca “Basal Tena”.....	23
2.1.2. Arenisca “U”.....	24
2.1.3. Arenisca “U” Superior.....	25
2.1.4. Arenisca “U” Inferior.....	25
2.1.5. Arenisca “T”.....	27
2.1.6. Arenisca “Hollín”.....	28
2.1.7. Arenisca “Hollín” Superior.....	28
2.1.8. Arenisca “Hollín” Inferior.....	29
2.2. Análisis PVT y de los Fluidos Encontrados en el Pozo.....	31
2.2.1. Presiones Encontradas en las Arenas Productoras.....	33
2.2.2. Datos de Producción.....	35
2.3. Contactos Agua-Petróleo en los Yacimientos Productores.....	38
2.4. Petróleo Original In Situ y Cálculo de Reservas del Campo Armadillo.....	38
2.4.1. Petróleo In Situ.....	39
2.4.2. Factor de Recobro.....	40
2.4.3. Reservas.....	40
2.5. Pronósticos de Producción del Campo Armadillo.....	43

### CAPÍTULO 3

3. PLANIFICACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO ARMADILLO.....	45
3.1. Alcance de la Perforación.....	45
3.2. Estudio de las Vías de Acceso al Campo Armadillo.....	48
3.3. Equipos de Facilidades de Producción.....	51
3.3.1. Líneas de Transferencia de los Pozos a Estación.....	53
3.3.2. Personal Requerido para Operar el Campo.....	55
3.4. Estudio Breve de Impacto Ambiental.....	55
3.5. Cronograma de Actividades en el Campo Armadillo.....	56

### CAPITULO 4

4. COSTOS DE INVERSIÓN ESTIMADOS DEL CAMPO.....	58
4.1. Costos Estimados para Perforación de un Pozo Exploratorio en Armadillo.....	60
4.2. Costos Estimados para Perforación de un Pozo de Avanzada o Desarrollo.....	61
4.3. Costos Estimados de Estación de Producción.....	61
4.4. Costos Estimados de las Líneas de Transferencia desde los Pozos a Estación Cononaco.....	62
4.5. Costos Estimados de Obras Civiles en Armadillo.....	63
4.6. Estimado de Costo de Inversión Total.....	63
4.7. Costos de Operación del Campo.....	65

4.7.1. Costos Directos para el Estudio del Campo Armadillo.....	66
4.7.2. Costos Indirectos para el Campo Armadillo.....	66
4.7.3. Estimación de los Gastos Operacionales del Campo en Estudio.....	67
4.7.4. Costos Operacionales Unitarios Anuales del Campo.....	67
4.7.5. Total de Costos de Operación en el Campo Armadillo....	68

## CAPITULO 5

5. ANALISIS ECONOMICO DEL CAMPO ARMADILLO.....	69
5.1. Estimación de Ingresos de las Regalías al Estado.....	83
5.2. Análisis desde el Punto de Vista de la Ley de Petroecuador.....	84
5.3. Tiempo de Recuperación de la Inversión en el Campo Armadillo.....	84

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
-------------------------------------	----

ANEXOS

GLOSARIO

BIBLIOGRAFÍA



**CIB-ESPOL**

## ABREVIATURAS

AR-C	Armadillo Centro
AR-N	Armadillo Norte
AR-S	Armadillo Sur
BLS	Barriles
BN	Barriles a Condición Normal
BPD	Barriles por Día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
BSW	Corte de Agua
BY	Barriles a condición de Yacimiento
CAP	Contacto Agua-Petróleo
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriano
cp.	Centipoise
Compl.	Completación
COA	Costo de Operación Anual
Desmont.	Desmontaje
DPP	Disparos por pie
DLL	Registro de resistividad
DSNT	Registro de porosidad
Dols.	Dólares
Dols./BL	Dólares por Barril
ENS	Elevación del nivel del Suelo
EMS	Elevación de la Mesa Rotaria
Esp.	Espesor
Explor.	Exploración
Eval.	Evaluación
FR	Factor de Recobro
FWS	Registro de Porosidad
HRI	Registro de resistividad
Ing.	Ingeniero
Instl.	Instalación
Km.	Kilómetro
md	mili darcy
MMBLS	Millones de Barriles

mant.	mantenimiento
MPC	Miles de Pies Cúbicos
MSFL	Registro de resistividad
mv	milivoltio
Net.	Neto
Ohmm	Ohm por metro
Oleod.	Oleoducto
PC	Pies Cúbicos
Perf.	Perforación
P. Exp.	Petróleo de Exportación
POES	Petróleo Original en Sitio
ppm	partes por millón
Prom.	Promedio
psi	pound square inch
PT	Profundidad total
Sat.	Saturación
Secund.	Secundario
SDL	Registro de Porosidad
SP	Potencial Espontáneo
Téc.	Técnico
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VUC	Vida Útil del Campo
NaCl	Cloruro de sodio

## SIMBOLOGÍA

A	Área
Ad	Área de Drenaje
Bo	Factor Volumétrico
Boi	Factor Volumétrico Inicial
d	declinación
h	Espesor del Yacimiento
k	Permeabilidad
L	Longitud
N	Volumen de Petróleo
ND	Días por Año
N <sub>P</sub>	Petróleo Producido
P. Exp.	Precio del Barril de Exportación
P <sub>wf</sub>	Presión de Fondo Fluyendo
P <sub>we</sub>	Presión en Frontera Exterior del Yacimiento
q Econ. Campo	Producción Económica del Campo
q <sub>i</sub>	Producción Inicial del Campo
q <sub>ip</sub>	Producción Inicial del Pozo
q <sub>r</sub>	Producción del Campo Restringida
r <sub>e</sub>	radio de drenaje
R	Reservas
R <sub>Pd</sub>	Reservas Probadas
R <sub>Pb</sub>	Reservas Probables
R <sub>R</sub>	Reservas Recuperables
R <sub>w</sub>	Resistividad del agua
S <sub>w</sub>	Saturación de Agua
t	Años de Estabilización
μ	Viscosidad
°C	grados Centígrados
°K	grados Kelvin
Cl	cloro

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura1.1	Mapa de Ubicación del Campo Armadillo.....	7
Figura1.2	Mapa Estructural del Campo armadillo.....	11
Figura2.1	Mapa de Espesores de las Arenas Encontradas en el Campo Armadillo.....	22
Figura 3.1	Ubicación de Pozos y Vías de Acceso en Armadillo.....	49



CIB-ESPOL

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Descripción del primer núcleo.....	17
Tabla 2	Resultados de la primera muestra.....	18
Tabla 3	Descripción del segundo núcleo.....	18
Tabla 4	Resultados de la segunda muestra.....	19
Tabla 5	Parámetros encontrados en arena Basal Tena.....	24
Tabla 6	Parámetros encontrados en arena "U" Inferior.....	26
Tabla 7	Parámetros encontrados en arena "T".....	27
Tabla 8	Parámetros encontrados en arena Hollín Superior.....	29
Tabla 9	Parámetros encontrados en arena Hollín Inferior.....	30
Tabla 10	Evaluación de los registros eléctricos encontrados en el pozo Armadillo-1.....	31
Tabla 11	Parámetros petrofísicos de los fluidos en el pozo Armadillo-1.....	33
Tabla 12	Presión de los Yacimientos en Armadillo-1.....	34
Tabla 13	Resultados de las pruebas de producción en el pozo Armadillo-1 .....	37
Tabla 14	Sistema de producción.....	37
Tabla 15	Resultado total de reservas probadas y probables del Campo Armadillo.....	43

Tabla 16 Distribución de los pozos en el Campo Armadillo.....	47
Tabla 17 Vías de acceso entre pozos del Campo Armadillo.....	50
Tabla 18 Líneas de flujo de los pozos del Campo Armadillo.....	54

## ANEXOS

	N
CAMPO ARMADILLO NORTE (YACIMIENTO BASAL TENA)	1
CAMPO ARMADILLO NORTE (YACIMIENTO U INFERIOR)	2
CAMPO ARMADILLO CENTRO (YACIMIENTO BASAL TENA)	3
CAMPO ARMADILLO CENTRO (YACIMIENTO U INFERIOR)	4
CAMPO ARMADILLO SUR (YACIMIENTO BASAL TENA)	5
CAMPO ARAMADILLO SUR (YACIMIENTO U INFERIOR)	6
RESERVAS DE ARMADILLO NORTE	7
RESERVAS DE ARMADILLO CENTRO	8
RESERVAS DE ARMADILLO SUR	9
RESUMEN DE RESERVAS DEL CAMPO ARMADILLO	10
PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO NORTE	11
PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO CENTRO	12
PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO SUR	13
PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARMADILLO (AR-N, AR-C, AR-S)	14
GRÁFICO DE LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARMADILLO	15
PERSONAL REQUERIDO PARA OPERAR ARMADILLO	16

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES A REALIZARSE EN EL CAMPO ARMADILLO	17
COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EXPLORATORIO (VÍA TERRESTRE)	18
COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO DE AVANZADA O DESARROLLO DE 10000 PIES DE PROFUNDI- DAD	19
COSTOS ESTIMADOS DE EQUIPOS Y MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO NORTE	20
COSTOS ESTIMADOS DE EQUIPOS Y MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO CENTRO	21
COSTOS ESTIMADOS DE EQUIPOS Y MATERIALES DE LA ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARMADILLO SUR	22
COSTOS ESTIMADOS DE LAS LÍNEAS DE LOS POZOS A LA ESTACIÓN ARMADILLO NORTE	23
COSTOS ESTIMADOS DE LAS LÍNEAS DE LOS POZOS A LA ESTACIÓN ARMADILLO CENTRO	24
COSTOS ESTIMADOS DE LAS LÍNEAS DE LOS POZOS A LA ESTACIÓN ARMADILLO SUR	25

COSTOS ESTIMADOS DEL OLEODUCTO SECUNDARIO Y BOMBEO DEL CRUDO DE ESTACIÓN ARMADILLO NORTE-ESTACIÓN ARMADILLO SUR-CONONACO	26
COSTOS ESTIMADOS DE LAS OBRAS CIVILES EN EL CAMPO ARMADILLO	27
INVERSIÓN TOTAL EN EL CAMPO ARMADILLO	28
DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DIRECTOS DEL CAMPO ARMADILLO (COSTOS DE OPERACIÓN)	29
DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS DEL CAMPO ARMADILLO (COSTOS DE OPERACIÓN)	30
DESCRIPCIÓN DE LOS GASTOS OPERACIONALES DEL CAMPO ARMADILLO (COSTOS DE OPERACIÓN)	31
RESUMEN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN DEL CAMPO ARMADILLO	32
ANÁLISI ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 1)	33
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 1)	34
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. FLUJO DE FONDOS (ALTERNATIVA 1)	35



**CIB-ESPOL**

RESUMEN ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO (ALTERNATIVA 1)	36
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 2)	37
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 2)	38
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. FLUJO DE FONDOS (ALTERNATIVA 2)	39
RESUMEN ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO (ALTERNATIVA 2)	40
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 3)	41
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 3)	42
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO. FLUJO DE FONDOS (ALTERNATIVA 3)	43
RESUMEN ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO (ALTERNATIVA 3)	44

## INTRODUCCIÓN

El mundo entero está viviendo un claro problema económico debido a las condiciones de oferta y demanda causadas por conflictos militares, políticos, sociales y también a catástrofes naturales, que han hecho que los precios del petróleo se incrementen favorablemente en forma exponencial a los países productores y exportadores de hidrocarburos, y no es la excepción nuestro país que tiene un gran potencial en esta área, y que no se ha beneficiado en la misma proporción que las compañías privadas debido a las condiciones en que se celebraron los contratos favoreciendo a estas.

El presente proyecto de tesis hace un Análisis Técnico-Económico de un Campo en el Oriente ecuatoriano (Armadillo), estimando una inversión calculada con respecto al volumen de crudo que tienen sus yacimientos productores con el fin de obtener rentabilidad.

Para lograr esto se calcula la utilidad esperada y una tasa interna de retorno, que permitirá recuperar la inversión, los costos y obtener una utilidad económica conforme a las expectativas.

Esto se logra mejorando las políticas petroleras, es decir revisando los contratos actuales con las compañías que operan en los campos petroleros de tal manera que no afecte a los intereses del país y al de las empresas privadas, y la otra parte es la inversión inmediata que el estado debe hacer para la reactivación de áreas petroleras que han dejado de producir, además la exploración, perforación y desarrollo de nuevos campos aprovechando el boom del alto precio del oro negro.

# CAPÍTULO 1

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 Antecedentes del Campo Armadillo



CIB-ESPOL

El Campo Armadillo fue detectado por el consorcio CEPE-TEXACO por interpretación sísmica en 1,986 y se compone de dos estructuras Armadillo Norte y Armadillo Sur, pero posteriormente la ex-filial Petroamazonas realizó una nueva interpretación sísmica del área en 1,990, utilizando para ello la sísmica registrada en los años 1,978, 1,983, 1,985, 1,988, 1,989. <sup>1</sup>

Luego el Departamento de Geofísica de Petroproducción elaboró un Mapa Estructural a la base de la Caliza "A" detectándose dos posibles altos estructurales, llamándolos: Armadillo Norte al alto estructural norte y Armadillo sur al alto estructural sur. <sup>12</sup>

Según el reporte de Geología, el alto Armadillo Norte tiene 6.4Km de largo y 1.3Km de ancho; con un área de 1,544 acres y 35 pies de

cierre, y el alto Armadillo Sur tiene 3.5 Km. de largo y 2 Km. de ancho y un cierre de 60 pies, encontrándose 54 pies más alto que Armadillo Norte.<sup>12</sup>

Pero el Departamento de Geofísica vuelve hacer una nueva interpretación sísmica, en la cual se determina que el alto Armadillo Sur tiene 3.12 Km. de largo y 3.06 Km. de ancho, mejorando el área a 2354 acres, y se encuentra estructuralmente 130 pies más alto que Armadillo Norte.<sup>12</sup>

Para probar la estructura Armadillo Norte, se perforó el pozo Armadillo-1, entre el 15 de Junio y el 23 de Julio de 1,995 llegando a una profundidad total de 11,155 (-10,079) pies, localizándose en las coordenadas: S 00° 56' 02.53" de latitud, y O 76° 50' 15.34" de longitud, con pruebas de producción inicial de 450 B/D para la arena Basal Tena durante 17 horas y 857 B/D para la arena "U" Principal durante 43 horas, efectuadas el 13 de Agosto de 1,995. Su producción inicial comenzó en Enero de 1,997 en la arena "U" Inferior con una rata de 383 B/D y finalizó en el mes de Abril de 1,999 con producción de 409 B/D, el cual se cerró por fallas en la bomba. Para probar el prospecto Armadillo Sur se propuso perforar el pozo Armadillo Sur-1, el mismo que se encontró programado en

Septiembre de 1,997, donde se realizó el estudio de evaluación del proyecto conjunto. <sup>12</sup>

Sirviendo como base los datos de área y valores petrofísicos de las arenas Basal Tena y "U" Principal, se calculó el volumen de petróleo In Situ, con un estimado de 132'025,048 barriles, y para las Reservas recuperables, con un aproximado de 23'947,607 barriles. <sup>12</sup>

En las proyecciones del estudio técnico-económico del Campo Armadillo realizado en el año 1,996, se estableció una predicción de producción de acuerdo a las reservas recuperables calculadas y a las pruebas de producción; con lo cual se decidió obtener una producción inicial total de 6,600 B/D, con un tiempo de estabilización de 3 años, una declinación de la producción de 12.3% en un periodo de 22 años considerando una declinación anual exponencial. El objetivo de la empresa (Petroproducción) fue perforar un total de 11 pozos con una producción inicial por pozo de 660 B/D. <sup>12</sup>

## 1.2 Ubicación

El Campo Armadillo comprende dos estructuras, la estructura Armadillo Norte y la estructura Armadillo Sur, además existe una nueva estructura Armadillo Central. Estos prospectos se encuentran ubicados en la Provincia de Napo, al Sur del Campo Auca, y al Este de los Campos Rumiyacu y Cononaco (FIGURA N° 1.1). El campo en explotación y con infraestructura más cercano es el Campo Cononaco a 7.3 Km. hacia el Oeste de Armadillo Sur. <sup>12</sup>

## 1.3 Descripción Geológica

De acuerdo con la descripción geológica la estructura Armadillo se encuentra a 9.1 kilómetros al Noroeste del pozo Rumiyacu-1, conformada por tres altos estructurales, uno al Norte con un área promedio de 1463 acres, bajo un cierre vertical de 50 pies que fue definido por las líneas sísmicas 78-290 al Norte PE-91-2348 al Sur, PE-91-293B al Este y al Oeste con la línea 78-263S y otro al Sur con un área promedio de 1918 acres bajo un cierre vertical de 60 pies definido por la línea sísmica PE-91-2356 y separados por un bajo estructural.



**CIB-ESPOL**



La interpretación sísmica se realizó a la base de la caliza "A", por ser un reflector muy definido en toda la cuenca, se consideró el tope Tiyuyacu como un nivel del terciario para la elaboración del mapa de adelgazamientos tanto para Armadillo Norte como para Armadillo Sur.

1

De lo observado en la línea sísmica PE-2356 se tiene que no existe la presencia de fallas que controlen el alto estructural, así como también no se observa la presencia de la tolva basáltica de 576 pies de espesor que se presenta sobre la zona caliza M-2 en el pozo exploratorio Armadillo -1. <sup>1</sup>

Se consideran como los principales yacimientos de interés la arenisca Basal Tena de la Formación Tena de 19 pies de espesor neto y "U" principal de 39 pies de espesor neto de la Formación Napo, y como secundario la arenisca superior de la Formación Hollín. <sup>1</sup>

Pero al realizar una nueva reinterpretación en el mes de Agosto y septiembre del 2005 sobre el mapa estructural a la base de la Arena "U" Inferior con los puntos de disparo y con correlaciones de los campos Cononaco y Rumiyacu se detectó una nueva estructura que está ubicado entre Armadillo Norte y Armadillo Sur al que se lo llamó



**CIB-ESPOL**

Armadillo Central con un área promedio de 1,171 acres, el cuál formará parte de los prospectos propuestos (conocidos) y entrará en un análisis breve del proyecto para un estudio posterior. (Petroproducción, Geofísica)

#### **1.4 Estratigrafía**

De acuerdo con la descripción litológica de la compañía Geoservices que realizó el muestreo del pozo Armadillo-1 se encontró una secuencia de topes geológicos definiendo así su estratigrafía para toda el área Armadillo (FIGURA N° 1.2). Las formaciones encontradas se mencionan a continuación: Formación Orteguaza, Formación Tiyuyacu, Formación Tena y Formación Hollín; pero la Formación Orteguaza no está dentro de los objetivos del análisis porque no presenta buenas probabilidades de producir hidrocarburos. Considerando la elevación del nivel del suelo (E. N. S) en 1054 pies y la elevación de la mesa rotaria (E. M. R) en 1076 pies, los topes de las formaciones encontrados se describen y presentan las siguientes características: <sup>10</sup>

Formación Tiyuyaco. Tope: 7298 (-6221) pies.

Compuesto por arcillolitas, limonitas, areniscas, y estratos conglomeráticos en la parte superior e inferior de este intervalo. <sup>10</sup>

Arcillolitas: De café rojiza, café amarillenta, moteada púrpura, ocasionalmente blanca, verdosa, blocosa a sub-blocosa, suave a moderadamente dura, ligeramente limosa, no calcárea, está asociada con anhidrita, blanca, translúcida, amorfa dura. <sup>10</sup>

Limonitas: Tono Rojiza, café rojiza, café oscura, amarillenta, gris moteada, blocosa, suave, ligeramente arenosa, localmente micro micácea. <sup>10</sup>

Arenisca: Cuarzosa, translúcida, clara, amarillenta, friable, suelta, de grano fino a grueso, ocasionalmente muy grueso, angular a subredondeada, regular selección, matriz arcillosa, pobre porosidad, ocasionalmente trazas de pirita y chert. <sup>10</sup>

Conglomerado: Aparece a 7,690 pies y en la base de esta formación entre (8,480- 8,530) pies y (8,650-8,745) pies, esta compuesta principalmente por cuarzo, translúcido, claros, amarillentos, lechosos,

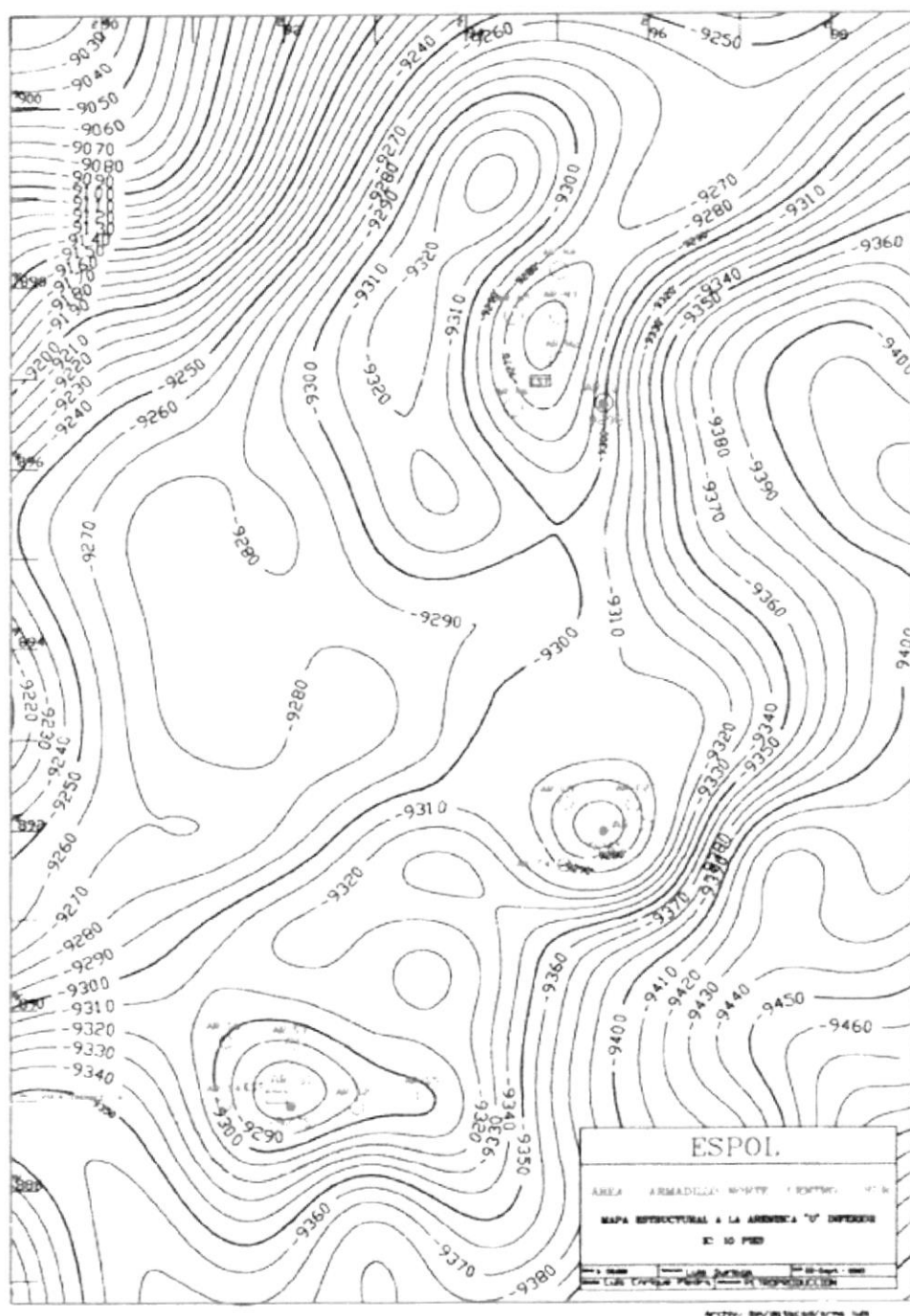


FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO ARMADILLO

friable, de grano medio a grueso y muy grueso, angulares a subangulares, pobre selección, matriz arenosa y pobre porosidad, abundantes fragmentos rotos de cuarzo silicificados, asociado con fragmentos líticos negros, gris oscuro, muy duro y chert negros, café amarillentos, gris oscuro, irregular, de fractura concoidal constituyen el 10-20% de este conglomerado. <sup>10</sup>

Formación Tena. Tope: 8,672 (-7,596) pies

Compuesto principalmente por arcillolitas y limonitas, con pocas intercalaciones de arenisca muy fina, hacia la base una arenisca con manchas de petróleo llamada Arenisca Basal Tena. <sup>10</sup>

Arcillolitas: Su color predominante es el color rojo ladrillo, rojiza, café rojiza y café amarillenta, blocosa a sub-blocosa, suave a dura, ligeramente limosa, no calcárea, asociada con anhidrita blanca, translúcida, dura. <sup>10</sup>

Limonita: Rojiza, café rojiza, moteada con blanco, blocosa, suave, ligeramente calcárea, localmente aparece una limonita gris verdosa, blocosa, suave a semidura. <sup>10</sup>

Arenisca: Cuarzosa, gris, friable-suelta, grano muy fino a fino, subredondeada, buena selección, matriz, arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad, ocasionalmente con inclusiones negras.<sup>10</sup>

Trazas de pirita y anhidrita son comunes a lo largo de este intervalo.

Arenisca Basal Tena. Tope: 9,392 (-8,316) pies.

Cuarzosa, translúcida, café oscura, friable, de grano fino a medio, con pocos granos gruesos, subangular a subredondeada, regular a buena selección, no se mira matriz, regular a buena porosidad, con manchas café oscuras de petróleo (50%) con ninguna a muy débil fluorescencia amarillenta, corte rápido blanco amarillento a amarillo lechoso, sangroso-correntoso, anillo residual café amarillento en, residuo café oscuro, regular show.

Formación Napo. Tope: 9,425 (-8,349) pies.

La litología para este intervalo es lutita negra, gris oscura, gris verdosa, sub-blocosa, subfisil-fisil, dura, astillosa, localmente limosa.<sup>10</sup>

La presencia de un cuerpo volcánico es la principal característica de este intervalo que va desde el tope situado a 9,480 (-8,404) pies hasta su base a 10,050 (-8,974) pies. <sup>10</sup>

Este cuerpo volcánico es descrito como una brecha volcánica alternada de color gris, gris clara, blanquecina, blocosa, amorfa, muy alterada, deleznable, en la parte central se vuelve más gris oscura-verdosa, negra, dura, compacta, blocosa, de textura brechosa con inclusiones de clastos angulosos de color verde tobáceo, presencia de calcita en micro fracturas y fragmentos líticos verdes-gris oscuro, ligeramente calcáreo en partes, en su parte inferior este volcánico es predominantemente negro con pequeños intercalaciones calcáreas, se encuentra sobreyaciendo a la Caliza "A" de la formación Napo. <sup>10</sup>

Caliza "A". Tope: 10,170 (-9,094) pies.

Gris clara, gris oscura, blanco, crema, blocosa, firme a dura, lodolita, localmente terrosa y con pirita diseminada, ocasionalmente con cristales de calcita (vetilla), también cristalina dura, negruzca, en partes con inclusión de glauconita, compacta, no porosidad visible, no hay presencia de manchas de hidrocarburos. Hacia la base de la

Caliza "A" se presenta como una calcarenita con abundantes inclusiones de glauconita. <sup>10</sup>

Arena "U". Tope: 10332 (-9256) pies.

Compuesta por una intercalación de arenisca y calizas, esta arena es cuarzosa, translúcida, muy friable, grano muy fino a fino, subredondeada, buena selección, ligeramente calcárea, matriz arcillosa, pobre porosidad, con manchas café a negro de hidrocarburos, fluorescencia natural débil amarillenta, fluorescencia indirecta café amarillento, hacia la base con inclusiones glauconíticas.

<sup>10</sup>

Arena "T". Tope: 10546 (-10546) pies.

Representada por una intercalación arenosa dentro de las lutitas de esta formación, la arena es cuarzosa, translúcida clara, friable, grano muy fino, menor de grano medio, subangular a subredondeada, regular selección sin matriz visible, ocasionalmente con cemento calcáreo, regular porosidad, localmente con inclusiones glauconíticas, localmente con manchas de hidrocarburos color café amarillento. <sup>10</sup>

Basal Napo. Tope: 10780 (-9589) pies.

Representada por lutitas predominantemente negras, gris oscura, gris verdosa, alargada, fisibles, quebradiza, astillosa, ligeramente calcárea, ocasionalmente pirita diseminada. <sup>10</sup>

Formación Hollín. Tope: 10846 (-9469) pies.

Representada por intercalaciones de areniscas con lutitas.

Arenisca: Cuarzosa, translúcida, blanquecina, hialina, suelta a friable, de grano medio a grueso, menor muy grueso, angular a subredondeado, regular selección, abundante caolín, silicia, regular a buena porosidad, trazas de lignito bien a la base. <sup>10</sup>

Lutita: Negra, gris oscura, gris verdosa, café oscura, alargada, fisil, dura, astillosa, con pirita y material orgánico diseminado. <sup>10</sup>

Toda la estratigrafía descrita para AR-N sirve de base para el análisis de AR-S y AR-C debido a su proximidad entre ellos.



### 1.5 Análisis Litológico

Durante la perforación se tomaron dos núcleos de corona (Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4) de 29 pies de longitud en los yacimientos arenisca M-2 y arenisca "T" inferior del pozo Armadillo-1 tal como se describe a continuación:

<b>CORE 1</b>	
Formación	Arenisca M-2 y Caliza "A"
Intervalo	(10162 – 10192) pies
Cortados	30 pies
Recuperados	30 pies (100%)

**TABLA 1 – DESCRIPCIÓN DEL PRIMER NÚCLEO**

Caliza gris obscura a negra, dura a muy dura, compacta, cristalina, ocasionalmente con calcita, solamente de 10168 pies a 10171 pies (3pies) presenta mancha de hidrocarburo, y porosidad no visible. <sup>9</sup>

De acuerdo con los resultados de este núcleo fue cortado 12 pies en la base de la arenisca M-2 y 18 pies en la parte superior de la Caliza "A", lo que explica el resultado del laboratorio:

<b>RESULTADOS CORE 1</b>	
S <sub>o</sub>	19.57%
S <sub>w</sub>	14.98%
∅	3.27%

**TABLA 2 – RESULTADOS DE LA PRIMERA MUESTRA**

<b>CORE 1</b>	
Formación	Arenisca "T" Inferior
Intervalo	(10584 – 10614) pies
Cortados	30 pies
Recuperados	29 pies (96.67%)

**TABLA 3 – DESCRIPCIÓN DEL SEGUNDO NÚCLEO**

Presenta intercalaciones de arena y lutita; la arenisca es cuarzosa, glauconítica, translúcida, compacta. En la parte superior del núcleo presenta grano muy fino a fino; hacia la parte central grano fino a medio; en la parte inferior grano medio a grueso. Angular a sub-redondeada, selección pobre a regular, pobre porosidad. Solamente a 10600 pies reportan ocasionales manchas de hidrocarburos.<sup>9</sup>

La lutita es negra, gris obscura, dura, fisil, astillosa.

Del resultado del análisis de laboratorio se tiene:



**CIB-ESPOL**

<b>RESULTADOS CORE 1</b>	
S <sub>o</sub>	4.42%
S <sub>w</sub>	41.34%
∅	15.32%

**TABLA 4 – RESULTADOS DE LA SEGUNDA MUESTRA**

En cuanto a los valores de porosidad según el laboratorio no son representativos por el método aplicado (retorta).<sup>9</sup>

Por tanto las zonas analizadas no corresponden a la zona de interés y los resultados obtenidos deben ser usados como información.<sup>9</sup>

### **1.6 Objetivo y Alcance del Estudio**

El objetivo de este proyecto, basado en la información obtenida; es actualizar el análisis técnico-económico del área Armadillo en el Oriente ecuatoriano desarrollando los prospectos de Armadillo Norte, Armadillo Sur y Armadillo Central con el propósito de obtener la mejor optimización en la producción de crudo para poder recuperar la inversión en corto plazo.

Para una mejor información se ha propuesto un nuevo mapa estructural en la Arena "U" Inferior por ser la zona más importante en el Área Armadillo, lo que indicará una mejor perspectiva para la

ubicación de los 15 pozos a perforar. Con este estudio se permitirá analizar:

- Cálculo de las reservas actuales en Área Armadillo.
- Estimar el costo total de inversión en el presente estudio.
- Determinar los parámetros de rentabilidad (VAN y TIR).
- Seleccionar la alternativa más apropiada para efectos de este estudio.



**CIB-ESPOL**

# CAPÍTULO 2

## 2. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES

### 2.1 Propiedades de Roca, Fluidos y Tipos de Arenisca

En el pozo perforado armadillo-1, la compañía Halliburton realizó el perfilaje y se corrieron registros de resistividad (HRI, DLL, MSFL, SP), porosidad (SDL, DSNT, FWS) y rayos gamma (CSNG, NGRT) desde la profundidad total (P. T.) 11158 pies hasta la profundidad del zapato localizado a 3222 pies, registrándose una temperatura máxima de fondo de 214 ° F. <sup>8</sup>

Con los registros eléctricos disponibles HRI, ML, SDLT, CNL, DSNT, etc. se efectuó la evaluación de las zonas de interés: Basal Tena,

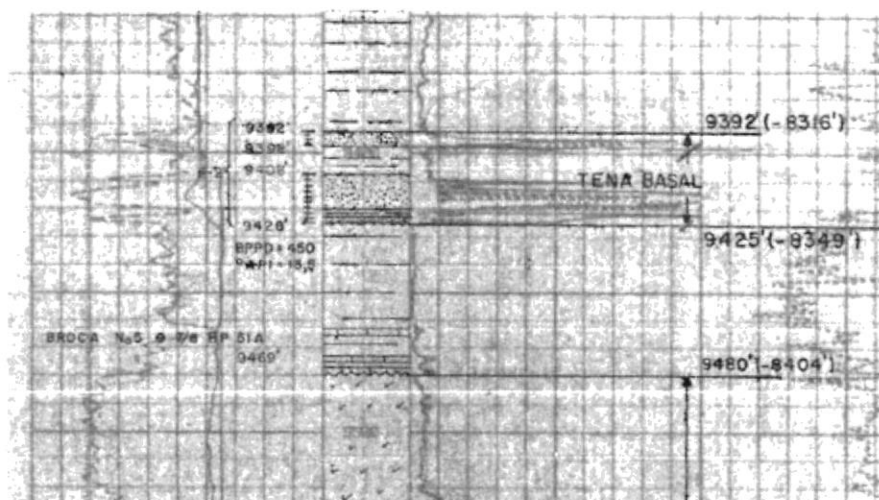


FIGURA 2.1 A- ESPESOR ARENA BASAL TENA

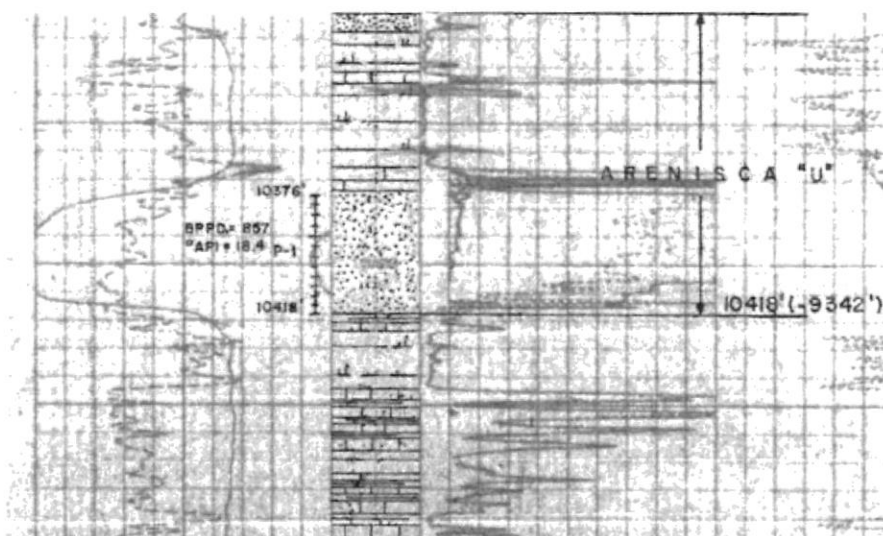


FIGURA 2.1 B- ESPESOR ARENISCA NAPO "U"

Napo U, los mismos que aparecen con cierta permeabilidad, buen espesor neto y resistividad relativamente alta especialmente la Arenisca "U". <sup>5</sup> Figura N° 2.1

### **2.1.1 Arenisca "Basal Tena"**

Para esta arenisca se ubica el tope a 9392 (-8316) pies y la base a 9426 (-8350) pies en el pozo Armadillo-1; y se presenta en dos cuerpos permeables separados con una intercalación de 12 pies de espesor; y el cuerpo inferior demostró ser permeable de acuerdo al micro- perfil y cáliper con una deflexión de la curva del SP no muy significativa que alcanzó un valor de (-28mv) a 9416 pies y una alta resistividad en su formación de 115 ohmm en el pozo Armadillo-1. <sup>3</sup>

Tomando en cuenta la evaluación e interpretación de los registros eléctricos corridos a hueco abierto del pozo perforado (Tabla 5) se calculó los siguientes parámetros promedios:

PARÁMETRO	PROMEDIO
Ø	17.34%
Sw	21.40%
Ho	24.00 pies
Rw	0.09 ohm-m

**TABLA 5 - PARÁMETROS ENCONTRADOS EN ARENA BASAL TENA**

En el tope presenta una intercalación limo-arcillosa de 9 pies de espesor que separa en dos cuerpos permeables.

En la prueba realizada en el pozo Armadillo-1 en el intervalo (9392- 9398) pies y (9408- 9426) pies con 4 disparos por pie (DPP) se recuperó 450 BLS de petróleo por día (BPPD), de 13.5 ° API a 60 ° F con 25% de BSW, después de 17 horas de evaluación con bomba jet. <sup>3</sup>

### **2.1.2 Arenisca "U"**

En el pozo Armadillo-1 el tope de la zona de la arenisca "U" se estableció a 10310 (-9234) pies y la base a 10428 (-9342) pies distinguiéndose dos cuerpos: Superior e Inferior claramente

diferentes entre sí por sus características litológicas y de fluidos.<sup>3</sup>

### **2.1.3 Arenisca “U” Superior**

La arenisca “U” superior en este campo no se encuentra bien desarrollado debido a un cambio lateral de facies. En el pozo Armadillo-1, se presenta en forma de intercalaciones permeables de reducido espesor con alternancia de calizas y lutitas, y con resistividad baja (38 ohmm); características propias de una arenisca calcárea y no limpia.<sup>3</sup>

Por esta razón para este intervalo superior no se ha estimado valores de parámetros petrofísicos promedios.

### **2.1.4 Arenisca “U” Inferior**

En el pozo Armadillo-1 el tope de la arenisca “U” inferior se estableció a 10374 (- 9298) pies y la base a 10418 (-9342) pies y se presenta como un solo cuerpo potente de 44 pies.

En el pozo Armadillo-1 la arenisca “U” aparece como permeable según el microperfil y tiene como promedio una resistividad alta

de alrededor de 95 ohm-m y una buena deflexión de la curva del SP (-105mv) y bajos valores de rayos gamma lo que da a entender que corresponde a una arenisca limpia. <sup>3</sup>

Para este intervalo inferior (Tabla 6), se ha calculado los siguientes parámetros petrofísicos promedios:

PARÁMETRO	PROMEDIO
Ø	14.40%
Sw	15.80%
Ho	43.00 pies
Rw	0.06 ohm-m

**TABLA 6 - PARÁMETROS ENCONTRADOS EN ARENISCA "U" INFERIOR**

Según las pruebas de producción realizadas en el intervalo permeable de (10376-10428) pies, produjo 857 BLS de petróleo de 18.4 ° API a 60 ° F con 6% de BSW durante 43 horas de evaluación con bomba jet. <sup>3</sup>



**CIB-ESPOL**

### 2.1.5 Arenisca "T"

El tope de la arenisca "T" en el pozo Armadillo-1 se estableció a 10656 (-9580) pies y la base a 10720 (-9644) pies y se presenta bastante desarrollado con 54 pies de espesor de arena, con un deflexión de la curva del SP (-90mv) y bajos valores de resistividad en su formación menores de 9 ohmm, lo que da a entender que es un acuífero. <sup>3</sup>(Tabla 7)

Tomando en cuenta las interpretaciones de los registros del pozo para este intervalo se ha calculado los siguientes parámetros petrofísicos promedios:

PARÁMETRO	PROMEDIO
Ø	15.60%
S <sub>w</sub>	79.00%
H <sub>o</sub>	54.00pies
R <sub>w</sub>	0.09ohmm

**TABLA 7 - PARÁMETROS ENCONTRADOS EN ARENISCA "T"**

### **2.1.6 Arenisca “HOLLÍN”**

El tope de la arenisca “Hollín” en el pozo Armadillo-1 se estableció a 10846 (-9770) pies y la base a 11147 (-10071) pies distinguiéndose dos cuerpos con espesores pequeños de areniscas con intercalaciones de capas de mayor tamaño de lutitas y caliza; estos cuerpos son: Superior e Inferior.

### **2.1.7 Arenisca “HOLLÍN SUPERIOR”**

El tope de la arenisca “Hollín Superior” se estableció a 10846 (-9770) pies y su base a 10900 (-9827) pies con un espesor saturado de 14 pies.<sup>3</sup>

Tomando en cuenta la interpretación de los registros del pozo para este intervalo (Tabla 8) se ha calculado los siguientes parámetros petrofísicos promedios:

PARÁMETRO	PROMEDIO
Ø	12.40%
Sw	82.30%
Ho	14.00pies
Rw	0.4 ohm-m

**TABLA 8 - PARÁMETROS ENCONTRADOS EN ARENISCA  
“HOLLÍN SUPERIOR”**

### 2.1.8 Arenisca “HOLLÍN INFERIOR”

El tope de la arenisca “Hollín Inferior” se estableció a 10900 (-9824) pies y la base a 11147 (-10071) pies con un espesor saturado de 196 pies. <sup>3</sup> (Tabla 9)

Con estos resultados de la evaluación de los registros eléctricos de las formaciones analizadas se observa que los yacimientos “T” y “Hollín” resultaron con alto porcentaje de saturación de agua por lo tanto se los considera como acuíferos.

De la interpretación de los registros tomados para este intervalo se han calculado los siguientes parámetros:

PARÁMETRO	PROMEDIO
Ø	14.60%
Sw	73.50%
Ho	196.00 pies
Rw	1.80 ohm-m

**TABLA 9 - PARÁMETROS ENCONTRADOS EN ARENISCA  
“HOLLÍN INFERIOR”**

A pesar de que no probó la presencia de hidrocarburos en el pozo exploratorio Armadillo-1, se le ha considerado como un objetivo secundario en el presente estudio ya que con un espesor promedio de 466 pies , la arenisca de la Formación Hollín es uno de los principales reservorios de la cual se produce hidrocarburos en cantidades económicamente rentables en el campo Cononaco que está aproximadamente a 7.5 Km. al Oeste del prospecto exploratorio en estudio, así se tiene que en el pozo exploratorio Cononaco-1 dio una producción inicial de 1341 BPPD con 33.5 ° API en un tiempo de 4 horas. <sup>3</sup>

En la Tabla 10 se encuentra el resumen completo de de la evaluación de las arena encontradas en Armadillo-1.

YACIMIENTO	INTERVALO DE A (pies)	ESP. SAT. (pies)	Ø (%)	SW (%)	RW (ohm-m)	SALINIDAD NaCl (ppm)
<i>Basal Tena</i>	9393- 9426	19	17.34	21.40	0.09	30000
<i>U Inferior</i>	10372- 10418	39	14.40	15.80	0.06	42000
<i>T Superior</i>	10622- 10645	12	12.80	84.00	0.09	30000
<i>T Inferior</i>	10658- 10720	31	15.10	94.30	0.09	30000
<i>Hollín Sup.</i>	10846- 10900	14	12.40	82.30	0.40	5000
<i>Hollín Inf.</i>	10900- 11147	196	14.60	73.50	1.80	900

**TABLA 10 - EVALUACION DE LOS REGISTROS DE LAS ARENAS ENCONTRADAS EN EL POZO EXPLORATORIO ARMADILLO-1**

## 2.2 Análisis PVT de los Fluidos Encontrados

Los resultados de los análisis obtenidos por medio de la evaluación de registros, de las características petrofísicas y de fluidos en el pozo exploratorio Armadillo-1, según el estudio realizado por el Departamento de Yacimientos, son los siguientes:

Para la arenisca "Basal Tena", un espesor neto promedio 19 pies, porosidad promedio de 17.34%, una saturación de aceite de 78.6%, saturación de agua de 21.4%, Factor Volumétrico Inicial 1.1107 BY/BN y con 13.5 ° API.<sup>3</sup>

Para la arenisca Napo "U", una porosidad promedio de 14.4%, con 39 pies de espesor neto, con una saturación de aceite de 84.2% y saturación de agua de 15.8%, Factor Volumétrico Inicial de 1.1070 BY/BN. <sup>3</sup>

Para la arenisca Napo "T" con un espesor neto promedio de 31 pies, porosidad promedio 15.1%, saturación de aceite 5.7% y 94.3% de saturación de agua lo que indica que es una zona con alta producción de agua por tanto no entra en los objetivos establecidos. <sup>3</sup>

Para la arenisca "Hollín Superior" con un espesor de 14 pies, porosidad promedio de 12.4%, saturación de aceite de 17.3% y una saturación de agua del 82.3%, lo que indica que existe un alto corte de agua. <sup>3</sup>

Para la arenisca "Hollín Inferior" con espesor promedio de 196 pies, una porosidad promedio 14.6%, saturación de aceite 26.5% y saturación de agua 73.5%, que al igual que Hollín Superior indica una alto corte de agua. <sup>3</sup>

En la Tabla 11 se aprecia los resultados en que los yacimientos T y Hollín contienen un alto corte de agua; y Basal Tena que no fue objetivo, dio resultados positivos. <sup>3</sup>

<b>YACIMIENTO</b>	<b>ESP. NET. (pies)</b>	<b>Ø PROM. (%)</b>	<b>SW (%)</b>	<b>FACTOR VOLUM. (BY/BN)</b>	<b>° API</b>
<b>Basal Tena</b>	19	17.34	21.40	1.1107	13.50
<b>Napo U</b>	39	14.40	15.80	1.1070	18.40
<b>Napo T</b>	31	15.10	94.30	----	----
<b>Hollín Sup.</b>	14	12.40	82.30	----	----
<b>Hollín Inf.</b>	196	14.60	73.50	----	----

**TABLA 11 - PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS FLUIDOS EN EL POZO ARMADILLO-1**

### 2.2.1 Presiones



CIB-ESPOL

Se realizaron los cierres correspondientes para tomar pruebas de presión con bombas Amerada, que según las cartas obtenidas no funcionaron adecuadamente por lo que no

servieron para el análisis, solo se tomó  $P_{wf}$  y  $P_{we}$ .<sup>7</sup> Los siguientes datos fueron reportados:<sup>7</sup>

BASAL TENA

ARENISCA "U"

$P_{wf} = 1025\text{psi}$

$P_{wf} = 2473\text{psi}$

$P_{we} = 3379\text{psi}$

$P_{we} = 3866\text{psi}$

Las presiones obtenidas para cada yacimiento se los observa en la Tabla 12, que servirán de base para cálculos posteriores en el Campo Armadillo.

<b>CAMPO</b>	<b>YACIMIENTO</b>	<b>° API</b>	<b><math>P_{wf}</math> (psi)</b>	<b><math>P_{we}</math> (psi)</b>
<b>ARMADILLO</b>	<b>Basal Tena</b>	13.50	1025	3379
<b>ARMADILLO</b>	<b>U Inferior</b>	18.40	2473	3866

**TABLA 12 - PRESIONES DE LOS YACIMIENTOS EN AR-N1**

El ° API de la arena "Basal Tena" reportado oficialmente es de 13.5 y de la arena "U" es de 18.4.<sup>7</sup>



**CIB-ESPOL**

### 2.2.2 Datos de Producción

En el pozo Armadillo-1 resultaron las areniscas Basal Tena y Napo "U" Inferior productivas, después de realizados las respectivas pruebas de producción de los cuales se recuperó crudo menor de 18 ° API; mientras que la arenisca Napo "T" por interpretación de registros se determinó que es muy pobre en contenido de hidrocarburos por lo que no se probó y por tanto fue considerado zona acuífera en este pozo. Las pruebas de las areniscas productoras fueron:

#### **ARENISCA BASAL TENA:**

En el pozo Armadillo-1 se probó con bomba jet el intervalo (9392- 9398) pies y (9408- 9426) pies con 4 disparos por pie (DPP) y produjo 450 barriles por día (BPPD) de 13.5 ° API y 25% de BSW, después de 17 horas de evaluación, además se midió una salinidad del agua obtenida de 8000ppm (Cl.) según reportes de producción y que no corresponden a la formación. <sup>3</sup>

**ARENISCA "U" INFERIOR:**

En el pozo Armadillo-1 se probó con bomba Jet a 4 DPP el intervalo de (9839- 9876) pies pues correspondientes a la arenisca "U" inferior y se recuperó 857 BPPD de 18.4 ° API y 6% de BSW después de 43 horas de evaluación, se midió también la salinidad del agua Obtenida en 1212ppm (Cl.).<sup>3</sup>

Por los valores de salinidad obtenida y comparando los resultados de la pruebas con los de la evaluación de los registros se observó que con un mayor tiempo de prueba el porcentaje de agua debe ser menor ya que la salinidad medida para la arenisca "U" no correspondió a la de esta formación. Esto significa que la arena no aporta agua todavía y la salinidad era solo agua de matado del pozo.<sup>3</sup>

Cabe recalcar que el pozo Armadillo-1 inició su producción con 383 barriles de petróleo de la arena "U" en el mes de Enero de 1997, el pozo continuó su producción hasta el mes de Abril de 1999 con 409 barriles y 48% de BSW, el mismo que fue cerrado por haberse quemado la bomba electrosumergible.<sup>3</sup>

El acumulado de producción es de 252,711 barriles de petróleo, 158,165 barriles de agua y 11,199 PC de gas. Hasta la fecha el pozo continúa cerrado, por no disponer de taladro para el efecto.

7

En la Tabla 13 se muestran las pruebas iniciales de producción, el número de disparos por intervalo. La Tabla 14 los sistemas de producción en el pozo Armadillo-1 (no entró en producción Basal Tena).

YAC.	INTERVALO DE A (pies)	FECHA	Nº DPP	BPPD	° API (60 °F)	BSW (%)	TIEM. EVA. (hora)	SAL. CI (ppm)
BT	9392- 9398	13-08-95	4	450	13.50	25	17	8000
	9408- 9426		4					
NU	10376-10418	03-08-95	4	857	18.40	6	43	1212

**TABLA 13 - RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO ARMADILLO-1**

ARENA	BPP	BSW (%)	SISTEMA
BASAL TENA	-----	-----	-----
NAPO "U" INFERIOR	473	38	ELECTROSUMERGIBLE

**TABLA 14 - SISTEMAS DE PRODUCCIÓN**

### **2.3 Contactos Agua-Petróleo**

La determinación del contacto agua-petróleo (CAP) se realizó mediante la interpretación de los registros eléctricos, y el análisis de los resultados de las pruebas de producción realizadas en el pozo.

Para la arenisca Basal Tena no se define bien el contacto agua-petróleo porque está enmascarado por una lente impermeable de 2 pies de espesor, pero podría estar ubicado a 9 421 (-8345) pies, y la intrusión de agua en la prueba de producción se debería a que la roca es humectante al agua. <sup>7</sup>

La arenisca Napo "U" según registros eléctricos presentaría un posible contacto agua-petróleo ubicado a 10415 (-9339) pies. <sup>7</sup>

### **2.4 Petrleo Original IN SITU y Cálculo de Reservas**

Las areniscas Basal Tena y Napo "U", se consideran como zonas productivas, según la interpretación de los registros eléctricos y las pruebas de producción realizadas en el pozo Armadillo-1.

Para la estimación de reservas en este estudio se tomó como base el nuevo mapa estructural referido a la base de la Arena "U" Inferior elaborado en el presente año (2005) por el Departamento de Geofísica, tomando como datos correlaciones de pozos de campos cercanos y los puntos de disparos; obteniéndose un área total productiva de 4,552 acres de los prospectos en estudio. (Petroproducción, Geofísica)

#### 2.4.1 Petróleo IN SITU

De acuerdo al mapa estructural elaborado a la base de la arena "U" Inferior se realizó mediante planimetría y digitalización determinar el área de los prospectos del Campo Armadillo, y con los resultados obtenidos en los análisis petrofísicos se calculó el volumen de petróleo original en sitio, correspondiente a los yacimientos Basal Tena y "U" (Yacimiento más importante).

El petróleo original in situ fue calculado por el método volumétrico a partir de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1-S_w)}{B_{oi}}$$



Los valores promedios de porosidad, espesor neto, saturación de petróleo se han establecido en base a los datos obtenidos del pozo perforado.

#### 2.4.2 Factor de Recobro

Para calcular las reservas recuperables se realizaron varias estimaciones del Factor de Recobro (FR), utilizando diferentes métodos, es decir considerando yacimientos subsaturados o con empuje hidráulico, tomando en cuenta que los valores más confiables y razonables en función de los parámetros utilizados y la experiencia de campos vecinos que se encuentran en yacimientos subsaturados con valores de 16% para Basal Tena y 17% para la Arena "U", datos que se consideran razonables si se observa el grado API de cada yacimiento. Otro método es aplicando la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{N_P}{N}$$

### 2.4.3 Reservas

Con referencia al petróleo In Situ y al Factor de Recobro encontrados, se calcularon las reservas recuperables, el acumulado de petróleo, las reservas remanentes, reservas probadas, reservas probables y reservas totales de los yacimientos. El método utilizado para el cálculo de reservas recuperables de las arenas productoras del Campo Armadillo fue mediante la ecuación:

$$R = N * F.R$$

La producción total de crudo del pozo Armadillo-1 mientras estuvo en operación se estimó en 252,711 BLS, por lo que se tuvo que calcular las reservas remanentes que quedaron en AR-N. Para determinar el cálculo de reservas remanentes se usó la ecuación:

$$R_R = N - N_P$$

Todo lo descrito sobre las reservas se resume en las tablas dadas a continuación, de cada área y el total de todo el

prospecto en estudio. Anexo N° 1, Anexo N° 2, Anexo N° 3, Anexo N° 4, Anexo N 5, Anexo N 6, Anexo N 7 Anexo 8, Anexo N 9, Anexo N 10.

Para calcular las reservas probadas de los pozos a perforarse, tanto de avanzada, de desarrollo como los exploratorios del Campo Armadillo, incluyendo Armadillo-1 que ya fue perforado, se consideró un área de drenaje para cada pozo de 194 acres que corresponden a un radio de 500 metros. Esto se ha tomado como un breve cálculo ya que esto forma parte del tema de reservas. La ecuación utilizada para determinar las reservas probadas por pozo es:

$$R_{\text{Probadas}} = \frac{7758 * A_d * h * \emptyset * (1 - SW)}{B_{OI}}$$

Para el cálculo de reservas probables del Campo Armadillo se consideró la relación de las reservas totales y probables, es decir las reservas totales menos las reservas probadas. La ecuación que se utilizó corresponde a:

$$R_{\text{Probables}} = R - R_{\text{Probadas}}$$

Por tanto el total de reservas probadas de los yacimientos Basal Tena y "U" Principal del Campo Armadillo se encuentran en la Tabla 15.

CAMPO ARMADILLO	RESERVAS PROBADAS POR POZO BLS	RESERVAS PROBADAS POR AREA BLS	RESERVAS PROBABLES POR AREA BLS
AR- N	1'613,274	9679644	2233729
AR- C	1'613,274	6453096	3284761
AR- S	1'613,274	9679644	6270150
TOTAL	4839822	25812384	11788640

**TABLA 15 - RESULTADO TOTAL DE RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES DEL CAMPO ARAMDILLO**

## 2.5 Pronósticos de Producción



**CIB-ESPOL**

Como se conoce que el pozo exploratorio Armadillo-1 fue perforado en el mes de Enero de 1997, con una producción inicial de 383 barriles de petróleo de la arena "U", el pozo continuó su producción hasta el mes de Abril de 1999 con 409 barriles y 48% de BSW, el mismo que fue cerrado por haberse quemado la bomba electrosumergible.<sup>3</sup>

El acumulado de producción es de 252711 barriles de petróleo, 158165 barriles de agua y 11199 PC de gas. Hasta el presente el pozo Armadillo-1 continua cerrado, por no disponer de un taladro para el efecto.<sup>7</sup>

Con toda la información obtenida del pozo Armadillo-1 y con el nuevo mapa estructural a la base de la arena "U" Inferior de los tres prospectos del Campo Armadillo se calculó el monto estimado de Reservas Recuperables, que sirvió de base para determinar la predicción de la producción diaria, el tiempo de estabilización de la producción y el periodo de vida útil del campo en estudio.

En los prospectos de Armadillo se utilizó 10.35% como promedio de declinación anual de la producción debido al promedio de las declinaciones individuales de cada área de los prospectos en estudio.

Los valores obtenidos de los pronósticos de producción se encuentran desde el Anexo N° 11, Anexo N° 12, Anexo N 13 Anexo N 14 y en el Anexo N° 15 se encuentra graficada la producción diaria durante todo el periodo de vida del Campo Armadillo. Las ecuaciones utilizadas para determinar los pronósticos de producción se las podrá

observar en el capítulo 5, junto con un ejemplo para determinar los parámetros necesarios para su análisis económico.

# CAPÍTULO 3

## 3. PLANIFICACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO

### 3.1 Alcance de la Perforación

Con referencia al presente estudio en los prospectos del Campo Armadillo se propone la perforación de 2 pozos exploratorios, uno situado en Armadillo Central que sería (AR-C1) y otro en Armadillo Sur que se llamaría (AR-S1), (a excepción del pozo Armadillo-1 que ya fue perforado en el prospecto AR-N). Además se perforarían 13 pozos de avanzada y desarrollo en toda el área que comprende Armadillo, con 5 pozos para AR-N, 3 pozos para AR-C y 5 pozos en AR-S. Esta distribución de los pozos se mostrará en la Tabla 16.



CIB-ESPOL

<b>POZOS</b>	<b>AR- N</b>	<b>AR- C</b>	<b>AR- S</b>
<i>EXPLORATORIOS</i>	NO	AR- C1	AR- S1
<b>AVANZADA</b>	AR- N5 AR- N6	AR- C4	AR- S5 AR- S6
<b>DESARROLLO</b>	ARMADILLO-1 (perforado)  AR- N2 AR- N3 AR- N4	AR- C2 AR- C3	AR- S2 AR- S3 AR- S4

**TABLA 16 - DISTRIBUCIÓN DE POZOS EN EL CAMPO ARMADILLO**

Los pozos ubicados en AR-N servirán para delimitar el área ya que no existe un cierre estructural ideal que indique la extensión de los yacimientos encontrados, por lo que se ideó con el Departamento de Geofísica hacer un posible cierre justo en el contacto agua-petróleo (CAP) localizado a -9939 pies.

Para los pozos localizados en AR-C y AR-S servirán también para delimitar las extensiones de sus yacimientos, pero la ventaja de estas áreas es que no se abren como en el caso de AR-N ya que tienen un mejor cierre estructural.

La perforación de pozos se tiene planificado comenzar en el mes de Enero del 2007, dentro del cual se irán probando los parámetros

técnicos de los yacimientos de las estructuras del Campo Armadillo para luego ajustarlos a los valores de Petróleo In Situ y al de Reservas.

De lo mencionado respecto a la perforación de pozos, los pozos exploratorios, de avanzada y desarrollo serán perforados verticalmente o direccionalmente los de desarrollo. Para la ubicación de los pozos se utilizó una malla cuadrada, y una distancia entre pozos de 500 metros. FIGURA N° 3.1.

### **3.2 Estudio de las Vías de Acceso al Campo Armadillo**

A pesar que ya existe una vía de acceso al Área Armadillo, desde Rumiyacu hacia Armadillo Norte de 9.1 Km., y desde Armadillo Norte hacia Armadillo Sur con una distancia aproximada de 10.7 Km.; se construirá el carretero que partirá desde Armadillo Sur hacia la Estación Cononaco con una distancia aproximada de 7.3 Km., ya que este es el tramo más corto para realizar el transporte de equipo necesario para desarrollar y operar el campo en estudio. También se necesitará una vía de acceso para Armadillo Centro. Dentro de cada



Área se construirán pequeños tramos de carretera para poder acceder a los pozos que se perforarán en todo Armadillo.

El total de vías de acceso a los pozos dentro de todo el Área Armadillo comprende 8 km. La Tabla 17 muestra las distancias de las vías de acceso a los pozos de cada prospecto en estudio.

AR- N		AR- C		AR- S	
TRAMO	DISTANC. (km)	TRAMO	DISTANC. (km)	TRAMO	DISTANC. (km)
AR-N1 A AR-N2	0.8	AR-C1 A AR-C2	0.5	AR-S1 A AR-S2	0.7
AR-N2 A AR-N3	0.5	AR-C1 A AR-C4	0.5	AR-S2 A AR-S5	0.6
AR-N3 A AR-N4	0.5	AR-C1 A AR-C3	0.5	AR-S1 A AR-S4	0.7
AR-N3 A AR-N5	0.5	C. EN. A AR-C1	1.1	CAR. A AR-S3	0.2
AR-N6 A CAR.	0.2			AR-S3 A AR-S6	0.7
<b>TOTAL</b>	<b>2.5</b>	<b>TOTAL</b>	<b>2.6</b>	<b>TOTAL</b>	<b>2.9</b>

TABLA 17 - VIAS DE ACCESO ENTRE POZOS DEL CAMPO ARMADILLO

En la **FIGURA N° 3.1** se encuentran los tramos de las vías de acceso al Campo Armadillo y a los pozos a perforarse.



CIB-ESPOL

### 3.3 Equipos de Facilidades de Producción

En este análisis se propone la construcción de una estación de producción en AR-S que servirá para recolectar todo el crudo proveniente de los pozos de AR-N y de AR-C; y a su vez estos crudos junto con el crudo de los pozos de AR-S serán evacuados hacia la estación central del campo Cononaco donde se los fiscalizará.

Sobre los prospectos AR-N y AR-C se instalarán mini-estaciones o Estaciones satélites, para que los crudos producidos sean transferidos hasta la estación AR-S donde se tratarán los fluidos provenientes de los yacimientos. Los volúmenes de fluidos producidos estarán condicionados a las restricciones de un ente regulador.

La estación propuesta y las Estaciones Satélites requerirán de forma estimativa de equipos como:

1 tanque de lavado de 8,000 barriles para AR-N

1 tanque de lavado de 7,000 barriles para AR-C

1 tanque de lavado de 8,000 barriles para AR-S

1 tanque de estabilización de 8,000 barriles para AR-N

1 tanque de estabilización de 7,000 barriles para AR-C

1 tanque de estabilización de 24,000 barriles para AR-S

1 separador de prueba de 1,000 barriles para AR-N

1 separador de prueba de 1,000 barriles para AR-C

1 separador de prueba de 1,000 barriles para AR-S

2 separadores de producción de 5,000 barriles para AR-N

2 separadores de producción de 5,000 barriles para AR-C

2 separadores de producción de 5,000 barriles para AR-S

6 bombas múltiples, 2 para cada prospecto

12 contadores de flujo, 4 para cada prospecto

3 equipo de comunicaciones, 1 para cada área

6 generadores, 2 para cada prospecto

Bombas y equipos adicionales para cada prospecto

Un contador y una de las bombas a utilizarse permanecerán en Stand-by en cada prospecto, y entrarán en funcionamiento cuando sean reemplazados por otro equipo en caso de mantenimiento o daño.

Las capacidades de los tanques, separadores y generadores han sido fijadas para efectos de este estudio, sin embargo estas podrán ser modificadas por la Subgerencia de Operaciones de acuerdo a las necesidades que se presenten para el desarrollo del Campo Armadillo.

### **3.3.1 Línea de Transferencia de los Pozos a Estación**

El petróleo, gas y agua producidos de los yacimientos de AR-N, AR-C y AR-S serán transportados por líneas de flujo de 4", que

partirán desde los pozos a los mánifolds de entrada a los separadores, y luego a los tanques de lavado y estabilización.

Todo el crudo de AR-N será transferido mediante líneas de flujo a través de un tramo que existe hasta AR-S, lo mismo ocurrirá con el crudo de AR-C que será enviado al oleoducto secundario por el que es transferido el de AR-N hasta la Estación Sur, para luego ser enviado junto con el petróleo de AR-S a la Estación Central Cononaco. La distancia estimada de líneas de transferencia de que se han calculado es de aproximadamente 18 Km. (TABLA 18)

AR- N		AR- C		AR- S	
TRAMO	DISTANC. (km)	TRAMO	DISTANC (km)	TRAMO	DISTANC. (km)
AR-N4 A EST.	1.5	AR-C1 A EST.	0.3	AR-S1 A EST.	0.5
AR-N3 A EST.	1.0	AR-C2 A EST.	0.8	AR-S2 A EST.	1.2
AR-N5 A EST.	1.5	AR-C3 A EST.	0.3	AR-S3 A EST.	0.5
AR-N6 A EST.	0.5	AR-C4 A EST.	0.9	AR-S4 A EST.	1.0
AR-N1 A EST.	0.8			AR-S5 A EST.	1.8
				AR-S6 A EST.	1.2
<b>TOTAL</b>	<b>5.3</b>	<b>TOTAL</b>	<b>2.3</b>	<b>TOTAL</b>	<b>6.2</b>

**TABLA 18 - LINEAS DE FLUJO DE POZOS DEL CAMPO ARMADILLO**

Todo el petróleo lavado y estabilizado de AR-N y AR-C e inclusive el de AR-S pasarían al tanque de oleoducto de 24000 barriles de capacidad que estará ubicado en AR-S, al mismo tiempo sería bombeado y evacuado por medio del oleoducto secundario de 6" de diámetro y 7.4 Km. de longitud hasta la Estación Cononaco Central. FIGURA N° 3.1.

El crudo en la Estación Cononaco Central, sería fiscalizado y entregado para su evacuación a la Estación, y luego sería transferido a Lago Agrio para ser bombeado por el SOTE.

### **3.3.2 Personal Requerido para el Proyecto**

El personal técnico, operativo y administrativo calificado que se requiere para operar y mantener el proyecto del Campo Armadillo a partir del año 2007 se encuentra en la Anexo N° 16. El número de personas necesarias para laborar en Armadillo serían 44.



### **3.4 Estudio Breve de Impacto Ambiental**

En el Campo de Armadillo se realizarán estudios de Impacto y Manejo Ambiental, y se tomarán todos los cuidados posibles con el propósito de preservar el Medio Ambiente. El estudio Ambiental se lo realizará en un periodo de 6 meses.

En lo que se refiere a perforación se utilizará lodos y químicos biodegradables, y luego se procederá a la reforestación a toda el área desbrozada para evitar cualquier problema de erosión y contaminación del área en estudio.

En cuanto a facilidades de producción, se considera una planta de tratamiento de agua de formación, en la misma que se tratarán los volúmenes de agua producidos y una vez procesada y purificada será enviada a los cauces naturales evitando así la contaminación del medio ambiente. De igual forma se considera la reforestación y limpieza de las áreas utilizadas.

### **3.5 Cronograma de Actividades**

Para desarrollar el Campo Armadillo se requerirá de un cronograma de actividades, que irá desde su estudio ambiental a iniciarse en el 2006, que será la fase inicial, pasando por la construcción de vías de acceso, perforación de pozos, pruebas de producción y completación, adquisición y tendido de tuberías, construcción de campamento y oficinas, todo esto entre el 2008 y 2009, hasta las facilidades de producción entre el 2008 y 2009 que es la fase final del proyecto a realizarse. Las fechas y actividades a cumplirse se detallan en el Anexo N 17.

# CAPÍTULO 4



## 4. COSTOS DE INVERSIÓN ESTIMADO DEL ESTUDIO

Para poder desarrollar el Campo Armadillo se tendrá que realizar inversiones, que de acuerdo con el Régimen Contable de Hidrocarburos, se dividen en: Inversiones de Preproducción e Inversiones de Producción.

Las inversiones de Preproducción se realizarán hasta la fecha de inicio de la producción comercial (exploración y desarrollo). En este estudio las inversiones de Preproducción se amortizarán hasta un periodo de 5 años.

En este estudio se han considerado como Inversiones de Preproducción en el Area Armadillo a las siguientes actividades a realizarse: Perforación, Completación de Pozos, Carretero y Vías de Acceso, Facilidades de Producción, Líneas de Transferencia, Protección del Medio Ambiente y Medios de Transporte.

Las Inversiones de Producción se realizarán desde el inicio de la producción. Estas inversiones que se realizarán en Área Armadillo se amortizarán durante un periodo de 10 años.

Las actividades que se realizarán durante las Inversiones de Producción en el Área Armadillo serían: Sistemas de levantamiento artificial para los pozos, planta de tratamiento de agua de formación, protección del medio ambiente y reforestación e imprevistos.

#### **4.1 Costos Estimados para la Perforación de un Pozo Exploratorio**

En el Área Armadillo Norte se perforó el primer pozo exploratorio Armadillo-1, el cual fue perforado en el año 1995 con un costo estimado de 2200,000 dólares de los Estados Unidos de América.

Como se requerirá perforar dos pozos exploratorios en las estructuras de Armadillo Central y Armadillo Sur, uno por cada prospecto, y cuyo costo por pozo perforado estaría estimado en 2871000 dólares de los Estados Unidos de América. Todos los detalles se encuentran en el Anexo N° 18

#### **4.2 Costos Estimados para Perforación de un Pozo de Avanzada o Desarrollo**

En este estudio actual se han considerado 13 pozos de avanzada y desarrollo para su perforación en todos los prospectos del Campo Armadillo. Los costos por cada pozo en las estructuras ya mencionadas ascenderían aproximadamente a 1837000 dólares de los Estados Unidos de América. El detalle de cada pozo se encuentra en Anexo N° 19

#### **4.3 Costos Estimados de Estación de Producción**

Como se conoce que la Estación de Producción principal estará ubicada en Armadillo Sur, en donde se harán las operaciones de recolección de todo el crudo proveniente de los yacimientos de las estaciones satélites del Área Armadillo, el cual tendría un costo aproximado de 2341016 dólares de los Estados Unidos de América (Anexo N 22). También aquí entran los costos de las mini-estaciones o estaciones satélites que se instalarán en AR-N y AR-C, las cuales oscilan con un costo aproximado de 2340439 dólares de los Estados Unidos de América para AR-N y 2009810 dólares de los Estados Unidos de América para AR-C. Los detalles de los costos de las



**CIB-ESPOL**

estaciones satélites se encuentran en Anexo N° 20 y en Anexo N° 21.

#### **4.4 Costos Estimados de las Líneas de Transferencia desde los Pozos a la Estación Cononaco.**

Para llevar todo el crudo producido de los yacimientos de los prospectos del Área Armadillo a la Estación Armadillo Sur y luego a la Estación Cononaco se requieren de líneas de transferencia.

Los costos estimados de la línea de evacuación del crudo desde los pozos a cada estación están en 555742 dólares de los Estados Unidos de América para AR-N, 282722 dólares de los Estados Unidos de América para AR-S y 619168 dólares de los Estados Unidos de América para AR-S, los detalles se encuentran en los Anexo N° 23, Anexo N° 24 y Anexo N° 25

Los costos estimados del Oleoducto Secundario y bombeo del crudo desde AR-N a AR-S, y desde AR-S a Cononaco tienen un aproximado de 6168470 dólares de los Estados Unidos de América, todo el detalle se encuentra en el Anexo N° 26.

#### **4.5 Costos Estimados de Obras Civiles**

Dentro del Área Armadillo se necesitará requerir de infraestructura para la construcción de un pequeño campamento para el personal que va a operar esta área, el costo establecido para su construcción está en 1765000 dólares de los Estados Unidos de América. Los detalles de las obras civiles se mencionan en Anexo N° 27.

#### **4.6 Estimado de Costo de Inversión Total**

Como se dijo a inicios de este capítulo las inversiones en este estudio se dividen en: Inversiones de Preproducción e Inversiones de Producción.

Dentro de las Inversiones de Preproducción se tiene:

- 1.- Sísmica en 3D para ayudar a delimitar el Campo Armadillo
- 2.- Perforación de pozos; 2 pozos exploratorios y 13 pozos verticales de avanzada y desarrollo.
- 3.- Construcción de carretero partiendo desde Armadillo hasta Cononaco y vías de acceso a los pozos de cada prospecto.

4.- Facilidades de producción para todas las áreas del campo Armadillo.

5.- Obras civiles que requerirá el Campo Armadillo (campamento, oficinas, laboratorio).

6.- Líneas de transferencia de los pozos a cada estación; y desde la estación AR-N a estación AR-S, y desde esta hasta Cononaco.

7.- Protección del medio ambiente y reforestación.

8.- Dentro de las Inversiones de Preproducción también se considera de manera muy importante la adquisición de vehículos.

El monto total de Inversiones de Preproducción es de 51400367 dólares de los Estados Unidos de América.

Dentro de las Inversiones de Producción constan:

1.- Perforación de pozo reinector.



2.- Protección del medio ambiente y reforestación.

3.- Para las Inversiones de Producción se seguirá considerando los vehículos.

Un total de las Inversiones de Producción en este estudio asciende a 1937000 dólares americanos.

Por tanto el monto total de las Inversiones de Preproducción e Inversiones de Producción suman 5333737 dólares de los Estados Unidos de América. En el Anexo N° 28 se presenta un resumen de inversiones totales.

#### **4.7 Costos de Operación**

En el presente estudio de actualización del Campo Armadillo se propone una tasa de producción de 8493 B/D, y que de acuerdo al Régimen Contable de la Ley de Hidrocarburos vigente, se ha podido calcular todos los costos operacionales para los 20 años de vida útil de los prospectos.

Los costos operacionales de las estructuras de Armadillo han sido evaluadas por año y que en los primeros 2 años de producción estable los costos ascienden a 2755288 dólares, dando un costo de Operación Unitario durante los dos primeros años de estabilización de

la producción de 0.8661 DOL/B. Dentro de los costos de operación, están los costos directos, costos indirectos y los gastos operacionales.

#### **4.7.1 Costos Directos para el Estudio del Campo Armadillo**

Los costos directos que se realizaran dentro del Campo Armadillo durante la vida útil de este comprenden un estimado de 4681462 dólares de los Estados Unidos de América. Su descripción se encuentra tabulada en el Anexo N° 29.

#### **4.7.2 Costos Indirectos para el Campo Armadillo**

Los costos indirectos del Campo armadillo durante su vida útil están estimados en 696020 dólares de los Estados Unidos de América. Su descripción se encuentra tabulada en el Anexo N° 30.

#### **4.7.3 Estimación de los Gastos Operacionales del Proyecto en Estudio**

Los gastos operacionales durante la vida de explotación del Campo Armadillo están estimados en 238700 dólares de los Estados Unidos de América para cada año. Su descripción se encuentra en el Anexo N° 31.

#### **4.7.4 Costos de Operación Unitaria**

Los costos operación unitaria están relacionados con los costos directos, costos indirectos y los gastos operacionales; y estos a su vez con la producción anual de crudo de todo el Campo Armadillo, así obteniéndose un costo de operación anual durante la vida útil del proyecto. Este permanecerá estable hasta el segundo año de producción, y luego irá aumentando conforme la producción decline anualmente. Esto se determina dividiendo el costo de operación anual para la producción anual del Campo. Se verá en el Anexo N° 31.

#### **4.7.5 Total de Costos de Operación**


Los costos totales de operación del Campo Armadillo durante cada año dentro del periodo de vida útil del campo constan en el Anexo N° 32

# CAPÍTULO 5

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Tomando como base la distribución de petróleo en los Campos de Petroproducción se elaboró un modelo económico para el estudio actual del Campo Armadillo. Para utilizar el modelo será necesario e indispensable recopilar y procesar diferentes parámetros técnico-económicos que se nombran a continuación:

### PARÁMETROS FIJOS.

- Reservas		=	37.60 MMBLS
- Gravedad del petróleo	<b>CIB-ESPOL</b>	=	16.75 ° API
- Días de producción por año		=	365 días

- Vida útil de Campo Armadillo	=	20 años
- Declinación anual de la presión	=	10.35 %
- Costo de transporte	=	1.50 dls/BL.
- Costo de comercialización	=	0.05 dls/BL
- Periodo de amortización de las Inversiones de Preproducción	=	5 años
- Periodo de amortización de las Inversiones de Producción	=	10 años
- Porcentaje de regalías	=	18.5 %
- Porcentaje de préstamo para Inversión	=	50 %

Aquí se presenta un ejemplo para conocer como determinar parte de los parámetros fijos tomando en cuenta los datos obtenidos durante la perforación y pruebas a cada arena productora del pozo Armadillo-1. Para

hallar estos parámetros se escogió Armadillo Norte (Basal Tena) y los parámetros pertinentes para su cálculo:

## DATOS

A	=	1463 acres
h	=	19 Pies
$\emptyset$	=	17 %
$S_w$	=	21 %
$B_{OI}$	=	1.1107 BY/BN
K	=	300 md
$P_{We}$	=	3379 lpca
$P_{Wf}$	=	1025 lpca
F.R	=	16 %
$r_e$	=	1640 pies
$r_w$	=	0.41 pies
u	=	27.80 cp
f. rest.	=	80 %
C.O.A	=	1500000 DOL.
Nº Pozos	=	6
P. EXP	=	25 DOL/B
N.D	=	365 DIAS
API	=	13.5

## FORMULAS A UTILIZARSE:

$$N = \frac{7758 * A * h * \emptyset * (1-S_w)}{B_{oi}}$$

$$R = F.R * N$$

$$q_{ip} = \frac{7.082 * 10^{-3} * K * h * (P_{we} - P_{wf})}{u * \ln(r_e/r_w) * B_{oi}}$$

$$q_i = N^{\circ} \text{ POZOS} * q_{ip}$$

$$q_{ec. \text{ Campo}} = \frac{C.O.A}{\text{Precio barril} * 365 \text{ dias}}$$

$$d = \frac{(q_i - q_{ec}) * 365}{R}$$

$$q_{yr} = q_i * F. \text{ rest}$$

$$\text{años estab.} = \frac{\frac{R - (\text{qyr} - \text{q ec. Campo}) * 365}{d}}{\text{qyr} * 365}$$

**PETROLEO IN SITU:**

$$N = \frac{7758 * A * h * \emptyset * (1-S_w)}{B_{oi}}$$

$$N = \frac{7758 * 1463 * 19 * 0.17 * (1-0.21)}{1.1107}$$

$$N = 26075158 \text{ BLS}$$

**RESERVAS:**

$$R = F.R * N$$

$$R = 0.16 * 26075158$$

$$R = 4172025 \text{ BLS}$$

**PRODUCCIÓN INICIAL DEL POZO:**

$$qip = \frac{7.082 * 10^{-3} * K * h * (P_{we} - P_{wf})}{u * \ln(re/rw) * B_{oi}}$$

$$qip = \frac{7.082 * 10^{-3} * 300 * 19 * (3379 - 1025)}{27.80 * \ln(1230/0.41) * 1.1107}$$

$$qip = 384 \text{ B/D}$$

**PRODUCCIÓN INICIAL DEL CAMPO:**

CIB-ESPOL

$$qi = N^{\circ} \text{ POZOS} * qip$$

$$q_i = 6 * 384$$

$$q_i = 2306 \text{ BLS}$$

**PRODUCCIÓN ECONÓMICA DEL CAMPO:**

$$q_{\text{ec. Campo}} = \frac{\text{C.O.A}}{\text{Precio barril} * 365 \text{ días}}$$

$$q_{\text{ec. Campo}} = \frac{1500000}{25 * 365 \text{ días}}$$

$$q_{\text{ec. Campo}} = 164 \text{ B/D}$$

**DECLINACIÓN:**

$$d = \frac{(q_i - q_{\text{ec}}) * 365}{R}$$

$$d = \frac{(2306 - 164) * 365}{4172025}$$

$$d = 18.74 \%$$

***PRODUCCIÓN DEL CAMPO RESTRINGIDA:***

$$qyr = qi * F. rest$$

$$qyr = 2306 * 0.80$$

$$qyr = 1845 \text{ BLS}$$

***AÑOS DE ESTABILIZACIÓN:***

$$\text{años estab.} = \frac{\frac{R - (qyr - q \text{ ec. Campo}) * 365}{d}}{qyr * 365}$$

$$\begin{aligned} \text{años estab.} &= \frac{4172025 - (1845 - 164) * 365}{1845 * 365} \\ &= \frac{0.1874}{1} \\ \text{años estab.} &= 1.33 \text{ AÑOS} \end{aligned}$$

### PARÁMETROS VARIABLES

Para el análisis de este estudio se ha considerado estimar 3 alternativas en cuanto a variar el precio del crudo, tomando como referencia el crudo de exportación de 29 ° API. Con estas alternativas se podrá deducir si es económicamente rentable el Campo Armadillo.

1. Si el precio del crudo referencial (29 ° API) es de 20 DOL/B, el precio del crudo del Campo Armadillo (16.70 ° API) es de 16.80 DOL/B.
2. Si el precio del crudo referencial (29 ° API) es de 25 DOL/B, el precio del crudo del Campo Armadillo (16.70 ° API) es de 21.00 DOL/B.

3. Si el precio del crudo referencial (29 ° API) es de 35 DOL/B, el precio del Campo Armadillo (16.70 ° API) es de 29.40 DOL/B

Para cada una de las alternativas los datos, resultados en cuanto a los parámetros del precio referencial del crudo se encuentran en los Anexos N 33, Anexo N 37 y Anexo N 41.

Además aquí escribiré las fórmulas utilizadas para el desarrollo del análisis económico del Campo Armadillo, puesto que servirán para determinar si la inversión en el estudio a realizarse será rentable o no. A continuación presentaré la formulas:

### ***INVERSIONES TOTALES***

$$IT = ID + IP$$

### ***INVERSION UNITARIA POR BARRIL DE CRUDO A PRODUCIRSE***

$$IUP = \frac{IT}{PACP}$$

**REGALÍAS (18.5%)**

$$\text{REGALÍAS} = \text{PA} * (0.185)$$

**INGRESOS DE REGALÍAS**

$$\text{IR} = \text{REGALÍAS (18.5\%)} * \text{P. EXP.}$$

**INGRESO DE REGALÍAS AL ESTADO**

$$\text{IRE} = 0.185 * (\text{P. EXP.} * 0.85 - \text{CUT}) * \text{PA}$$

**INGRESO DE REGALÍAS A PETROECUADOR**

$$\text{IRP} = \text{IR} - \text{IRE}$$

**PRODUCCIÓN NETA**

$$\text{PN} = \text{PA} - \text{REGALÍAS (18.5\%)}$$

**AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES DE DESARROLLO**

$$\text{AID} = \frac{\sum \text{ID}}{5}$$

**AMORTIZACIÓN DE INVERSIONES DE PRODUCCIÓN**

$$\text{AIP} = \frac{\text{IP} * \text{PA}}{\sum \text{PA}}$$

**AMORTIZACIÓN TOTAL**

$$\text{AT} = \text{AID} + \text{AIP}$$

**COSTOS DE OPERACIÓN**

$$\text{CO} = \text{CD} + \text{ID} + \text{GO}$$

**COSTOS DE PRODUCCIÓN**

$$\text{CP} = \text{AT} + \text{CO}$$

***COSTOS DE TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN***

$$CTC = (CUT + CUC) * PA$$

**COSTO TOTAL**

$$CT = CP + CTC$$

***SALDO RESULTANTE***

$$SR = IB - CT$$

***LEY 10 DE HIDROCARBUROS*****CIB-ESPOL**

$$LEY 10 = PA * CUC$$

***LEY 40 DE HIDROCARBUROS***

$$LEY 40 = PA * CUT$$

**TOTAL IMPUESTOS**

$$\text{TOTAL IMPUESTOS} = \text{LEY 10} + \text{LEY 40}$$

**INGRESOS DESPRECIANDO IMPUESTOS**

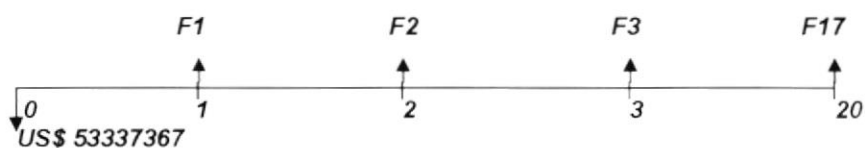
$$\text{I DESP. IMPUESTOS} = \text{SR} - \text{TOTAL IMPUESTOS}$$

**UTILIDADES DEL PROYECTO**

$$\text{UP} = \text{IR} + \text{I DESP. IMPUESTOS}$$

**FLUJO DE FONDOS**

$$\text{FF} = \text{UP} + \text{AT} - \text{IT}$$

**DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROYECTO**

**VALOR PRESENTE NETO**

$$\text{VPN} = \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

**TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

$$0 = F + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{F_{20}}{(1+d)^{20}}$$

**RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN**

$$P = \frac{IT}{FF(+)}$$

**RELACIÓN BENEFICIO-COSTO**

$$\text{R B-C} = \frac{\text{VPB}}{\text{VPC}}$$

## **5.1 Estimación de Ingresos de las Regalías al Estado**

Para la primera alternativa se observa que los ingresos netos para el Estado son 304015196 dólares. La Tasa Interna de Retorno es del 56.0 %, y el Valor Presente Neto descontado al 10% es 167681951 dólares. (Anexo N 33 al Anexo N 36)

Para la segunda alternativa los ingresos netos para el Estado son 414059185 dólares. Su TIR es de 69.0 % y el VPN descontado al 10% es 232965986 dólares. (Anexo N 37 al Anexo N 40)

Para la tercera alternativa los ingresos netos para el Estado son 634147163 dólares. Su TIR es de 93.2 % y el VPN descontado al 10% es 363534056 dólares. (Anexo N 41 al Anexo N 44)

## **5.2 Análisis desde el Punto de Vista de la Ley de Petroecuador**

La primera alternativa desde el punto de vista de Petroecuador tiene un TIR es 20.1 % y un VPN descontado al 10% es 35718500 dólares. (Anexo N 33 al Anexo N 36)

La segunda alternativa desde el punto de vista de Petroecuador tiene un TIR es 19.3 % y un VPN descontado al 10% es 3222645 dólares.  
(Anexo N 37 al Anexo N 40)

La tercera alternativa desde el punto de vista de Petroecuador tiene un TIR es 24.8 % y un VPN descontado al 10% es 40831252 dólares.  
(Anexo N 41 al Anexo N 44)

### **5.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión**

Para poder recuperar la inversión se considera el tiempo de vida útil del campo, esto es en base a la tasa interna de retorno y al valor presente.

Para la primera alternativa el tiempo de retorno de la inversión es 1.04 años.

Para la segunda alternativa el tiempo requerido para recuperar el capital de inversión es 0.80 años.

Para la tercera alternativa el tiempo de retorno de la inversión es 0.55 años.

## CONCLUSIONES



CIB-ESPOL

1. El Campo Armadillo requiere de Sísmica 3D con el propósito de minimizar los riesgos y de esta manera poder delimitar mejor el campo
2. Las arenas productoras principales de las reservas recuperables de los yacimientos del Campo Armadillo son Basal Tena y "U" Inferior, y que las restantes arenas encontradas en el pozo tienen un alto corte de agua por lo que son descartadas por su producción
3. Las reservas de petróleo que se calcularon en este proyecto de tesis corresponden a los volúmenes de las tres áreas del Campo Armadillo (AR-N, AR-C y AR-S) que se estimaron en 37.60 MMBLS.
4. Que de acuerdo al volumen de petróleo estimado en el campo Armadillo determiné el número de pozos que se van a perforar

dentro de cada área, que serán 15 los proyectados durante la etapa de preproducción (2007- 2009) y de la forma como se vaya desarrollando el Campo.

5. Con el número de pozos a perforarse (15 pozos) se realizó la predicción de producción de todo el Campo Armadillo dando una producción diaria inicial promedio de 8493 B/D con una declinación del 12.00 % y un tiempo de estabilización de la producción de 2 años, y con una vida útil promedio del campo de 20 años.
6. El proyecto a efectuarse en el Campo Armadillo requerirá de inversiones de Preproducción con un periodo de amortización de 5 años e inversiones de Producción con periodo de amortización de 10 años. El total de inversiones para poner a funcionar el proyecto costaría alrededor de 53337360 millones de dólares.
7. Los costos de operación (costos directos, costos indirectos, gastos operacionales) anuales del campo Armadillo desde el inicio de producción en el año 2010 hasta el año 2019 serán de

2755288 dólares, y a partir del año 2020 hasta el año 2029 serán de 2645288 dólares.

8. Que respecto al valor del crudo referencial de 29 ° API en este proyecto se considerará positivo si el precio de este referencial sea mayor a 7 dólares, ya que con las alternativas propuestas resultaron positivas para la inversión en el Campo Armadillo, lo que se estima una buena rentabilidad.
9. Tanto los ingresos para el Estado como para Petroecuador son excelentes siempre y cuando la producción del Campo Armadillo este cerca de los parámetros y resultados de este proyecto de Tesis.
10. En cuanto al tiempo en recuperar la inversión aquí en este estudio son muy buenas por cualquiera de las alternativas probadas que son menores a 1, esto es: alternativa 1 es de 1.04 años, alternativa 2 es de 0.80 años y alternativa 3 es de 0.55 años.

## RECOMENDACIONES

1. Teniendo en cuenta el CAP presente en el pozo armadillo-1 y por la tendencia de las curvas observadas en el mapa estructural, se recomienda realizar nuevas campañas sísmicas en el área para delimitar mejor las estructuras, ya que la información existente (Sísmica 2D) tiene un espaciamiento mayor a 2 Km. Entre líneas sísmicas
2. Perforar los pozos exploratorios AR-C1 y AR-S1 para poder cuantificar sus reservas con parámetros petrofísicos y comparar con las reservas estimadas del proyecto
3. Analizar el proyecto, y si es positivo ponerlo en marcha, aprovechando así el alto precio del crudo que existe actualmente para así obtener altos ingresos que el país necesita.

4. Evaluar el daño del pozo Armadillo-1 y reactivarlo para su operación ya que su producción se mantuvo buena hasta el momento de su cierre.

# ANEXOS



## ANEXO 1

### C A M P O ARMADILLO NORTE DATOS YACIMIENTO BASAL TENA

A	AREA	1.463,00	Acres
h	ESPESOR	19,00	Pies
o	POROSIDAD	17,00	%
Sw	SAT. AGUA	21,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,1107	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	280	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.379	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	1.025	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	16	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	27,80	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	1.500.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	6	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS
API	GRADO API	13,5	

ANEXO 1

C A M P O ARMADILLO NORTE  
RESULTADOS YACIMIENTO BASAL TENA

N	PET. IN SITU	26.075.158	BBL
R	RESERVAS	4.172.025	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	346	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	2.078	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	164	B/D
d	DECLINACION	16,74	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	1.662	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	15	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	1,49	AÑOS

## ANEXO 2

### C A M P O ARMADILLO NORTE DATOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

A	AREA	1.463,00	Acres
h	ESPESOR	39,00	Pies
0	POROSIDAD	14,00	%
Sw	SAT. AGUA	16,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,1070	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	190	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.866	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	2.473	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	17	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	15,00	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	2.300.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	6	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS
API	GRADO API	18,4	

ANEXO 2

C A M P O ARMADILLO NORTE  
 RESULTADOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

N	PET. IN SITU	47.023.874	BBL
R	RESERVAS	7.994.059	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	531	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	3.185	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	252	B/D
d	DECLINACION	13,39	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	2.548	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	19	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	1,87	AÑOS

### ANEXO 3

#### C A M P O   A R M A D I L L O   C E N T R O DATOS YACIMIENTO BASAL TENA

A	AREA	1.171,00	Acres
h	ESPESOR	19,00	Pies
o	POROSIDAD	17,00	%
Sw	SAT. AGUA	21,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,111	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	280	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.379	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	1.025	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	16	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	27,80	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	1.200.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	4	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS

ANEXO 3

C A M P O ARMADILLO C E N T R O

RESULTADOS YACIMIENTO BASAL TENA

N	PET. IN SITU	20.870.820	BBL
R	RESERVAS	3.339.331	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	346	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	1.385	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	132	B/D
d	DECLINACION	13,70	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	1.108	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	17	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	1,82	AÑOS



CIB-ESPOL

## ANEXO 4

### C A M P O   A R M A D I L L O   C E N T R O DATOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

A	AREA	1.171,00	Acres
h	ESPESOR	39,00	Pies
o	POROSIDAD	14,00	%
Sw	SAT. AGUA	16,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,107	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	190	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.866	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	2.473	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	17	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	15,00	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	1.500.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	4	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS

ANEXO 4

C A M P O ARMADILLO C E N T R O  
RESULTADOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

N	PET. IN SITU	37.638.385	BBL
R	RESERVAS	6.398.525	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	531	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	2.123	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	164	B/D
d	DECLINACION	11,17	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	1.699	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	23	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	2,24	AÑOS



CIB-ESPOL

## ANEXO 5

### C A M P O   A R M A D I L L O   S U R DATOS YACIMIENTO BASAL TENA

A	AREA	1.918,00	Acres
h	ESPESOR	19,00	Pies
0	POROSIDAD	17,00	%
Sw	SAT. AGUA	21,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,1107	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	280	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.379	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	1.025	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	16	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	27,80	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	2.000.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	6	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS

ANEXO 5

C A M P O ARMADILLO S U R  
RESULTADOS YACIMIENTO BASAL TENA

N	PET. IN SITU	34.184.656	BBL
R	RESERVAS	5.469.545	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	346	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	2.078	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	219	B/D
d	DECLINACION	12,40	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	1.662	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	18	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	2,02	AÑOS

ANEXO 6

C A M P O ARMADILLO S U R  
DATOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

A	AREA	1.918,00	Acres
h	ESPESOR	39,00	Pies
0	POROSIDAD	14,00	%
Sw	SAT. AGUA	16,00	%
Boi	FACTOR VOL. IN.	1,1070	BY/BN
K	PERMEABILIDAD	190	md
Pe	PRES. ESTATICA	3.866	lpca
Pw	PRES. FOND FLUY	2.473	lpca
F.R	FAC. RECOBRO	17	%
re	RADIO DE DREN.	1.640	Pies
rw	RADIO DEL POZO	0,41	Pies
u	VISCOSIDAD	15,00	cp
f.res	FACTOR REST.	80	%
C.O.A.	COSTO OP. ANUAL	2.300.000	DOL.
N° P	NUMERO DE POZOS	6	
P. EXP	PRECIO BARRIL EX	25	D/B
N.D.	DIAS POR AÑO	365	DIAS

ANEXO 6

C A M P O ARMADILLO S U R  
RESULTADOS YACIMIENTO "U" PRINCIPAL

N	PET. IN SITU	61.648.524	BBL
R	RESERVAS	10.480.249	BBL
qip	PROD. INIC. POZO	531	B/D
qi	PRODUC.INI. CAMPO	3.185	B/D
q ec. Campo	PRODUC. EC. CAMPO	252	B/D
d	DECLINACION	10,21	%
qyr	PROD. CAMPO RESTR.	2.548	B/D
V.U.C.	VIDA UTIL CAMPO	25	AÑOS
t	AÑOS ESTABILIZAC.	2,45	AÑOS

## ANEXO 7

### RESERVAS ARMADILLO NORTE

AREA ARMADILLO NORTE									
PARAMETROS PETROFISICOS, DE FLUIDOS, PETROLEO IN SITU Y RESERVAS RECUPERABLES									
YACIMIENTO	Ho (pies)	AREA (acres)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BLS)	F.R. (%)	RESERVAS (BLS)	°API
BASAL TENA	19	1463	17.0	21.0	1,1107	26 075 158	16	4 172 025	13.5
"U" PRICIPAL	39	1463	14.0	16.0	1,107	47 023 874	17	7 741 348	18.4
TOTAL						73.099.032		11.913.373	16.6

## ANEXO 8

### RESERVAS ARMADILLO CENTRO

AREA ARMADILLO CENTRO									
PARAMETROS PETROFISICOS, DE FLUIDOS, PETROLEO IN SITU Y RESERVAS RECUPERABLES									
YACIMIENTO	Ho (pies)	AREA (acres)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BLS)	F.R. (%)	RESERVAS (BLS)	°API
BASAL TENA	19	1171	17,0	21,0	1,1107	20 870 820	16	3 339 331	13,5
"U" PRICIPAL	39	1171	14,0	16,0	1,1070	37 638 385	17	6 398 525	18,4
TOTAL						<b>58.509.205</b>		<b>9.737.857</b>	<b>16,7</b>

## ANEXO 9

### RESERVAS ARMADILLO SUR

AREA ARMADILLO SUR									
PARAMETROS PETROFISICOS, DE FLUIDOS, PETROLEO IN SITU Y RESERVAS RECUPERABLES									
YACIMIENTO	Ho (pies)	AREA (acres)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BLS)	F.R. (%)	RESERVAS (BLS)	°API
BASAL TENA	19	1918	17.0	21.0	1.1107	34 184 656	16	5 469 545	13.5
"U" PRICIPAL	39	1918	14.0	16.0	1.1070	61 648 524	17	10 480 249	18.4
TOTAL						<b>95.833.181</b>		<b>15.949.794</b>	<b>16,7</b>



CIB-ESPOL

## ANEXO 10

### RESUMEN DE RESERVAS DEL CAMPO ARMADILLO

CAMPOS: ARMADILLO NORTE, ARMADILLO CENTRO, ARMADILLO SUR									
PARAMETROS PETROFISICOS, DE FLUIDOS, PETROLEO IN SITU Y RESERVAS RECUPERABLES									
YACIMIENTO	Ho (pies)	AREA (acres)	POROSIDAD (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	N (BLS)	F.R. (%)	RESERVAS (BLS)	*API
BASAL TENA	19	4552	17.0	21.0	1,1107	81 130 634	16	12 980 901	13.5
"U" PRICIPAL	39	4552	14.0	16.0	1,107	146 310 784	17	24 620 122	18,4
TOTAL						<b>227.441.418</b>		<b>37.601.024</b>	<b>16,7</b>

## ANEXO 11

AREA ARMADILLO NORTE PREDICCIONES DE PRODUCCION				
RESERVAS TOTALES = 11.913.373 BBL VIDA UTIL CAMPO = 17 AÑOS AÑOS ESTABILIZACION = 1,68 AÑOS PROD. INICIAL CAMPO : 3.185 B/D NUMERO DE POZOS = 6 PROD. I. POR POZO = 531 B/D DECLINACION = 13,39 % PRODUC. ECONOMICA = 252 B/D AÑO DE INICIO DE PROD. = 2010				
AÑO	PRODUCCION DIARIA PROMEDIO (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	PORCENT. DE RESERVAS (%)
2010	3.185	1.162.422	1.162.422	9,76
2011	2.786	1.016.742	2.179.164	18,29
2012	2.436	889.320	3.068.484	25,76
2013	2.131	777.866	3.846.350	32,29
2014	1.864	680.381	4.526.731	38,00
2015	1.630	595.112	5.121.843	42,99
2016	1.426	520.530	5.642.373	47,36
2017	1.247	455.295	6.097.668	51,18
2018	1.091	398.235	6.495.904	54,53
2019	954	348.327	6.844.230	57,45
2020	835	304.673	7.148.903	60,01
2021	730	266.490	7.415.394	62,24
2022	639	233.092	7.648.486	64,20
2023	559	203.880	7.852.366	65,91
2024	489	178.329	8.030.695	67,41
2025	427	155.980	8.186.675	68,72
2026	374	136.432	8.323.107	69,86
2027	327	119.334	8.442.441	70,87
2028	286	104.378	8.546.819	71,74
2029	250	91.297	8.638.116	72,51

## ANEXO 12

<b>AREA ARMADILLO CENTRO PREDICCIONES DE PRODUCCION</b>				
RESERVAS TOTALES = 9.737.857 BBL VIDA UTIL CAMPO = 20 AÑOS AÑOS ESTABILIZACION = 2.03 AÑOS PROD. INICIAL CAMPO = 2.123 B/D NUMERO DE POZOS = 4 PROD. I. POR POZO = 531 B/D DECLINACION = 12,40 % PRODUC. ECONOMICA = 164 B/D				
AÑO	PRODUCCION DIARIA PROMEDIO (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	PORCENT. DE RESERVAS (%)
2010	2.123	774.948	774.948	7,96
2011	2.123	774.948	1.549.896	15,92
2012	1.875	684.549	2.234.445	22,95
2013	1.657	604.695	2.839.140	29,16
2014	1.463	534.156	3.373.296	34,64
2015	1.293	471.846	3.845.142	39,49
2016	1.142	416.804	4.261.946	43,77
2017	1.009	368.183	4.630.129	47,55
2018	891	325.234	4.955.363	50,89
2019	787	287.295	5.242.657	53,84
2020	695	253.781	5.496.438	56,44
2021	614	224.177	5.720.616	58,75
2022	543	198.026	5.918.642	60,78
2023	479	174.926	6.093.568	62,58
2024	423	154.521	6.248.089	64,16
2025	374	136.496	6.384.585	65,56
2026	330	120.573	6.505.158	66,80
2027	292	106.508	6.611.666	67,90
2028	258	94.084	6.705.750	68,86
2029	228	83.109	6.788.858	69,72

### ANEXO 13

<b>AREA ARMADILLO SUR</b> <b>PREDICCIONES DE PRODUCCION</b>				
RESERVAS TOTALES = 15.949.794 BBL VIDA UTIL CAMPO = 21 AÑOS AÑOS ESTABILIZACION = 2,23 AÑOS PROD. INICIAL CAMPO = 3.185 B/D NUMERO DE POZOS = 6 PROD. I. POR POZO = 531 B/D DECLINACION = 10,21 % PRODUC. ECONOMICA = 252 B/D				
AÑO	PRODUCCION DIARIA PROMEDIO (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	PORCENT. DE RESERVAS (%)
2010	3.185	1.162.422	1.162.422	7,29
2011	3.185	1.162.422	2.324.844	14,58
2012	2.876	1.049.558	3.374.402	21,16
2013	2.596	947.652	4.322.053	27,10
2014	2.344	855.640	5.177.693	32,46
2015	2.117	772.562	5.950.256	37,31
2016	1.911	697.551	6.647.807	41,68
2017	1.726	629.823	7.277.630	45,63
2018	1.558	568.671	7.846.300	49,19
2019	1.407	513.456	8.359.757	52,41
2020	1.270	463.602	8.823.359	55,32
2021	1.147	418.589	9.241.948	57,94
2022	1.035	377.947	9.619.895	60,31
2023	935	341.250	9.961.145	62,45
2024	844	308.117	10.269.262	64,38
2025	762	278.200	10.547.463	66,13
2026	688	251.189	10.798.651	67,70
2027	621	226.800	11.025.451	69,13
2028	561	204.779	11.230.230	70,41
2029	507	184.896	11.415.126	71,57



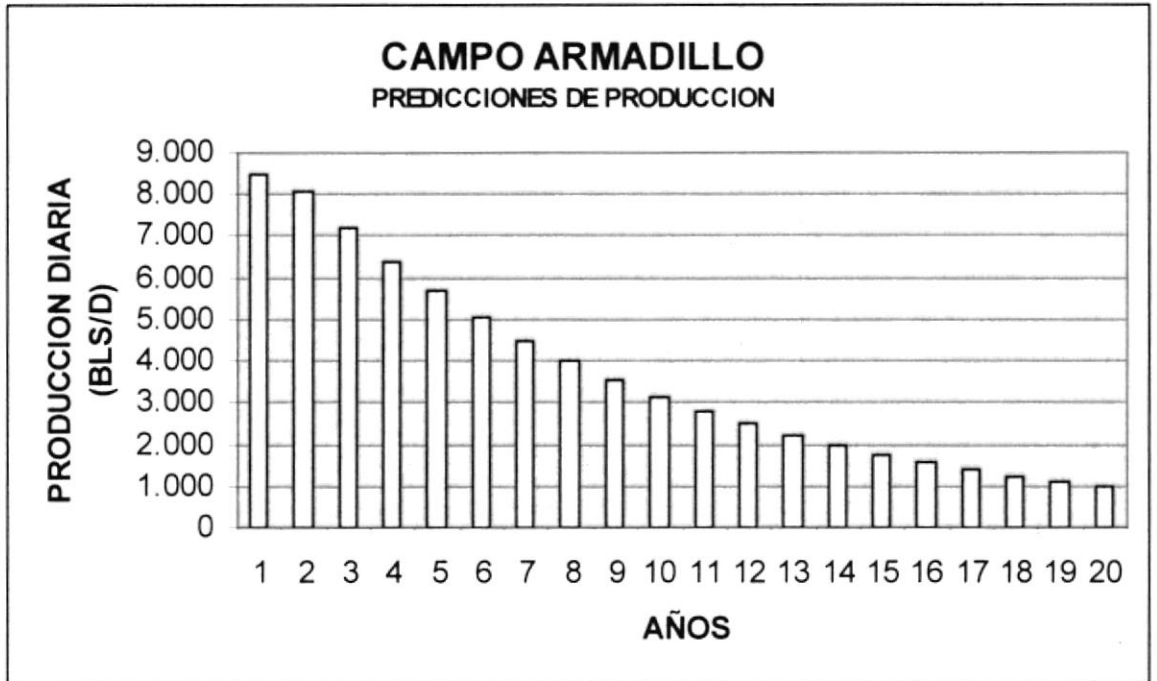
## ANEXO 14

### CAMPOS: ARMADILLO NORTE, ARMADILLO CENTRO, ARMADILLO SUR PREDICCIONES DE PRODUCCION

RESERVAS TOTALES	=	37.601.024	BBL
VIDA UTIL CAMPO	=	20	AÑOS
AÑOS ESTABILIZACION	=	2,0	AÑOS
PROD. INICIAL CAMPO	=	8.492,6	B/D
NUMERO DE POZOS	=	16	
PROD. I. POR POZO	=	531	B/D
DECLINACION	=	12,00	%
PRODUC. ECONOMICA	=	222,83	B/D

AÑO	PRODUCCION DIARIA PROMEDIO (B/D)	PRODUCCION ANUAL (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	PORCENT. DE RESERVAS (%)
2010	8.493	3.099.792	3.099.792	8,24
2011	8.093	2.954.112	6.053.905	16,10
2012	7.187	2.623.426	8.677.331	23,08
2013	6.384	2.330.213	11.007.543	29,27
2014	5.672	2.070.177	13.077.720	34,78
2015	5.040	1.839.520	14.917.241	39,67
2016	4.479	1.634.885	16.552.126	44,02
2017	3.982	1.453.301	18.005.427	47,89
2018	3.540	1.292.140	19.297.567	51,32
2019	3.148	1.149.078	20.446.644	54,38
2020	2.800	1.022.057	21.468.701	57,10
2021	2.491	909.256	22.377.957	59,51
2022	2.217	809.065	23.187.023	61,67
2023	1.973	720.057	23.907.080	63,58
2024	1.756	640.967	24.548.046	65,29
2025	1.563	570.676	25.118.722	66,80
2026	1.392	508.194	25.626.916	68,15
2027	1.240	452.642	26.079.558	69,36
2028	1.105	403.241	26.482.799	70,43
2029	984	359.302	26.842.100	71,39

## ANEXO 15



## ANEXO 16

### PERSONAL REQUERIDO PARA OPERAR EL CAMPO ARMADILLO

DESCRIPCION	ESCALA	TOTAL
PERSONAL TECNICO		
Jefe de Campo	22	1
Ing. de Petróleos	18	2
Ing. de Mantenimiento	18	2
Bodeguero	11	2
Tec. mant. de equipos	9	2
Tec. instrumentación	9	2
Téc. eléctrico	9	2
Mecánico	8	2
Operador de producción	8	6
Operador de oleoducto	8	6
Encargado de la estación	7	9
PERSONAL ADMINISTRATIVO		
Especialista Administrativo	15	1
Especialista Prot. Med. Amb.	15	1
Guardias de seguridad	7	6
TOTAL		44



**CIB-ESPOL**

## ANEXO 17

### CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES A REALIZARSE EN EL CAMPO ARMADILLO



## ANEXO 18

COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO EXPLORATORIO (VIA TERRESTRE)	
TRABAJO O SERVICIO	COSTO TOTAL (DOLARES)
- Preparación de la locación	180.000,000
- Transporte terrestre para abastecimiento de materiales.	60.000,000
- Transporte aéreo	100.000,000
- Movilización de equipo de perf.	100.000,000
- Montaje, desmont. y moviliz.	80.000,000
- Costo del equipo en operación (60 días)	600.000,000
- Brocas	70.000,000
- Lodo aditivos y químicos biodegradables	200.000,000
- Cementación materiales y serv.	150.000,000
- Combustibles	90.000,000
- Registros eléctricos y punzonamiento	180.000,000
- Pruebas de producción y completación	120.000,000
- Alquiler de herramientas especiales	150.000,000
- Toma de núcleos y análisis	90.000,000
- Muestreo de Fluidos y análisis	60.000,000
- Alimentación y gastos de campamento	50.000,000
- Tubería de revestimiento superficie	60.000,000
- Tubería de revestimiento de producción	110.000,000
- Tubería de producción	80.000,000
- materiales de completación	50.000,000
- Ensamble superficial	30.000,000
- Contingencias	261.000,000
	2.871.000,000

## ANEXO 19

COSTOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO DE AVANZADA O DESARROLLO DE 10.000 PIES DE PROFUNDIDAD	
TRABAJO O SERVICIO	COSTO TOTAL (DOLARES)
- Preparación de la locación	120.000
- Transporte terrestre para abastecimiento de materiales.	40.000
- Transporte aéreo	50.000
- Movilización de equipo de perf.	50.000
- Montaje, desmont. y moviliz.	60.000
- Costo del equipo en operación (45 días)	450.000
- Brocas	60.000
- Lodo aditivos y químicos	90.000
- Cementación materiales y serv.	100.000
- Combustibles	50.000
- Registros eléctricos y punzonamiento	100.000
- Pruebas de producción y completación	100.000
- Alquiler de herramientas especiales	50.000
- Alimentación y gastos de campamento	30.000
- Tubería de revestimiento superficie	60.000
- Tubería de revestimiento de producción	110.000
- Tubería de producción	80.000
- Materiales de completación	50.000
- Ensamble superficial	20.000
- Contingencias	167.000
<b>TOTAL</b>	<b>1.837.000</b>

## ANEXO 20

COSTOS ESTIMADOS DE LA ESTACION DE PRODUCCION EN ARMADILLO NORTE	
qi =	3.185 b/d      R =      11.913.373 BBL      N° de Pozos = 6
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- TANQUES DE PRODUCCION 1 tanque de lavado de 8.000 bls. 1 tanque de estabilización de 8.000 bls.	160.000 160.000
2.- SEPARADORES  1 separador de prueba de 1.000 bls. 2 separadores de producción de 5.000 bls.	  70.000 200.000
3.- MULTIPLES 2 múltiples	80.000
4.- CONTADORES DE FLUJO 2 contadores	240.000
5.- EQUIPOS CONTRA INCENDIOS	100.000
6.- ENERGIA ELECTRICA 2 Generadores 10 luminarias, material eléctrico e instl. Tableros de control	700.000 100.000 100.000
7.- TANQUES Y BOMBAS ADICIONALES 1 tanque de combustible de 300 bls. y bomba 1 tanque de agua de 300 bls y bomba Tanques y bombas de inyección de químicos	16.000 11.000 18.000
9.- VARIOS Comunicaciones Protección catódica de tanques Compresores de aire Adicionales para separadores Defensas para tanques Cerramientos de malla Bombas de sumideros Indemnización de terrenos ocupados	25.000 6.370 2.000 10.000 20.000 20.000 30.000 60.000
10.- CONTINGENCIAS	212.837
<b>T O T A L</b>	<b>2.341.207</b>

## ANEXO 21

COSTOS ESTIMADOS DE LA ESTACION DE PRODUCCION EN ARMADILLO CENTRO	
qi =	2.123 b/d    R =    9.737.850 BBL    N° de Pozos = 4
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- TANQUES DE PRODUCCION	
1 tanque de lavado de 7.000 bls.	140.000
1 tanque de estabilización de 7.000 bls.	140.000
2.- SEPARADORES	
1 separador de prueba de 1.000 bls.	70.000
2 separadores de producción de 5.000 bls.	200.000
3.- MULTIPLES	
1 múltiple	40.000
4.- CONTADORES DE FLUJO	
2 contadores	200.000
5.- EQUIPOS CONTRA INCENDIOS	80.000
6.- ENERGIA ELECTRICA	
2 <i>Generadores</i>	600.000
10 luminarias, material eléctrico e instl.	80.000
Tableros de control	80.000
7.- TANQUES Y BOMBAS ADICIONALES	
1 tanque de combustible de 1000 bls. y bomba	16.000
1 tanque de agua de 1000 bls y bomba	11.000
Tanques y bombas de inyección de quimicos	18.000
9.- VARIOS	
Comunicaciones	25.000
Protección catódica de tanques	4.246
Compresores de aire	2.000
Adicionales para separadores	10.000
Defensas para tanques	20.000
Cerramientos de malla	20.000
Bombas de sumideros	30.000
Indemnización de terrenos ocupados	40.000
10.- CONTINGENCIAS	182.625
<b>T O T A L</b>	<b>2.008.871</b>

## ANEXO 22

<b>COSTOS ESTIMADOS DE LA ESTACION DE PRODUCCION EN ARMADILLO SUR</b>			
<b>qi =</b>	<b>3.185 b/d</b>	<b>R =</b>	<b>15.949.794 BBL</b>
		<b>N° de Pozos =</b>	<b>6</b>
EQUIPOS Y MATERIALES			COSTO TOTAL (DOLARES)
1.-	TANQUES DE PRODUCCION		
	1 tanque de lavado de 8.000 bls.		160.000
	1 tanque de estabilización de 8.000 bls.		160.000
2.-	SEPARADORES		
	1 separador de prueba de 1.000 bls.		70.000
	2 separadores de producción de 5.000 bls.		200.000
3.-	MÚLTIPLES		
	2 múltiples		80.000
4.-	CONTADORES DE FLUJO		
	2 <i>contadores</i>		240.000
5.-	EQUIPOS CONTRA INCENDIOS		100.000
6.-	ENERGIA ELECTRICA		
	2 Generadores		700.000
	10 luminarias, material eléctrico e instl.		100.000
	Tableros de control		100.000
7.-	TANQUES Y BOMBAS ADICIONALES		
	1 tanque de combustible de 300 bls. y bomba		16.000
	1 tanque de agua de 300 bls y bomba		11.000
	Tanques y bombas de inyección de químicos		18.000
9.-	VARIOS		
	Comunicaciones		25.000
	Protección catódica de tanques		6.370
	Compresores de aire		2.000
	Adicionales para separadores		10.000
	Defensas para tanques		20.000
	Cerramientos de malla		20.000
	Bombas de sumideros		30.000
	Indemnización de terrenos ocupados		60.000
10.-	CONTINGENCIAS		212.837
<b>T O T A L</b>			<b>2.341.207</b>

## ANEXO 23

COSTOS ESTIMADOS DE LAS LINEAS DE LOS POZOS A LA ESTACION ARMADILLO NORTE	
qi = 3.185 b/d	R = 11.913.373 BBL
N° de Pozos	6
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- MOVIMIENTO DE TIERRAS 3.3 Km x 20.000 \$/km	66.000
2.- LINEAS DE FLUJO  - linea de 4"x 5,3 km x 17.4 \$/m	92.220
3.- TENDIDO DE LINEAS - Sobre bloques y marcos H  5. Km * 30 \$/m -Bajo tierra (.3km)	150.000 27.000
4.- MARCOS H Y BLOQUES - 60 marcos/Km x 5 Km x 200 \$/marco - 100 bloques/Km x 10 \$/bloque x 5 Km.	60.000 5.000
5.- VARIOS Válvulas y conexiones para 6 pozos Pruebas hidrostáticas para 6 pozos Indemnización terrenos ocupados	30.000 15.000 60.000
6.- CONTINGENCIAS	50.522
<b>T O T A L</b>	<b>555.742</b>



CIB-ESPOL

## ANEXO 24

COSTOS ESTIMADOS DE LAS LINEAS DE LOS POZOS A LA ESTACION ARMADILLO CENTRO					
qi =	2.123 b/d	R =	9.737.850 BBL	N° de Pozos	4
EQUIPOS Y MATERIALES					COSTO TOTAL (DOLARES)
1.-	MOVIMIENTO DE TIERRAS				34.000
	1.7 Km x 20.000 \$/km				
2.-	LINEAS DE FLUJO				40.020
	- linea de 4"x 2,3 km x 17.4 \$/m				
3.-	TENDIDO DE LINEAS				60.000
	- Sobre bloques y marcos H				
	2. Km * 30 \$/m				27.000
	-Bajo tierra (.3km)				
4.-	MARCOS H Y BLOQUES				24.000
	- 60 marcos/Km x 2 Km x 200 \$/marco				2.000
	- 100 bloques/Km x 10 \$/bloque x 2 Km.				
5.-	VARIOS				20.000
	Válvulas y conexiones para 4 pozos				10.000
	Pruebas hidrostáticas para 4 pozos				40.000
	Indemnización terrenos ocupados				25.702
6.-	CONTINGENCIAS				
<b>T O T A L</b>					<b>282.722</b>

## ANEXO 25

COSTOS ESTIMADOS DE LAS LINEAS DE LOS POZOS A LA ESTACION ARMADILLO SUR	
qi = 3.185 b/d	R = 15.949.794 BBL
N° de Pozos	6
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- MOVIMIENTO DE TIERRAS 3.7 Km x 20.000 \$/km	74.000
2.- LINEAS DE FLUJO  - líneas de 4"x 6.2km x 17.4 \$/m	107.880
3.- TENDIDO DE LINEAS  - Sobre bloques y marcos H  6. Km * 30 \$/m -Bajo tierra (.2km)	180.000 18.000
4.- MARCOS H Y BLOQUES - 60 marcos/Km x 6 Km x 200 \$/marco - 100 bloques/Km x 10 \$/bloque x 6 Km.	72.000 6.000
5.- VARIOS Válvulas y conexiones para 6 pozos Pruebas hidrostáticas para 6 pozos Indemnización terrenos ocupados	30.000 15.000 60.000
6.- CONTINGENCIAS	56.288
<b>T O T A L</b>	<b>619.168</b>

## ANEXO 26

COSTOS ESTIMADOS DEL OLEODUCTO SECUNDARIO Y BOMBEO DEL CRUDO DE ESTACION ARMADILLO NORTE - ESTACION ARMADILLO SUR - CONONACO	
EQUIPOS Y MATERIALES	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- MOVIMIENTO DE TIERRAS	
( 12 Km x 20.000 \$/Km) (Armadillo Norte a Armadillo Sur)	240.000
(7.3 Km x20.000 \$/Km) (Armadillo Sur a Estación Cononaco)	146.000
2.- TUBERIA	
- línea de 6" x 12 km x 26 \$/m (Armadillo Norte a Armadillo Sur)	312.000
- línea de 6" x 7.3 km x 26 \$/m (Armadillo Sur a Estación Cononaco)	189.800
3.- BLOQUES Y MARCOS H	
Bloques ( (12 +7.3) Km x 100 bloq/Km x 10 \$/bloque)	19.300
Marcos H ((12+7.3) Km x 60 marc/Km x 200 \$/marco)	231.600
4.- TENDIDO DE LINEAS	
En superficie sobre bloques y marcos H ((11.5+7,3) Km x 30 \$/m)	564.000
bajo tierra (0.5 km x 90\$/m)	45.000
5.- TANQUES Y BOMBAS	
1 Tanque de oleoducto en Armadillo Sur de 24.000 bls	480.000
1 Tanque de recepción en Cononaco de 24.000 bls	480.000
6 bombas de oleoducto (2 Ar.N, 2Ar.C, 2 Ar.S)	2.400.000
6.- PUENTES DE OLEODUCTO	
2 puentes para quebradas	100.000
7.- VARIOS	
2 trampas de raspadores (entrada/salida)	50.000
Indemnización terrenos ocupados	100.000
Prueba hidrostática	30.000
Muro de contención	60.000
Medidores de flujo Daniels	160.000
8.- CONTINGENCIAS	560.770
<b>T O T A L</b>	<b>6.168.470</b>

## ANEXO 27

### COSTOS ESTIMADOS DE OBRAS CIVILES EN EL CAMPO ARMADILLO

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL (DOLARES)
1.- EDIFICIO DE PRODUCCION	
Oficinas (1000 m2 x 700\$/m2)	700.000
Laboratorios (200m2 x 700 \$/m2)	140.000
2.- CAMPAMENTO	
3 dormitorios provisionales (20 m2 x 3 x 700 \$/m2)	42.000
22 dormitorios definitivos (24 m2 x 10 x 700 \$/m2)	168.000
Cocina (200 m2 x 500 \$/m2)	100.000
Comedor (200 m2 x 600 \$/m2)	120.000
Bar y adicionales (100 m2 x 500 \$/m2)	50.000
50 aires acondicionados	50.000
fosa séptica	10.000
Bodega de materiales (800 m2 x 200 \$/m2)	160.000
Mecánica (200 m2 x 200 \$/m2)	40.000
Salón de radio-electric. (40 m2 x 300 \$/m2)	12.000
1 fosa de verduras	10.000
3 casetas de guardia (5 m2 x 200 \$/m2)	3.000
Indemnización terrenos ocupados	50.000
3.- CONTINGENCIAS	110.000
<b>T O T A L</b>	<b>1.765.000</b>



## ANEXO 28

### INVERSIÓN TOTAL EN EL CAMPO ARMADILLO

RESERVAS RECUPERABLES		37 601 017 MM BLS				
N°	ACTIVIDAD	INVERSIONES DE EXPLORACION Y DESARROLLO			INVER DE PRODUCCION	TOTAL  (INVERSIONES (DOLARES))
		2007	2008	2009	2010	
1	ESTUDIO AMBIENTAL	50 000				50 000
2	PERFORACION DE POZOS					
	2 Pozos exploratorios	5 742 000				5 742 000
	13 pozos verticales	9 185 000	14 696 000			23 881 000
3	VIAS DE ACCESO					
	Carretero Armadillo Sur - Cononaco (7.3 Km)	1 095 000				1 095 000
	Vías a los pozos (8 Km)	900 000	300 000			1 200 000
4	FACILIDADES DE PRODUCCION					
	Estación Armadillo Norte		936 483	1 404 724		2 341 207
	Estación Armadillo Centro		803 548	1 205 322		2 008 871
	Estación Armadillo Sur		936 483	1 404 724		2 341 207
	16 Bombas sumergibles			3 200 000		3 200 000
	Perforación de 1 pozo reinyector				1 837 000	1 837 000
5	OBRAS CIVILES					
	Campamento, oficinas, laboratorio		1 235 500	529 500		1 765 000
6	LINEAS DE TRANSFERENCIA					
	De los pozos a estación Norte		555 742			555 742
	De los pozos a estación Centro		282 722			282 722
	De los pozos a estación Sur		619 168			619 168
	De est Arma N - est Arm Sur- Cononaco		6 168 470			6 168 470
7	PROTECC DEL MED AMBIEN	50 000	50 000	50 000	50 000	200 000
8	OTROS					
	Vehículos		25 000	25 000	50 000	100 000
<b>T O T A L</b>		<b>16 972 000</b>	<b>26 609 116</b>	<b>7 819 271</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>
					INVERSIONES DE PRODUCCION=	1 937 000
					PORCENTAJE (%) =	96,37
INVERSION UNITARIA POR BARRIL A PRODUCIRSE				1,76	Dol/barril	









## ANEXO 31

### DESCRIPCIÓN DE LOS GASTOS OPERACIONALES EN EL CAMPO ARMADILLO

DESCRIPCION	Año									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1. GASTOS DE ADMIN. GENERALES (PETROPROTECCIÓN)	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
2. COMISIONES DE INSPECCION TECNICO(JAN) PRIM NIVEL (20)	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
3. TRABAJADORES POR OBRA CERTA	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
4. ALIMENT. TECN. Y TRAB. O. CERTA	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
5. CONTRIBUCIONES SUP. EMPRESAS	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
6. DEPRECIAL. EQUIPOS DE OFICINA Y ED.	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
7. MOVILIZ. PERSONAL ADMINISTRATIVO	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
8. MISCELANEO	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700	21,700
<b>T O T A L</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>	<b>238,700</b>



CIB-ESPOL



## ANEXO 32

### RESUMEN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN EN EL CAMPO ARMADILLO

DESCRIPCION	A N O									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
COSTOS DIRECTOS	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506
COSTOS INDIRECTOS	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082	613 082
GASTOS OPERACIONALES	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700
<b>T O T A L (AÑO)</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>	<b>2 755 288</b>
PRÉFICCIÓN ANUAL (BLS)	3 181 366	3 181 366	2 805 861	2 474 679	2 182 586	1 924 970	1 697 761	1 497 371	1 320 632	1 164 755
COSTO DE OPERACI. UNITARIA (DB)	0 8661	0 8661	0 9820	1 1134	1 2624	1 4313	1 6229	1 8401	2 0863	2 3658

## ANEXO 32

DESCRIPCION	A									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
COSTOS DIRECTOS	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506	1 958 506
COSTOS INDIRECTOS	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082	503 082
COSTOS OPERACIONALES	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700	183 700
<b>T O T A L</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>	<b>2 645 288</b>
PRODUCCION ANUAL (BES)	1 027 276	906 034	799 084	704 766	621 581	548 214	483 507	426 436	376 104	331 772
COSTO DE OPERAC. UNITARIO (EM)	2 575,1	2 919,7	3 310,4	3 753,4	4 256,7	4 825,3	5 471,0	6 203,2	7 033,4	7 974,7



**CIB-ESPOL**

## ANEXO 33

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

#### INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 1)

RESERVAS (MM BBLs) =	37.60	PRECIO EXP REF 29°API =	20	PRODUC DIARIA INICIAL =	5.14
PORCENTAJE DE REGALIAS (%) =	18.5	N° DE POZOS =	16	AÑOS ESTABILIZACION =	2
PROD INICIAL POR POZO (b/d) =	7.7	VIDA UT PROY (AÑOS) =	20	DECLINACION (%) =	12.00
GRADO API =	16.70	AÑO DE INIC PROD =	2010	DIAS DE PROD AL AÑO =	365

AÑO	PRODUCCION		PRECIO CRUDO EXP (DLS/BBL)	REGALIAS 18.5 % (BBL)	INGRESOS REGALIAS (DLS)	ING REGAL ESTADO (DLS)	ING REGAL PETROECUAD (DLS)	PRODUCCION NETA (BBL)	INGRESOS BRUTOS (DLS)
	ANUAL (BBL)	API							
2007									
2008									
2009									
2010	3 579 036	16.70	16.80	662 122	11 124 966	9 125 162	1 999 806	2 916 914	49 009 995
2011	3 216 594	16.70	16.80	595 070	9 998 364	8 201 075	1 797 290	2 621 524	44 046 848
2012	2 669 285	16.70	16.80	493 818	8 297 125	6 805 648	1 491 478	2 175 467	36 552 201
2013	2 347 766	16.70	16.80	434 337	7 297 725	5 985 898	1 311 827	1 913 429	32 149 439
2014	2 044 082	16.70	16.80	378 155	6 353 763	5 211 621	1 142 142	1 665 927	27 990 903
2015	1 781 451	16.70	16.80	329 568	5 537 409	4 542 013	995 396	1 451 883	24 394 531
2016	1 554 089	16.70	16.80	287 506	4 830 684	3 962 328	868 356	1 266 583	21 281 120
2017	1 357 057	16.70	16.80	251 056	4 218 235	3 459 972	758 263	1 106 001	18 583 036
2018	1 186 134	16.70	16.80	219 435	3 686 943	3 024 184	662 759	966 699	16 242 480
2019	1 037 709	16.70	16.80	191 976	3 225 584	2 645 758	579 826	845 733	14 210 003
2020	908 690	16.70	16.80	168 108	2 824 545	2 316 809	507 736	740 582	12 443 265
2021	796 428	16.70	16.80	147 339	2 475 593	2 030 584	445 009	649 089	10 905 990
2022	698 650	16.70	16.80	129 250	2 171 663	1 781 288	390 375	569 400	9 567 055
2023	613 404	16.70	16.80	113 480	1 906 687	1 563 944	342 743	499 924	8 399 727
2024	539 011	16.70	16.80	99 717	1 675 446	1 374 270	301 175	439 294	7 361 017
2025	474 029	16.70	16.80	87 695	1 473 458	1 208 591	264 866	386 334	6 491 178
2026	417 214	16.70	16.80	77 185	1 296 855	1 063 735	233 121	340 029	5 713 174
2027	367 494	16.70	16.80	67 986	1 142 307	936 968	205 339	299 508	5 032 327
2028	323 944	16.70	16.80	59 930	1 006 938	825 932	181 005	264 014	4 435 969
2029	285 764	16.70	16.80	52 866	888 260	728 588	159 672	232 898	3 913 146
<b>TOTAL</b>	<b>26 197 831</b>	<b>16.70</b>	<b>16.80</b>	<b>4 846 599</b>	<b>81 432 552</b>	<b>66 794 370</b>	<b>14 638 182</b>	<b>21 351 232</b>	<b>358 743 405</b>

V.P.B. (alt 1) 712 025 351

## ANEXO 34

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 1)

COSTO UNIT DE TRANSP = 0.5 DLS/BBL										
COSTO UNIT DE COMERCIALIZ = 0.05 DLS/BBL										
AÑO	INVERSIONES DESARROLLO (DLS)	INVERSIONES PRODUCCION (DLS)	INVERSIONES TOTALES (DLS)	AMORTIZACION INV DESARR (DLS)	AMORTIZACION INV PRODUC (DLS)	AMORTIZACION TOTAL (DLS)	COSTOS DE OPERACION (DLS)	COSTOS DE PRODUCCION (DLS)	COSTOS DE TRANS Y COM	COSTO TOTAL (DLS)
2 007	16 972 000		16 972 000							
2 008	26 609 116		26 609 116							
2 009	7 819 271		7 819 271							
2 010		1 937 000	1 937 000	10 280 077		10 280 077	2 755 288	13 035 385	1 968 470	15 003 835
2 011			0	10 280 077	344 175	10 624 252	2 755 288	13 379 540	1 769 127	15 148 667
2 012				10 280 077	285 613	10 565 690	2 755 288	13 320 978	1 468 107	14 789 085
2 013				10 280 077	251 210	10 531 288	2 755 288	13 286 576	1 291 271	14 577 847
2 014				10 280 077	218 716	10 498 793	2 755 288	13 254 081	1 124 245	14 378 327
2 015				0	190 615	190 615	2 755 288	2 945 903	979 798	3 925 701
2 016					166 287	166 287	2 755 288	2 921 575	854 749	3 776 324
2 017					145 205	145 205	2 755 288	2 900 493	746 381	3 646 874
2 018					126 916	126 916	2 755 288	2 882 204	652 374	3 534 578
2 019					111 035	111 035	2 755 288	2 866 323	570 740	3 437 062
2 020					97 230	97 230	2 645 288	2 742 518	499 780	3 242 297
2 021							2 645 288	2 645 288	438 035	3 083 323
2 022							2 645 288	2 645 288	384 258	3 029 546
2 023							2 645 288	2 645 288	337 372	2 982 660
2 024							2 645 288	2 645 288	296 456	2 941 744
2 025							2 645 288	2 645 288	260 716	2 906 004
2 026							2 645 288	2 645 288	229 468	2 874 756
2 027							2 645 288	2 645 288	202 122	2 847 410
2 028							2 645 288	2 645 288	178 169	2 823 457
2 029							2 645 288	2 645 288	157 170	2 802 458
<b>TOTAL</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>54 005 760</b>	<b>107 343 147</b>	<b>14 408 807</b>	<b>121 751 954</b>



## ANEXO 36

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO	=	37,6 MM BBL
GRAVEDAD DEL PETROLEO	=	16,7 °API
VIDA UTIL DEL CAMPO	=	20 AÑOS
PRODUCCION ACUMULADA	=	26.197.831,0 MM BBL
COSTO PROMEDIO DE OPERACION	=	2,06 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE PRODUCCION	=	4.10 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE TRANSPORTE	=	0,50 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE COMERCIALIZACION	=	0,05 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO TOTAL	=	4,65 DLS/BBL
PRECIO PROMEDIO EXPORTACION	=	16,80 DLS/BBL
NUMERO INICIAL DE POZOS	=	16
PORCENTAJE DE REGALIAS	=	18,5 %



CIB-ESPOL

## ANEXO 36

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

INVERSIONES DE DESARROLLO	=	51.400.387 DLS
INVERSIONES DE PRODUCCION	=	1.937.000 DLS
INVERSIONES TOTALES	=	53.337.387 DLS
COSTOS DE OPERACION	=	54.005.760 DLS
COSTOS DE PRODUCCION	=	107.343.147 DLS
COSTOS DE TRANSPORTE	=	13.098.916 DLS
COSTOS DE COMERCIALIZACION	=	1.309.892 DLS
COSTOS TOTALES	=	121.751.954 DLS
UTILIDADES	=	304.015.196 DLS
TASA INTERNA DE RETORNO	=	56,0 %
VALOR ACTUAL NETO (AL 10%)	=	167.681.951 DLS
TASA DE ACTUALIZACION	=	10 %
RELACION BENEFICIO - COSTO	=	2,96

## ANEXO 37

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

#### INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 2)

RESERVAS (MM BBLs) =	37.60	PRECIO EXP. REF 29° API =	21	PRODUC. DIARIA INICIAL =	8.114
PORCENTAJE DE REGALÍAS (%) =	18.5	N° DE POZOS =	16	AÑOS ESTABILIZACIÓN =	2
PROD. INICIAL POR POZO (b/d) =	11	VIDA UT. PROY (AÑOS) =	20	DECLINACIÓN (%) =	12.00
GRADO API =	16.70	AÑO DE INIC. PROD. =	2010	DIAS DE PROD. AL AÑO =	365

AÑO	PRODUCCION		PRECIO CRUDO EXP (DLS/BL)	REGALIAS 18.5 % (BBL)	INGRESOS REGALIAS (DLS)	ING. REGAL ESTADO (DLS)	ING. REGAL PETROECUAD (DLS)	PRODUCCION NETA (BBL)	INGRESOS BRUTOS (DLS)
	ANUAL (BBL)	*API							
2007									
2008									
2009									
2010	3 579 036	16.70	21.00	662 122	13 906 210	11 489 218	2 416 992	2 916 914	61 262 493
2011	3 216 594	16.70	21.00	595 070	12 497 955	10 325 727	2 172 228	2 621 524	55 058 560
2012	2 669 285	16.70	21.00	493 818	10 371 407	8 568 787	1 802 620	2 175 467	45 690 251
2013	2 347 766	16.70	21.00	434 337	9 122 157	7 536 665	1 585 492	1 913 429	40 186 799
2014	2 044 082	16.70	21.00	378 155	7 942 204	6 561 796	1 380 408	1 665 927	34 988 628
2015	1 781 451	16.70	21.00	329 568	6 921 761	5 718 713	1 203 048	1 451 883	30 493 164
2016	1 554 089	16.70	21.00	287 506	6 038 355	4 988 848	1 049 506	1 266 583	26 601 400
2017	1 357 057	16.70	21.00	251 056	5 272 794	4 356 347	916 447	1 106 001	23 228 796
2018	1 186 134	16.70	21.00	219 435	4 608 679	3 807 660	801 019	966 699	20 303 100
2019	1 037 709	16.70	21.00	191 976	4 031 979	3 331 194	700 785	845 733	17 762 504
2020	908 690	16.70	21.00	168 108	3 530 681	2 917 025	613 656	740 582	15 554 081
2021	796 428	16.70	21.00	147 339	3 094 491	2 556 648	537 843	649 089	13 632 488
2022	698 650	16.70	21.00	129 250	2 714 578	2 242 766	471 812	569 400	11 958 818
2023	613 404	16.70	21.00	113 480	2 383 358	1 969 115	414 244	499 924	10 499 659
2024	539 011	16.70	21.00	99 717	2 094 307	1 730 302	364 005	439 294	9 226 271
2025	474 029	16.70	21.00	87 695	1 841 822	1 521 701	320 121	386 334	8 113 972
2026	417 214	16.70	21.00	77 185	1 621 069	1 339 317	281 753	340 029	7 141 468
2027	367 494	16.70	21.00	67 986	1 427 884	1 179 708	248 176	299 508	6 290 409
2028	323 944	16.70	21.00	59 930	1 258 672	1 039 907	218 766	264 014	5 544 962
2029	285 764	16.70	21.00	52 866	1 110 325	917 343	192 982	232 898	4 891 433
<b>TOTAL</b>	<b>26 197 831</b>	<b>16.70</b>	<b>21.00</b>	<b>4 846 599</b>	<b>101 790 690</b>	<b>84 098 787</b>	<b>17 691 903</b>	<b>21 351 232</b>	<b>448 429 256</b>

V.P.B. - 01/10/11

266 012 114

## ANEXO 38

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

#### COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 2)

COSTO UNIT DE TRANSP = 0,5 DLS/BBL										
COSTO UNIT DE COMERCIALIZ = 0,05 DLS/BBL										
AÑO	INVERSIONES DESARROLLO (DLS)	INVERSIONES PRODUCCION (DLS)	INVERSIONES TOTALES (DLS)	AMORTIZACION INV DESARR (DLS)	AMORTIZACION INV PRODUC (DLS)	AMORTIZACION TOTAL (DLS)	COSTOS DE OPERACION (DLS)	COSTOS DE PRODUCCION (DLS)	COSTOS DE TRANS Y COM	COSTO TOTAL (DLS)
2 007	16 972 000		16 972 000							
2 008	26 609 116		26 609 116							
2 009	7 819 271		7 819 271							
2 010		1 937 000	1 937 000	10 280 077		10 280 077	2 755 288	13 035 365	1 968 470	15 003 835
2 011				10 280 077	344 175	10 624 252	2 755 288	13 379 540	1 769 127	15 148 667
2 012				10 280 077	285 613	10 565 690	2 755 288	13 320 978	1 468 107	14 789 085
2 013				10 280 077	251 210	10 531 288	2 755 288	13 286 576	1 291 271	14 577 847
2 014				10 280 077	218 716	10 498 793	2 755 288	13 254 081	1 124 245	14 378 327
2 015					190 615	190 615	2 755 288	2 945 903	979 798	3 925 701
2 016					166 287	166 287	2 755 288	2 921 575	854 749	3 776 324
2 017					145 205	145 205	2 755 288	2 900 493	746 381	3 646 874
2 018					126 916	126 916	2 755 288	2 882 204	652 374	3 534 578
2 019					111 035	111 035	2 755 288	2 866 323	570 740	3 437 062
2 020					97 230	97 230	2 645 288	2 742 519	499 780	3 242 297
2 021							2 645 288	2 645 288	438 035	3 083 323
2 022							2 645 288	2 645 288	384 258	3 029 546
2 023							2 645 288	2 645 288	337 372	2 982 660
2 024							2 645 288	2 645 288	296 456	2 941 744
2 025							2 645 288	2 645 288	260 716	2 906 004
2 026							2 645 288	2 645 288	229 468	2 874 756
2 027							2 645 288	2 645 288	202 122	2 847 410
2 028							2 645 288	2 645 288	178 169	2 823 457
2 029							2 645 288	2 645 288	157 170	2 802 458
<b>TOTAL</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>54 005 760</b>	<b>107 343 147</b>	<b>14 408 807</b>	<b>121 751 954</b>

**ANEXO 39**

**ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO**

**FLUJO DE FONDOS (ALTERNATIVA 2)**

AÑO	SALDO RESULTANTE (DLS)	LEY 10 (DLS)	LEY 40 (DLS)	TOTAL IMPS (DLS)	INGRESOS DESP IMP (DLS)	UTILIDADES PROYECTO (DLS)	FLUJO DE FONDOS (DLS)
2 007							-43 581 116
2 008							-7 819 271
2 009							66 539 476
2 010	46 258 658	178 952	1 789 518	1 968 470	44 290 189	58 196 399	61 262 974
2 011	39 909 894	160 830	1 608 297	1 769 127	38 140 767	50 638 722	50 370 157
2 012	30 901 167	133 464	1 334 643	1 468 107	29 433 060	39 804 467	43 971 125
2 013	25 608 952	117 388	1 173 883	1 291 271	24 317 681	33 439 837	37 927 054
2 014	20 610 302	102 204	1 022 041	1 124 245	19 486 057	27 428 261	32 700 041
2 015	26 567 463	89 073	890 726	979 798	25 587 665	32 509 426	28 174 968
2 016	22 825 076	77 704	777 045	854 749	21 970 327	28 008 681	24 253 539
2 017	19 581 922	67 853	678 529	746 381	18 835 540	24 108 334	20 861 744
2 018	16 768 522	59 307	593 067	652 374	16 116 149	20 724 828	17 897 715
2 019	14 325 441	51 885	518 855	570 740	13 754 701	17 786 681	15 439 915
2 020	12 311 784	45 435	454 345	499 780	11 812 004	15 342 685	13 205 620
2 021	10 549 165	39 821	398 214	438 035	10 111 129	13 205 620	11 259 594
2 022	8 929 273	34 933	349 325	384 258	8 545 015	11 259 594	9 562 985
2 023	7 516 999	30 670	306 702	337 372	7 179 627	9 562 985	8 082 378
2 024	6 284 527	26 951	269 506	296 456	5 988 071	8 082 378	6 789 074
2 025	5 207 968	23 701	237 015	260 716	4 947 252	6 789 074	5 658 314
2 026	4 266 712	20 861	208 607	229 468	4 037 244	5 658 314	4 668 761
2 027	3 442 999	18 375	183 747	202 122	3 240 877	4 668 761	3 802 007
2 028	2 721 504	16 197	161 972	178 169	2 543 335	3 802 007	3 042 130
2 029	2 088 975	14 288	142 882	157 170	1 931 805	3 042 130	
<b>TOTAL</b>	<b>326 677 302</b>	<b>1 309 892</b>	<b>13 098 916</b>	<b>14 408 807</b>	<b>312 268 495</b>	<b>414 059 185</b>	<b>414 059 185</b>
							69 6
							232 965 986



CIB-ESPOL

## ANEXO 40

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO	=	37,6 MM BBL
GRAVEDAD DEL PETROLEO	=	16,7 °API
VIDA UTIL DEL CAMPO	=	20 AÑOS
PRODUCCION ACUMULADA	=	26.197.831,0 MM BBL
COSTO PROMEDIO DE OPERACION	=	2,06 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE PRODUCCION	=	4,10 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE TRANSPORTE	=	0,50 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE COMERCIALIZACION	=	0,05 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO TOTAL	=	4,65 DLS/BBL
PRECIO PROMEDIO EXPORTACION	=	21,00 DLS/BBL
NUMERO INICIAL DE POZOS	=	16
PORCENTAJE DE REGALIAS	=	18,5 %

## ANEXO 40

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

INVERSIONES DE DESARROLLO	=	51.400.387 DLS
INVERSIONES DE PRODUCCION	=	1.937.000 DLS
INVERSIONES TOTALES	=	53.337.387 DLS
COSTOS DE OPERACION	=	54.005.760 DLS
COSTOS DE PRODUCCION	=	107.343.147 DLS
COSTOS DE TRANSPORTE	=	13.098.916 DLS
COSTOS DE COMERCIALIZACION	=	1.309.892 DLS
COSTOS TOTALES	=	121.751.954 DLS
UTILIDADES	=	414.059.185 DLS
TASA INTERNA DE RETORNO	=	69,6 %
VALOR ACTUAL NETO (AL 10%)	=	232.965.986 DLS
TASA DE ACTUALIZACION	=	10 %
RELACION BENEFICIO - COSTO	=	3,70

## ANEXO 41

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

#### INGRESOS BRUTOS (ALTERNATIVA 3)

RESERVAS (MM BBLs) =	37.60	PRECIO EXP REF 29*API =	35	PRODUC DIARIA INICIAL =	8.19%				
PORCENTAJE DE REGALIAS (%) =	18.5	N° DE POZOS =	16	AÑOS ESTABILIZACION =	2				
PROD INICIAL POR POZO (b/d) =	11	VIDA UT PROY (AÑOS) =	20	DECLINACION (%) =	12.00				
GRADO API =	16.70	AÑO DE INIC PROD =	2010	DIAS DE PROD AL AÑO =	365				
AÑO	PRODUCCION ANUAL (BBL)	*API	PRECIO CRUDO EXP (DLS\$BBL)	REGALIAS 18.5% (BBL)	INGRESOS REGALIAS (DLS)	ING REGAL ESTADO (DLS)	ING REGAL PETROECUAD (DLS)	PRODUCCION NETA (BBL)	INGRESOS BRUTOS (DLS)
2007									
2008									
2009									
2010	3 579 036	16.70	29.40	662 122	19 468 694	16 217 329	3 251 365	2 916 914	85 767 491
2011	3 216 594	16.70	29.40	595 070	17 497 138	14 575 032	2 922 106	2 621 524	77 081 984
2012	2 669 285	16.70	29.40	493 818	14 519 969	12 095 065	2 424 904	2 175 467	63 966 352
2013	2 347 766	16.70	29.40	434 337	12 771 019	10 638 198	2 132 821	1 913 429	56 261 518
2014	2 044 082	16.70	29.40	378 155	11 119 086	9 262 145	1 856 940	1 665 927	48 984 080
2015	1 781 451	16.70	29.40	329 568	9 690 465	8 072 111	1 618 354	1 451 883	42 690 429
2016	1 554 089	16.70	29.40	287 506	8 453 696	7 041 889	1 411 808	1 266 583	37 241 960
2017	1 357 057	16.70	29.40	251 056	7 381 912	6 149 097	1 232 815	1 106 001	32 520 314
2018	1 186 134	16.70	29.40	219 435	6 452 151	5 374 611	1 077 540	966 699	28 424 340
2019	1 037 709	16.70	29.40	191 976	5 644 771	4 702 067	942 704	845 733	24 867 505
2020	908 690	16.70	29.40	168 108	4 942 953	4 117 456	825 497	740 582	21 775 713
2021	796 428	16.70	29.40	147 339	4 332 288	3 608 775	723 513	649 089	19 085 483
2022	698 650	16.70	29.40	129 250	3 800 410	3 165 723	634 687	569 400	16 742 346
2023	613 404	16.70	29.40	113 480	3 336 702	2 779 456	557 245	499 924	14 699 523
2024	539 011	16.70	29.40	99 717	2 932 030	2 442 367	489 663	439 294	12 916 780
2025	474 029	16.70	29.40	87 695	2 578 551	2 147 920	430 630	386 334	11 359 561
2026	417 214	16.70	29.40	77 185	2 269 497	1 890 480	379 017	340 029	9 998 055
2027	367 494	16.70	29.40	67 986	1 999 038	1 665 189	333 849	299 508	8 806 572
2028	323 944	16.70	29.40	59 930	1 762 141	1 467 855	294 286	264 014	7 762 946
2029	285 764	16.70	29.40	52 866	1 554 455	1 294 854	259 601	232 898	6 848 006
<b>TOTAL</b>	<b>26 197 831</b>	<b>16.70</b>	<b>29.40</b>	<b>4 846 599</b>	<b>142 506 966</b>	<b>118 707 622</b>	<b>23 799 344</b>	<b>21 351 232</b>	<b>627 800 958</b>
							V.P.B. = 10		172 445 327

## ANEXO 42

### ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO COSTO TOTAL (ALTERNATIVA 3)

COSTO UNIT DE TRANSP = 0.5 DLS/BBL										
COSTO UNIT DE COMERCIALIZ = 0.05 DLS/BBL										
AÑO	INVERSIONES DESARROLLO (DLS)	INVERSIONES PRODUCCION (DLS)	INVERSIONES TOTALES (DLS)	AMORTIZACION INV DESARR (DLS)	AMORTIZACION INV PRODUC (DLS)	AMORTIZACION TOTAL (DLS)	COSTOS DE OPERACION (DLS)	COSTOS DE PRODUCCION (DLS)	COSTOS DE TRANS Y COM (DLS)	COSTO TOTAL (DLS)
2 007	16 972 000		16 972 000							
2 008	26 609 116		26 609 116							
2 009	7 819 271		7 819 271							
2 010		1 937 000	1 937 000	10 280 077		10 280 077	2 755 288	13 035 365	1 968 470	15 003 835
2 011			0	10 280 077	344 175	10 624 252	2 755 288	13 379 540	1 769 127	15 148 867
2 012				10 280 077	285 613	10 565 690	2 755 288	13 320 978	1 468 107	14 789 085
2 013				10 280 077	251 210	10 531 288	2 755 288	13 286 576	1 291 271	14 577 847
2 014				10 280 077	218 716	10 498 793	2 755 288	13 254 081	1 124 245	14 378 327
2 015				0	190 615	190 615	2 755 288	2 945 903	979 798	3 925 701
2 016					166 287	166 287	2 755 288	2 921 575	854 749	3 776 324
2 017					145 205	145 205	2 755 288	2 900 493	746 381	3 646 874
2 018					126 916	126 916	2 755 288	2 882 204	652 374	3 534 578
2 019					111 035	111 035	2 755 288	2 866 323	570 740	3 437 062
2 020					97 230	97 230	2 645 288	2 742 518	499 780	3 242 297
2 021							2 645 288	2 645 288	438 035	3 083 323
2 022							2 645 288	2 645 288	384 258	3 029 546
2 023							2 645 288	2 645 288	337 372	2 982 660
2 024							2 645 288	2 645 288	296 456	2 941 744
2 025							2 645 288	2 645 288	260 716	2 906 004
2 026							2 645 288	2 645 288	229 468	2 874 756
2 027							2 645 288	2 645 288	202 122	2 847 410
2 028							2 645 288	2 645 288	178 169	2 823 457
2 029							2 645 288	2 645 288	157 170	2 802 458
<b>TOTAL</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>51 400 387</b>	<b>1 937 000</b>	<b>53 337 387</b>	<b>54 005 760</b>	<b>107 343 147</b>	<b>14 408 807</b>	<b>121 751 954</b>



**CIB-ESPOL**



## ANEXO 44

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO	=	37,6 MM BBL
GRAVEDAD DEL PETROLEO	=	16,7 °API
VIDA UTIL DEL CAMPO	=	20 AÑOS
PRODUCCION ACUMULADA	=	26.197.831,0 MM BBL
COSTO PROMEDIO DE OPERACION	=	2,06 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE PRODUCCION	=	4,10 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE TRANSPORTE	=	0,50 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO DE COMERCIALIZACION	=	0,05 DLS/BBL
COSTO PROMEDIO TOTAL	=	4,65 DLS/BBL
PRECIO PROMEDIO EXPORTACION	=	29,40 DLS/BBL
NUMERO INICIAL DE POZOS	=	16
PORCENTAJE DE REGALIAS	=	18,5 %

#### ANEXO 44

### RESUMEN DEL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL CAMPO ARMADILLO

INVERSIONES DE DESARROLLO	=	51.400.387 DLS
INVERSIONES DE PRODUCCION	=	1.937.000 DLS
INVERSIONES TOTALES	=	53.337.387 DLS
COSTOS DE OPERACION	=	54.005.760 DLS
COSTOS DE PRODUCCION	=	107.343.147 DLS
COSTOS DE TRANSPORTE	=	13.098.916 DLS
COSTOS DE COMERCIALIZACION	=	1.309.892 DLS
COSTOS TOTALES	=	121.751.954 DLS
UTILIDADES	=	634.147.163 DLS
TASA INTERNA DE RETORNO	=	93.2 %
VALOR ACTUAL NETO (AL 10%)	=	363.534.056 DLS
TASA DE ACTUALIZACION	=	10 %
RELACION BENEFICIO - COSTO	=	5,18

## GLOSARIO



CIB-ESPOL

**Análisis costo-beneficio.** Técnica que intenta destacar y avalar los costos y beneficios sociales de proyectos de inversión para auxiliar a decidir si deben o no ser realizados.

**Aceite In Situ (OIP Oil in Place).** La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**Acuífero (Aquifer).** Una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión. Para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitará estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**Amortización.** Amortizar es el proceso de cancelar una deuda con sus intereses por medio de pagos periódicos.

**Barriles por día.** En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

**Biodegradable.** Material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.

**Costos directos.** Son aquellos cuya incidencia monetaria en un producto o en una orden de trabajo puede establecerse con precisión (materia prima, jornales, etc.)

**Costos indirectos.** Son aquellos que no pueden asignarse con precisión por lo tanto se necesita de una base de prorrateo (seguros, lubricantes)

**Exploración.** Actividad que permite detectar la posibilidad de descubrir una formación con características de contener hidrocarburos; así como el delimitar la extensión del yacimiento.

**Factor Volumétrico (Bo).** Establece la relación entre el volumen de petróleo extraído, en condiciones de reservorio y el volumen obtenido en condiciones de tanque.

**Gastos de operación (GO).** Incluyen todos los gastos corporativos en los que se incurre en las transacciones de un negocio. Dichos gastos son deducibles a impuestos para las empresas. Para las alternativas de ingeniería económica, los costos como el COA (costo anual de operación) son aplicables a este caso.

**Gravedad API.** La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

**Hidrocarburo.** Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

**Ingreso Bruto (IB).** Es el ingreso total proveniente de fuentes que producen entradas en una corporación, incluyendo cualquier ingreso de otras fuentes como serían ventas de activos, regalías y permisos.

**Inversiones.** Representan colocaciones de dinero sobre los cuales una empresa espera obtener algún rendimiento a futuro, ya sea por realización de un interés, dividendos o mediante la venta a un mayor valor a su costo de adquisición.

**Medio ambiente.** Conjunto de elementos naturales, artificiales o inducidos por el hombre, físicos, químicos y biológicos, que propician la sobrevivencia, transformación y desarrollo de los organismos vivos.

**Operador.** Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

**Perforación.** Confirmación de que una formación tenga petróleo se obtiene con los resultados de la perforación, con los pozos exploratorios se cumple este objetivo.

**Permeabilidad.** Es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Para ser permeable, un material



CIB-ESPOL

debe ser poroso, esto es debe contener espacios vacíos o poros para que le permitan absorber fluido

**Periodo de recuperación de la inversión.** Mide el número de años requeridos para recuperar el "capital" invertido en el proyecto.

**Petróleo.** Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, *petra*.

**Petróleo crudo.** Mezcla natural formada principalmente por hidrocarburos que existen en estado líquido en reservas subterráneas naturales y que es recuperable en forma líquida en condiciones atmosféricas de presión y temperaturas normales.

**Porosidad Efectiva.** Es el porcentaje de poros conectados entre sí que permiten la circulación del fluido

**Pozo.** Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**Pozo de avanzada.** Verifican los límites del yacimiento

**Pozo de desarrollo.** Permiten extraer el petróleo con el propósito de tener una declinación de la presión en el yacimiento lo más uniforme posible

**Pozo seco.** Un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

**ppm.** Partes por millón

**Producción de Petróleo.** El petróleo se encuentra por debajo de la superficie de la tierra, y se ubica mediante la Exploración, incluyendo la perforación de pozos exploratorios que confirman si hay o no hay petróleo en un lugar. Luego, el pozo exploratorio sirve de primer pozo de producción, luego de hacerle varios arreglos para que pueda producir petróleo durante muchos años, sin contaminar el agua y subsuelo, y de acuerdo con las autorizaciones que correspondan. En algunos casos, hay suficiente presión interna como para que el petróleo salga solo del yacimiento. En otros casos, hay que utilizar una bomba para sacarlo.

**Proyecto de Inversión.** Es una unidad de inversión que tiene una magnitud y autonomía tales que por si misma puede ser objeto de análisis financiero y, eventualmente, de otros tipos de análisis.

**Reservas posibles.** Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.

**Reservas probables.** Estimado de las reservas de aceite y/o gas en base a estructuras penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**Reservas probadas.** La cantidad de aceite y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Reservas recuperables.** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**Retorta.** Vasija de cuello largo encorvado que sirve para realizar diversas operaciones químicas.



**CIB-ESPOL**

**Saturación.** Cada uno de los fluidos está presente en un punto del yacimiento en determinada proporción respecto al volumen total de los poros. A este valor porcentual se lo denomina saturación del fluido  $S_w$ ,  $S_g$  y  $S_o$

**Tasa Interna de Retorno (TIR).** Es aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor actual de un flujo de beneficios netos, en donde el beneficio al año cero sea exactamente igual a cero.

**VAN o VPN.** Es un procedimiento que permite calcular el valor presente, de ahí su nombre, de un determinado número de flujos de cajas futuros.

Viscosidad. Pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Yacimiento.** Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior

## BIBLIOGRAFÍA



1. AMORES Luis, Evaluación del Análisis Técnico-Económico del Área Armadillo, Petroproducción, Quito-Ecuador, 1996
2. FONTAINE Ernesto, Evaluación Social de Proyectos, 12<sup>ava</sup> Edición, Bogotá – Colombia, p. 69-76, 81-89, 92-96, 2002
3. GUERRERO Olga, Esquema Geológico y Cálculo de Reservas, Petroproducción, Quito-Ecuador, 1995
4. INGENIERÍA DEL SOFTWARE, Un Enfoque Práctico, 4<sup>ta</sup> Edición, p. 135-155
5. LELAND Blank. & TARQUIN Anthony, Ingeniería Económica, Quinta Edición, México, p. 586, 2004
6. PAZMIÑO Jorge, Sistemas para Diseñar Instalaciones Superficiales de Producción, Tomo 1, Primera Edición, Ecuador, p. 1-20, 1993

7. PETROPRODUCCIÓN, Estudio de Ingeniería de Yacimientos, Campo Armadillo. Quito-Ecuador, 2004
8. PETROPRODUCCIÓN, Informe de Comisión, Quito-Ecuador, 1995
9. PETROPRODUCCIÓN, Informe Geológico Final del Pozo Exploratorio Armadillo-1, Quito-Ecuador, 1994
10. PETROPRODUCCIÓN, Plan de Desarrollo del Pozo Armadillo-1, Quito-Ecuador, 1995
11. T.E.W. Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, 1ra Edición, México, p. 19-40, 54-61, 414-418, 1987
12. VARGAS Joaquín, Recomendación para la Perforación del Pozo Exploratorio Armadillo Sur-1, Petroproducción, Quito-Ecuador, 1995
13. [www.monografias.com](http://www.monografias.com), Rodríguez María Luisa, Proyecto de Inversión, 6- Mayo- 2006