

**REPUBLICA DEL ECUADOR**  
**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES**  
**IV CURSO MAESTRIA EN ALTA GERENCIA**

**PROPUESTA DE EXPLOTACIÓN Y MANEJO DE CRUDOS**  
**PESADOS**  
**PETROPRODUCCIÓN, CAMPO OGLAN**

Tesis presentada como requisito para optar al Grado de Magíster en Alta Gerencia

**AUTOR: ING. JUAN ALFREDO CHIRIBOGA PINOS**  
**ASESOR: ING. RAMIRO RIVERA CÁRDENAS**

**Quito, octubre de 2007**

[Lomo del Volumen encuadernado]

<p><b>IAEN 2007</b></p>	<p><b>JUAN ALFREDO CHIRIBOGA PINOS    PROPUESTA DE EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS CAMPO OGLAN</b></p>	<p><b>TM</b></p>
-----------------------------	--	------------------

**REPUBLICA DEL ECUADOR**  
**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES**  
**IV CURSO MAESTRIA EN ALTA GERENCIA**

**PROPUESTA DE EXPLOTACIÓN Y MANEJO DE CRUDOS**  
**PESADOS**  
**PETROPRODUCCIÓN, CAMPO OGLAN**

Tesis presentada como requisito para optar al Grado de Magíster en Alta Gerencia

**AUTOR: ING. JUAN ALFREDO CHIRIBOGA PINOS**

**Quito, octubre de 2007**

## **DECLARATORIA**

Yo, Juan Alfredo Chiriboga Pinos, declaro que el trabajo aquí presentado es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado por ningún grado o calificación profesional; y que he consultado todas las referencias bibliográficas aquí citadas

El Instituto de Altos Estudios Nacionales puede hacer uso de los derechos correspondientes a este Trabajo, según establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

**Ing. Juan Alfredo Chiriboga Pinos**

## **AGRADECIMIENTO**

Realizar este trabajo fue una tarea muy ardua y de profundo esfuerzo, este texto fue desarrollado durante cuatro meses. Pero éste no hubiera sido posible sin el apoyo incondicional de muchas personas e instituciones a las cuales les quedo muy agradecido.

A PETROECUADOR filial PETROPRODUCCION, por la oportunidad que me otorgo al escogermme para asistir a la cuarta Maestría en Alta Gerencia, Al instituto de Altos Estudios Nacionales por transmitirme el conocimiento, Ing. Ramiro Rivera director de la tesis otorgándome información de su estudio anterior de crudos pesados, Ing. Carlos Verdesoto, Departamento de Yacimientos quien me proporciono el estado de reservas de petróleo de petroproduccion, Ing. Nidia Caraguay por la ayuda en la interpretación petrofísica y en la construcción del registro estratigráfico del pozo Oglan-1, Ing. Juan Silva de Baker Centrilift por la ayuda en los diseños de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible. A la empresa schulumberger por el diseño básico ideal del pozo horizontal en el campo Oglan, señor Carlos Cruz, por proporcionar la información básica del archivo del pozo.

A Carmela mi madre y José mi padre por darme la vida; a Sandra, Gabriela, Juan, Gonzalo, mi familia motivo de superación constante.

Agradezco a Dios por haberme dado los instrumentos necesarios de la sabiduría y la capacidad de discernir.

Y especialmente a todos mis compañeros del departamento de Ingeniería de producción quienes con su paciencia y ayuda contribuyeron para el feliz término de este trabajo.

Eternos Agradecimientos

## RESUMEN EJECUTIVO

La continua declinación de producción de los campos petroleros y la creciente demanda energética del país, hace necesaria la búsqueda de alternativas viables de compensación de la producción. A su vez obliga al Estado a buscar nuevas fuentes energéticas apropiadas, que enmarcadas en el corto y mediano plazo permitan compensar y superar la baja de producción de petróleo en petroproduccion.

PETROPRODUCCION cuenta con reservas de crudo en no producción que están por el orden 1.565 millones de barriles de petróleo, distribuidos en: Crudos medianos > de 20° API 84,66 millones de barriles de petróleo que representan el 5,41%; Crudos pesados > 10°API a 20°API 1.165 millones de barriles de petróleo que constituyen el 74,43%; y Crudos Extrapesados < 10° API con 315'686.000 barriles de petróleo representando el 20,17%.

En este trabajo hemos demostrado que, en caso de desarrollar el 6% de las reservas de los campo en no producción, la producción incremental estimada estaría al orden de 206.965 BPPD, lo que representa mas del 50% de la producción nacional actual de petróleo; repartidos en: 14.110 BPPD de crudo pesado >20° API; 194.181 BPPD >10 API a > 20°API; y 52.614 BPPD de crudo extrapesado < 10°API.

Para el desarrollo de este incremento de producción es necesaria una inversión total de 3.590'188.694 dólares que pueden ser del sector estatal o privado ya sea nacional o extranjero.

La explotación de las reservas, son un elemento indispensable para planificar el desarrollo ecuatoriano y prever los ingresos que financian el Presupuesto General del Estado, por lo tanto es necesario que este determine una política de explotación de estos campos en no producción a través de su empresa estatal PETROPRODUCCION.

La creciente dificultad de mantener los niveles de producción en los campos maduros, se debe principalmente a que los campos muestran una caída permanente del potencial productivo por el avance del agua de formación y la caída de presión de los yacimientos, en otros casos por el agotamiento normal de sus reservas, por lo tanto la

única solución para lograr un incremento de la producción Nacional es el desarrollo de los campos en no producción y unos de estos campos más asequible a desarrollarse es el campo Oglan, por estar cerca de la infraestructura nueva existente del campo Villano operado por la empresa Italiana AGIP.

Con esta perspectiva se vuelve impostergable el desarrollo del campo Oglan, ya que de acuerdo al presente estudio se ha cuantificado unas reservas (con el 7% del factor de recobro) de alrededor 141 millones de barriles de petróleo, si de esto explotáramos el 6%, podríamos incorporar unos 23.000 Barriles de Petróleo Por Día de un crudo de 14° API. El monto necesario de inversión para el desarrollo en frío del campo asciende a 294 millones de dólares.

En este trabajo se realizó un flujo de caja efectivo para observar la rentabilidad del proyecto considerando: el costo operativo y los gastos administrativos de un campo que actualmente opera Petroproducción y un precio de 35 US \$/BL, en estas condiciones se ha obtenido un VAN de 743 millones de dólares y una TIR del 113 %.

Recomendamos en esta tesis que PETROPRODUCCION a través de Ingeniería de Producción debe tomar a su cargo el desarrollo del campo OGLAN, por disponer del talento humano capacitado y de gran experiencia en la explotación de petróleo, la tecnología necesaria para la explotación de crudos pesados se la menciona en este documento y está disponible en los centros tecnológicos como Canadá, E.E.U.U. Francia etc., por lo tanto se requiere de un inversionista que puede ser nacional o extranjero, plasmado esto, el estado ecuatoriano dispondría de mayores ingresos para el presupuesto y atendería de mejor forma las necesidades básicas de todos los ecuatorianos.

## **CONTENIDO**

### **CAPITULO I**

<b>1. MARCO DE REFERENCIA</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Planteamiento del problema</b>	<b>1</b>

1.1.1	Antecedentes	1
1.1.2	Formulación del problema	3
1.1.3	Delimitación del problema.	3
1.2	Objetivos	4
1.2.1	General	4
1.2.2	Específicos	4
1.3	Justificación.	4

## **CAPÍTULO II**

2.	MARCO TEÒRICO	6
2.1	Introducción	6
2.2	MARCO GEOLÒGICO REGIONAL	11
2.2.1	Estructura	14
2.2.2	Estratigrafía de la cuenca oriente	16
2.3	MARCO PETROLERO	25
2.3.1	El petróleo en el Ecuador	25
2.3.2	Reservas petroleras	26
2.3.3	Producción petrolera ecuatoriana	29
2.3.4	Producción y precio del petróleo en Ecuador	32
2.4	MARCO LEGAL	33

## **CAPÍTULO III**

3.1	Metodología	41
3.1.1	Localización y descripción de la investigación	41
3.1.2	Análisis de datos.	41
3.2	Comprobación de la hipótesis	44
3.2.1	Muestra y Tabulación	44

## **CAPÍTULO IV**

4.1	Conclusiones y Recomendaciones	62
-----	--------------------------------	----



4.1.1	Conclusiones	62
4.1.2	Recomendaciones	65
<b>CAPITULO V</b>		
5.1	Técnicas de Explotación de Crudos Pesados	67
5.1.1	Áreas de los crudos pesados en la Amazonía Ecuatoriana	67
5.1.2	Reservas de los Crudos Pesados y Extrapesados	70
5.1.3	Características de los Crudos pesados	71
5.1.4	Proceso de explotación de Petróleo	73
5.1.4.1	Criterios de Perforación: ¿Perforación horizontal?	73
5.1.4.2	Criterios de producción	77
5.1.4.3	Sistemas de levantamiento de crudos pesados	81
5.2	Consideraciones Ambientales	87
5.3	Perspectivas del Desarrollo de los Crudos Pesados	90
5.4	Perfil del proyecto Desarrollo del Campo OGLAN	93
5.4.1	Introducción	93
5.4.2	Caracterización Geológica	94
5.4.3	Caracterización de Reservorios	101
5.4.4	Pruebas de Producción.	103
5.4.5	Desarrollo del Campo	104
5.4.6	Consideraciones Administrativas	117
5.4.7	Consideraciones Económicas	121
5.4.8	Conclusiones y recomendaciones del campo Oglan	124
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>128</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>130</b>

## **INDICE DE CUADROS, FIGURAS, GRÁFICOS Y ANEXOS**

### **FIGURAS**

Fig. 1.- Esquema de Acumulación de Hidrocarburos

Fig. 2.- Mapa de ubicación

Fig. 3.- Mapa tectónico de la cuenca Oriente. Fuente: IRD-PETROPRODUCCION

- Fig. 4.- Columna estratigráfica de la cuenca Oriente.
- Fig. 5.- Cuencas Sedimentarias en el Ecuador. (Modificado de Baby *et al.* 2004)
- Fig. 6.- Mapa Catastral, Bloques petroleros. Fuente: PETROPRODUCCIÓN
- Fig. 7.- Campos Unificados, Marginales, Alianzas Operativas, Servicios específicos
- Fig. 8.- Mapa de ubicación del Anticlinal Oglan: Fuente.- File del pozo
- Fig. 9.- Mapa de ubicación de Campos en no Producción y Potencial Geológico
- Fig -10. Ubicación de campos en no producción. (Fuente: Petroproducción)
- Fig-11.- Ubicación de las estructuras del Sur Oriente (Fuente: Petroproduccion, Subgerencia de Exploración y Desarrollo)
- Fig-12.- Oleoducto Norperuano. (Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú)
- Fig.13.- Proceso de explotación de petróleo
- Fig-14.- Registros adquiridos Durante la perforación de pozos Horizontales Fuente: Oilfield. Review, 2003
- Fig-15.- Pozo Horizontal Terminado con un solo tramo lateral. Fuente: Oilfield. Review, 2003
- Fig-16.- Varios tipos de Pozos Horizontales/multilaterales Fuente: Oilfield. Review, 2003
- Fig-17.- Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)
- Fig-18.- Sistema Bombeo Eléctrico Sumergible
- Fig-19.- Sistema Bombeo Hidráulico
- Fig-20.- Sistema de Bomba de Cavidad Progresiva
- Fig-21.- Sistema de Bombeo Mecánico
- Fig. 22.- Mapa de ubicación del Campo OGLAN
- Fig. 23.- Interpretación estructural del Campo OGLAN. Fuente: línea sísmica S-49
- Fig. 24.- Mapa Estructural al tope de la Formación Hollín, Campo OGLAN. Fuente: Mapas Estructurales al tope de la For. Hollín TEXACO, 1973; PETROPRODUCCION 1996.
- Fig. 25.- Estratigrafía Generalizada pozo Exploratorio OGLAN-01, Fuente: Archivo del Pozo
- Fig. 26.- Estratigrafía del pozo Exploratorio OGLAN-01, Fuente: Archivo del Pozo
- Fig. 27.- Mapa de ubicación de Infraestructura Petrolera sector Campo OGLAN
- Fig. 28.- 3D Arreglo de ubicación de pozos Horizontales-Multilaterales, Campo Oglan
- Fig. 29.- Arreglo de ubicación de pozos Horizontales Campo OGLAN
- Fig. 30.- Plan de propuesto de perforación de un pozo Horizontales Campo OGLAN

- Fig. 31.- Diseño del sistema de bombeo eléctrico sumergible para pozo vertical
- Fig. 32.- Diseño del sistema de bombeo eléctrico sumergible para pozo Horizontal
- Fig. 33.- Diagrama de completación de abandono del pozo Oglan-01
- Fig. 34.- Diagrama de completación de Producción del pozo Oglan-01
- Fig. 35.- Estructura Orgánica Funcional para el desarrollo del campo OGLAN

## **CUADROS**

- Cuadro N° -1.- Clasificación de crudos según API
- Cuadro N° -2.- Clasificación de crudos de acuerdo a su composición química
- Cuadro N° -3.- Campos unificados
- Cuadro N° 4.- Clasificación de crudos según ARPEL
- Cuadro N° -5.- Reservas en no producción Fuente: Dep. Yacimientos, Petroproducción
- Cuadro N° -6.- Campo Balsaura, Producción estimada
- Cuadro N° -7.- Campo Curaray, Producción estimada
- Cuadro N° -8.- Campo Pañacocha, Producción estimada
- Cuadro N° -9.- Campo Primavera, Producción estimada
- Cuadro N° -10.- Campo Amazonas, Producción estimada
- Cuadro N° -11.- Campo Cachiyacu, Producción estimada
- Cuadro N° -12.- Campo Conambo, Producción estimada
- Cuadro N° -13.- Campo Danta, Producción estimada
- Cuadro N° -14.- Campo Dayuno, Producción estimada
- Cuadro N° -15.- Campo Huito, Producción estimada
- Cuadro N° -16.- Campo Marañón, Producción estimada
- Cuadro N° -17.- Campo Oglan Opción -1, Producción estimada
- Cuadro N° -18.- Campo Oglan Opción -2, Producción estimada
- Cuadro N° -19.- Campo Oglan Opción -3, Producción estimada
- Cuadro N° -20.- Campo Shianayacu, Producción estimada
- Cuadro N° -21.- Campo Shiripuno, Producción estimada
- Cuadro N° -22.- Campo ITT, Producción estimada
- Cuadro N° -23.- Campo Pungarayacu, Producción estimada
- Cuadro N° -24.- Campos en no producción. Resumen de producción e inversión estimada para su explotación

Cuadro N° -25.- Comprobación de Hipótesis. Fuente: Reporte Gerencial del 19/09/2007, Reporte de Reservas Departamento de Yacimientos  
**PETROPRODUCCIÓN**

Cuadro N° -26.- Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado. Resumen de producción e inversión estimada para su explotación.

Cuadro N° -27.- Parámetros petrofísicos. Fuente: yacimientos Nov/1996

Cuadro N° -28.- Parámetros del petróleo. Fuente: yacimientos Nov/1996

Cuadro N° -29.- Reservas estimadas del campo OGLAN

Cuadro N° -30.- Pruebas iniciales Campo OGLAN. Fuente: File del pozo

Cuadro N° -31.- Perfil de producción del campo Oglan por 20 años

Cuadro N° -32.- Inversiones estimadas para el Campo OGLAN

## **GRÁFICOS**

Gráfico-1.- Historial de Reservas en el Ecuador

Gráfico-2.- Historial de Producción Petrolera en el Ecuador.

Gráfico-3.- Historial de Producción Petrolera Estatal y Privada en el Ecuador

Gráfico-4.- Historial de Producción Estatal - Privada y Precio del Petróleo en el Ecuador

Gráfico-5.- Reservas de Crudo ecuatoriano según Clasificación de ARPEL

Gráfico-6.- Reservas de Crudo mediano > 20° API

Gráfico-7.- Reservas de Crudo Pesado >10° API a < 20° API

Gráfico-7b.- Reservas de Crudo Pesado >10° API a < 20° API Incorporación de reservas Campo Oglan

Gráfico-8.- Reservas de Crudo Extra Pesado < 10° API

Gráfico-9.- Perfil de tasas de producción por 20 años

Gráfico-10.- Historia de producción de petróleo del Campo Kern River.

## **ANEXOS**

Anexo-1.- Conceptos Básicos y Definición de Términos

Anexo-2.- Clasificación de Reservas de los Campos en no producción de Petroproducción y estimación de producción e inversión para el desarrollo de los campos en no producción.

Anexo-3.- Perfil de Producción del campo OGLAN.

Anexo-4.- Estratigrafía del campo OGLAN

Anexo-5.- Mapa de contornos estructurales al tope de la Formación Hollín Zona Hollín inferior Campo OGLAN.

Anexo-6.- Mapa de espesores de Hidrocarburos del campo OGLAN.

Anexo-7.- Corte Estructural Estratigráfico Norte – Sur y Oeste- Este del campo OGLAN

Anexo-8.- Ubicación de pozos de desarrollo Verticales – Horizontales y diseño básico de un pozo Horizontal.

Anexo-9.- Diseños de sistemas de Levantamiento Artificial Electro Sumergible.

Anexo-10.- Estructura Orgánica Funcional.

Anexo-11.- Cronograma Preliminar del campo OGLAN

Anexo-12.- Flujo Efectivo del desarrollo del campo OGLAN

## **CAPITULO I**

### **1. MARCO DE REFERENCIA**

#### **1.1. Planteamiento del problema**

##### **1.1.1 Antecedentes**

La mayor cantidad de expertos en el mundo dicen que el éxito de la explotación comercial de los crudos pesados depende de la integración que haya desde la producción hasta los grandes mercados.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos caracteriza los crudos pesados con base en su densidad o gravedad específica expresada mediante grados API.

En esta escala, se consideran crudos extrapesados aquellos que oscilan en el rango 0,0 - 9,9° API y los pesados en el rango 10-22,3 °API.

Adicionalmente, los crudos pesados se diferencian de los livianos en que poseen un alto contenido porcentual de azufre por peso, así como contenidos significativos de sal y metales como níquel, vanadio y otros.

El desarrollo de los crudos pesados y extrapesados tomó vuelo a finales del siglo pasado y se ha acelerado particularmente en los últimos cuatro años con el resurgimiento en la escena mundial de las grandes reservas de Venezuela y Canadá. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por factores como la menor disponibilidad de crudos livianos y el surgimiento de avances tecnológicos que han reducido los costos de producción en las áreas de explotación.

En la actualidad, se estima que el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extrapesados y el 36% a petróleos convencionales.

Los especialistas calculan que aproximadamente el 90% del crudo extrapesado en el mundo se encuentra en el yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, mientras que el 90% de las existencias de bitumen natural se alojan en las arenas bituminosas de Atabasca, en la provincia canadiense de Alberta.

La diferencia fundamental entre ambos yacimientos son las temperaturas: 53°C para la faja del Orinoco, donde el crudo extrapesado se encuentra en estado líquido, y 11°C en Atabasca, donde el denominado bitumen permanece en estado sólido.

Para el mundo, y especialmente para los países de América Latina, las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos, más aún si se tiene en cuenta que las

posibilidades de encontrar yacimientos gigantes de crudo liviano son cada vez más escasas.

Por ello, la tarea de los responsables de asegurar el abastecimiento energético de los países se ha concentrado en estudiar las bases de recursos existentes y es ahí donde se percata de la importancia de desarrollar los crudos pesados. En el caso Ecuatoriano, estos campos únicamente pueden ser desarrollados si se integran de forma efectiva las funciones de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización. Darle tratamiento aislado a cualquiera de esos elementos es como leer un capítulo de un libro y pretender entender el contenido del mismo.

PETROPRODUCCIÓN, Filial de PETROECUADOR, es una empresa estatal encargada de realizar la exploración - explotación de los hidrocarburos de manera sustentable, en armonía con los recursos socio-ambientales, para contribuir al desarrollo económico y al progreso social del Ecuador.

PETROPRODUCCIÓN, a dejado de explorar desde hace mas de 15 años crudos pesados, abandonando campos que deben ser explotados como son los campos en no producción: Amazonas, Balsaura, Conambo, Curaray, Danta, Dayuno, Huito, Ishpingo, Marañon, Oglan, Pungarayacu, Shinayacu, Siripuno, Tambococha, Tiputini, con un potencial de reservas en sitio de 9.549 MBLS con 1.098 MBLS de reservas probadas.

Al interior de PETROPRODUCCIÓN no existe un departamento que promocioe el desarrollo de estos campos, lo único que existe es un departamento con una jefatura informal "Proyectos Especiales" que ha investigado y ha propuesto esquemas para desarrollar estos campos, sin embargo en el caso especial de los campos (ITT) Tiputini, Tambococha, Ishpingo por disponer de gran cantidad de reservas, tienen una unidad especial dentro de la estructura organizacional de PETROECUADOR para desarrollar el Proyecto ITT.

A PETROPRODUCCIÓN, la normativa legal vigente no le permite tener competencia total sobre estos campos ya que algunos de estos campos se encuentran en bloques que fueron devueltos al estado y cuya administración parcial le compete a la unidad de contratación petrolera de PETROECUADOR. Razón por la cual no se ajusta a la realidad, tanto desde el punto de vista de la explotación de estos campos y del avance de las técnicas modernas de administración en cuanto a la realidad competitiva y empresarial que en este momento estamos atravesando.

PETROPRODUCCIÓN, requiere de manera urgente disponer de un proceso de promoción para el desarrollo de estos campos en no producción, por lo tanto; constituye

una necesidad prioritaria determinar las ventajas que ofrecerían a futuro la explotación y manejo de crudos pesados, determinando los pasos a seguir, definitivamente conocer su incidencia en el contexto de la economía ecuatoriana; es justamente lo que pretende el presente estudio a fin de satisfacer la demanda energética interna futura del país.

### **1.1.2 Formulación del problema**

No se ha determinado en su totalidad la infraestructura necesaria para el desarrollo explotación y manejo de crudos pesados de los campos en no producción. Por lo que se han formulado las siguientes preguntas:

¿Con qué volumen de reservas de crudos pesados cuenta cada uno de los campos en no producción de Petroproducción?

¿Cuenta Petroproducción con la tecnología adecuada para la explotación y manejo de crudos pesados?

¿Qué inversión es necesaria para la explotación de crudos pesados?

¿Cuál sería los costos de explotación, producción, transporte, comercialización de crudos pesados para Petroproducción?

¿Qué acciones deberían tomar PETROPRODUCCIÓN para desarrollar los campos de crudos pesados?

¿Cuál sería la estrategia de financiamiento?

¿Cuál sería la estructura organizacional para el desarrollo, explotación de los crudos pesados de los campos en no producción de PETROPRODUCCIÓN.

¿Cuál sería el valor agregado para el estado por la explotación de los campos de crudos pesados?

### **1.1.3 Delimitación del problema.**

La presente investigación se realizará a las reservas de los campos en no producción de crudos pesados con que cuenta PETROPRODUCCIÓN. Y especialmente las del campo Oglan ubicado en la provincia de Napo. En Quito, Provincia de Pichincha y en el Oriente Ecuatoriano. (Fig-2) Durante los meses de Junio a Octubre del 2007. Los datos de reservas a utilizar son las reportadas en el año 2005-2006 según comisión D.N.H. – PETROPRODUCCIÓN. El Trabajo corresponde al área de energía – sector Petrolero.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 General**

- Definir estrategias para desarrollar y explotar los campos en no producción de crudos pesados de PETROPRODUCCIÓN.



### **1.2.2 Específicos**

- Determinar el volumen reservas de crudos pesados con que cuenta cada uno de los campos en no producción de PETROPRODUCCIÓN.
- Determinar la tecnología adecuada para la explotación y manejo de crudos pesados según su grado API.
- Determinar la cantidad de dinero necesario para la explotación de los campos en no producción de crudos pesados.
- Determinar los costos de explotación, producción, transporte, comercialización de crudos pesados para un campo en no producción de PETROPRODUCCIÓN.
- Determinar las acciones que debería tomar PETROPRODUCCIÓN para desarrollar los campos de crudos pesados.
- Desarrollar estrategias de financiamiento.
- Determinar una estructura organizacional para el desarrollo, explotación de los campos en no producción de PETROPRODUCCIÓN.

### **1.3 Justificación.**

La producción de petróleo en los últimos años ha declinado en un promedio de 8% anual por la declinación propia de los reservorios, por la falta de inversión en los campos y el accionar de los gobiernos de turno.

PETROPRODUCCIÓN<sup>1</sup> en la actualidad produce un promedio de 170.000 Barriles de Petróleo por Día de 24,3 API de: 442 pozos en las áreas; Lago Agrio, Libertador, Sacha, Shushufindi y Auca, con sistemas de levantamiento artificial de Bombeo Electro sumergible, Hidráulico, Mecánico y Gas Lift, de los reservorios: Hollín Inferior, Hollín Superior, pertenecientes a la Formación Hollín; T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior, M-1 y M-2, pertenecientes a la Formación Napo y Basal Tena perteneciente a la Formación Tena. La producción de petróleo extraída al año está por el orden de 65'050.000 bls.

El consumo diario de petróleo en las refinerías de PETROINDUSTRIAL es de alrededor de 170.000 bls de petróleo diarios: distribuidos en 110.000 bls en Esmeraldas, 40.000 bls La Libertad y 20.000 bls Shushufindi.

Las decisiones (políticas, económicas y sociales) han girado en torno al número de barriles explotados. Para bien o para mal, el crudo es el producto que rige el destino de nuestro país y por ende debemos encontrar soluciones para cubrir las futuras demandas

---

<sup>1</sup> Reporte ejecutivo de producción del 20 de agosto del 2007, Petroproduccion

energéticas puesto que en la actualidad la producción de los campos del oriente ecuatoriano es igual a la demanda de petróleo de las refinerías ecuatorianas.

El presente trabajo investigativo tiene la finalidad de evaluar la incidencia que puede tener la explotación y manejo de crudos pesados de los campos en no producción en la Gestión de PETROPRODUCCIÓN, para sobre la base de ello, proporcionar mayor volumen de petróleo optimizando la incorporación de nuevos recursos para el estado.

Para esto es necesario recordar que cada proyecto de crudos pesados toma entre ocho y diez años para su completo desarrollo, de ahí, que es importante en este trabajo destacar que en los proyectos de explotación y mejoramiento de crudos pesados necesitan financiamiento y por ende es preciso cuantificar las reservas que soportan el desarrollo de los mismos.

Adicionalmente se investigará sobre las tecnologías aplicables a crudos pesados, éstas han evolucionado principalmente alrededor de los grandes desarrollos de Canadá y Venezuela. Sin embargo, estos productos pueden ser organizados en dos grandes grupos: los de aplicación a nivel de subsuelo, como son por ejemplo las nuevas técnicas de perforación, completación, control de agua, levantamiento y estimulación; y por otro lado los de aplicación a nivel de campo, como pueden ser las técnicas avanzadas de control y medición centralizadas.

La definición y planificación temprana de la estrategia de desarrollo y financiación permitirá a PETROPRODUCCIÓN evitar repetición de esfuerzos de ingeniería, ya que así se conocerán de manera oportuna los requisitos específicos de los entes de financiamiento en cuanto a tecnología, ingeniería, materiales o cualquier otro aspecto asociado a la explotación y manejo de crudos pesados.

El petróleo constituye, en la actualidad, el 60% de los ingresos provenientes de las exportaciones del Ecuador, es un producto estratégico para el desarrollo económico mundial cuya producción está ligada a la explotación de reservas.

La inversión en actividades industriales relacionadas con la producción de crudos pesados, la refinación y procesamiento de este petróleo es recomendable a fin de reducir la dependencia de la economía ecuatoriana en el mercado del producto crudo, el cual está sujeto a distorsiones y alta volatilidad. Por ello, es importante que el país atraiga inversión nacional o extranjera a este sector, con la finalidad de modernizarlo, aumentar la eficiencia en la producción de petróleo.

## **CAPÍTULO II**

## **2. MARCO TEÒRICO**

### **2.1 Introducci3n**

El petr3leo es una mezcla en la que coexisten en fases s3lida, lquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por 3tomos de carbono e hidrogeno y peque1as proporciones de heterocompuestos con presencia de nitr3geno, azufre, ox3geno y algunos metales, ocurriendo en forma natural en dep3sitos de roca sedimentaria. Su color var3a entre 3mbar y negro. La palabra petr3leo significa aceite de piedra.

El procesamiento del petr3leo crudo y del gas asociado se ha incrementado a nivel mundial en los 3ltimos a1os como un resultado del crecimiento de la poblaci3n que demanda mayor cantidad de combustibles y lubricantes, y del desarrollo de tecnolog3as que permiten el procesamiento de los hidrocarburos para la generaci3n de productos de alto valor agregado de origen petroqu3mico.

La vida sin el petr3leo no podr3a ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energ3a calor3fica para f3bricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y veh3culos.

La industria petroqu3mica usa productos derivados de 3l para hacer pl3sticos, fibras sint3ticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroqu3micos.<sup>2</sup>

#### **Origen**

El problema de la g3nesis del petr3leo ha sido, por mucho tiempo, un t3pico de investigaci3n. Se sabe que la formaci3n del petr3leo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o pr3ximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposici3n de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos dep3sitos.

Las exploraciones petroleras iniciaron hace m3s de cien a1os, cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petr3leo; las cuales indicaban que el petr3leo se encontraba bajo la superficie. Hoy d3a, se utilizan t3cnicas sofisticadas, como mediciones s3smicas, de microorganismos e im3genes de sat3lite. Potentes computadoras asisten a los ge3logos para interpretar sus descubrimientos. Pero,

---

<sup>2</sup> <http://www.energybulletin.net>

finalmente, sólo la perforación puede determinar si existe o no petróleo bajo la superficie.

En su estado natural se le atribuye un valor mineral, siendo susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo. Deben de existir cuando menos cuatro condiciones básicas para que este se acumule: Debe existir una roca de tal permeabilidad que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de los poros y fracturas de la roca, una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie esto debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales que permitan la fuga de hidrocarburos, por ultimo debe existir el material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y la temperatura. (Fig-1)

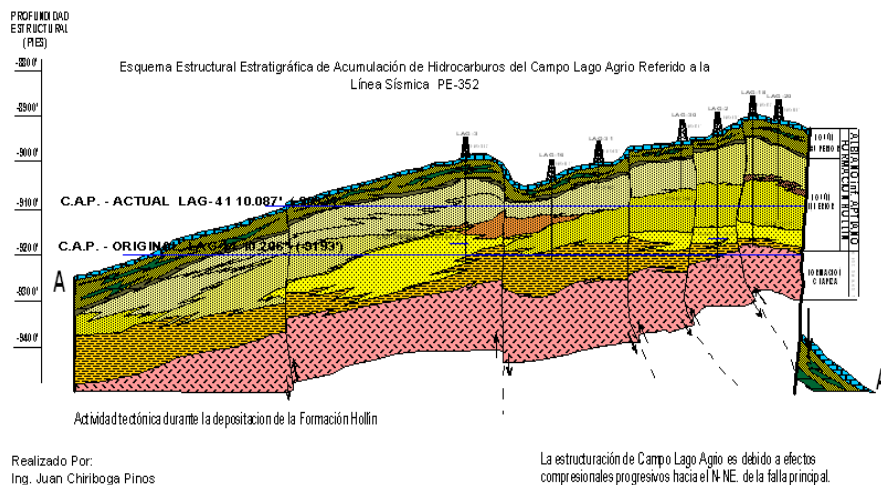


Fig. 1.- Esquema de Acumulación de Hidrocarburos

## Clasificación

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se

forman ciclos de carbono son los naftenos y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

<b>Aceite Crudo</b>	<b>Densidad ( g/ cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad grados API</b>
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Cuadro N° -1.- Clasificación de crudos según API

En Ecuador existen tres variedades de petróleo crudo:

- Península. ligero con densidad de 39.3 grados API.
- Oriente. (Mediano > de 22.3 ° API) con densidad de 24 grados API.
- Napo. (Pesado < de 22.3° API) con densidad de 18 grados API.

Por su contenido de hidrocarburos, el petróleo se clasifica en tres tipos:

- Base parafínica.
- Base nafténica.
- Base asfáltica

Esta clasificación se fundamenta en las cantidades relativas de ceras parafínicas y de asfalto en el petróleo. El petróleo de Arabia Saudita, por ejemplo, está clasificado como base mixta.

Los compuestos hidrocarbonatos que se encuentran en petróleos, pertenecen a varias series o familias de hidrocarburos.

<b>Familia serie</b>	<b>Tipos</b>
Parafinas	cadena de carbón sin ramificaciones
Iso-parafinas	cadena de carbón ramificadas
Oleofinas	cadena de carbón con dobles enlaces saturados

Cuadr  
o N° -

Aromáticos	seis átomos de carbono en un anillo con tres dobles enlaces conjugados
------------	--

## 2.- Clasificación de crudos de acuerdo a su composición química

### **El petróleo en el mundo**

El origen del petróleo comenzó hace 200 millones de años, en una lejana era de la tierra, llamada Paleozoico. Los cataclismos de los períodos carboníferos, Jurásico y Cretáceo enterraron materia orgánica, que se transformó por la presión y el calor en hidrocarburo. La tierra era muy inestable, poblada por dinosaurios, plantas y árboles gigantes.

El petróleo y el gas que se formaron, migraron a pequeños espacios o poros de ciertas clases de rocas como: las areniscas y calizas. El petróleo fue entrampado como el agua en una esponja. En algunos lugares de la tierra, pequeñas cantidades de aceite emergieron a la superficie a través de grietas en las rocas, dando a conocer su existencia.

Los primeros homo-sapiens conocieron el petróleo y lo usaron. El interés humano lo llevó a buscar su utilidad y es así que, en los países del Medio Oriente y en el Asia, lo emplearon para la guerra y para curar enfermedades.

La historia del petróleo Comienza desde que el hombre apareció en la tierra de acuerdo con la Biblia, en uno de sus párrafos Dios dijo a Noé: haz un arca de madera y recúbrela con brea por dentro y por fuera, así, Noé calafateó por completo el arca con petróleo (Génesis 6:14).

En el año 1200 Antes de Cristo, se usó, en la antigua Babilonia, lámparas, que quemaban petróleo, al que llamaron aceite mineral. Más tarde descubrieron la mecha.

En el año 230 A. C., un sabio llamado Filón de Bizancio construyó una lámpara con alimentación automática de combustible –petróleo-. Otro sabio, Eron de Alejandría, en Egipto, en el año 120 A. C, incorporó un flotador a la lámpara, el cual regulaba la intensidad de la luz.

En aquellos años, en Grecia sus habitantes hablaban del fuego originario, eran lagos de petróleo que ardían día y noche.

En la edad media el conocimiento del petróleo se mantuvo en ésta época gracias a los sabios del Asia, que culminaron con el desarrollo de la destilación y refinación.

La civilización China obtenía petróleo perforando pozos, y lo empleaban para alumbrar sus lámparas y obtener calor. El recorrido del petróleo desde los pozos, lo hacían mediante canales construidos con caña de Bambú (dinastía Shu Han, S II. D.C.).

En la época moderna a comienzos del siglo XIX el ser humano tenía urgencia por obtener sal y agua. Los colonos norteamericanos comenzaron a perforar pozos en busca de estos elementos vitales, pero, en muchos casos lo que aparecía era petróleo, que lo empleaban para quemar e iluminar.

Samuel. M. Kier, boticario de Pittsburgh, EE.UU, comenzó a vender petróleo como medicina, Samuel decía que curaba enfermedades como el reumatismo, la gota y la calvicie.

En 1859, Edwin I. Drake perforó un pozo en Pensilvania y encontró petróleo a una profundidad de 20 metros. Este fue el primer pozo comercial en los Estados Unidos.

Cuando los conquistadores europeos llegaron a tierras de América, encontraron que los indígenas conocían y daban diferentes usos al petróleo y al asfalto, en los sitios donde afloraban.

Los pobladores de la Península de Santa Elena lo llamaban Copey, con varios usos como alumbrar sus hogares y calafatear sus pequeñas embarcaciones de pesca.

La historia petrolera ecuatoriana se remonta a la época precolombina, en donde los antiguos habitantes del territorio que hoy se conoce como República del Ecuador, utilizaban productos bituminosos en diversas actividades de su vida diaria. Los cronistas de la conquista española también señalaban la existencia y aprovechamiento de tales materiales.

En Ecuador se explota petróleo en dos zonas: en la Península de Santa Elena y en la región Amazónica.

A mediados del siglo XIX se conocen datos más concretos sobre la existencia del petróleo en nuestro país, cuando el geógrafo ecuatoriano, Manuel Villavicencio, en 1858, en su libro "Geografía Sobre el Ecuador" relata que encontró presencia de asfalto y alquitrán en el río Hollín, y en los manantiales salitrosos de la cordillera del Cutucú.

Este relato coincide con otros hechos que se dan en el ámbito mundial: en 1859 brota petróleo en Pennsylvania, Estados Unidos; y en 1882, Rockefeller funda la empresa Stándar Oil.

### **2.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**

El Ecuador está situado en la costa occidental de América del Sur. Limita al Norte con Colombia, al Sur y Este con Perú. El principal accidente geográfico de Sudamérica "La

Cordillera de los Andes", divide al país en tres regiones fisiográficas diferentes de acuerdo a su geomorfología, geología y mineralogía.



Fig. 2.- Mapa de ubicación

Posee una geografía privilegiada con cuatro regiones naturales perfectamente diferenciadas: Costa, Sierra, Oriente o Amazonía y el Archipiélago de Colón o Galápagos.

La Costa, esta constituida de tierras bajas, húmedas y exuberantes. Se caracteriza por la gran cantidad de deltas, canales y terrenos anegadizos, formados por numerosos ríos que nacen en las estribaciones andinas lo atraviesan y desembocan en el Océano Pacífico.

La Sierra, también conocida como Callejón Interandino, está limitada por los ramales montañosos de la Cordillera de los Andes, que atraviesan el país de norte a sur.

El Oriente, o zona amazónica se extiende desde los declives de la Cordillera Oriental y se caracteriza por la presencia de montañas altas y medias y pocas zonas planas.

El Archipiélago de Colón o Galápagos, situado en el Océano Pacífico, a 972 kms. al oeste de la costa ecuatoriana, está formado por dos grupos de escudo volcanes basálticos. Las islas más antiguas erosionadas y con sedimentos marinos, están atribuidas al Plioceno, mientras que las islas jóvenes incluyen volcanes con actividad reciente. Galápagos esta compuesto de trece islas grandes y seis pequeñas y sobre los 40 islotes, dotado de un gran esplendor y maravillas zoología, geología y botánica, y son consideradas como el mayor laboratorio natural del mundo.



El Ecuador es un país con una enorme variedad de sistemas geológicos y por tanto de riquezas en petróleo y minerales. El registro geológico del país proporciona elementos para la comprensión y solución de problemas fundamentales que enfrenta la exploración y explotación petrolera y minera, tales como la génesis de los yacimientos conocidos, la ubicación y carácter de otros que se supone existen, el conocimiento del potencial petrolero para poder definir los métodos que se empleen en la prospección, exploración y explotación de los yacimientos ya descubiertos o que vayan descubriéndose.

Bajo esta premisa es interesante una breve reseña del actual conocimiento de la geología del país para poder enfrentar la búsqueda de los depósitos de petróleo que, como se ha establecido, están íntimamente relacionados con la evolución geológica, por su asociación en espacio y tiempo con las unidades geotectónicas en las que ocurren.

La geología del Ecuador está denominada por las cadenas montañosas de Los Andes que limitan sus principales regiones geomorfológicas, las cuales de este a oeste comprenden: la Región Amazónica, la Cordillera Real, la Región Interandina, la Cordillera Occidental y la Costa. Para el objeto de este trabajo se describirá únicamente la Región Amazónica. El Oriente se presenta como una cuenca de antepaís frente a los Andes formando parte de un conjunto de cuencas subandinas localizadas a lo largo del continente sudamericano.

La Cuenca Oriente (Fig-3,4), está limitada al Este por el Escudo Guayanés y al Oeste por la Cordillera de los Andes. Cubre una extensión de 37.000 Km<sup>2</sup> repartidos en tres subcuencas que son: Subcuencas del Napo, Pastaza y Santiago. Esta es parte del sistema de cuencas Subandinas que ocupan un área de aproximadamente 100.000 Km<sup>2</sup> y se extienden sobre 6.400 km. desde Venezuela hasta Argentina.

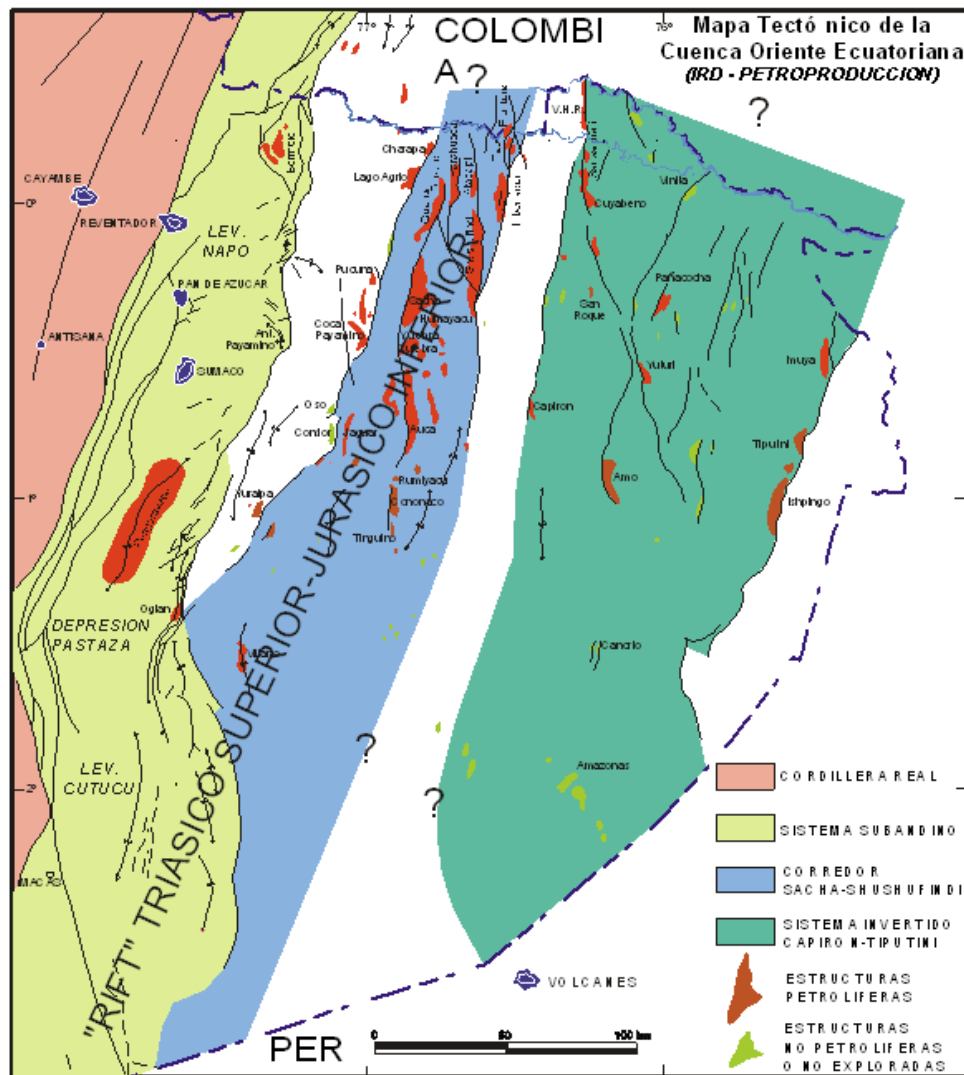


Fig.3.- Mapa tectónico de la cuenca Oriente. Fuente: IRD-PETROPRODUCCION

La profundidad de esta cuenca aumenta de Este a Oeste y de Norte a Sur-Suroeste. Estratigráfica y estructuralmente, la Cuenca Oriente registró una compleja historia geológica comenzando con depósitos Paleozoicos y culminando con depósitos del Cuaternario.

Se estructura como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de antepaís propiamente dicha.

Las formaciones pre-Aptenses, están limitadas por inconformidades regionales que representan largos períodos de tiempo geológico. La zona de interés económico hasta el presente está confinada al ciclo deposicional del Cretáceo, ya que la producción de petróleo proviene de las areniscas de las Formaciones: Hollín, Napo y marginalmente la Formación. Tena. A futuro también se espera encontrar en las formaciones pre-Aptenses zonas de interés económico.

### 2.2.1 Estructura (Fig-3)

La cuenca sedimentaria del Oriente fue dividida en dos provincias estructurales por eventos tectónicos Larámicos sucesivos que representan períodos posteriores en el desarrollo del cinturón andino móvil. La zona subandina fue intensamente afectada por plegamientos y cabalgamientos en una deformación del Cinturón Tras – arco en el que el metamorfismo desempeñó un rol menor, por el arqueamiento y levantamiento (Napo y Cutucú, entre ellos la depresión Pastaza) en el Plioceno. En la parte Este del Oriente pliegues abiertos y callamientos en bloques (relacionados con el rumbo del basamento de las estructuras Laracachi) fueron dominantes. La división entre el cinturón tectónico subandino y el Oriente propiamente dicho es aproximadamente coincidente con la pendiente acentuada de la zona Bobonanza – Coca (Tschopp, 1953) que está acompañada por el importante cinturón más oriental y superficialmente más evidente de cabalgamiento.

En el Paleozoico el oriente fue una región relativamente estable, en parte soportando sedimentación y en parte emergiendo en el margen del Cratón Precámbrico. La región fue limitada al Oeste por una depresión geosinclinal en la que se depositó una potente secuencia de sedimentos de aguas profundas que en la actualidad forman el núcleo metamórfico de la Cordillera. Posterior a los eventos orogénicos Brasilero/Pan Africano (Caledoniano) y Varístico que afectaron al Cinturón Móvil Andino en el Paleozoico levantamiento de una Proto Cordillera (probablemente como una altura submarina) produjeron un desplazamiento del eje de sedimentación hacia el Este.

Durante el Mesozoico y parte del Terciario inferior el Oriente estuvo probablemente dividido en una cuenca (o graben) miogeosinclinal o Tras – Arco en hundimiento, en la parte Oeste (inmediatamente al Este del eje positivo de la Proto – Cordillera) y una plataforma positiva o tectónicamente más estable (o “horst”) al Este (Plataforma Loracachi – Tiputini), aunque esta fue separada de la margen real del Escudo Guyanés por otra depresión (en el Norte del Perú). El levantamiento de la Proto Cordillera y una parte del Oriente durante el Cretácico Superior, está indicado por los clásticos provenientes del Oeste, en el Maestrichtense de la Formación Tena y por la erosión diferencial de las lutitas de la “Napo Superior” que se encuentran debajo; tectonismos y levantamientos posteriores en el Cinturón Andino y callamiento sin sedimentarios ocurrieron en el Oriente en el Maestrichtense y Paleoceno. En el Ecuador, los eventos tectónicos importantes de la Orogenia Laramídica que tuvo lugar del Eoceno Superior al Oligoceno (Post – Tiyuyacu), relativamente tuvieron menor impacto en el Oriente. Un

cabalgamiento inicial en un ángulo fuerte, con fallas que buzaban hacia el Oeste en la margen oriental del frente andino, contribuyeron al levantamiento de la Cordillera; el diatropismo condujo a un suave plegamiento y produjo algo de fallamiento, pero la región permaneció esencialmente como una cuenca deposicional (siendo principalmente de agua dulce y terrestre) durante la mayor parte del Neógeno. El cabalgamiento principal y el levantamiento de los Subandes tuvieron lugar en tiempos de Mioceno Superior al Plioceno. Las Formaciones Arajuno y Chambira estuvieron comprometidas en un plegamiento más amplio en la región oriental; aún los depósitos de la Mesa (Rotuno) del Plio – Pleistoceno deja ver los efectos del fallamiento, basculamiento y plegamiento.

Es evidente que la división de la cuenca Oriente en dos provincias estructuralmente distintas resultaron principalmente del tectonismo desde el Cenozoico y principalmente en el Neogeno. Precedentes a la fase de plegamiento Incaica (de Cretácico Superior a Paleoceno c. 60 Ma), los eventos tectónicos en el Oriente desde un fallamiento vertical de bloques, sin sedimentarios posiblemente en un régimen tensional con un basamento cristalino rígido. Los eventos subsiguientes, debido a fuerzas tectónicas compresionales y tangenciales así como también a fuerzas tectónicas verticales, afectaron predominantemente la parte Oeste de la cuenca del Oriente donde la zona subandina se formó por levantamiento entre zonas mayores de cabalgamiento.

La cuenca del Oriente propiamente dicha (o Napo), está a su vez subdividida en dos depresiones subsidiarias orientadas de N – S por la plataforma o Arco Loracachi, pero solamente la primera de éstas (entre la zona subandina y la plataforma) ocurre dentro del Ecuador. Esta depresión ha sido posteriormente subdividida por estructuras positivas (basamento) de dirección Este (Arco Cononaco, Levantamiento Aguarico), las que difícilmente aparecen en la superficie, pero que han probado ser de vital importancia en la búsqueda de fuentes petrolíferas porque éstas han influenciado la dirección de migración de los hidrocarburos.

### **2.2.2 Estratigrafía de la cuenca oriente (Fig. 4)**

#### **Basamento**

Edad: Precámbrico.

Una muestra granulita del fondo del pozo Tapi 1 localizado cerca de la frontera con Colombia dio una edad de 1600 (+/-) 48 millones de años (Texeira et al., 1989).

Litología: El basamento esta compuesto por rocas metamórficas y plutónicas relacionadas con el escudo Guayano - Brasileño. Son las rocas más antiguas encontradas en la Cuenca Oriente. Han sido alcanzadas en algunos pozos ( Parahuacu 1, Atacapi 1, Shushufindi 1, Yuturi 1, VHR 1).

### **Formación Pumbuiza**

Edad: Siluriano - Devónico

Litología: Esta compuesta principalmente de pizarras gris oscuras a negras, a veces grafitosas, areniscas cuarcíticas duras de grano fino y conglomerados de color gris oscuro con clastos subangulares a subredondeados muy compactos y matriz silícea. Estas rocas han sufrido fuertes plegamientos, fallamientos. (Goldschmid,1941;Dozy, 1940) y un cierto grado de metamorfismo anterior a la sedimentación de la Formación Macuma (Baby, 1998).

Ambiente de depositación: Plataforma marina.

La Formación Pumbuiza fue nombrada por primera vez por Goldschmid (1941) en afloramientos en el río Pumbuiza, afluente del río Macuma.

### **Formación Macuma**

Edad: Carbonífero - Pérmico?

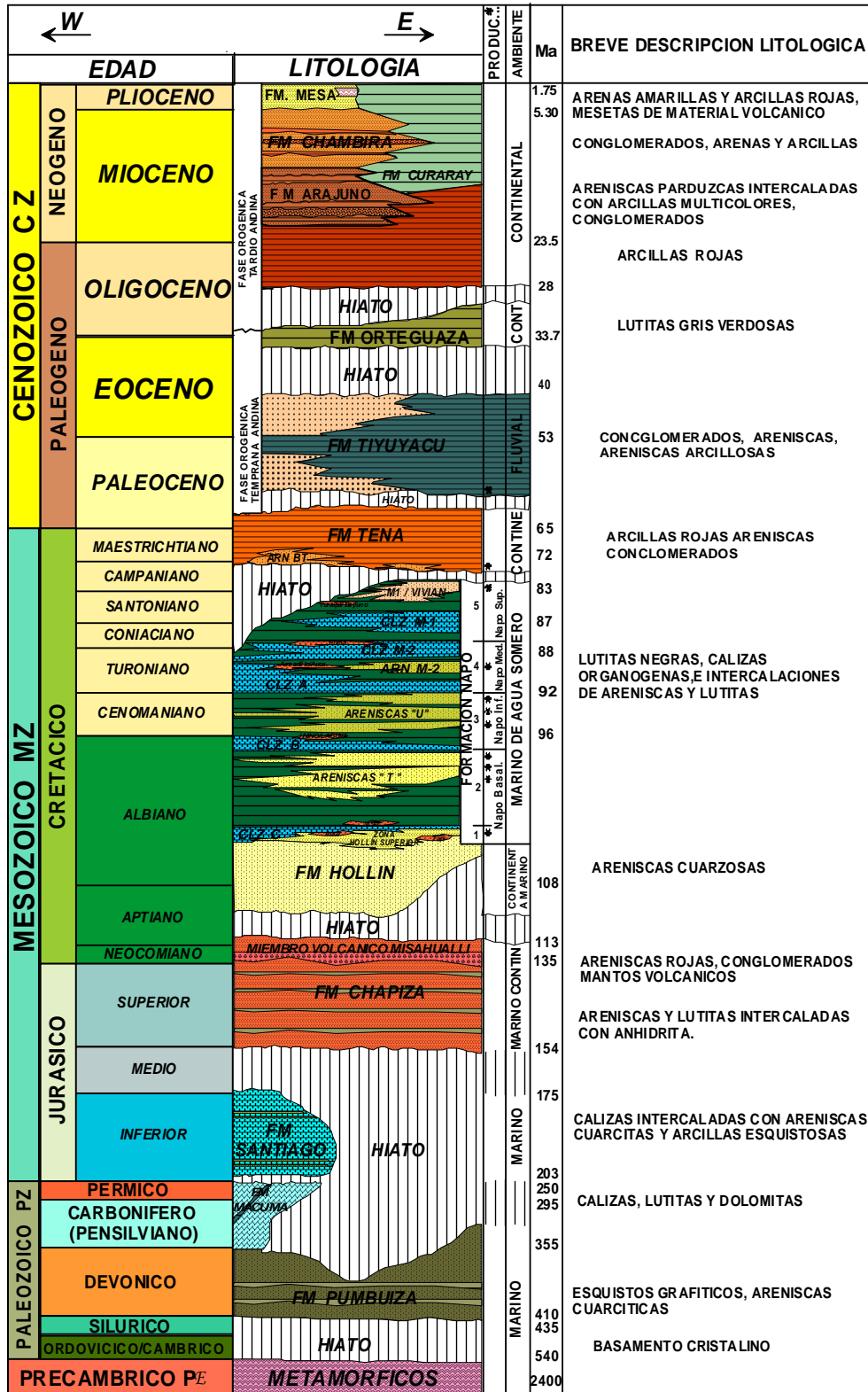
Litología: Comprende potentes estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas. Tschopp (1953) separa esta formación en dos miembros:

Miembro inferior.- consta de calizas silíceas muy fosilíferas, dispuestas en capas delgadas de color gris azulado oscuro, alternante con pizarras y esquistos arcillosos de color negro;

Miembro superior.- compuesto de una potente secuencia de color gris oscuro con intercalaciones de arcilla pizarrosa. Las calizas son silíceas y hacia arriba pasan a margas y arcillas no calcáreas.

Ambiente de depositación: Fue depositada en un ambiente marino sobre una plataforma estable en condiciones transgresivas de mar abierto (Balkwill, 1994; Mobil, 1994).

# COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE



MODIFICADO DE DASHWOOD Y ABBOTTS

Colaboracion: Pierre Kummert

Realizado por:  
Juan Chiriboga / Omar Corozo

Fig. 4.- Columna estratigráfica de la cuenca Oriente.

La Formación Macuma descansa discordantemente sobre la formación Pumbuíza en el norte del Levantamiento Cutucú.

### **Permo – Triásico**

Litología: Desconocido en afloramientos, el Permo-Triásico podría constituir el relleno de los semi-grabens que se encuentran en el dominio tectónico oriental de la cuenca (conglomerados del semi-graben de Tiputini). Sería el equivalente de la Formación Mitu de la Cuenca Marañon, encontrado en la estructura Bolognesi que pertenece a la continuación del “Sistema Invertido Capirón-Tiputini” de la Cuenca Oriente (Baby et al 1998).

### **Formación Santiago**

Edad: Jurásico Inferior (Baby et al 1998).

Litología: consiste de limolitas de color rojo y marrón oscuro con capas delgadas de micritas claras a oscuras, calizas lutíticas a arenosas y dolomitas duras de colores claros. La Formación Santiago, definida más al sur en el Levantamiento Cutucú, es una secuencia transgresiva de capas delgadas alternantes de calizas marinas gris oscuro a negras, algo silíceas; areniscas grises de grano fino a grueso, ocasionalmente calcáreas; y lutitas bituminosas calcáreas,

Ambiente de depositación: fue depositada probablemente en un ambiente árido con depósitos “syn-rift” que rellenaron las estructuras de semi-grabens a lo largo de la parte oriental de la cuenca (Siemers, 1995). La Formación Santiago se depositó en un ambiente de calentamiento global gradual y de ascenso del nivel del mar después de un descenso mayor a principios del Triásico.

### **Formación Chapiza**

Edad: Jurásico medio - tardío

Litología: Según Tschopp (1953), la formación Chapiza representa una formación continental dividida en 3 miembros:

Chapiza Inferior.- Esta formada por lutitas café rojizas, areniscas rosáceas a grises de grano fino y conglomerado, asociado con concreciones de dolomita, intercaladas con capas finas de anhidrita y yeso.

Chapiza Medio.- Posee una litología similar a la del Miembro Inferior pero carece de evaporitas. Su potencia máxima es de 1000 metros.

Chapiza Superior.- Comprende lutitas, areniscas y conglomerados de color rojo, tobas de color gris, verde y violeta, areniscas tobáceas, brechas y basaltos. Este miembro fue redefinido por Jaillard (1997) como Miembro Yaupi, actualmente se la conoce como

Formación Yaupi en la parte norte de la cuenca (Baby et al, 1997). La Formación Yaupi corresponde a los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza datados del Jurásico superior – Cretácico temprano en el pozo Sacha Profundo (Canfield et al, 1982). Están representadas por tobas intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores con basaltos datados en 132 Ma (Hall y Calle, 1982). Dataciones (Megard, 1979), así como secciones sísmicas de la cuenca Marañon (Gil, 1995), muestran que las Formaciones Chapiza y su miembro Yaupi corresponden a la Formación Sarayuquillo (Kummel, 1984) de Perú (Baby et al 1998)

Ambiente de depositación: La Formación Chapiza definida al sur de la cuenca (Levantamiento del Cutucú) comprende una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas) que se depositaron en un ambiente continental de clima seco o desértico, con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local

### **Formación Misahualli**

Edad: Abarca el intervalo Liásico Tardío - Jurásico Superior Temprano (150 – 135 Ma: Pliensbachiano - Oxfordiano; Aspden et al., 1990; Romeuf et al., 1995)

Litología: Esta compuesta por andesitas basálticas, andesitas, dacitas, riolitas y rocas piroclásticas ácidas (Romeuf et al., 1995), que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia

Ambiente de depositación: Continental aéreo (Romeuf et al., 1995).

Esta Formación, restringida a la Zona Subandina (Romeuf et al., 1995), es el equivalente lateral de los miembros inferior y medio de la Formación Chapiza (Jaillard, 1997) y probablemente de la Formación Yaupi (Baby et al, 1998).

### **Formación Hollín**

Edad: Aptiano medio - Albiano inferior

Litología: Consta de areniscas cuarzosas grano-decrecientes hacia el tope, generalmente gruesas, blancas, en bancos grandes o masivas, con estratificación cruzada y ocasionales ripple marks. Posee finas intercalaciones de lutitas limosas y lutitas bituminosas color oscuro, especialmente hacia el tope de la Formación. (Tschopp, 1953).

Ambiente de depositación: La mayor parte de la Formación se depositó, aparentemente en un ambiente continental fluvial anastomosado. Sin embargo, a fines de la depositación de Hollín, invadieron condiciones marinas, tal como lo evidencia un aumento de lutitas, la presencia de glauconita y unos pocos fósiles marinos.

La Formación Hollín descansa en discordancia sobre el substrato pre-cretácico o en concordancia sobre la Formación Yaupi (Baby P, 1997) o miembro superior Chapiza,



pero no se depositó en el borde oriental de la cuenca (Rivadeneira, 1995). Su espesor varía de 30 a 150 metros.

### **Formación Napo**

Edad: Albiano - Campaniano temprano

Litología: Jaillard (1997), propone llamar GRUPO NAPO las cuatro formaciones que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas:

#### Napo Basal

*Arenisca Basal.- (Hollín Superior)*

Son areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y calizas. Probablemente son diacrónicas, con una edad que puede variar entre el Albiano temprano a Albiano medio.

*Caliza C.-*

Es un nivel delgado de calizas gruesas que contiene niveles de lutitas a la base. Dataciones bioestratigráficas dan edades entre Albiano medio en su parte basal a Albiano tardío al tope de la unidad. Son depósitos de ambiente transgresivo.

*Lutita Napo Basal.-*

Es una secuencia monótona de lutitas negras no calcáreas. Tienen un contacto basal muy diacrónico: Albiano medio parte temprana a mediana en el suroeste, y base del Albiano tardío en el centro y noreste de la Cuenca. En cambio la parte superior es una transgresión mayor (Jaillard, 1997).

*Caliza T.-*

Son calizas fosilíferas intercaladas con niveles margosos glauconíticos y con una capa de lutitas negras de ambiente anóxico en su base. Tiene una edad Albiano superior, parte inferior (Jaillard, 1997).

*Arenisca T.-*

Son areniscas cuarzosas, grano medio - fino ocasionalmente con cemento calcáreo, a menudo glauconíticas. Por palinología se define una edad Albiano superior. Son depósitos de ambiente de plataforma marina somera con aporte clástico muy escaso.

La Napo Basal posee un espesor promedio de 60 m. Constituye una megasecuencia transgresiva y regresiva caracterizada por dos máximos de transgresión mayores en las lutitas Napo Basal. (Jaillard, 1995)

#### Napo Inferior

*Caliza B.-*

Consiste en una alternancia de lutitas negras, calizas margosas de medio anóxico con nódulos de pirita y caliza. Son de edad Albiano tardío parte media (Jaillard, 1997).

#### *Lutita U.-*

Es una secuencia de lutitas masivas negras. Son de edad Cenomaniano temprano (Jaillard, 1997), conocidas en toda la cuenca. Son depósitos de ambiente de plataforma anóxica.

#### *Areniscas U.-*

Es una secuencia de areniscas glauconíticas de grano medio con una escasa matriz arcillosa. Pasan lateralmente hacia el oeste a una secuencia mayormente calcárea, las Calizas U (calizas fosilíferas, glauconíticas, bioturbadas). Ambas unidades son probablemente de edad Cenomaniano medio (Jaillard, 1997).

### Napo Medio

#### *Caliza A.-*

Esta formada por una delgada secuencia basal carbonatada, una secuencia media de calizas laminadas con chert y una secuencia superior de margas y calizas claras. Son de edad Turoniano inferior tardío Turoniano medio, probablemente separadas de las Areniscas U por un hiato (Jaillard, 1997). Son depósitos de ambiente de plataforma somera.

#### *Arenisca M-2, Caliza M-2*

Es una secuencia formada por una intercalación de areniscas finas con cuarzo y glauconita gris, y lutitas marrón, sobre la que se depositan calizas arenosas glauconíticas grises y blancas, intercaladas hacia la base con lutitas negras (Berrones, 1994). Son probablemente de edad Turoniano tardío.

### Napo Superior

#### *Caliza M-1.-*

Es una secuencia de margas y calizas delgadas en la base, sobreyacidas por un potente estrato de calizas masivas.

#### *Lutita M-1.-*

Secuencia formada por lutitas grises oscuras físis, calcáreas, intercaladas con limolitas verdosas con cuarzo y glauconita, (Berrones, 1994).

#### *Arenisca M-1.-*

Han sido divididas en dos unidades, arenisca M-1 Inferior y arenisca M-1 masiva, por Raynaud et al. (1993). Ambas tienen un contacto basal erosivo. Serían de edad Campaniano temprano y Campaniano medio (Raynaud et al., 1993).

Ambiente de Depositación: En general se cree que NAPO se depositó en una plataforma marina estable en la cual los niveles de lutitas, arcillolitas y calizas representan períodos transgresivos y las areniscas corresponden a episodios regresivos.

### **Formación Tena**

Edad: Maastrichtiano - Paleoceno

Litología: Es una potente secuencia de arcillas abigarradas, de color principalmente pardo rojo, pero variando desde rojo claro y ladrillo hasta púrpura (Hoffstetter, 1956), que descansa discordantemente sobre la formación Napo. Jaillard (1997) subdivide la formación en dos unidades, separadas, probablemente por la presencia de un hiato sedimentario de edad Maastrichtiano tardío - Paleoceno temprano:

#### Unidad Inferior

Engloba la arenisca Basal Tena y la Tena Inferior.

Arenisca Basal Tena.- Esta formada de areniscas mal seleccionadas depositadas durante una regresión marina. Las areniscas son fluviales y gradan a sedimentos más finos de medio marino litoral somero. Son de edad Maastrichtiano temprano

Tena Inferior.- Formada por limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, que descansan en concordancia sobre la arenisca Tena Basal. Se le atribuye una edad Maastrichtiano.

#### Unidad Superior

Separada de la anterior por un hiato del Maastrichtiano tardío -Paleoceno temprano, (Jaillard,1997).

Consiste de una alternancia de limolitas y areniscas grises de ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Paleocénica.

### **Formación Tiyuyacu**

Edad: Eoceno temprano - Eoceno tardío

La Formación Tiyuyacu ha sido dividida en dos miembros: Tiyuyacu Superior y Tiyuyacu Inferior.

Tiyuyacu Inferior.- Se le atribuye una edad Eoceno temprano - Eoceno medio. Esta compuesta de conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena (Inferior o Superior). Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo - verde en la parte inferior y rojo - café - azul - amarillento en la parte superior (Marocco et al., 1997). Los conglomerados presentan clastos que varían de subredondeados a redondeados compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas). Las direcciones de

corriente medidas a partir de imbricaciones de clastos indican una dirección E y SE - SSE. El ambiente es de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca (Marocco et al., 1997). Su espesor varía entre 100 y 500m.

Tiyuyacu Superior.- Se le ha dado una edad Eoceno medio - Eoceno tardío. Compuesto en su mayoría de conglomerados, especialmente en la parte occidental de la Cuenca, mientras al este se transforma en arenisca conglomerática. Descansa en discordancia erosiva sobre la Formación Tiyuyacu Inferior (Baby P, 1997). Su espesor es de más o menos 100 m.

### **Formación Orteguaza**

Edad: Oligoceno

Litología: Compuesta por areniscas grises y verduscas, y lutitas gris verdosas a negras en la cuenca de Antepaís. Presenta un cambio lateral de facies hacia la Zona Subandina, donde es más continental, al estar formada por arcillolitas café chocolates con intercalaciones arenosas, esta parte continental corresponde a la base de la Formación Chalcana en dicha Zona.

Ambiente de depositación: La Formación Orteguaza se depositó en un ambiente reductor, como es el de una plataforma marina interna.

Su potencia aproximada es de 40 m en la Zona Subandina y en algunos pozos de la cuenca Oriente alcanza los 250 m.

### **Formación Chalcana**

Edad: Se le atribuye una edad Mioceno temprano - medio, ( Baldock, 1982; Berrones, 1994).

Litología: Comprende una secuencia de arcillolitas y lutitas abigarradas y rojas que al tope se intercalan con areniscas cuarzosas de grano medio y fino. Se caracteriza por la presencia de “muñecos calcáreos”.

Ambiente de depositación: La fauna indica un ambiente continental reductor

Su espesor aproximado es de 400 m al Este y que se incrementa al Oeste.

### **Formación Arajuno**

Edad: Mioceno medio

Litología: Es un potente secuencia sedimentaria de hasta 1000 m, que en su parte inferior esta formada por conglomerados con intercalaciones de arcillas bentoníticas. La parte media esta constituida por arcillas rojas con yeso en la base y tobas al tope y la parte superior por areniscas con lignito.

Fue nombrada por primera vez por P. Hess en informes no publicados de Shell, pero apareció por primera vez en una publicación en 1945 por Tshopp.

### **Formación Chambira**

Edad: Plioceno

Litología: Es una secuencia de sedimentos clásticos gruesos que en su parte intermedia posee aporte volcánico

Ambiente de depositación: Es un típico abanico de piedemonte con sedimentos fluviales alimentado por la erosión de la Cordillera Real.

Posee un espesor aproximado de 1000 m.

Fue nombrada por primera vez por H. A. Hauss en informes no publicados de Shell, pero apareció por primera vez en una publicación en 1945 por Tshopp.

### **Formación Mesa**

Edad: Pleistoceno

Litología: Esta compuesta por una secuencia de depósitos clásticos medios a gruesos, con esporádicos horizontes tobáceos al oeste. Su espesor varía de 1000 m al oeste a casi 100 m al este (Eguez et al, 1991; Baldock, 1982). Fue nombrada por primera vez por Tschopp en 1953.

### **Formación Mera**

Edad: Pleistoceno - Holoceno

Litología: Comprende depósitos de abanico fluvial de piedemonte, areniscas tobáceas y arcillas que disminuyen de espesor, tamaño de grano y altitud de oeste a este (Baldock, 1982).

## **2.3 MARCO PETROLERO**

### **2.3.1 El petróleo en el Ecuador**

La actividad de exploración petrolera se inicia a principios de siglo a lo largo de la costa del Pacífico. El primer descubrimiento importante lo realizó la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda. En 1924 en la península de Santa Elena, dando inicio a la producción petrolera en 1925 con 1 226 barriles diarios, se instalaron tres refinerías, sin

abastecer las necesidades nacionales, esta producción fue declinando hasta que en la actualidad se extraen apenas 835 barriles diarios.

Los primeros trabajos de exploración hidrocarburífera en la Región Oriental se inician en 1921, cuando la compañía Leonard Exploration Co. de Nueva Cork obtuvo una concesión de 25 mil km<sup>2</sup> por el lapso de 50 años.

En 1937 la compañía Shell logra 10 millones de hectáreas en concesión en la región del nororiente, para luego devolverlas argumentando que no contar con infraestructura para la explotación del petróleo. En 1964 la Texaco-Gulf obtiene una concesión de un millón quinientos mil hectáreas. Esta compañía en 1967 perfora el primer pozo productivo el Lago Agrio N° 1. Posteriormente en 1969 siguieron los de Sacha y Shushufindi. A raíz de este encuentro, se produce una feria de concesiones, que tuvieron como efecto consolidar el dominio absoluto de las compañías extranjeras, ya que mantenían el control de más de cuatro millones de hectáreas. Hasta que en junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). La producción propiamente de la Región Oriental se inicia en 1972 por parte del consorcio Texaco-Gulf. El 6 de julio de 1974, CEPE adquiere el 25% de las acciones de este consorcio, creándose un nuevo consorcio CEPE-Texaco-Gulf. El 28 de junio de 1973 el Ecuador ingresa a la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, con lo que la capacidad negociadora del Estado a través de CEPE mejora frente a las compañías extranjeras; además de recibir otros beneficios especialmente de asistencia técnica. Luego de una permanencia de 19 años, el gobierno de Sixto Durán Ballén en 1993 retira al país de ese importante organismo. Desde entonces estamos sometidos a la presión de las compañías y mercados internacionales. En 1976 ante una serie de irregularidades cometidas por la empresa Gulf, CEPE adquiere esas acciones con lo que pasa a ser el accionista mayoritario del consorcio con el 62,5% de las acciones; posteriormente CEPE adquiere la totalidad de las acciones y pasa a tener el control de todas las fases de la producción petrolera. A partir de 1989 CEPE se convierte en PETROECUADOR con varias empresas filiales: Petroproducción, Petroindustrial, Petrocomercial, Petrotransporte Petroamazonas.

### **2.3.2 Reservas petroleras**

El Ecuador con una extensión de 255.970 km<sup>2</sup>, dispone de varias cuencas sedimentarias

Fig-5:



Fig. 5.- Cuencas Sedimentarias en el Ecuador. (Modificado de Baby *et al.* 2004)

En el Oriente (Napo, Pastaza y Santiago); en la Costa<sup>3</sup>: Progreso, Valdivia, Golfo de Guayaquil, Jambelí; Manabí, Manta; Esmeraldas (Borbón); Litoral Pacífico (costa afuera Esperanza) etc, que abarcan una área de 190.700 km<sup>2</sup> de roca sedimentaria; de éstos, 98.000 km<sup>2</sup> corresponden a la Región Amazónica (51,4%), 77.000 km<sup>2</sup> a la región de la Costa y 25.000 km<sup>2</sup> a la plataforma continental. De estas cuencas sedimentarias en todas se han perforado pozos y solo en las dos primeras se demostró la presencia de petróleo y en el Golfo de Guayaquil la presencia de gas.

El Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo en América Latina, pero en relación a los grandes productores tal como es el caso de Arabia Saudita, nuestra producción es muy modesta

#### Historia de reservas en el Ecuador<sup>4</sup>

En el gráfico -1 observamos que a comienzos de la época de los 70 aumentan las reservas a 4.500 millones de barriles; esto corresponde a todos los descubrimientos en el

<sup>3</sup>Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Labogeo. *Proyecto Estudio de las cuencas costeras.*, G. Montenegro, marzo, 2001.

<sup>4</sup> Instituto Ecuatoriano de Economía Política, *Liberación de las empresas del estado, sector petrolero.* Ing. Carlos Arnao Ramírez, Revista Evolución y Cambio, N° 16 -2006.

Oriente realizado por la TEXACO, lo campos: Auca, Lago Shshuhufindi, Sacha etc, luego, las reservas más o menos se nivelan, en el año 90, en este año CEPE descubre el campo Libertador con la perforación del pozo Secoya-01, y se da un salto productivo; desde aquella época.

### RESERVAS HISTORICAS DE PETROLEO EN EL ECUADOR

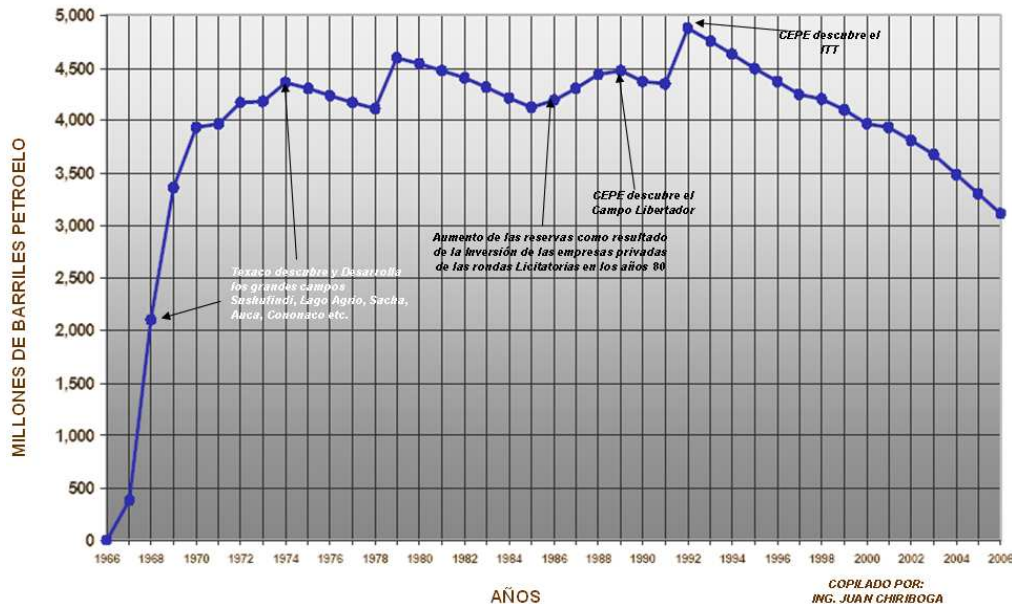


Gráfico-1.- Historial de Reservas en el Ecuador

No hay nuevos descubrimientos que restituyan la producción. Luego bajan las reservas y en los años 90-92. Se da otro salto por el descubrimiento del Ishpingo, Tiputini, Tambococha de parte de CEPE y, como resultado de las inversiones exploratorias de las compañías privadas, suben las Reservas hasta 4.800 millones de barriles.

A partir del año 93 hasta el año 2005 existe un consumo de reservas impresionante sin que exista un descubrimiento exploratorio para su reposición, es decir, llevamos entre 15 a 16 años sin descubrimientos importantes en el país.

En el gráfico-1 se muestran que el Ecuador cuenta con 3.200 millones de barriles de reserva, esta información básicamente se ha tomado de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, D.N.H. hasta el año 2005.

### ¿Cuáles son las reservas ahora?

A medianos del año 2007 con la producción acumulada del año 2006, los miembros de la Comisión Interinstitucional: Dirección Nacional De Hidrocarburos y PETROPRODUCCION, actualizo las cifras de reservas originales de algunos campos, tomando como base los estudios de Ingeniería de Yacimientos y de simulación matemática de reservorios, en los cuales se incorpora nueva información técnica proveniente de reinterpretaciones sísmicas, Geología, perforación de desarrollo y



avanzada e información histórica, esta comisión en su informe menciona que el petroecuador cuenta con alrededor de 3600 millones de barriles de petróleo de reservas remanentes.

El petróleo no es un recurso permanente, es decir se va agotando poco a poco. Según el Informe Anual de la Comisión Institucional: Dirección Nacional de Hidrocarburos – Petroproduccion, las reservas en barriles, en los campos que se encuentran en producción al 31 de de diciembre del 2006, son las siguientes:

### **Reservas de Petroecuador**

Las reservas Originales Probadas de petróleo de los 52 campos en producción y 17 campos que no producen, están en el orden de los 7.003.922.468. BLS (incluidos campos marginales y unificados), de este total se han producido **3.403.666.310 BLS** quedando como reservas remanentes 3.600.256.158 BLS. Las reservas probables están en el orden de los 319.982.727 BLS de las cuales 274.062.306 BLS corresponden a los campos en producción y 45.920.420. BLS a los campos en no producción, la mayor cantidad de reservas corresponden a los campos ITT.

### **Reservas de las Compañías.**

Las reservas Originales Probadas de petróleo para los campos en producción y no en producción, están en el orden de 1.304.045.483 BLS, de las cuales se han producido 570.947.178 BLS quedando como reservas remanentes 733.098.305 BLS.

La Reservas probables están en el orden de los 169.238.361 BLS de las cuales 166.285.903 BLS corresponden a los campos en producción y 2.952.459 BLS a los campos en no producción.

Las Reservas Posibles que suman un total de 338.266.227 BLS de 23.56 API, corresponden a los prospectos exploratorios tomados de los estudios presentados por las compañías operadoras, para las cuales se considera un 50% de éxito

Las Reservas de gas del campo Amistad, son 185.2 BILLONES DE PIES CUBICOS.

En conclusión el volumen estimado de Reservas Remanentes de Petróleo de la región amazónica y del litoral<sup>5</sup> asciende a **4.185.282.883 BLS** correspondiente a los campos que actualmente están en explotación, lo que representa el 57%. Los campos que no están en producción significan un 43% esto es 1.791.588.411 BLS.

---

<sup>5</sup> Petroproduccion – Dirección Nacional de Hidrocarburos, Informe comisión interinstitucional, sobre el estado actual las reservas en el Ecuador, al 31 de diciembre del 2006.

De las reservas remanentes totales 4.185.282.883 BLS la cuales 4.176.967.445 BLS corresponden a los campos de la región amazónica y 8.315.438 BLS corresponden a los campos de la región litoral.

Del total de las reservas remanentes 4.185.282.883 BLS, le corresponde a petroproduccion 3.600.256.158 BLS, lo que significa el 86,02% y a las compañías privadas 585.026.725 BLS que corresponde al 13,98%.

### 2.3.3 Producción petrolera ecuatoriana

La historia de producción petrolera ecuatoriana esta dada por el desarrollo de las reservas por la empresa privada o estatal y la influencia que ha tenido el precio del barril del petróleo ecuatoriano en el mercado internacional<sup>6</sup>.

A continuación comentaremos la producción petrolera ecuatoriana, la producción petrolera privada – estatal y el precio del barril de petróleo desde los años de 1972.

#### PRODUCCION HISTORICA DE PETROLEO EN EL ECUADOR

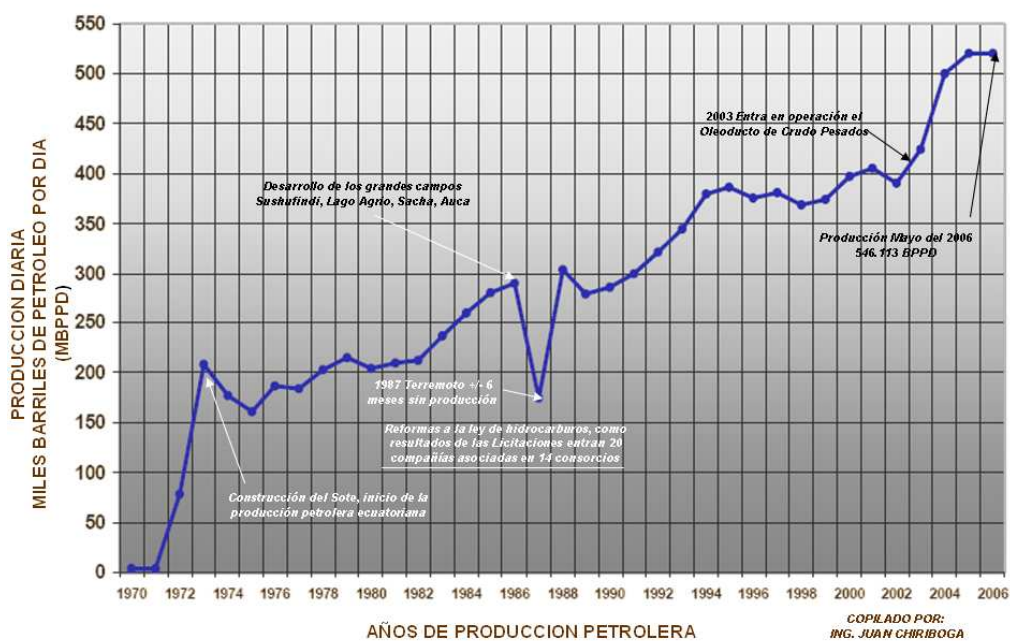


Gráfico-2.- Historial de Producción Petrolera en el Ecuador.

En el gráfico-2, podemos apreciar cómo se ha desarrollado la producción de petróleo ecuatoriano. Al final de la década de los 60, se descubrió petróleo en el Oriente, En la época TEXACO, se empezó a producir petróleo de calidad en el año 72, cuando se construyó el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Lo cual cambió sustancialmente la economía del país. Se llegó a 200.000 BPPD en el año 74.

<sup>6</sup> Instituto Ecuatoriano de Economía Política, *Liberación de las empresas del estado, sector petrolero*. Ing. Carlos Arnao Ramírez, Revista Evolución y Cambio, N° 16 -2006.

En el año 86, se subió ligeramente esta producción, pues llegó cerca de 300.000 BPPD, esta subida de producción corresponde al desarrollo de los grandes campos petroleros en el Ecuador como: Sushufindi, Lago Agrio, Sacha, Auca etc. En el año 87 con el terremoto y rotura del SOTE existió una caída brusca de producción que duró cerca de seis meses sin producción, esta cayó pero se levantó. En el año 90 con 3000.000 BPPD, comienza a subir la producción, como resultado de las inversiones realizadas por Petroecuador y las empresas ganadoras de las rondas licitatorias que se hicieron en los años 80, después de los cambios que se hicieron a la Ley de Hidrocarburos; esto es en los años 82 y 83, hubo un grupo de 20 compañías extranjeras que estuvieron presentes en el país asociadas en catorce consorcios.

En el 84 empezaron a ingresar al país muchas compañías privadas. Antes del 84, prácticamente éramos dependientes de lo que pasaba con la compañía TEXACO.

En los años de 1990 hasta 2000, La producción se ha mantenido más o menos estable, en este periodo, hubo producción represada muy importante porque no había capacidad de transporte, existía solo el SOTE, y poseía una fuerte capacidad productiva de la empresa privada represada.

En el año 2003 entra en operaciones el Oleoducto de Crudos Pesados. Entonces toda esa operación represada surge y llegamos a los 546.000 BPPD, que es lo que se produjo hasta mayo año 2006.

La producción petrolera en relación a mayo del 2006 tiene una declinación de -7,7% pues a mayo del 2007 hemos producido 503.979 BPPD, según Informe Estadístico Petrolero emitido por Petroecuador, Gerencia de Economía y Finanzas, mayo del 2007.

### **Producción petrolera Estatal - Privada**

En lo que concierne a los volúmenes producción estatal o privada en el gráfico 3 observamos que la línea verde es la producción de PETROECUADOR; que en realidad, al principio es la producción de TEXACO, pero para simplificar, la hemos graficado como PETROECUADOR. El comportamiento de la producción en los años 94-95 es de 325.000 BPPD empieza una declinación drástica hasta llegar a 198.000 BPPB, en el 2006, debido básicamente por falta de gestión e inversión de la empresa estatal.

La producción de las empresas privadas, que está en rojo tiene un despegue por los años 93 con una producción de alrededor de 30.000 BPPD cuando se desarrollan los campos operados por OCCIDENTAL, REPSOL, AGIP, CAMPOS MARGINALES etc. Hasta llegar a 340.000 BPPD en el 2006.

En definitiva, la inversión siempre esta relacionada directamente a la producción de petróleo sea esta privada o estatal.

### PRODUCCION DE PETROLEO EN EL ECUADOR SECTOR PRIVADO - ESTATAL

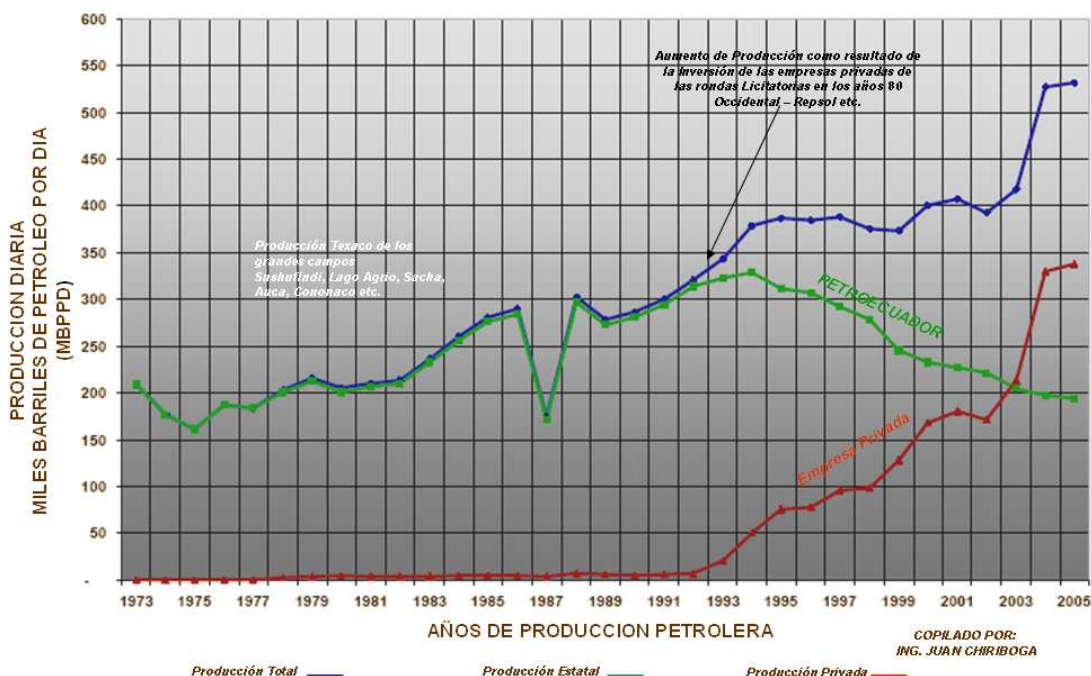


Gráfico-3.- Historial de Producción Petrolera Estatal y Privada en el Ecuador

En la actualidad al 19 de septiembre del 2007, la producción petrolera ecuatoriana por operación Directa de PETROPRODUCCION<sup>7</sup>; es de 262.769 bls. Incluido el bloque 15, lo que representa el 50,47% del total de la producción y 257.861 bls de las empresas privadas, que representa el 49,52 % de un total de producción petrolera nacional de 520.630 bls de petróleo.

#### 2.3.4 Producción y precio del petróleo en Ecuador

En la información del gráfica-3, se ha superpuesto el precio del petróleo de exportación, obteniendo el grafico-4, donde encontramos la evolución del precio del petróleo de exportación en dólares por barril a lado derecho y la producción, miles de barriles por día a lado izquierdo.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Reporte Ejecutivo Gerencial de producción del 19 de Setiembre del 2007, Petroproduccion.

<sup>8</sup>Instituto Ecuatoriano de Economía Política, *Liberación de las empresas del estado, sector petrolero*. Ing. Carlos Arnao Ramírez, Revista Evolución y Cambio, N° 16 -2006.

## PRODUCCION Y PRECIO DEL PETROLEO EN EL ECUADOR

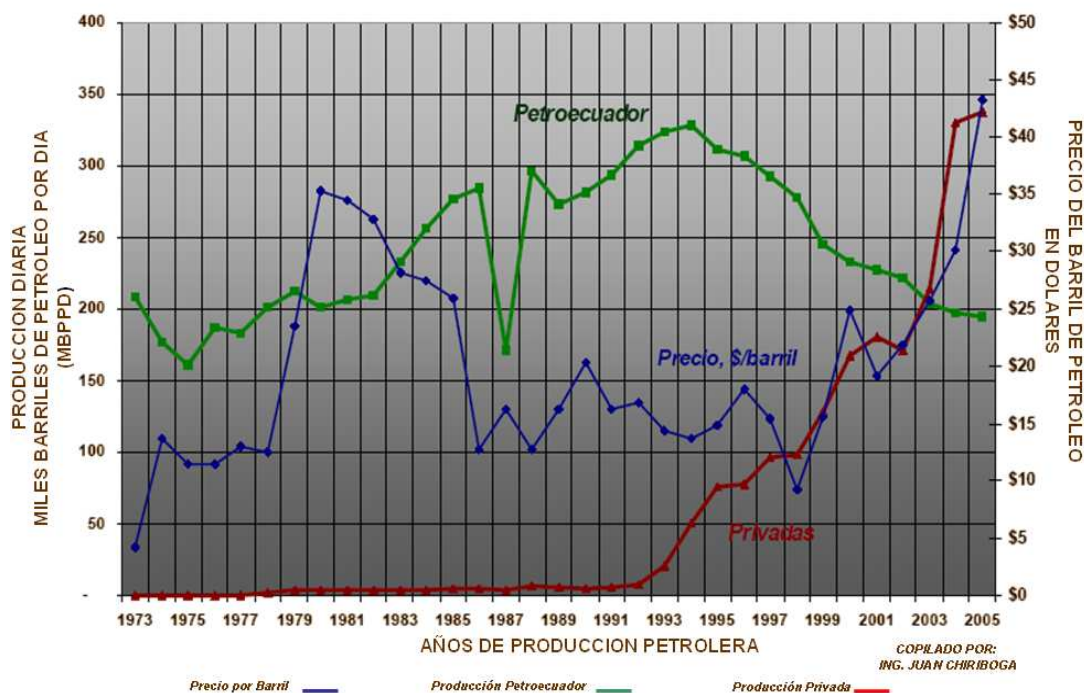


Gráfico-4.- Historial de Producción Estatal - Privada y Precio del Petróleo en el Ecuador

En este gráfico -4, observamos claramente cómo el precio del barril de petróleo ecuatoriano llega a su precio más bajo de \$10 dólares en el año 1998, sube a \$25 dólares en el año 2000, luego baja a \$18 dólares en el año 2001.

A partir del año 2002 con un precio de \$23 dólares empieza a subir hasta el año 2005 con \$ 45 dólares. Es interesante mencionar que la producción de la empresa privada ha acompañado a la escalada del precio del petróleo, mientras la producción de PETROECUADOR en ese mismo periodo se ha venido abajo aun cuando el precio del Petróleo ha estado incrementándose.

Es importante indicar que desde el 15 de mayo del 2006 las exportaciones del crudo Napo de la exoccidental lo está realizando PETROECUADOR por caducidad del contrato con la Ex - Occidental.

En el Informe Estadístico Petrolero de la Gerencia de Economía y Finanzas de PETROECUADOR del 22 de junio del 2007 el precio de las exportaciones de crudo Oriente de Enero a Mayo del 2006 tuvo un precio promedio de \$ 51,24 dólares y el crudo Napo en la misma fecha tubo un precio de \$ 43,76

## 2.4 MARCO LEGAL

La industria petrolera se encuentra normada por la Constitución Política de la República del Ecuador, la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos.

La normatividad reglamentaria abarca lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados.

El Ministerio de Energía y Minas regula el sector hidrocarburífero. La Dirección Nacional de Hidrocarburos, organismo técnico-administrativo, controla, fiscaliza y audita las operaciones hidrocarburíferas, siendo el control un servicio que el Estado presta a la colectividad para asegurar el cumplimiento de las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias y verifica que sus derechos no sean vulnerados.

Las personas participantes en las actividades hidrocarburíferas están en la obligación de cumplir las normas hidrocarburíferas en el ámbito de su competencia y las relacionadas con la protección del medio ambiente.

El Estado, a través de sus instituciones, sus organismos, dependencias, los funcionarios públicos, así como las personas naturales y jurídicas, públicas y privadas, están compelidos a adoptar las medidas necesarias para proteger el medio ambiente para las generaciones actuales y futuras del Ecuador.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Subsecretaría de Protección Ambiental, establece reglas claras en materia socio-ambiental con el fin de que las operaciones hidrocarburíferas que se desarrollan en el País se efectúen eficientemente y que los distintos actores se constituyan en entes responsables de su monitoreo, control, fiscalización y auditoría ambiental.

A continuación se señalan las disposiciones normativas que reglamentan las operaciones hidrocarburíferas:

Fundamentación Legal.

- Ley de Hidrocarburos.
- Ley de Gestión Ambiental.
- Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental (DS 374).
- Ley de Patrimonio Cultural (RO 865, de julio 1979)
- Reglamento de operaciones hidrocarburíferas

- Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas RAOHE, 1215, RO 265, de 13 de Febrero 2001.
- Reglamento de la Ley de Patrimonio Cultural (2733, RO 787, de julio 1984).
- Normas para la Importación, Distribución y uso de sustancias que no obstante su utilidad sean tóxicas y peligrosas para las personas y el medio ambiente. (AM 046, RO 426, de mayo 2001).
- Texto Unificado de Legislación Secundaria (DE 3399.RO 725, de diciembre 2002)

### **“PETROECUADOR”**

La Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, y sus Empresas Filiales se creó mediante Ley Especial No.45 promulgada el 26 de septiembre de 1989 y publicada en el Registro Oficial No. 283. El patrimonio se constituyó con todas las acciones, participaciones, derechos, bienes y demás activos que hasta la fecha de su creación, pertenecieron a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE.

PETROECUADOR cuenta con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con domicilio principal en la ciudad de Quito, según su Ley Especial de Creación. El Reglamento Sustitutivo al Reglamento General a la Ley Especial de Petroecuador dispone que en su gestión empresarial estará sujeta a su Ley Constitutiva a la Ley de Hidrocarburos, a éste y otros reglamentos que dicte el Presidente de la República, así como a normas emitidas por órganos de la empresa.

Para el desarrollo de sus actividades, PETROECUADOR está conformada en Empresas Filiales: Petroproducción, Petroindustrial, y Petrocomercial con personalidad jurídica y autonomía administrativa y operativa. Dentro de la estructura de la Matriz se encuentra la Gerencia de Oleoducto

**PETROPRODUCCION**, tiene por objeto la operación en las cuencas sedimentarias y la operación de los campos hidrocarbúferos en el territorio ecuatoriano que incluye la explotación y el transporte de petróleo crudo y gas hasta los tanques de almacenamiento, *con excepción de las áreas y campos que se encuentran bajo contrato de participación, y de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos o que en el futuro fueren designados para este efecto, conforme lo establece el artículo 12 del mencionado Reglamento.*

Entre 1972 y el primer semestre del 2006. Petroproduccion registró aproximadamente 50.000 km de líneas sísmicas en la región amazónica y 2600 km en el litoral, ha perforado 77 pozos exploratorios, 898 pozos de desarrollo.

Actualmente opera 5 áreas: Lago Agrio, Libertador, Sacha, Shushufindi y Auca con 31 campos 456 pozos los cuales producen con los siguientes sistemas: 11 a flujo natural, 208 hidráulico, 203 eléctricos, 20 mecánicos y 14 neumáticos, de los cuales se extrae por operación directa 290.003 BPPD, en los que se incluyen la producción de los campos marginales, compartidos y bloque -15.

Cuenta con la siguiente infraestructura:

- 1.110 Km de carreteras para el tránsito de más de 800 vehículos de la empresa y de los habitantes de la región.
- 3200 Km de líneas de flujo, alta presión, reinyección de agua y oleoductos secundarios.
- 85.947 (HP) caballos de fuerza de potencia en motores de generación eléctrica.
- 470 Km de líneas de transmisión y distribución para 70 megavatios de potencia eléctrica, instalada entre turbinas generadores fijos y móviles.
- 50 edificaciones entre campamentos estaciones de producción.
- Tres bodegas: lago agrio, el Coca y Guarumo.
- Una refinería en Lago Agrio que procesa 1.000 barriles de petróleo por día.
- 9 pistas de aterrizaje: 7 pequeñas (Shushufindi, Auca, Sacha, Yuca, Cononaco, Cuyabeno, Bermejo a la operación de la avioneta Pilatos Porter PC6 y dos pistas grandes en Lago Agrio y el Coca.

PETROPRODUCCION esta conformado por las siguientes Unidades Operativas.

El Distrito Amazónico, que comprende las actividades y como tal el registro de la explotación del crudo de los campos en la región amazónica que incluye los campos del Ex CEPE-Texaco, y a los campos de Petroproducción en el Nororiente.

Alianzas Operativas, se registra los costos y gastos correspondientes a los campos que tiene este tipo de contratos: la empresa Dygoil en los campos Víctor Hugo Ruales y Atacapi-Parahuacu.

Perenco se registra la amortización de las inversiones de PETROECUADOR, del campo Coca-Payamino (Campo Unificado), concesionado a dicha compañía con contrato de participación, con el 30% de la producción para el Estado.



La Unidad Operativa de Alianzas Estratégicas, donde se registra los gastos del contrato con SIPEC - ENAP.

La Unidad Operativa Bloque 15, se registra la amortización de las inversiones de PETROECUADOR y tiene la operación de los campos de la Ex - occidental.

Campos unificados se lleva registros de inversión y de producción, los mismos que se registran como participación del Estado de acuerdo con los contratos con las siguientes Compañías:

CAMPO	COMPAÑÍA
Bogi Capiron	Repsol . YPF
18B Fanny; Marian	AEC del Ecuador
Eden Yuturi	Occidental
Palo Azul	Ecuadortlc S.A.

Cuadro N° -3.- Campos unificados

Contratos de operación petrolera.

Existen 3 tipos de contratos, promovidos y controlados por el Ministerio de Energía y Minas: Participación, Asociación y Prestación de Servicios:

Contratos de participación.- Con los cuales se delega a la contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato (Artículo 12.1 añadido de la Ley de Hidrocarburos).

Las siguientes compañías operaron con contratos de participación, Canada Grande, Repsol YPF, City Oriente, Occidental, Perenco, Vintage, Lumbaqui Oil y Ecuador TLC, Alberta Energy Company, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos vigente ( Ley 44 publicada en Registro Oficial No. 326 del 29 de noviembre de 1993 y modificada con la Ley 49, publicada en Registro Oficial No. 346 de 28 de diciembre de 1993; modificada por la Ley 2000-1 para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) .

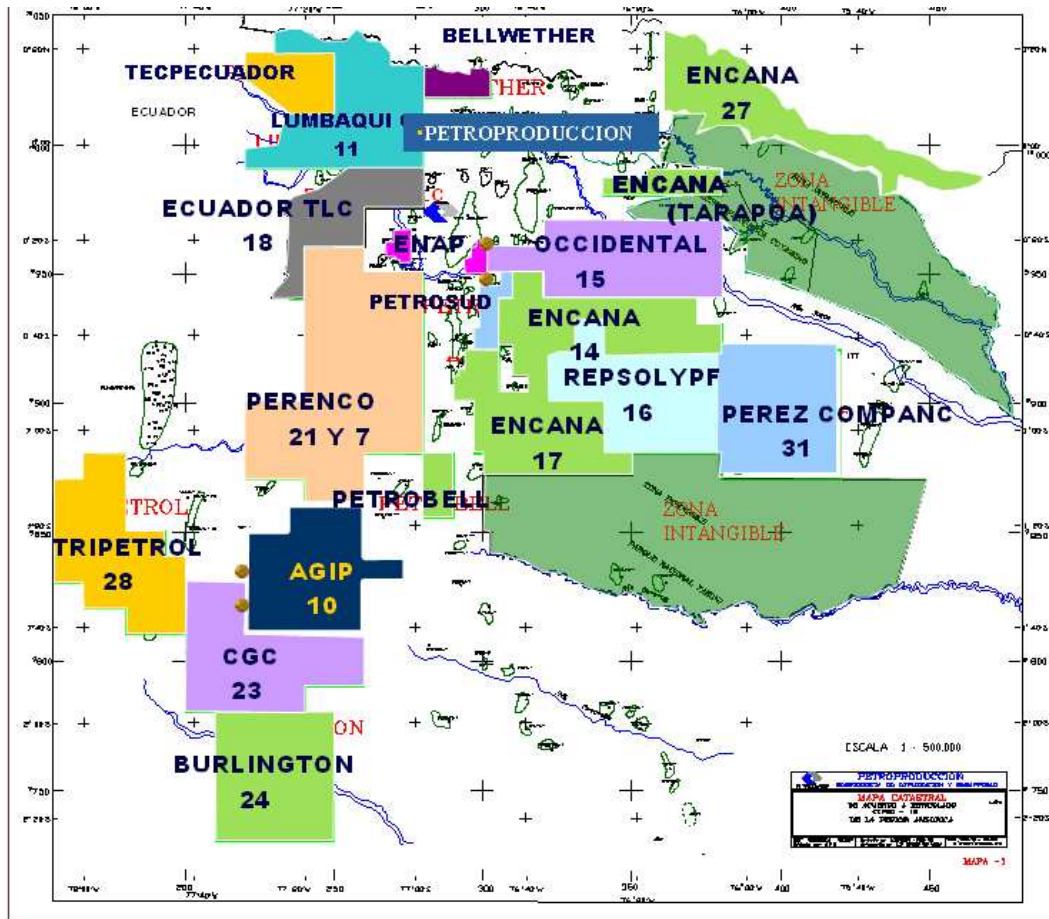


Fig. 6.- Mapa Catastral, Bloques petroleros. Fuente: PETROPRODUCCIÓN

Contratos de Prestación de Servicios.- La contratista se obliga a realizar con sus propios recursos económicos los servicios de exploración y explotación hidrocarburífera, y solo cuando se hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, en el área del contrato, tendrá derecho al reembolso de sus inversiones, costos y gastos, y al pago de sus servicios (Artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos).

Bajo contrato de Prestación de Servicios la compañía Agip opera el Bloque 10.

Contratos de Obras o Servicios Específicos.- La contratista se compromete a ejecutar obras trabajos o servicios específicos aportando la tecnología, los capitales, los equipos y maquinarias necesarios para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, a cambio de un precio o remuneración en dinero, cuya cuantía será convenida entre las partes conforme a la ley (Artículo 17 de la Ley de Hidrocarburos)

Bajo la modalidad de Contratos Específicos está la empresa Repsol YPF con el Campo Tivacuno, y la ESPOL con el campo de la Península.

Contratos de Exploración y Explotación de Campos Marginales.- Se delega a la contratista la facultad de exploración y explotación, adicional en los campos de producción marginal, con recursos propios (Artículo 2. de la Ley de Hidrocarburos).

Con Contratos de Campos Marginales operaran las siguientes compañías: Tecpecuador opera el campo Bermejo; Petroalamerec opera los campos Pindo Palanda y Yuca Sur; Bellwether opera el campo Charapa; Petrobell opera el campo Tiguino.

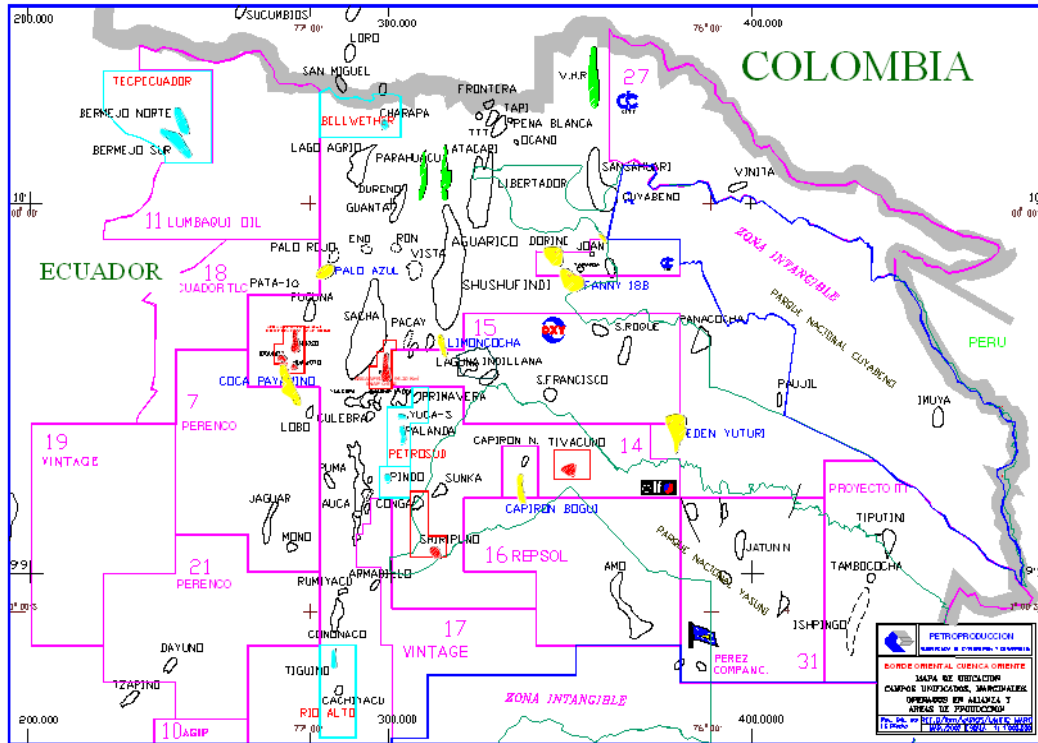


Fig. 7.- Campos **Unificados**, **Marginales**, **Alianzas Operativas**, **Servicios específicos**

Contratos de gestión compartida.- Aquellos en que la participación financiera y técnica de las empresas se concreta en un contrato de operaciones especial de gestión compartida o consorcio previamente aprobado por el Comité Especial de licitaciones CEL (Artículo 18.2 Ley de Hidrocarburos). (Fig-7)

Alianzas Operativas.- Son contratos de Servicios Específicos para desarrollar proyectos de rehabilitación y desarrollo de los campos, el incremento de la producción de los mismos se llama “Producción Incremental Alianzas Operativas”, los mismos están establecidos en el Acuerdo Interministerial 069, publicado en el registro oficial No. 142 del 16 de Abril del 2000.

Con contrato de Alianzas Operativas, se encuentra el campo Víctor Hugo Ruales y Atacapi Parahuacu a cargo de la empresa Dygoil. (Fig.7)

Para el desarrollo de crudos pesados de los campos en no producción se requiere de sólidos basamentos legales. Una fundamentación que permita establecer claramente las

responsabilidades de cada uno de los agentes públicos y privados que participan en el proceso, el carácter y magnitud de sus obligaciones, los requisitos que desde el punto de vista de Desarrollo de la sociedad civil, responsabilidad social, ambiental, deben cumplirse para poder acometer las diferentes actividades de la producción de Petróleo Pesado y la compatibilización entre dichas actividades y los planes de ordenación del territorio existentes deben estar enmarcados en las leyes y reglamentos básicos de la contratación pública por esto es importante observar el siguiente decreto ejecutivo para la operación de la actividad energética del sector petrolero.

**Decreto ejecutivo n° 2598 promulgado en el registro oficial 570 del 7 de mayo del 2002, reglamento de contratación de Petroecuador y sus empresas filiales para obras bienes y servicios específicos. Vigentes a la presente fecha.**

### **Capítulo III: Calificación y proceso de Contratación.**

**Art. 13 Calificación.-** las empresas que estén interesadas en participar en concursos en Petroecuador y sus empresas filiales, deberán previamente presentar la documentación para ser calificadas.

**Art. 14 Clases de Procesos.- Invitación a ofertar, Contratación Directa y Órdenes de trabajo y de Compra.**

**Art. 15.- Invitación a ofertar.-** Serán llamados a ofertar todas las empresas previamente calificadas. Para compras de equipos, repuestos e insumos a los fabricantes o distribuidores autorizados no se requerirá de calificación previa.

**Art. 16.- Documentación y trámite.-** Junto con la invitación a ofertar, se enviarán los términos de referencia, y se solicitará a los oferentes, certificados de no adeudar al IESS y no constar en registro de contratistas incumplidos y adjudicatarios fallidos que emite la contraloría.

**Art.17.- Procesos Desiertos.-** a) por no haberse presentado ninguna oferta; b) Por haber sido descalificados o consideradas inconvenientes las ofertas presentadas; c) Cuando es necesario introducir una reforma que cambie el objeto del contrato.

**Art. 18 Contratación Directa.-**

- a) situaciones de emergencia, Fuerza Mayor, caso fortuito, calificadas previamente por el presidente ejecutivo de Petroecuador.
- b) En caso de existir un solo proveedor, o de ser necesario la estandarización de marcas o de compatibilización con los activos existentes.
- c) Los provenientes de convenios con gobiernos extranjeros que ofrezcan el financiamiento mediante créditos blandos no comerciales, para la adquisición de

bienes , prestación de servicios y la relación de obras de especial importancia que implique recepción cronológica, siempre que los precios sean razonables comparables con el mercado.

- d) En contratos con otras instituciones del estado como institutos de educación superior, escuelas politécnicas y universidades. En estos casos, los términos de referencia respectivos, serán determinados para cada caso por el Concejo de Administración de Petroecuador.
- e) Los contratos que deben suscribir Petroecuador o sus Filiales, derivados de convenios de Alianzas estratégicas con empresas estatales.

#### Recomendación.

Dentro la facultad de lo que actualmente la ley de hidrocarburos, leyes complementarias, Reglamentos y Acuerdos Ministeriales en vigencia, serían mas conveniente para el desarrollo de los crudos pesados en el Ecuador a que el Estado participe a través de una contratación directa dentro de los Contratos de Asociación, de la modalidad de gestión compartida (Joint Venture), para que la empresa privada realice las inversiones a su riesgo, asuma la operación de los campo de crudos pesados y negocie su participación mas conveniente para ambas partes. Es importante considerar el Reglamento vigente publicado en el Registro Oficial N° 570 de 7 de mayo del 2002.

## **CAPÍTULO III**

### **3.1 Metodología**

#### **3.1.1 Localización y descripción de la investigación.**

##### **Localización**

La investigación se realizo en el departamento de Ingeniería de Producción, en el marco del convenio de cooperación Interinstitucional entre el Instituto de Altos Estudios Nacionales y Petroecuador como requisito previo a obtener el titulo de Master en Alta Gerencia.

##### **Descripción.**

La presente investigación se baso en una recopilación bibliografica de los estudios anteriores realizados en el ecuador sobre el desarrollo de crudos pesados y de los campos en no producción de PETROPRODUCCION.

La principal actividad realizada fue el análisis del volumen de reservas de crudos pesados a ser desarrolladas, determinándose la producción estimada anual y diaria junto con la inversión necesaria para la puesta en producción de los campos de crudos pesados.

Para esto se considerará la clasificación de crudos de acuerdo a ARPEL, que es la que mas se asemeja a nuestra realidad de crudo ecuatoriano, se ha procedido para efectos prácticos a clasificar las reservas de petróleo de los campos en no producción considerando el grado API, en vista de que las reservas motivos de este estudio se encuentran en estos rangos de crudos medianos, pesados y extrapesados.

<b>Clasificación</b>	<b>°API</b>
Livianos	Mayores de 30
Medianos	20-30
Pesados	10-20
Extra Pesados	Menores de 10

Cuadro N° 4.- Clasificación de crudos según ARPEL

### **3.1.2 Análisis de datos.**

#### **Consideraciones Generales**

El petróleo pesado en el ecuador ha sido conocido desde hace mucho tiempo desde el inicio de la actividad petrolera en la Región Amazonica Ecuatoriano en 1921, cuando la compañía Leonard Exploration Co. de Nueva York obtuvo una concesión de 25 mil Km2 por un período de 20 años. En 1937 la compañía Shell logra 10 millones de hectáreas en concesión en la región perforando en la depresión pastaza y en otros sectores los pozos Oglan-01 Shell y Vuano-01 Villano, Tiputini, entre otros.

La depresión pastaza comprende parte de la subcuenca subandina, limitada al este por la gran falla que la separa de la parte hundida. Las estructuras presentes tienen acumulación de hidrocarburos pesados y han sido perforadas en diferentes tiempos y compañías los pozos: Guallino, Autapi, Oglan, Vuano, Pungarayacu.

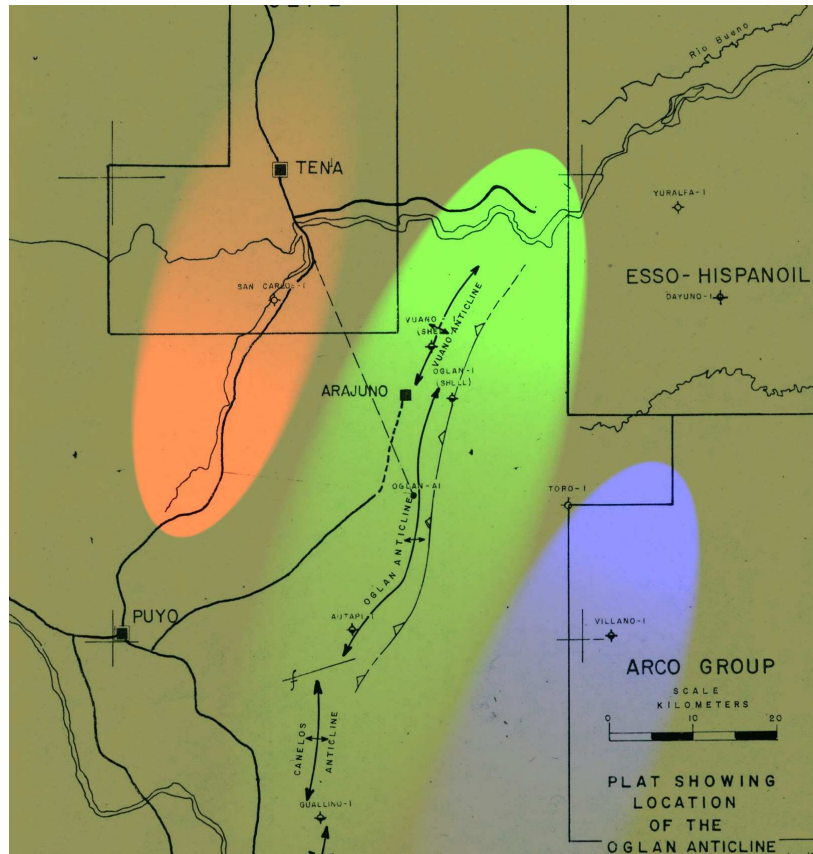


Fig. 8.- Mapa de ubicación del Anticlinal Oglan: Fuente.- File del pozo

Shell perforó un pozo Oglan en el flanco este del anticlinal de Oglan. El pozo fue perforado en la parte baja de la falla de empuje Oglan<sup>9</sup>, para probar la caída del bloque de falla. Se hicieron pruebas de algunos horizontes diferentes, casi de todas se recuperó mayormente agua con muestras de petróleo muy pesado, del intervalo de Hollín superior fluyó una pequeña cantidad (4 barriles por día) de petróleo viscoso y pesado (7.9°API) sin agua.

El pozo Vuano-01 fue perforado desde agosto de 1944 hasta 20 de septiembre 1945 por la empresa SHELL, en el flanco Sur de la estructura, tiene un espesor de petróleo de 20' en la formación Hollín y 40' en T de 16 a 20,16 API. Alcanzo una profundidad de 5280'

En 1964 el consorcio Texaco-Gulf obtiene una concesión de 1.500.000 Ha., y en 1967 perfora el primer pozo productivo, Lago Agrio No.1. Posteriormente en 1969 siguieron los de Sacha y Shushufindi. También centra su investigación en la depresión pastaza.

<sup>9</sup> Petroproduccion. File del pozo Oglan-01 Anglo, *comunicación personal y confidencial ECUA-764/73, Mr R. C. Shields, Exploracion - Geology, Wildcat Completion Letter Anglo Oglan A-1.*

El pozo Oglan-01 fue perforado en noviembre de 1972 por la empresa Anglo Superior-Union-Chevron<sup>10</sup>, en el alto de la estructura, tiene un espesor de petróleo de 238' en la formación Hollín de 11,40 a 13,3 API. Alcanzo una profundidad de 6.675'

El pozo Autapi fue perforado en septiembre de 1974 por la empresa Anglo Ecuatorian Oilfields, en el flanco de la estructura, tiene un espesor de petróleo de 38' en la formación Hollín de 14,5 API. Alcanzo una profundidad de 7.523'.

El pozo Guallino-01 fue perforado el 11 de noviembre de 1974 por la empresa Anglo Ecuatorian Oilfields, en la parte mas alta de la estructura, tiene un espesor de petróleo de 60' en la formación Hollín de 11,3 API. Alcanzo una profundidad de 6565'

A partir de este momento se inicia una ronda de concesiones, que consolidaron el control de las compañías extranjeras, que controlaban más de 4 millones de hectáreas, hasta que en junio de 1972 se crea la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). En 1974 el Estado adquiere el 25% de las acciones del consorcio Texaco-Gulf, creándose el consorcio CEPE-Texaco-Gulf.

En 1980, CEPE inicio el proyecto Pungarayacu con el objetivo de definir y delimitar las reservas de petróleo. Hasta 1987, se perforan 23 pozos todos positivos, delimitándose la estructura perfectamente.

En 1982 CEPE orienta sus esfuerzos exploratorios al suroriente de la cuenca a una zona adyacente a la frontera con el Perú, totalmente alejada de la infraestructura petrolera. Allí desarrolló una campaña sísmica, sobre la base de cuya interpretación definen cuatro estructura Amazonas, perforada en ese mismo año, Marañon, Huito, Balsaura perforadas en el siguiente año y Shionayacu en 1984. Todas fueron probados con pozos perforados a través de una torre helitransportable, única forma de acceder a esta zona, que como se indicó es muy distante y cubierta completamente por selva virgen.

---

<sup>10</sup> Petroproduccion. File del pozo Oglan-01 Anglo, *Sumario de perforación del pozo Oglan-01, Consorcio Anglo Superior- Union Chevron*. Noviembre de 1972.



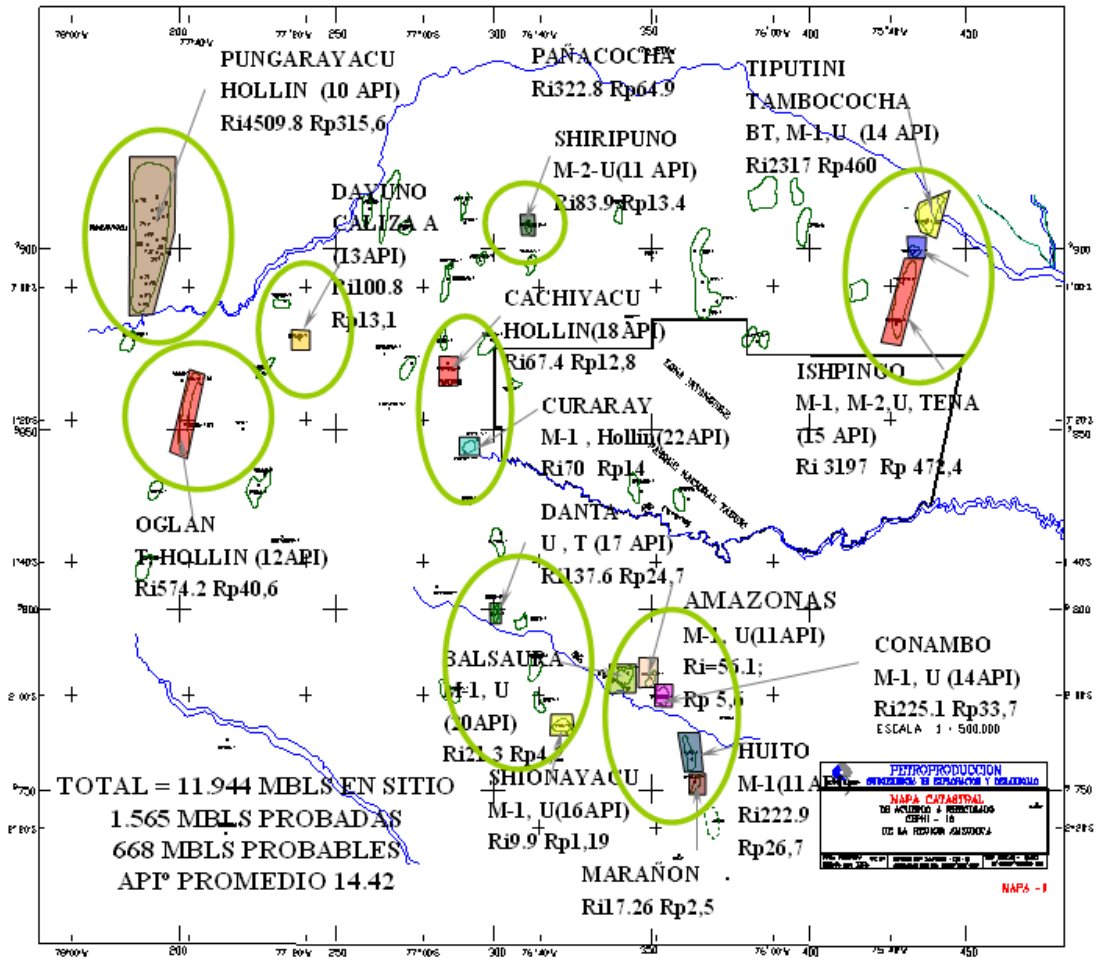


Fig. 9.- Mapa de ubicación de Campos en no Producción y Potencial Geológico

### 3.2 Comprobación de la hipótesis

#### 3.2.1 Muestra y Tabulación

Para este trabajo se utilizó como fuente bibliográfica las reservas de los campos en no producción con que cuenta PETROPRODUCCION, otorgada por el departamento de yacimientos y la estimación de reservas de petróleo crudo según aprobación de la última comisión PETROPRODUCCION – DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS al 31 de diciembre de año 2006. (Cuadro-5)

Con las reservas remanentes de cada campo en no producción, se estimó las reservas que pueden ser desarrolladas que están por el orden del 6%, con lo que nos dio la producción inicial que tendrían estos campos. A esta producción inicial le hemos asignado una inversión por barril producido de 10.000 dólares determinándose la inversión de desarrollo. Las producciones iniciales como las inversiones de desarrollo se sumaron, como resultado tenemos la producción incremental que tendríamos si realizaríamos esta suma de inversiones.

<b>PETROPRODUCCION</b>									
<b>RESERVAS DE PETROLEO - CAMPOS EN NO EN PRODUCCION</b>									
<b>AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006</b>									
CAMPOS	YACIMIENTO	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (BLS. M)	FR (%)	RESERVAS ORIGINALES			RESERVAS REMANENTES (BLS) AL 31/12/04	API A 60°F	
				PROBADAS (BLS. M)	PROBABLES (BLS. M)	TOTAL (BLS. M)			
1	AMAZONAS	M-1, U	56.100.000	10,00	5.610.000	0	5.610.000	5.610.000	11,00
2	BALSAURA	M-1, U	21.300.000	20,00	4.260.000	0	4.260.000	4.260.000	20,50
3	CACHIYACU	HOLLIN SUP.	67.421.053	19,00	12.810.000	0	12.810.000	12.810.000	18,30
4	CONAMBO	M-1, U	225.066.667	15,00	33.760.000	0	33.760.000	33.760.000	14,10
5	CURARAY	M-1, U, HOLLIN	70.000.000	20,00	14.000.000	0	14.000.000	14.000.000	22,50
6	DANTA	U, T	137.611.111	18,00	24.770.000	0	24.770.000	24.770.000	17,00
7	DAYUNO	CALIZA " A "	100.769.231	13,00	13.100.000	0	13.100.000	13.100.000	13,00
8	HUITO	M-1	222.916.667	12,00	26.750.000	0	26.750.000	26.750.000	10,50
9	MARAÑON	M-1	17.266.667	15,00	2.590.000	0	2.590.000	2.590.000	15,50
10	OGLAN	T, HOLLIN	574.160.143	7,07	40.600.000	39.782.420	80.382.420	40.600.000	11,70
11	PAÑACOCOA	T, U, M-2, M-1	322.879.440	20,10	64.904.967	17.810.542	82.715.509	64.904.967	25,00
12	PRIMAYERA	U, T, HOLLIN	10.714.286	14,00	1.500.000	0	1.500.000	1.500.000	26,40
13	PUNGARAYACU	HOLLIN	4.509.800.000	7,00	315.686.000	0	315.686.000	315.686.000	10,00
14	SHIONAYACU	M-1, U	9.916.667	12,00	1.190.000	0	1.190.000	1.190.000	15,70
15	SHIRIPUNO C.	M-2, U	83.875.000	16,00	13.420.000	0	13.420.000	13.420.000	11,00
	<b>SUB-TOTAL</b>		<b>6.429.796.930</b>		<b>574.950.967</b>	<b>57.592.962</b>		<b>574.950.967</b>	
16	ISHPINGO (Sur)	BT, M-1	1.207.980.000	16,88	203.890.800	144.823.000	348.713.800	203.890.800	15,40
	-	M2-U	925.220.000	11,29	104.426.720	40.584.000	145.010.720	104.426.720	13,90
	ISHPINGO (Norte)	BT, M-1	653.820.000	15,02	98.206.080	71.659.800	169.865.880	98.206.080	14,80
	-	M-2, U	410.080.000	16,09	65.966.480	18.608.800	84.575.280	65.966.480	14,00
	TAMBOC-TIPUT	BT, M-1	2.317.500.000	19,87	460.580.400	335.219.600	795.800.000	460.580.400	14,20
	-	U			57426126			57.426.126	
17	<b>SUB-TOTAL "ITT"</b>		<b>5.514.600.000</b>		<b>990.496.606</b>	<b>610.895.200</b>		<b>990.496.606</b>	
	<b>TOTAL EN NO PRODUCCION</b>		<b>11.944.396.930</b>		<b>1.565.447.573</b>	<b>668.488.162</b>	<b>1.922.068.449</b>	<b>1.565.447.573</b>	
									<b>TAC/C711F12J2006</b>

Cuadro N° -5.- Reservas en no producción Fuente: Dep. Yacimientos, Petroproducción.

A continuación realizamos la tabulación de la información de reservas en no producción estas clasificó de acuerdo al tipo de crudo según Arpel (Cuadro-4)

Las reservas remanentes de los campos de PETROPRODUCCIÓN aún no desarrollados, gráfico-5, suman aproximadamente 1.565 millones de barriles de petróleo distribuidos en:

**Crudos Medianos > 20 °API**, se encuentran en los campos Balsaura, Curaray, Pañacocha y Primavera, con unas reservas remanentes de petróleo que están por el orden 84,66 millones barriles de petróleo, representan el 5,41% del total de las reservas en no producción.

**Crudos Pesados de > 10°API a 20° API**, están en los campos Amazonas Cachiyacu, Conambo, Danta, Dayuno, Huito, Marañon, Oglan, Shianayacu, siripuno, Ishpingo Sur, Norte, Tambococha, Tiputini, con reservas por el orden de 1.165 millones de barriles, representando el 74,43 % del total de las reservas en no producción.

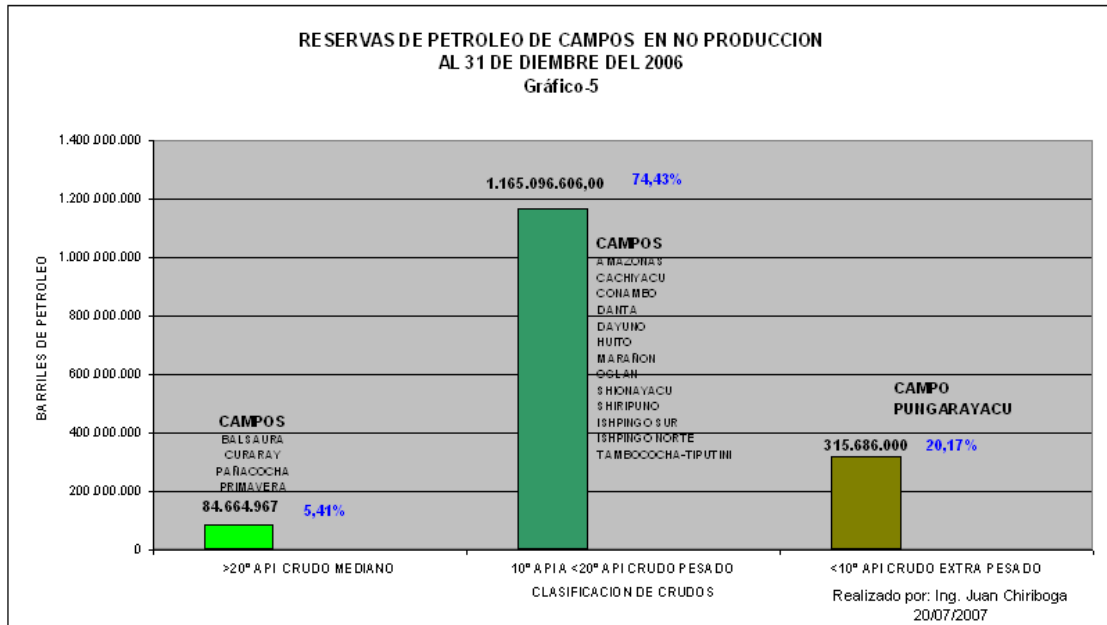


Gráfico-5.- Reservas de Crudo ecuatoriano según Clasificación de ARPEL

**Crudos Extra Pesados < 10° API** se encuentran en el campo Pungarayacu cuyas reservas remanentes de petróleo están por el orden de 315 millones de barriles de petróleo que representan el 20,17% del total de las reservas en no producción.

**Reservas de Crudo mediano > 20° API**

Las reservas de de crudo mediano > 20° API son 84'664.967 barriles de petróleo en los campos: Balsaura 4'260.000 de 20,50 °API; Curaray 14'000.000 barriles de petróleo de 22,50° API; Pañacocha 64'904.957 barriles de petróleo de 25° API.

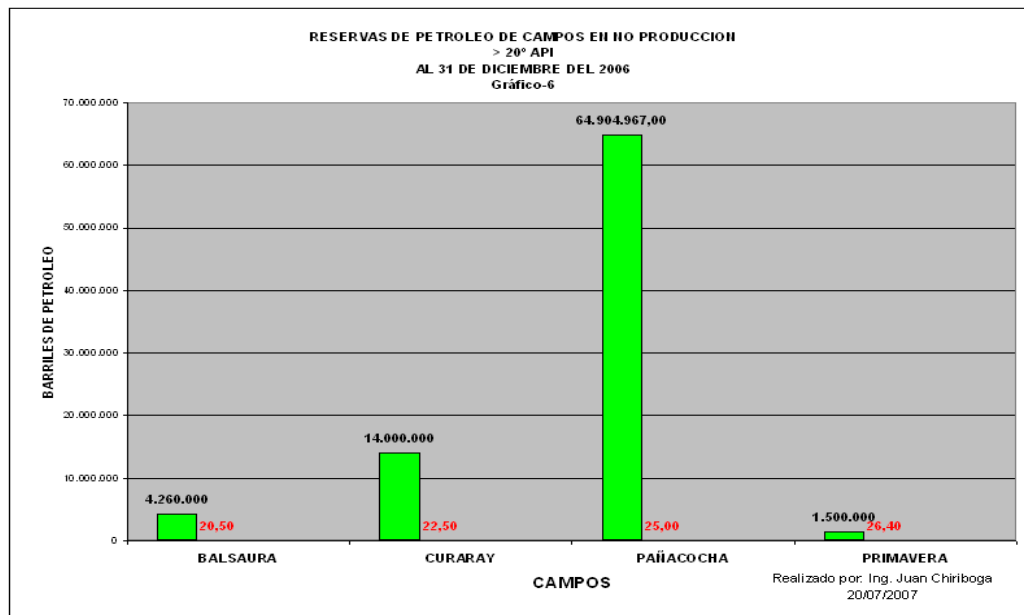


Gráfico-6.- Reservas de Crudo mediano > 20° API

<b>CAMPO BALSaura</b> <b>YACIMIENTOS "M-1" "U"</b> <b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	21.300.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	20	%
RESERVAS PROBADAS	4.260.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	4.260.000	BLS N
API A 60°	20,50	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	255.600	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>710</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	7.100.000	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	1.775.000	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>8.875.000</b>	<b>Dólares</b>
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -6.- Campo Balsaura, Producción estimada

En el cuadro-6, observamos que el campo Balsaura cuenta con unas reservas en sitio de 21'300.000 barriles de petróleo de los reservorios M-1 y U de 20,50° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 710 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 8'875.000 dólares

<b>CAMPO CURARAY</b> <b>YACIMIENTOS "M-1" "U" "HOLLÍN"</b> <b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	70.000.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	20	%
RESERVAS PROBADAS	14.000.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	14.000.000	BLS N
API A 60°	23	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCIÓN ESPERADA POR AÑO=	840.000	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>2333</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	23.333.333	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	5.833.333	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>29.166.667</b>	<b>Dólares</b>
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -7.- Campo Curaray, Producción estimada

En el cuadro-7, observamos que el campo Curaray cuenta con unas reservas en sitio de 70'000.000 barriles de petróleo de los reservorios M-1, U y Hollín de 23° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 2.333 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 29'166.667 dólares.

<b>CAMPO PAÑACOCOA</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-1" "M-2" "U" "T"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	322.879.440	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	20	%
RESERVAS PROBADAS	64.904.967	BLS N
RESERVAS PROBABLES	17.810.542	BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	64.904.967	BLS N
API A 60°	25	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	3.894.298	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>10.817</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	108.174.945	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	27.043.736	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>135.218.681</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -8.- Campo Pañacocha, Producción estimada

En el cuadro-8, tenemos el campo Pañacocha, cuenta con unas reservas en sitio de 322'879.440 barriles de petróleo de los reservorios M-1, M-2, U y T de 25° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 10.817 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 135'218.681 dólares.

<b>CAMPO PRIMAVERA</b>		
<b>YACIMIENTOS "U" "T" "HOLLIN"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	10.714.286	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	14	%
RESERVAS PROBADAS	1.500.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	1.500.000	BLS N
API A 60°	26,40	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	90.000	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>250</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	2.500.000	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	625.000	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>3.125.000</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -9.- Campo Primavera, Producción estimada

En el cuadro-9, tenemos el campo Primavera, cuenta con unas reservas en sitio de 10'714.286 barriles de petróleo de los reservorios, U, T, Hollín de 26,40° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 250

BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 3'125.000 dólares.

### Reservas de Crudo Pesado >10° API a < 20° API

Las reservas de de crudo pesado >10° API a < 20° API gráfico-7, son 1.165'096.606 barriles de petróleo en los campos: Amazonas 5'610.000 barriles de petróleo de 20,5° API; Cachiyacu 12'810.000 barriles de petróleo de 18,3° API; Conambo 33'760.000 barriles de petróleo de 14,1° API; Danta 24'770.000 barriles de petróleo de 17° API; Dayuno 13'110.000 barriles de petroleo de 13° API; Huito 26'750.000 barriles de petróleo de 10,5° API; Marañon 2'590.000 barriles de petróleo de 15,5° API; Oglan 40'600.000 barriles de petróleo de 11,7° API; Shianayacu 1'190.000 barriles de petróleo de 15,7° API; Shiripuno 13'420.000 barriles de petróleo de 11° API; Ishpingo Sur 308'317.520 barriles de petróleo de 15,4° API; Ishpingo Norte 164'172.560 barriles de petróleo de 14,8° API; Tiputini Tambocochoa 518'006.526 barriles de petróleo de 14,2° API. Las reservas mas importantes en volumen se encuentran en los campos ITT con 990'496.606 barriles de petróleo de 14,8° API que representan el 85,01% de las reservas de crudo pesado y el 63,01% del total de reservas en no producción. Existen también unas reservas interesantes en el Campo Oglan que están por el Orden de 141'519.540 barriles de petróleo calculadas en este estudio gráfico-7b.

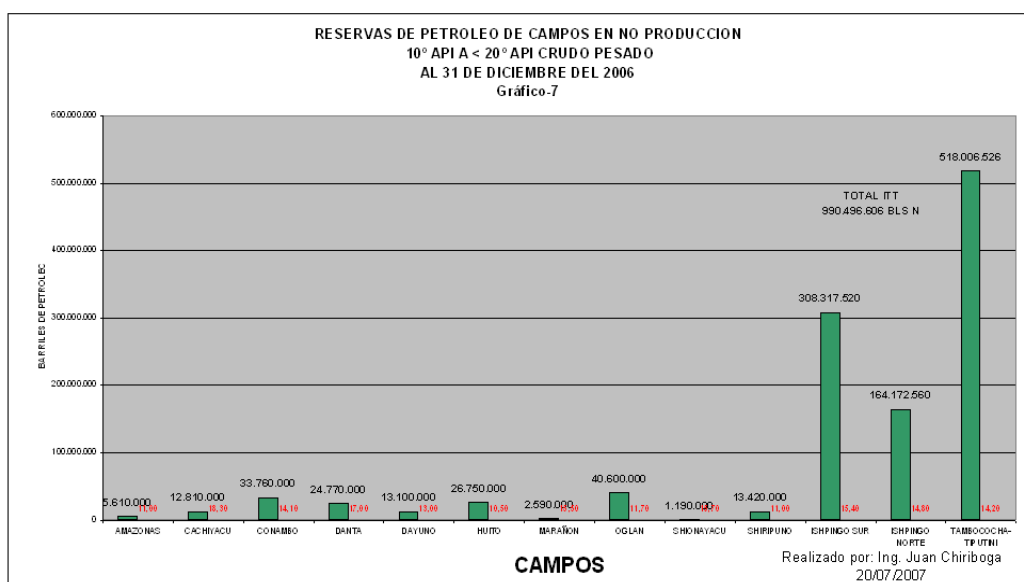


Gráfico-7.- Reservas de Crudo Pesado >10° API a < 20° API

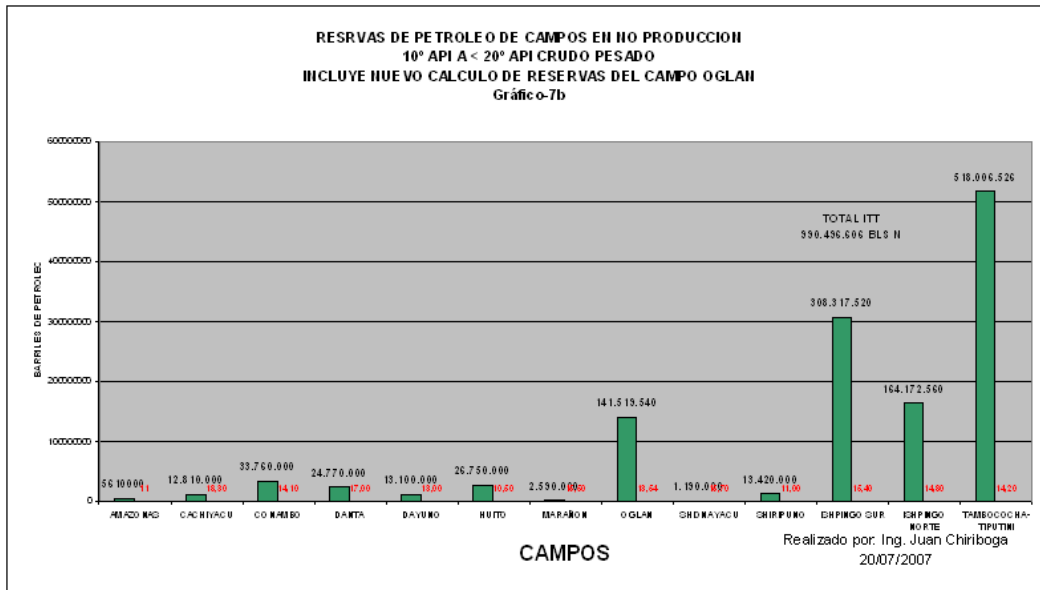


Gráfico-7b.- Reservas de Crudo Pesado >10° API a < 20° API  
 Incorporación de reservas Campo Oglan

<b>CAMPO AMAZONAS</b> <b>YACIMIENTOS "M-1" "U"</b> <b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	56.100.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	10	%
RESERVAS PROBADAS	5.610.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	5.610.000	BLS N
API A 60°	11	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	336.600	BLS N
PRODUCCION ESPERADA POR DIA =	935	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	9.350.000	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	2.337.500	Dólares
TOTAL	11.687.500	Dólares

Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07

Cuadro N° -10.- Campo Amazonas, Producción estimada

En el cuadro-10, observamos que el campo Amazonas cuenta con unas reservas en sitio de 56'100.000 barriles de petróleo, de los reservorios M-1 y U de 11° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 935 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 11'687.500 dólares, este campo es parte del tred estructural Amazonas, Balsaura, Conambo, Huito campos que se encuentran en el Sur oriente ecuatoriano.

<b>CAMPO CACHİYACU</b>		
<b>YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	67.421.053	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	19	%
RESERVAS PROBADAS	12.810.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	12.810.000	BLS N
API A 60°	18	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	768.600	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>2135</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dòlares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	21.350.000	Dòlares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	5.337.500	Dòlares
TOTAL	26.687.500	Dòlares

Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07

Cuadro N° -11.- Campo Cachiyacu, Producción estimada

En el cuadro-11, observamos que el campo Cachiyacu cuenta con unas reservas en sitio de 67'421.053 barriles de petróleo, de los reservorios Hollín de 18° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 2135 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 26'687.500 dólares, este campo esta en la parte sur del campo Tiguino que fue entregado a la empresa privada para su operación como campo Marginal.

En el cuadro-12, tenemos el campo Conambo cuenta con unas reservas en sitio de 225'066.667, barriles de petróleo, de los reservorios M-1 y U de 14° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 5.627 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años, con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 70.333.333 dólares, este campo es parte del tren estructural Amazonas, Balsaura, Conambo, Huito campos que se encuentran en el Sur oriente ecuatoriano.



<b>CAMPO CONAMBO</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-1" "U"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	225.066.667	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	15	%
RESERVAS PROBADAS	33.760.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	33.760.000	BLS N
API A 60°	14	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	2.025.600	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>5627</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	56.266.667	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	14.066.667	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>70.333.333</b>	Dólares

Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07

Cuadro N° -12.- Campo Conambo, Producción estimada

<b>CAMPO DANTA</b>		
<b>YACIMIENTOS "U" "T"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	137.611.111	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	18	%
RESERVAS PROBADAS	24.770.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	24.770.000	BLS N
API A 60°	17	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	1.486.200	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>4128</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	41.283.333	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	10.320.833	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>51.604.167</b>	Dólares

Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07

Cuadro N° -13.- Campo Danta, Producción estimada

En el cuadro-13, observamos que el campo Danta cuenta con unas reservas en sitio de 137'6111.111 barriles de petróleo, de los reservorios "U" y "T" de 17° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 4.128 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 50'604.167 dólares, este campo es parte del tred estructural Amazonas, Balsaura, Conambo, Huito campos que se encuentran en el Sur oriente ecuatoriano.

<b>CAMPO DAYUNO</b>		
<b>YACIMIENTOS CALIZA "A"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	100.769.231	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	13	%
RESERVAS PROBADAS	13.100.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	13.100.000	BLS N
API A 60°	13	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	786.000	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>2183</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	21.833.333	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	5.458.333	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>27.291.667</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -14.- Campo Dayuno, Producción estimada

<b>CAMPO HUITO</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-1"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	222.916.667	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	12	%
RESERVAS PROBADAS	26.750.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	26.750.000	BLS N
API A 60°	11	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	1.605.000	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>4458</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	44.583.333	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	11.145.833	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>55.729.167</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -15.- Campo Huito, Producción estimada

En el cuadro-14, tenemos el campo Dayuno, cuenta con unas reservas en sitio de 100'769.231 barriles de petróleo, del reservorios Caliza A de 13° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 2183 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 27'291.667 dólares, este campo esta en el bloque -21.

En el cuadro-15, observamos que el campo Huito cuenta con unas reservas en sitio de 222'916.667 barriles de petróleo, del reservorio "M-1" de 11° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 4.458 BPPD, la duración de

estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 55'729.167 dólares, este campo es parte del tred estructural Amazonas, Balsaura, Conambo, Huito campos que se encuentran en el Sur oriente ecuatoriano.

<b>CAMPO MARAÑÓN</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-1"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	17.266.667	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	15	%
RESERVAS PRÓBADAS	2.590.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	2.590.000	BLS N
API A 60°	15,50	API
% DE RERSERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	155.400	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>432</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	4.316.667	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	1.079.167	Dólares
TOTAL	5.395.833	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -16.- Campo Marañón, Producción estimada

En el cuadro-16, tenemos el campo Marañón que cuenta con unas reservas en sitio de 17'266.667 barriles de petróleo, del reservorio "M-1" de 15,50° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 432 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 5'395.833 dólares, este campo se encuentran junto a la frontera con el Perú y en la parte Sur del tred estructural Amazonas, Balsaura, Conambo, Huito campos que se encuentran en el Sur oriente ecuatoriano.

<b>CAMPO OGLAN (OPCIÓN-1)</b> <b>YACIMIENTOS "T" "HOLLÍN"</b> <b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	574.160.143	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	7	%
RESERVAS PROBADAS	40.600.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES	39.782.420	BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	40.600.000	BLS N
API A 60°	12	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	2.436.000	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>6.767</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	67.666.667	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	16.916.667	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>84.583.333</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -17.- Campo Oglan Opción -1, Producción estimada

<b>CAMPO OGLAN (OPCIÓN-2)</b> <b>YACIMIENTOS "T" "HOLLÍN"</b> <b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	574.160.143	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	7	%
RESERVAS PROBADAS	40.600.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES	39.782.420	BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	80.382.420	BLS N
API A 60°	12	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	4.822.945	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>13.397</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	133.970.700	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	33.492.675	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>167.463.375</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -18.- Campo Oglan Opción -2, Producción estimada

En los cuadros-17-18-19, tenemos el campo OGLAN con tres escenarios de reservas. Las opciones 1 y 2 cuentan con unas reservas en sitio de 574'160.143 barriles de petróleo, de los reservorios "T" y Hollín de 13,3° API, en la opción-1 solo se considera las reservas probadas de 40'600.000 barriles de petróleo. En la opción-2 se considera las reservas probadas - probables que están por alrededor de 80'382.420 barriles de petróleo. En la opción-3 se considera las reservas en sitio calculadas en este estudio de 2.021'706.427 barriles con un 7% de factor de recobro tenemos unas reservas probadas

de 141'519.450 barriles de petróleo, al desarrollar el 6% de estas reservas tendríamos una producción estimada diaria para la opción-1 de 6.767 BPPD; opción-2 de 13.397 BPPD y la opción-3 de 23.587 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden de: Opción-1 84'583.333 dólares, opción-2 167'463.375 dólares, y la opción-3 294'832.188 dólares, el campo se encuentran junto al bloque 10, el Oleoducto secundario que sale de campo Villano pasa muy próximo al campo Oglan

<b>CAMPO OGLAN (OPCIÓN-3)</b> <b>YACIMIENTOS "T" "HOLLIN"</b> ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO REFERENCIA CALCULO DE RESERVAS J CHIRIBOGA AGOSTO/2007		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	2.021.706.427	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	7	%
RESERVAS PROBADAS	141.519.450	BLS N
RESERVAS PROBABLES	0	BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	141.519.450	BLS N
API A 60°	13	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	8.491.167	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>23.587</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	235.865.750	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	58.966.438	Dólares
TOTAL	294.832.188	Dólares
Realizado Por Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -19.- Campo Oglan Opción -3, Producción estimada

En el cuadro-20, observamos que el campo Shionayacu cuenta con unas reservas en sitio de 9'916.667 barriles de petróleo, de los reservorio "M-1" y "U" de 15,70° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 198 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 2'479.167 dólares, este campo es parte del lineamiento estructural Danta-Shianayacu en el Sur oriente ecuatoriano, el pozo exploratorio no se pudo completar hasta la Profundidad Total por problemas operativos de estabilidad del hueco, solo se completo y se registro hasta la caliza A, se tiene reportes de las comunidades del sector de brote de petróleo por el cabezal los que nos daría una perspectivas de reservas mayores.

<b>CAMPO SHIONAYACU</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-1" "U"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	9.916.667	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	12	%
RESERVAS PROBADAS	1.190.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	1.190.000	BLS N
API A 60°	15,70	API
% DE RERSERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	71.400	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>198</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	1.983.333	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	495.833	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>2.479.167</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -20.- Campo Shianayacu, Producción estimada

<b>CAMPO SHIRIPUNO</b>		
<b>YACIMIENTOS "M-2" "U"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	83.875.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	16	%
RESERVAS PROBADAS	13.420.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	13.420.000	BLS N
API A 60°	11	API
% DE RERSERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	805.200	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>2237</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	22.366.667	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	5.591.667	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>27.958.333</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -21.- Campo Shiripuno, Producción estimada

En el cuadro-21, tenemos el campo Shiripuno que cuenta con unas reservas en sitio de 83'875.000 barriles de petróleo, de los reservorio "M-2" y "U" de 11° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 2.237 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 27'958.333 dólares.

<b>CAMPO ISHPINGO-TIPUTINI-TAMBOCOCHA</b>		
<b>YACIMIENTOS "BT", "M-1", "M-2", "U"</b>		
<b>ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	5.514.600.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	0	%
RESERVAS PROBADAS	990.496.606	BLS N
RESERVAS PROBABLES	610895200	BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	990.496.606	BLS N
API A 60°	14	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	59.429.796	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>165.083</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSION POR BARRIL PRODUCIDO	10.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	1.650.827.677	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	412.706.919	Dólares
<b>TOTAL</b>	<b>2.063.534.596</b>	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -22.- Campo ITT, Producción estimada

En el cuadro-22, tenemos el Tren Estructural Ishpingo–Tiputini-Tambococha que cuenta con unas reservas en sitio de 5.514’600.000 barriles con unas reservas probadas de 990’496.606 barriles de petróleo, de los reservorio “BT”, “M-1”, “M-2” y “U” de 14,46° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 165.083 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 2.063’534.596 dólares, este campo se encuentran al centro este del Ecuador entre los parques nacionales Cuyabeno y Yasuni.

### **Reservas de Crudo Extra pesado < 10° API**

Las reservas probadas de crudo Extra Pesado < 10° API son 315’686.000 barriles de petróleo se encuentran en el campo Pungarayacu localizado en la provincia del Napo, región amazónica, abarca una superficie aproximada de 1.000 kms cuadrados. Grafico-8

En el cuadro-23, tenemos el campo Pungarayacu que cuenta con unas reservas en sitio de 4.509’800.000 barriles con unas reservas probadas de 315’686.000 barriles de petróleo, del reservorio “Hollín” de 10° API, al desarrollar el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 52.614 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 15.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 986’518.750 dólares.

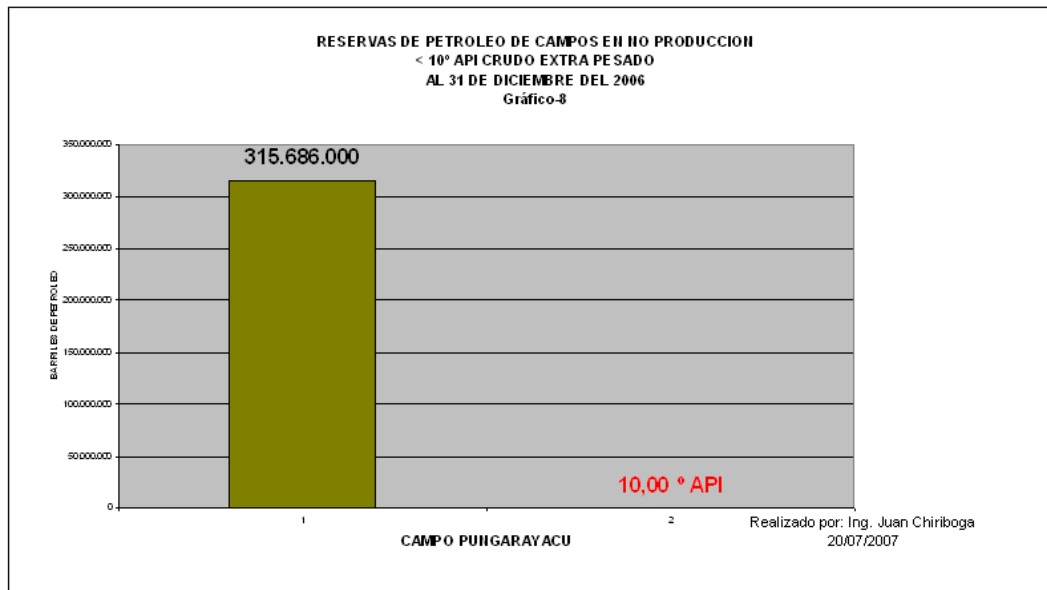


Gráfico-8.- Reservas de Crudo Extra Pesado < 10° API

<b>CAMPO PUNGARAYACU YACIMIENTOS "HOLLIN" ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN Y PRODUCCIÓN DE DESARROLLO</b>		
RESERVAS ORIGINALES EN SITIO	4.509.800.000	BLS N
FACTOR DE RECOBRO	7	%
RESERVAS PROBADAS	315.686.000	BLS N
RESERVAS PROBABLES		BLS N
TOTAL DE SUS RESERVAS=	315.686.000	BLS N
API A 60°	10	API
% DE RESERVAS PRODUCIDAS AL AÑO=	6	%
PRODUCCION ESPERADA POR AÑO=	18.941.160	BLS N
<b>PRODUCCION ESPERADA POR DIA =</b>	<b>52.614</b>	BLS N
TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE RESERVAS	17	AÑOS
MONTO DE INVERSIÓN POR BARRIL PRODUCIDO	15.000	Dólares
INVERSIÓN DE DESARROLLO	789.215.000	Dólares
INVERSIÓN DE PRODUCCIÓN AÑO 6 MANEJO DE AGUA 25%	197.303.750	Dólares
TOTAL	986.518.750	Dólares
Realizado Por: Ing. Juan Chiriboga 20/07/07		

Cuadro N° -23.- Campo Pungarayacu, Producción estimada

El campo está en la región amazónica, el petróleo se encuentra en la parte superficial esto es unos 200 metros bajo el nivel del mar, la acción intensa de lavado de las aguas meteóricas lo están afectado en su composición.

El cuadro-24, es un resumen elaborado en base a la información desarrollada de los cuadros 5 hasta el 23, en donde observamos de izquierda a derecha el tipo de crudo de los campos según la clasificación de ARPEL, las reservas originales de cada campo, su grado API, el porcentaje en relación a las reservas por tipo de crudo, el volumen de



reservas por tipo de crudo, el porcentaje relación a las reservas totales, la producción estimada por campo, la producción estimada incremental por tipo de crudo, la inversión estimada por campo y la inversión estimada por tipo de crudo.

Con la tabulación de estos datos, en el cuadro 24, y un análisis vertical y horizontal podemos prestar atención que lograríamos incrementar la producción en: 14.110 BDPP de > 20° API; 194.181 BPPD de > 10° API y 52.514 BPPD de < 10° API, sumando esto alcanzaríamos a obtener un incremento total a la producción Nacional de 260.905 BPPD con un API promedio de 15,9 ° API, que representan el 50% de la producción nacional actual, con esto estaríamos confirmando la hipótesis trazado al inicio del estudio y desecharíamos la hipótesis nula. Como observamos en el cuadro 24.

EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS  
CAMPOS EN NO PRODUCCION  
CUADRO TOTAL DE RESUMEN  
Realizado por: Ing. Juan Chiriboga 24/09/2007

TIPO DE CRUDO	CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES	% API	% de reservas por campo en relación al tipo de crudo	Sub total de reservas por tipo de crudo	% de reservas por campo en relación a las reservas totales	Producción Estimada por Campo	Producción Estimada por Tipo de Crudo	Inversión Estimada por Campo	Inversión Estimada por Tipo de Crudo
		BLS N		%	BLS II	%	BPPD	BPPD	Dólares	Dólares
Crudos Medianos > 20° API	BALSAURA	4.260.000	20,5	5,03	84.664.967	0,27	710	14.110	8.875.000	176.385.348
	CURARAY	14.000.000	22,5	16,54		0,89	2.333		29.166.667	
	PAÑACUCHA	64.904.967	25	76,66		4,15	10.817		135.218.681	
	PRIMAVERA	1.500.000	26,4	1,77		0,10	250		3.125.000	
Crudos Pesados de 10° API A <20° API	AMAZONAS	5.610.000	11	0,48	1.165.096.605	0,36	936	194.181	11.687.500	2.427.284.596
	CACHYACU	12.810.000	18,3	1,10		0,82	2.135		26.687.500	
	CONAMBO	33.760.000	14,1	2,90		2,16	5.625		70.333.333	
	DANTA	24.770.000	17	2,13		1,58	4.128		51.604.167	
	DAYUNO	13.100.000	13	1,12		0,84	2.183		27.291.667	
	HUITO	26.750.000	10,5	2,30		1,71	4.458		55.729.167	
	MARAÑON	2.590.000	15,5	0,22		0,17	432		5.395.833	
	DIGLAN	40.600.000	11,7	3,48		2,59	6.767		84.583.333	
	SHIDNAYACU	1.190.000	15,7	0,10		0,08	198		2.479.167	
	SHIRIPUNO	13.420.000	11	1,16		0,86	2.237		27.958.333	
	ISHPINGO SUR	308.317.520	15,4	26,46		19,70	165.083			
	ISHPINGO NORTE	164.172.560	14,8	14,09		10,49				
TAMBOCOCHA-TIP	518.006.526	14,2	44,46	33,09		2.063.534.596				
Crudos Extra Pesados < 10° API	PUNGARAYACU	315.686.000	10	100,00	315.686.000	20,17	52.614	52.614	986.518.750	986.518.750
TOTAL					1.565.447.573	100		260.905		3.590.188.694

Cuadro N° -24.- Campos en no producción. Resumen de producción e inversión estimada para su explotación

## HIPÒTESIS

### Hipótesis investigación.

**Hi** = La explotación y manejo de crudos pesados de los campos en no producción incrementaría en hasta en un 50% la producción de petróleo nacional.

### Hipótesis nula.

**Ho** = La explotación y manejo de crudos pesados de los campos en no producción incrementaría en menos del 50% la producción de petróleo nacional.

### Hipótesis estadística

$$H_i = X > 50 \%$$

$$H_o = Y < 50 \%$$

VARIABLE INDEPENDIENTE	DEFINICIONES	INDICADORES		INSTRUMENTOS		
		Barriles de Petróleo BIs	Barriles de Petróleo por día BPPD			
EXPLORACION DE CRUDOS PESADOS	<b>Reservas Posibles.</b> - estimado de reservas de petróleo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas			EXPLORACIÓN DE CRUDO PESADO	Total de incremento de producción estimada de crudo de campos en no producción	
	<b>Reservas In Sitio.</b> - es el volumen de petróleo calculado en base a la información geofísica, geológica y de reservorios en subsuelo de áreas que han sido perforadas y están disponibles para su uso o explotación.	11.944'396.930				
	<b>Reservas Probadas.</b> - la cantidad de petróleo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas.	1.565'447.573	CRUDO >20°API 14.110 BPPD			
	<b>Reservas Recuperables.</b> - la proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.	1.565'447.573	CRUDO >10°API a <20°API 194.181 BPPD			
	<b>Reservas Remanentes.</b> - Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento	1.565'447.573	CRUDO <10°API 52.614 BPPD	260.905		BPPD
	<b>Reservas Probables.</b> - reservas cuya presencia en una zona determinada están claramente demostradas pero que las condiciones técnicas y económicas actuales impiden extraerlas, ya sea por el alto costo de extracción o por poca fluidez de los petróleos	668'488.162				
	<b>Reservas Totales Originales.</b> - son las reservas probadas más las reservas probables más reservas posibles	1.922'068.449				
<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b>						
50 % DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL	<b>Explotación.</b> - es la extracción del petróleo y gas del subsuelo, mediante perforación de pozos y construcción de la infraestructura para su transporte y almacenamiento, en los campos petroleros.		BPPD	% de incremento de Explotación en relación a la Producción Estatal, Privada y Nacional		
	<b>Producción de PETROPRODUCCIÓN.</b> - BPPD, es el volumen de reservas explotadas en barriles de petróleo diario por operación directa incluye el bloque -15		262.769	99%		
	<b>Producción de Empresas Privadas.</b> - BPPD, es el volumen de reservas explotadas en barriles de petróleo diario por operación privada según el tipo de contrato		257.861	101%		
	<b>Total Producción de Petróleo nacional.</b> - BPPD, es el volumen de reservas explotadas en barriles de petróleo diario extraídas para la refinación y comercialización a nivel nacional. Es la suma de la Producción de Petroproducción + Privadas		520.630	50%		

Cuadro N° -25.- Comprobación de Hipótesis. Fuente: Reporte Gerencial del 19/09/2007, Reporte de Reservas Departamento de Yacimientos PETROPRODUCCIÓN

## **4.1 Conclusiones y Recomendaciones**

### **4.1.1 Conclusiones**

El potencial petrolero de PETROPRODUCCION, estimado al 31 de diciembre del 2007 por la comisión Interinstitucional DNH-PETROPRODUCCION es el siguiente: Las reservas Originales Probadas, están en el orden de los 7.003.922.468. BLS (incluidos campos marginales y unificados), de este total se han producido 3.403.666.310 BLS quedando como reservas remanentes 3.600.256.158 BLS. Las reservas probables están en el orden de los 319.982.727 BLS de las cuales 274.062.306 BLS corresponden a los campos en producción y 45.920.420. BLS a los campos en no producción.

La producción petrolera nacional en relación a mayo del 2006 tiene una declinación de -7,7% pues a mayo del 2007 hemos producido 503.979 BPPD, según Informe Estadístico Petrolero emitido por Petroecuador, Gerencia de Economía y Finanzas, mayo del 2007.

La producción diaria de petróleo registrada al 19 de septiembre del 2007, fue: Por operación Directa de PETROPRODUCCION; 262.769 BPPD. Incluido el bloque 15, lo que representa el 50,47% del total de la producción y 257.861 BPPD de las empresas privadas, que representa el 49,52 % de un total de producción petrolera nacional de 520.630 BPPD.

Considerando unas reservas remanentes 3.600.256.158 BLS con que cuenta el estado ecuatoriano y un total de producción nacional de petróleo de 520.630 BPPD. Tendríamos petróleo para 19 años.

El volumen de reservas de campos en no producción y la calidad de los crudos pesados hace casi una obligación el transformar la infraestructura petrolera nacional que por ser obsoleta será mejor remplazarla que modificarla.

El precio del barril de petróleo ecuatoriano llega a su precio mas bajo de \$10 dólares en el año 1998, sube a \$25 dólares en el año 2000, luego baja a \$18 dólares en el año 2001. A partir del año 2002 con un precio de \$23 dólares empieza a subir hasta el año 2005 con \$ 45 dólares a junio del 2007 el precio de las exportaciones de crudo Oriente de

Enero a Mayo del 2006 tuvo un precio promedio de \$ 51.24 dólares y el crudo Napo en la misma fecha tubo un precio de \$ 43.76. Esto nos lleva a concluir que el Ecuador debe aprovechar la oportunidad de precios altos del mercado aumentando la producción desarrollando los campos de crudos pesados para recibir más ingresos.

En el Ecuador existen los siguientes tipos de contrato para la Exploración y explotación de hidrocarburos: Contratos de asociación, Concesión, Contratos de participación, Contratos de prestación y servicios específicos, Contrato de exploración y explotación de campos marginales, Contrato de gestión compartida.

Las reservas de crudo en no producción en Ecuador están por el orden 1.565 millones de barriles de petróleo, distribuidos en: Crudos medianos > de 20° API con 84,66 millones de barriles de petróleo que representan el 5,41%; Crudos pesados > 10°API a 20°API con 1.165 millones de barriles de petróleo que constituyen el 74,43%; y Crudos Extrapesados < 10° API con 315'686.000 barriles de petróleo representando el 20,17%.

La producción incremental estimada en caso de desarrollar los campo en no producción están por el orden de 206.965 BPPD, repartidos en 14.110 BPPD de crudo pesado >20° API; 194.181 BPPD >10 API a > 20°API; y 52.614 BPPD de crudo extrapesado < 10°API.

Para el desarrollo de este incremento de producción es necesaria una inversión total de 3.590'188.694 dólares que pueden ser del sector estatal o privado ya sea esta nacional o extranjero.

Para la Explotación de crudos pesados de los campos en no producción se requiere de sólidos basamentos legales. Una fundamentación que permita establecer claramente las responsabilidades de cada uno de los agentes públicos y privados que participan en el proceso, el carácter y magnitud de sus obligaciones, los requisitos que desde el punto de vista de Desarrollo de la sociedad civil, responsabilidad social, ambiental, deben cumplirse para poder acometer las diferentes actividades de la producción de Petróleo Pesado y la compatibilización entre dichas actividades y los planes de ordenación del territorio existentes deben estar enmarcados en las leyes y reglamentos básicos de la contratación publica actual para entender un negocio a largo plazo.

Es importante mencionar que el ministerio de Energía y Minas es quien debe realizar la planificación económica integral del desarrollo de los campos de crudo pesado en aplicación del Artículo 32 de ley de hidrocarburos.

Es necesario realizar una consulta a los pueblos nativos sobre la prospección y explotación de los crudos pesados según artículo 48 numeral 5.

Las reservas petroleras por mandato constitucional y legal pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

Debemos tener presente que la explotación de los campos de crudo pesado estaría excepto del pago de las regalías, por mandato del artículo 32 de la ley de hidrocarburos en razón de la gravedad API, en este caso, el estado no recibiría ninguna contribución por este concepto.

El estado tiene la responsabilidad y está obligado a explotar estos campos en no producción, para esto es necesario contar con nueva infraestructura petrolera por cuanto la actual está obsoleta.

**La creciente dificultad de mantener los niveles de producción, en los campos maduros se debe principalmente a que los campos muestran una caída permanente del potencial productivo por el avance del agua de formación, y la caída de presión de los yacimientos, en algunos casos por el agotamiento normal de sus reservas, por lo tanto la única solución para lograr un incremento de la producción Nacional es el desarrollo de los campos en no producción y uno de estos campos a desarrollarse es el campo Oglan.**

En conclusión creo que la producción del petróleo y el desarrollo de los pueblos han caminado en forma paralela y la percepción de la población siempre acaba teniendo una versión distorsionada de lo que es el desarrollo. Si son pobres y los dirigentes son ricos, no es por que en el Ecuador no haya fomentado la educación, la innovación, el imperio de la ley y el espíritu empresarial, es por que alguien que no son ellos se queda con el dinero del petróleo, y entonces empiezan a pensar que, para tener un mejor estándar de vida hay que hacerse ricos, y lo único que tienen que hacer es parar a los que están

robando el petróleo de nuestro país, creo que es hora de cambiar y tratar de generar mas valor adicional en beneficio de la mayoría de los ecuatorianos, desarrollando los campos en no producción, será que no se han desarrollado por falta de dinero o más bien por la mentalidad de que no podemos por la falta de tecnología o que están lejos de la infraestructura, estoy seguro que es la falta de decisión de nuestros gobernantes, la solución es simple confiar en el profesional ecuatoriano y en nuestra empresa Petroproduccion ya que la falta de infraestructura será compensada con la inversión y esta se la puede encontrar en el país o en el exterior, la tecnología se encuentra en los centros tecnológicos como EEUU; Canadá, Francia, Alemania etc. y la decisión de los gobernantes es la barrera mas difícil de pasar, la posibilidad seria a través de la difusión del nuestros recursos y el beneficios que se tendría a favor de la mayoría de los ecuatorianos.

#### **4.1.2 Recomendaciones**

Las limitadas reservas y las tasas de producción hacen necesario programas más agresivos de exploración para garantizar la reposición oportuna de los volúmenes de crudo que se extraen de los yacimientos.

Es recomendable la búsqueda de petróleo con tecnologías modernas y bajo esquemas diferentes a los empleados hasta la fecha. Así, por ejemplo, los objetivos primarios debieran enfocarse hacia zonas ubicadas en los bordes de las cuencas, en el pie de monte y en niveles más profundos como el precretásico; habría que reinterpretar toda la información existente con la finalidad de buscar otros tipos de trampas que pudieran albergar acumulaciones interesantes; debiera reevaluarse los yacimientos con el objeto de determinar su verdadera extensión areal y los factores que gobiernan su comportamiento, etc. Al ampliar la relación reservas-producción permitirá obtener los mayores beneficios de la explotación petrolera en forma prolongada.

Hay que tener presente que la explotación de las reservas, son un elemento indispensable para planificar el desarrollo ecuatoriano y prever los ingresos que financian el Presupuesto General del Estado, por lo tanto es necesario que el estado determine una política de explotación de estos campos en no producción a través de la inversión ya sea esta privada o estatal.

Dentro la facultad de lo que actualmente la ley de hidrocarburos, leyes complementarias, Reglamentos y Acuerdos Ministeriales en vigencia, serían conveniente para el desarrollo de los crudos pesado en el ecuador que el estado participar a través de una contratación directa dentro de los Contratos de Asociación, de la modalidad de gestión compartida (Joint Venture), para que la empresa privada realice las inversiones a su riesgo, asuma la operación de los campos de crudos pesados y negocie su participación, mas conveniente para ambas partes. Es importante considerar el Reglamento vigente publicado en el Registro Oficial N° 570 de 7 de mayo del 2002.

Es necesario que PETROECUADOR deba aprender a pensar como una Petrolera Internacional, reteniendo sus fortalezas y ventajas competitivas y comparativas de una empresa Estatal Nacional, ya que la empresa simboliza el nacionalismo ecuatoriano y por lo tanto debe empezar a crecer y dejar en el olvido los diferentes desmembramientos de los campos marginales causados por anteriores administraciones y el pensamiento retrogrado de campos maduros de la actual administración y utilizar su principal recurso que es su talento humano en desarrollar los campos de crudos pesados que no estén en áreas ambientalmente sensibles e inclusive en áreas sensibles, minimizando el impacto negativo al medio ambiente

## **CAPITULO V**

### **5.1 Técnicas de Explotación de Crudos Pesados**

#### **5.1.1 Áreas de los crudos pesados en la Amazonía Ecuatoriana (Fig.9-10)**

Las principales campos de crudos pesados se encuentran básicamente en la cuenca de Pastaza del Centro al Sur oriente, cuya explotación de darse aumentaría la producción nacional en 194.181 BPPD de crudos > 10° API y 52.614 BPPD de crudos de <10° API

con un total de incremento de 246.795 BPPD, esto contribuirá mayores ingresos para el país y beneficiara a todo el pueblo ecuatoriano.

A continuación algunos campos de crudo pesado en el Ecuador:

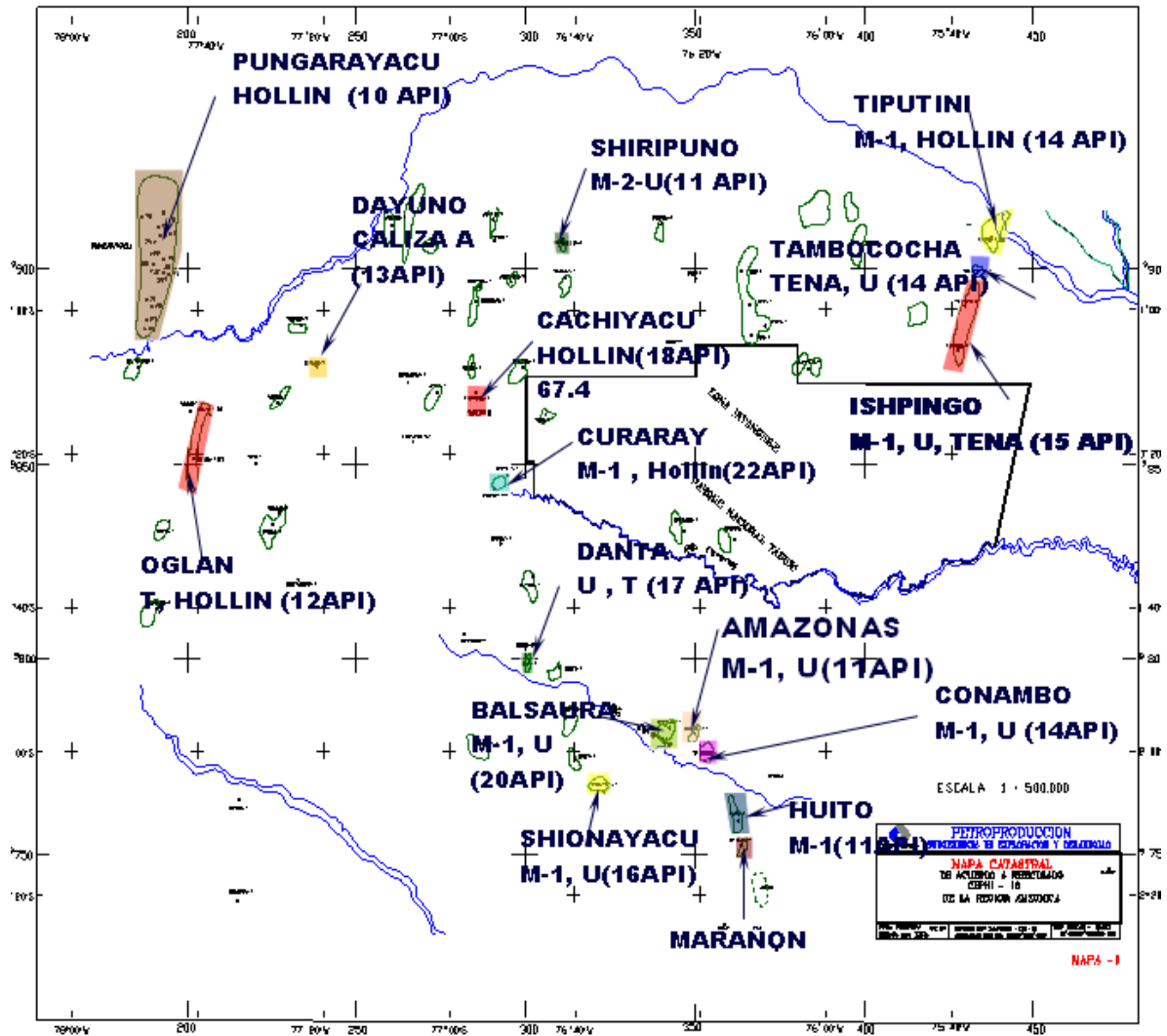


Fig -10. Ubicación de campos en no producción. (Fuente: Petroproducción)





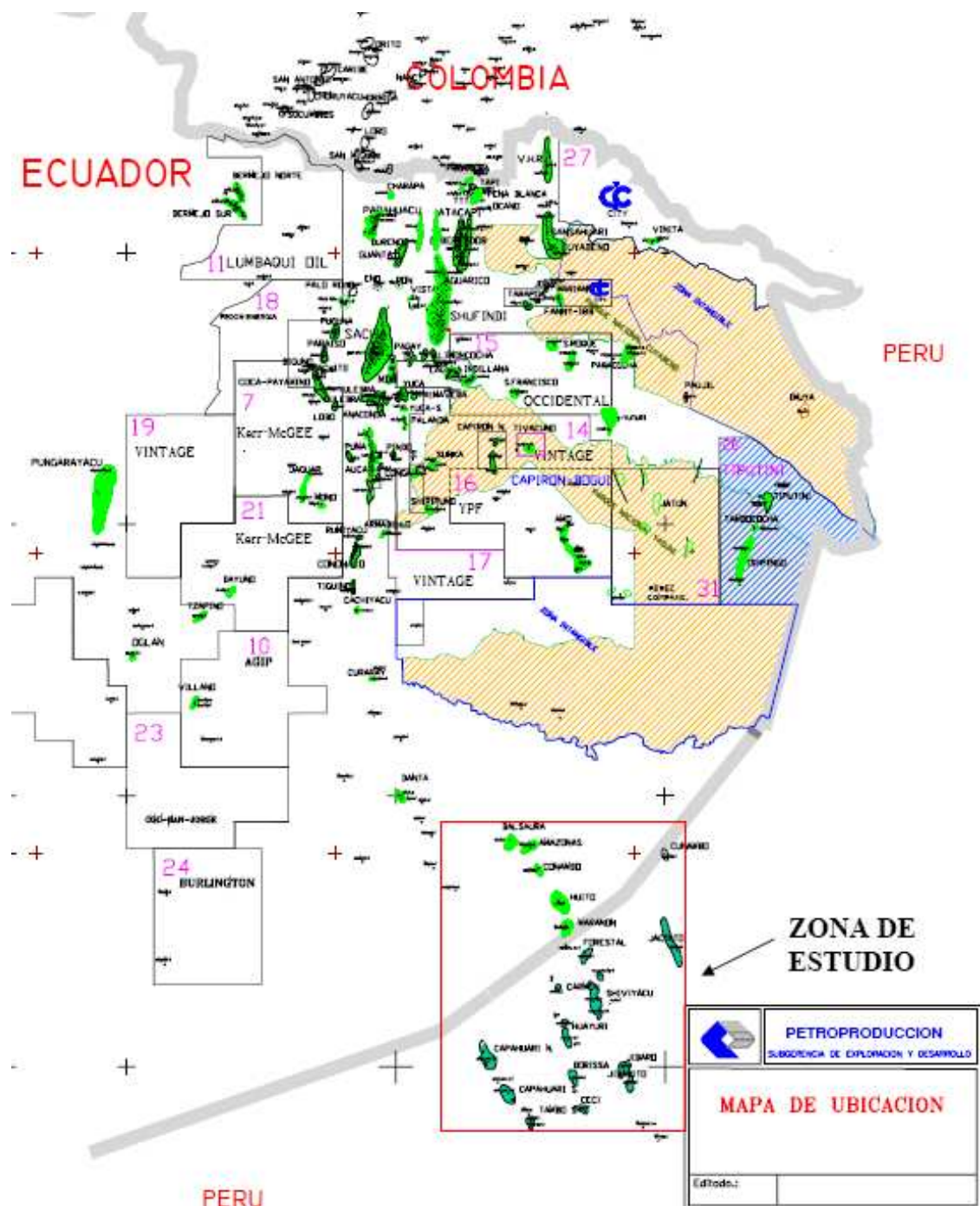


Fig-11.- Ubicación de las estructuras del Sur Oriente (Fuente: Petroproduccion, Subgerencia de Exploración y Desarrollo)

El Campo **Pungarayacu**, se localiza en la provincia del Napo al pie de la cordillera oriental, es decir entre la cordillera de los Huacamayos y Puerto Napo y a 20 Kms. del Tena y contiene petróleo **extrapesado** de 4 a 14 °API, el área total de yacimiento se estima en 320 Km<sup>2</sup> (40 Km. de longitud por 8 Km. de ancho).

En la estructura **Pungarayacu** se han perforado 26 pozos de cateo, que confirman la presencia de petróleo espesado en la formación Hollín, con un espesor que varía de 250 a 300 pies. En la parte norte se observa la existencia de una gran zona de arena

bituminosa (arena impregnada de petróleo) aflorando en superficie, luego el yacimiento se va profundizando paulatinamente hacia el sur y al mismo tiempo mejorando la calidad del petróleo desde extrapesado de 5 °API a pesado de 10,4 °API.

El campo **Oglan** fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio OGLAN A-1 en noviembre de 1972, por el consorcio Anglo-Superior-Union-Chevron, en la provincia del Pastaza, a 36 Kms. al NE (nor-este) del Puyo. En la zona comprendida entre Pungarayacu y Oglan,

La estructura **Oglan** es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de aproximadamente 18,5 Kms. de extensión, pero a diferencia de los otros campos la formación "Hollín" es el mas importante reservorio del campo con un espesor neto saturado de petróleo de 240 pies, aunque también se observa manifestaciones de hidrocarburos en la formación Napo arena **T** con un espesor neto saturado de 7 pies, según datos de la Texaco de junio de 1973.

El trend estructural de **Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo (ITTI)**, se ubica entre los ríos Aguarico al norte y Yasuni al sur a 20 Kms. de la frontera oriental con el Perú según el protocolo de Río de Janeiro (mapa), esta estructura se detecto por sísmica, luego de que en 1941 la compañía Shell perforó el pozo Tiputini 1 comprobando la existencia de hidrocarburos en el tren estructural Ishpingo-Imuya en la arenisca M-1, con una producción de 93 bls. de petróleo de 11 °API a 5.595 pies, varios años después en 1970 la compañía Minas y Petróleos perforó el pozo Tiputini-Minas a 7 Kms. al sur del anterior, probando la existencia de crudo en el alto Tiputini con una producción de 386 barriles de petróleo por día (BPPD) de 15 °API de la misma arenisca a 5.342 pies.

La estructura de Ishpingo esta localizada a lo largo del alto Tiputini a 7 kms. al sur-oeste del pozo Tiputini Minas, abarca una área de 16.666 acres con un espesor neto promedio de 75 pies.

En cuanto a Tambococha-Tiputini, es un anticlinal ubicado al sur del río Napo a lo largo del levantamiento Tiputini, tiene un área de 17.000 acres, con un espesor promedio de 66 pies; Imuya, es un anticlinal ubicado a 35 Kms. al norte del pozo Tiputini Minas, inmediatamente al norte del río Aguarico comprende una área de 8.690 acres con un espesor de 42 pies; esta estructura fue formada simultáneamente con las anteriores.

Los campos **Balsaura, Amazonas, Conambo, Huito y Marañon**, se encuentran

Hacia el sur y casi en la línea del Protocolo de Río de Janeiro, campos que pueden sacar su producción a través del Oleoducto Nor-peruano por su cercanía. Fig.11



Fig-12.- Oleoducto Norperuano. (Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú)

El tren estructural **Balsaura, Amazonas, Conambo, Huito y Marañon** cuenta con pruebas de producción de la formación Napo de las arenas M-1 y U. El petróleo que proviene de la arena U tiene un grado API de 12 a 14, en cambio el petróleo derivado de la arena M-1, tiene un grado API de entre 22,5 a 24.

### 5.1.2 Reservas de los Crudos Pesados y Extrapesados

Como habíamos detallado en el capítulo III, las reservas de petróleo en no producción la hemos dividido crudo pesado y extrapesado utilizando la clasificación de ARPEL, según aprobación de la última comisión PETROPRODUCCION – DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS al 31 de diciembre de año 2006. (Cuadro-5-26) las reservas de crudo son las siguientes:

Las reservas de de crudo pesado >10° API a < 20° API, (Fig.10-11), son **1.165'096.606** barriles de petróleo en los campos: Amazonas de 11 °API; Cachiyacu 18,3° API; Conambo 14,1° API; Danta 17° API; Dayuno 13° API; Huito 10,5° API; Marañon 15,5° API; Oglan 11,7° API; Shianayacu 15,7° API; Shiripuno 11° API; Ishpingo Sur 15,4° API; Ishpingo Norte 14,8° API; Tiputini Tambococha 14,2° API.

Realizado por: Ing. Juan Chiriboga 24/09/2007

TIPO DE CRUDO	CAMPOS	RESERVAS ORIGINALES	°API	% de reservas por campo en relación al tipo de crudo	Sub total de reservas por tipo de crudo	% de reservas por campo en relación a las reservas totales	Producción Estimada por Campo	Producción Estimada por Tipo de Crudo	Inversión Estimada por Campo	Inversión Estimada por Tipo de Crudo
		BLS N		%	BLS N	%	BPPD	BPPD	Dólares	Dólares
Crudos Pesados de 10° API A <20° API	AMAZONAS	5.610.000	11	0,48	1.165.096.606	0,36	936	194.181	11.687.500	2.427.284.596
	CACHYACU	12.810.000	18,3	1,10		0,82	2.135		26.687.500	
	CONAMBO	33.760.000	14,1	2,90		2,16	5.625		70.333.333	
	DANTA	24.770.000	17	2,13		1,58	4.128		51.604.167	
	DAYUNO	13.100.000	13	1,12		0,84	2.183		27.291.667	
	HUITO	26.750.000	10,5	2,30		1,71	4.458		55.729.167	
	MARANON	2.590.000	15,5	0,22		0,17	432		5.395.833	
	OGLAN	40.600.000	11,7	3,48		2,59	6.767		84.583.333	
	SHIONAYACU	1.190.000	15,7	0,10		0,08	198		2.479.167	
	SHIRIPUNO	13.420.000	11	1,15		0,86	2.237		27.958.333	
	ISHPINGO SUR	308.317.520	15,4	26,46		19,70	165.083			
	ISHPINGO NORTE	16.417.560	14,8	14,09		10,49				
TAMBOCOCHA-TIP	518.006.526	14,2	44,46	33,09		2.063.534.596				
Crudos Extra Pesados < 10° API	PUNGARAYACU	315.686.000	10	100,00	315.686.000	20,17	52.614	52.614	986.518.750	986.518.750
TOTAL		1.480.782.606			1.480.782.606			246.795		3.413.803.346

Cuadro N° -26.- Reservas de Crudo Pesado y Extrapesado. Resumen de producción e inversión estimada para su explotación.

Las reservas mas importantes en volumen se encuentran en los campos ITT con 990'496.606 barriles de petróleo de 14,8° API que representan el 85,01% de las reservas de crudo pesado y el 63,01% del total de reservas en no producción. Existen también unas reservas interesantes en el Campo Oglan que están por el Orden de 141'519.540 barriles de petróleo calculadas en este estudio gráfico-7b.

Los Crudos Extra Pesados < 10° API se encuentran en el campo Pungarayacu cuyas reservas remanentes de petróleo están por el orden de 315 millones de barriles de petróleo que representan el 20,17% del total de las reservas en no producción.

El total de reservas remanentes <20°API es de 1.480 millones de barriles de petróleo.

### 5.1.3 Características de los Crudos pesados<sup>11</sup>

Las características de los crudos se basa generalmente en propiedades físicas-químicas de densidad-gravedad, complementadas con otras propiedades físicas tales como alta viscosidad y un valor elevado de la relación carbono-hidrogeno. Los parámetros que son relevantes para los petróleos pesados son el contenido de azufre, contenido de metales y salinidad.

Como factor básico para establecer el límite entre crudos pesados y extrapesados se tomó la densidad del agua, considerando que las propiedades del agua han sido bien estudiadas y universalmente conocidas.

La separación de rangos entre pesados, medianos y livianos es mas compleja, aun cuando se aplican los rangos establecidos por el Buró de Minas de los Estados Unidos,

<sup>11</sup> Ramiro Rivera C. Ingeniero de Petróleos, Master en seguridad y Desarrollo. *La explotación de Crudos Pesados en el Ecuador.* Instituto de Altos Estudios Nacionales. Julio de 1998.

cada país puede fijar dichos rangos de acuerdo a sus políticas internas y en base a sus propios estudios. Otras características que se utilizan son la base del crudo (nafténicos o parafínicos), el porcentaje de residuo, el índice de refracción y otros.

En la mayoría de países productores de petróleo como el Ecuador, la clasificación de los crudos toma como base el factor densidad-gravedad, la magnitud usada como límite o base de comparación es la correspondiente al agua a 4 °C ( $1000 \text{ Kg/m}^3$  o  $10^\circ\text{API}$ ), así aquellos crudos cuyo factor densidad-gravedad sea mayor de  $1000 \text{ Kg/m}^3$  o menos de  $10^\circ\text{API}$ , será extrapesado, entonces valores menores que esta densidad y mayores que la gravedad indicada son los crudos desde pesados (densidad-gravedad  $> 934 \text{ Kg/m}^3$  hasta  $1000 \text{ Kg/m}^3$  con un  $^\circ\text{API}$  de 10 a 20 y una viscosidad máxima de 10.000 cp - centipoises-), medianos (entre 20 y  $29,9^\circ\text{API}$ ) y livianos (de  $30^\circ\text{API}$  en adelante).

Los petróleos livianos contienen hidrocarburos saturados de bajo peso molecular, asfaltenos y aromáticos, en cambio los pesados contienen cantidades adicionales de parafinas, resinas y asfaltenos de cadena larga. De los asfaltenos se ha dicho que son “el colesterol del petróleo” por el tamaño de sus moléculas (30 a 65 Amstroms) y su tendencia a causar bloqueos; sus moléculas se suspenden o disuelven en las resinas y en los aromáticos, y asumen la forma de micelas elípticas.

Debido a que la movilidad del petróleo pesado aumenta a temperaturas altas porque baja su viscosidad, la alteración térmica durante lapsos prolongados puede tener efectos ventajosos, como la reducción permanente de la viscosidad, denominada viscorreducción en sitio. Por otro lado la solubilidad de las parafinas y de los asfaltenos de la fracción liviana se anula fácilmente, es posible que se formen depósitos en el yacimiento, en la tubería y en el equipo. Por ejemplo la acidificación durante tareas de limpieza o de estímulo de los pozos puede causar la precipitación de asfaltenos

Las arenas bituminosas, se caracterizan por ser poco consolidadas e impregnadas totalmente de hidrocarburos en estado sólido o semisólido y muy cerca de la superficie terrestre, como ocurre en Pungarahuacu hacia el norte. Nótese que al campo Balsaura se le ha asignado un  $^\circ\text{API}$  promedio de 20,5 debido a que en el yacimiento de la arena M-1 tiene petróleo liviano y el de la U es pesado, pero ello es una ventaja pues se podría explotarlo utilizando el petróleo liviano para levantar el pesado. Estas características desfavorables hacen que el precio de los crudos pesados en los mercados internacionales sufra un castigo importante, debido a que los costos de refinación para la obtención de productos de alto valor agregado (gasolina, diesel, etc.) sean elevados en comparación con los costos de refinación de los crudos livianos y por otra parte encarezcan los costos

de extracción, tratamiento y transporte de estos crudos, por lo que de no ser por las tecnologías que actualmente existen tales como la refinación de alta conversión, la perforación horizontal, la inyección de vapor y la combustión in situ, la explotación de este tipo de crudos no podría realizarse.

#### 5.1.4 Proceso de explotación de Petróleo

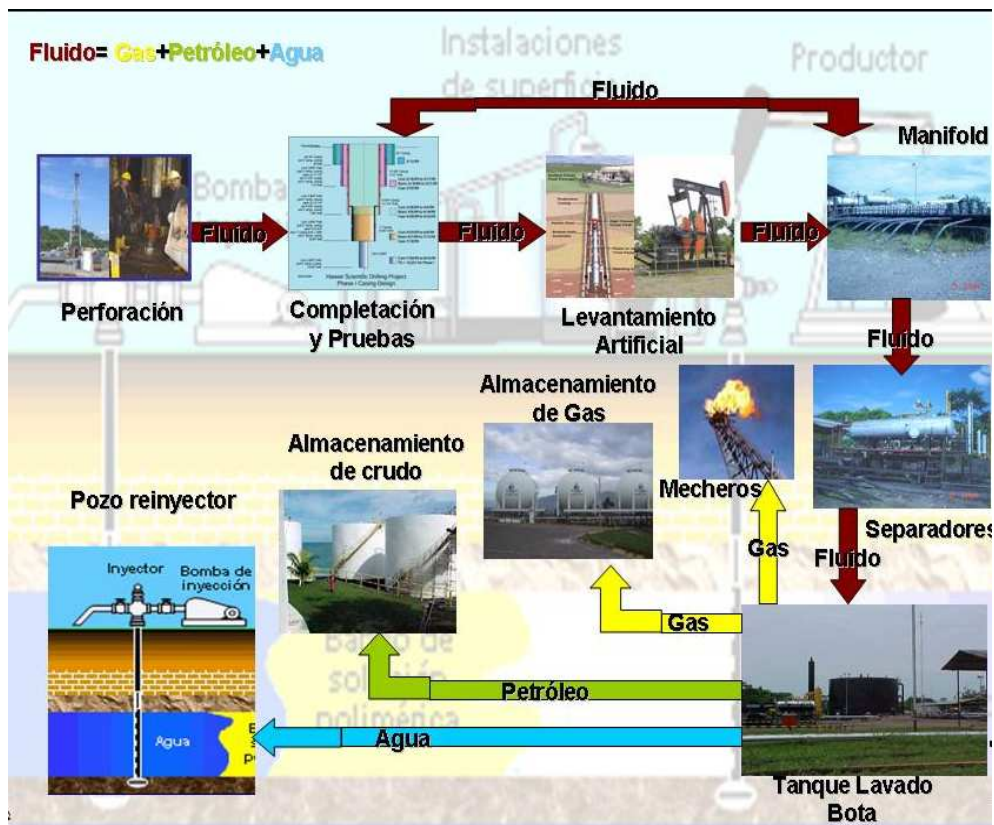


Fig.13.- Proceso de explotación de petróleo

##### 5.1.4.1 Criterios de Perforación: ¿Perforación horizontal?<sup>1213</sup>

Considerando que gran parte de las reservas de crudo pesado se encuentra en áreas de parques nacionales, y siendo necesario minimizar al máximo los daños al medio ambiente se hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías evitando la perforación de pozos verticales en dicha área o reduciendo al mínimo el número de pozos perforados en ella. La perforación de pozos horizontales quizás es la única solución para el desarrollo de estas reservas su principal ventaja es su productividad y su primordial desventaja su costo.

<sup>12</sup> Schlumberger, Revista Técnica, Oilfield. Review, verano del 2003

<sup>13</sup> Ramiro Rivera C. Ingeniero de Petróleos, Master en seguridad y Desarrollo. *La explotación de Crudos Pesados en el Ecuador*. Instituto de Altos Estudios Nacionales. Julio de 1998.

El éxito de la perforación de un pozo horizontal, depende de la técnica del conocimiento del campo, perforación escogida así como de la profundidad, la longitud horizontal, la curva de aprendizaje y del número de pozos horizontales a perforarse desde una misma plataforma (perforación de racimo/multilaterales). Consiste en que de un pozo vertical se perforan varios pozos horizontales ubicados en distintas direcciones y distintos niveles.

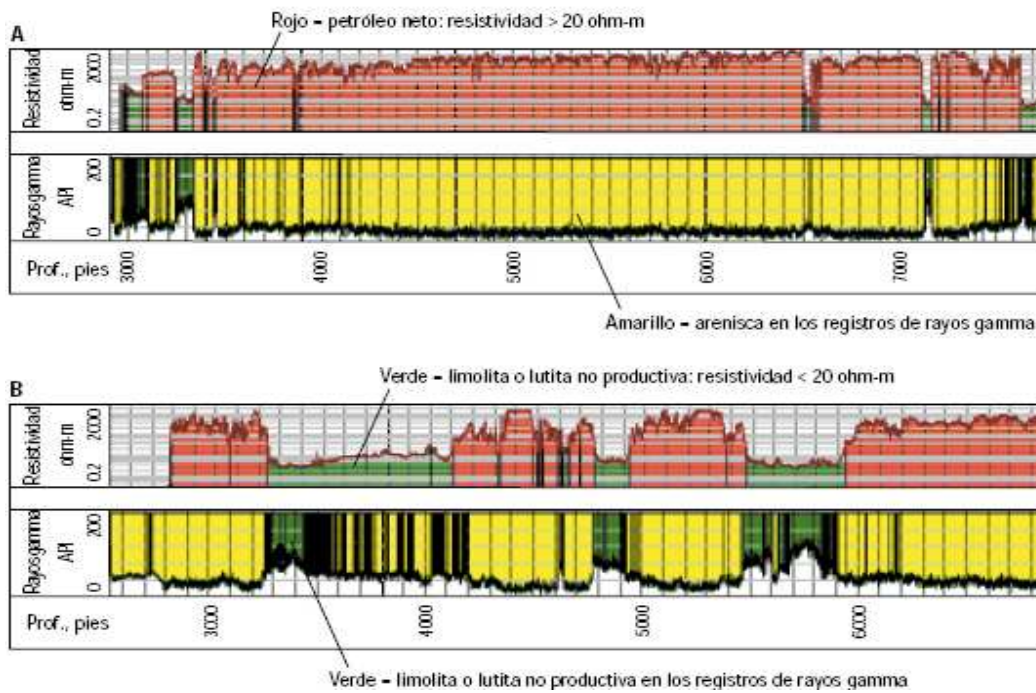


Fig-14.- Registros adquiridos Durante la perforación de pozos Horizontales Fuente: Oilfield. Review, 2003

La productividad de un horizontal es mayor debido al mayor contacto que tiene el horizontal con el yacimiento, siendo mayor la diferencia mientras más larga sea la sección horizontal y más pequeño sea el espesor del horizonte productor. De ahí se desprende que:

- Los pozos horizontales deben drenar un área mayor que un pozo vertical, para justificar su costo.
- Un pozo horizontal es netamente más conveniente que un vertical en yacimientos que tienen espesores más pequeños (< 100' de espesor).
- En cuanto al factor de recobro su valor es idéntico para ambos tipos, pero el tiempo de recuperación de las reservas es menor en el caso del horizontal.

Los pozos horizontales son ventajosos (y a veces los únicos aplicables) en los siguientes casos:

- En yacimientos de poco espesor con permeabilidad vertical
- En yacimientos con fracturas verticales.

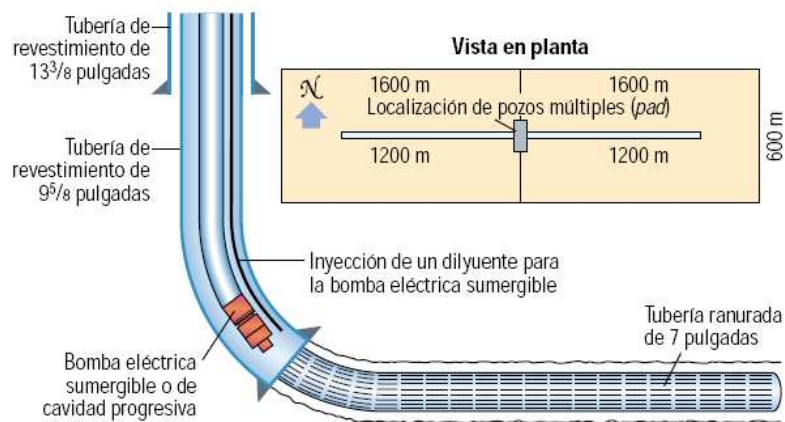


Fig-15.- Pozo Horizontal Terminado con un solo tramo lateral. Fuente: Oilfield. Review, 2003

- En yacimientos poco drenados por los pozos verticales, debido a factores de permeabilidad (permeabilidades horizontales pobres, presencia de barreras, etc.)
- En yacimientos con pozos verticales que tienen problemas de conificación de agua o gas, ya que un pozo horizontal al tener un índice de producción por pie perforado más bajo que para un pozo vertical, la tendencia a la conificación es menor.
- Para estimular un pozo vertical a través de perforación de pozos horizontales (Drainholes) de poco o mediano alcance (side tracks). Estos pozos serían equivalentes a fracturar la formación incrementando la productividad del pozo.
- Para la ejecución de proyectos de recuperación mejorada, especialmente en yacimientos de crudos pesados y extrapesados en los que se aplique inyección de vapor o combustión in situ, debido a que no requerirían grandes presiones (que generalmente fracturan las formaciones) para empujar el frente de calor hasta los pozos verticales productores; pues estos al ser reemplazados por pozos horizontales, permiten que sea la fuerza de la gravedad la que haga el trabajo de llevar el petróleo hasta los pozos horizontales.
- En yacimientos ubicados debajo de sitios inaccesibles para la perforación vertical, tales como ciudades, playas, pantanos, lagos, abismos, ríos etc.
- En áreas ecológicas sensibles (selvas tropicales, mares, parques nacionales, etc.) donde la perforación vertical causaría más daños que la perforación horizontal;



puesto que esta al requerir menos pozos y plataformas de perforación/producción ocasionarán un menor daño ambiental.

La tecnología de perforación horizontal - multilateral es reciente y por ello requiere de un gran trabajo de ingeniería comparado con los pozos verticales o desviados convencionales, por cuanto solo se dispone de limitada información y a partir de ella se debe calcular la trayectoria del pozo horizontal.

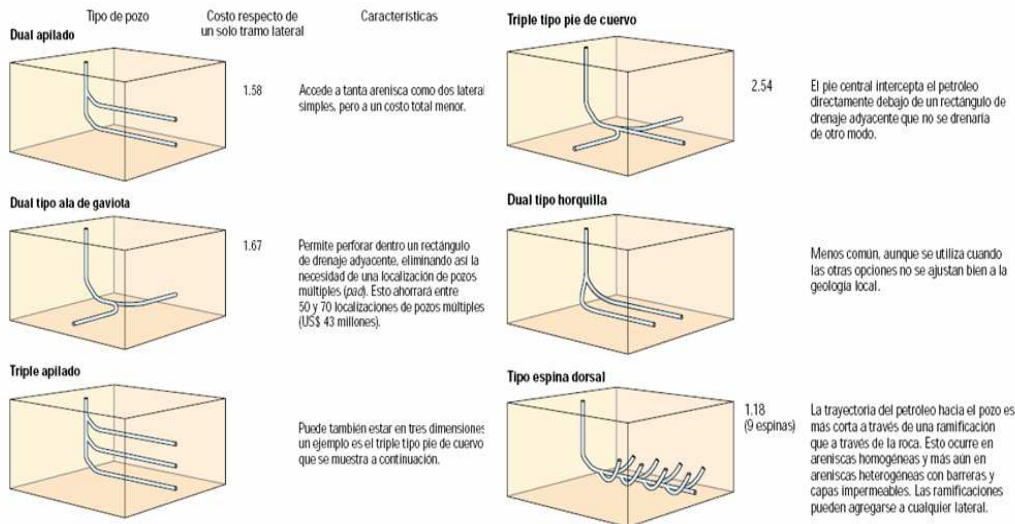


Fig-16.- Varios tipos de Pozos Horizontales/multilaterales Fuente: Oilfield. Review, 2003

Antes del advenimiento de la perforación horizontal, algunos yacimientos de petróleo pesado no se los podía producir económicamente a las temperaturas prevalecientes en el yacimiento porque su alta viscosidad no lo deja fluir, incluso la inyección de agua no surtía efecto porque no movilizaba el petróleo, pero debido a que la viscosidad disminuye a medida que aumenta la temperatura, la inyección alterna de vapor se aplicaba con relativo grado de éxito ya que con ella se lograban índices de recuperación del 15% al 20% de las reservas originales; también se ha empleado la combustión en sitio para crear un frente de fuego que genera calor y empuja el petróleo.

Ahora con la perforación horizontal-multilateral, se puede recuperar petróleo pesado en frío y disminuir el costo de las líneas de recolección, separadores y demás instalaciones de superficie porque desde la misma localización se perforan varios pozos. Los ramales laterales múltiples se perforan a través de un solo recinto vertical.

#### 5.1.4.2 Criterios de producción

Los parámetros más importantes que inciden en el costo de explotación de crudos pesados son los siguientes:

- Las viscosidades elevadas de estos crudos, provocan en los yacimientos que producen con empuje de agua razones de movilidad petróleo/agua desfavorables que hacen que la producción de agua sea más alta y más temprana,
- Las elevadas gravedades específicas provocan en los yacimientos que producen con empuje de agua los mismos efectos que la viscosidad, elevando por consiguiente los costos de inversión y operación por barril de petróleo.
- Tanto las altas viscosidades como las elevadas gravedades específicas, hace que los costos de separación hacen que los costos de separación del agua sea más complicada y costosa debido a que normalmente se requiere calentar la mezcla de petróleo y agua para facilitar la separación y disponer de mayores tiempos de retención en los tanques de lavado a más de requerir de demulsificantes.
- Las altas viscosidades y gravedades específicas hacen más costoso el transporte por los oleoductos debido a que se requieren de instalaciones más costosas y de mayor capacidad, lo que ocasiona un mayor gasto de energía para vencer la viscosidad y gravedad.
- Los únicos factores que favorecen la explotación de este tipo de crudos son los hechos que normalmente se encuentran en yacimientos poco o medianamente profundos y de elevadas permeabilidades que disminuyen los costos de perforación, inversión en potencia y costos de energía.

Los crudos extrapesados, a más de los inconvenientes mencionados, tienen el problema de no fluir a condiciones de superficie, por lo que se necesita calentarlos a elevadas temperaturas y/o mezclarlos con crudos más livianos a fin de que puedan ser transportados. Por otro lado su explotación requiere de tecnologías avanzadas que aprovechen tanto la geometría de los pozos horizontales como el crudo del yacimiento que es utilizado como combustible para poner en marcha procesos de combustión in situ y crackeo térmico y catalítico que mejoren no solamente el factor de recobro hasta valores máximos del 85% sino también la calidad de los crudos producidos que pueden llegar a tener hasta unos 14 °API más sobre el API del crudo original.

Las arenas bituminosas o arenas asfálticas de menos de 8 °API y que se encuentran en profundidades menores a 40 metros (sectores de Pungarayacu), la única alternativa viable es su explotación con métodos de minería a cielo abierto, aunque para que sea rentable se necesita de grandes reservas que justifiquen elevadas inversiones para su

excavación, transporte de material bituminoso, separación de este y mejoramiento de su calidad (Upgrading) en plantas de alta conversión.

Los costos de producción de crudos pesados están en un rango de U S \$ 6 – 10 /Barril, de los extrapesados (métodos convencionales de explotación) U S \$ 8 – 15/Barril, con tecnología avanzada U S \$ 5 – 10/Barril y para arenas bituminosas U S \$ 12 – 20/Barril.<sup>14</sup>

**Inyección Alterna de Vapor**, es el método más usual de recuperación térmica; en que el vapor se inyecta por varias semanas mediante un grupo de pozos, al cabo de los cuales se cierran a fin de darle tiempo al vapor que caliente la formación y cuando se reinicia la producción los pozos rinden más por tres razones: menor viscosidad del crudo caliente, drenaje por gravedad estimulado por el frente de vapor y el empuje neumático ocasionado por la expansión de vapor. Al terminar cada ciclo de producción se inicia el siguiente de inyección de vapor.

El éxito de la inyección cíclica de vapor depende de la localización de los pozos inyectoros y productores, de la capacidad de generación de vapor y del grado de aislamiento. El éxito aumenta a medida que los ingenieros adquieren más pericia para modelar yacimientos y a medida que los programas de computadora pueden manejar un mayor número de variables.

En la Combustión en sitio se inyecta aire para quemar petróleo en el fondo de los pozos, a fin de crear un frente de combustión que craquea, destila a vapor y empuja el crudo hacia los pozos productores y se utiliza desde 1930 y no es tan popular como el de inyección de vapor pero se lo prefiere cuando:

- La formación productora es de poco grosor, porque la pérdida de calor en las capas situadas encima y debajo de ella no deja que le llegue suficiente calor para movilizar el petróleo.
- Los yacimientos son muy profundos, porque es prohibitivo el costo de aislar la tubería para minimizar la pérdida de calor.

En la combustión en sitio el costo por BTU (British Thermal Unit) es más alto por los compresores de aire que utiliza si lo comparamos con los generadores de vapor, aunque el costo de operación es en cambio más bajo, pero también produce gases malolientes.

---

<sup>14</sup> Ramiro Rivera C. Ingeniero de Petróleos, Master en seguridad y Desarrollo. *La explotación de Crudos Pesados en el Ecuador*. Instituto de Altos Estudios Nacionales. Julio de 1998.

Generalmente para generar vapor se usa de  $\frac{1}{2}$  a  $\frac{1}{3}$  de la energía que produce el petróleo que se extrae, pero en la combustión en sitio el consumo es de sólo 10% a 15%; por tanto la relación combustión/energía es mejor; sin embargo durante el proceso se quema y se pierde parte del petróleo y la combustión en sitio es más difícil de controlar. En la inyección de vapor las instalaciones se diseñan y operan más fácilmente.

Técnicos como Bill Brigham de la Universidad de Standford dicen que para que la inyección de vapor sea eficaz, la formación productora debe tener por lo menos 50 pies de grosor y menciona que si la porosidad ( $\phi$ ) multiplicada por la saturación de petróleo ( $S_o$ ) es de más de 0,1 el proyecto es económicamente atractivo, pero si es menor a 0,07, la posibilidad de ganar dinero es nula. Ejemplo con 30% de porosidad ( $\phi = 0,3$ ) y saturación de petróleo del 50% ( $S_o = 0,5$ ), es rentable por ser mas alto que 0,1 ( $0,3 \times 0,5 = 0,15$ ).

Drenaje por gravedad con ayuda de vapor (SAGD), este método lo desarrolló en los años 20 el Dr Carl Clark en la provincia de Alberta en Canadá y requiere la perforación de dos pozos superpuestos (figura.16). Uno de los pozos se termina en la porción superior de la formación para inyectar vapor, el cual satura una porción del yacimiento (creando la cámara de vapor). El vapor calienta el crudo pesado y reduce su viscosidad, factor que le permite drenar por gravedad hacia el segundo pozo, terminado más abajo que el primero. Si el desplazamiento horizontal de los pozos es de gran longitud, las tasas de producción son notablemente altas. El método SAGD es fácil de implementar con la perforación horizontal que permite perforar dos pozos en paralelo; sin embargo si el recinto superior queda muy cerca del inferior el vapor puede invadirlo y si queda muy separado, el vapor no alcanza a generar suficiente calor para que el crudo drene por gravedad hacia el inferior, por ello es fundamental que la trayectoria y separación de los dos recintos deben estar dentro de los límites de diseño (figura. 17).

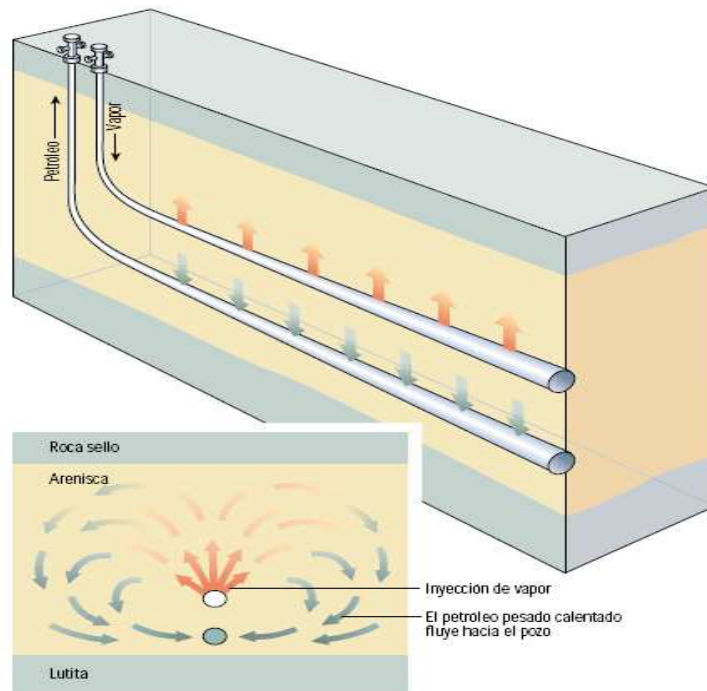


Fig-17.- Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), por sus siglas en inglés, el vapor inyectado dentro del pozo superior derrite el petróleo y la fuerza de gravedad provoca que el petróleo movilizado fluya hacia el pozo inferior para su producción. Fuente: Oilfield. Review, 2003

Proceso Vapex, éste método también requiere de dos pozos en paralelo al igual que en SAGD, en el más somero se inyectan hidrocarburos gaseosos que, a presión y cerca del punto de rocío, se mezcla con el petróleo pesado o el betún; reduce su viscosidad y le permite drenar por gravedad al pozo situado más abajo.

Los volúmenes de producción dependen de la cantidad de diluyente gaseoso que se disuelva en el petróleo pesado. En algunos casos, las medidas implantadas para incrementar el contacto del gas han contribuido a desasfaltar el crudo pesado, logrando índices de recuperación casi iguales a los que rinde el proceso SAGD.

SAGD vs. Vapex, las diferencias principales son:

- El SAGD calienta el petróleo para hacerlo fluir, a tiempo que el Vapex trabaja a la temperatura normal del yacimiento.
- En el SAGD, la relación nominal vapor-aceite es de 3:1 . En el Vapex, la relación disolvente-aceite suele ser de menos de 1:1.
- Con el método SAGD, los acuíferos pueden condensar el vapor y mermar la eficiencia del proceso, en cambio con el Vapex aumenta la eficiencia porque el diluyente es insoluble en agua.

- Los casquetes suprayacentes de gas pueden absorber el gas del método Vapex y disminuir su eficiencia; el efecto es contrario en SAGD a causa del aislamiento térmico.
- Las intercalaciones de lechos que contienen agua y gas pueden dispersar el vapor o el diluyente gaseoso y se deben evitar en el diseño del proceso.

Otros factores que hay que tomar en cuenta para escoger el método adecuado son: la altura de la cámara, el grosor y la heterogeneidad del yacimiento, la capilaridad, las barreras de permeabilidad y la aptitud de difusión, entre otros.

Producción en frío, es decir con drenaje por gravedad sin ayuda de vapor. Esta producción en frío ha ganado ímpetu con la perforación horizontal; las tasas de recuperación se incrementan más de lo previsto cuando se deja fluir a la arena junto con el petróleo; y en sus inicios el corte de arena es alto pero luego baja y se estabiliza, generalmente a más o menos el 5%. Las bombas de cavidad progresiva equipadas con forros especiales permiten llevar el flujo a la superficie donde se separa la arena y el petróleo se trata por medios corrientes.

El mecanismo de drenaje de los yacimientos no está claramente definido, pero se cree que involucra lo siguiente:

- En el yacimiento se forman “grietas” a medida que se desaloja la arena, con el consiguiente aumento de la permeabilidad.
- El gas en solución que retiene el petróleo pesado es el mecanismo de empuje del proceso que se denomina “petróleo espumoso”.

Todavía falta por determinarse los efectos que tendrán la producción en frío y las “grietas” sobre la aplicación posterior de métodos de recuperación mejorada y además el costo de la producción de arena, que acorta la duración de las bombas y aumenta el costo de producción.

#### **5.1.4.3 Sistemas de levantamiento de crudos pesados**

Asumiendo que el pozo esta perforado, completado y evaluado, los métodos para la extracción de crudos pesados se resumen en dos casos:

- Producción en frío
- Producción con adición de calor

Los dos métodos mencionados pueden recibir el beneficio de la dilución hueco abajo lo cual facilita las operaciones subsiguientes de recolección, separación, tratamiento y embarque. En todos los casos se puede asumir que aún con la adición de calor los

crudos pesados carecen de energía necesaria para ser producidos por flujo natural, por ello es necesario emplear un método de levantamiento artificial.

En los pozos de petróleo pesado se usan básicamente dos tipos de bombas: la de cavidad progresiva y la accionada por varillas de succión.

Veamos algunas tecnologías de bombeo antes de describir los dos tipos de bombas mencionadas:

### Bomba electro-centrifuga sumergible (Fig.-18)

Esta bomba ofrece un sistema de levantamiento que se asemeja bastante al flujo natural, debido a que bombea continuamente y su tasa instantánea de bombeo es constante, la velocidad de los fluidos en un punto de la formación es uniforme, lo que reduce la tendencia a producir arena.

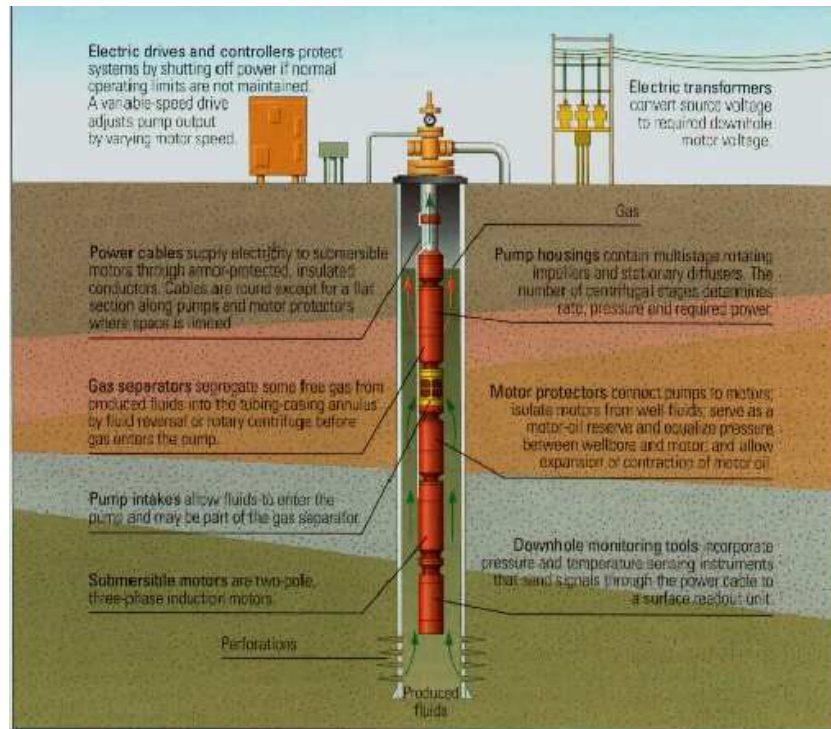


Fig-18.- Sistema Bombeo Eléctrico Sumergible

En un campo electrificado se puede operar con una capacidad de generación menor ya que la carga del motor de la bomba es constante mientras que en una unidad de bombeo convencional es variable. En el caso de inyección alterna de vapor debe tenerse cuidado de no iniciar la producción hasta que la temperatura de los fluidos este por debajo del limite de diseño del equipo (por ejemplo el cable de estas bombas). En la producción de petróleos pesados en frío, el calor generado por el motor y la bomba sirven para reducir la viscosidad de los fluidos producidos. Las bombas electro-centrifugas sumergibles

pueden diseñarse para crudos viscosos pero su eficiencia se reduce en función del incremento de la viscosidad.

### Bomba Hidráulica (Fig.-19)

En aquellos casos en que existe petróleo para dilución, -que podría ser la explotación de Pañacocha- con crudo de 24 °API en la U y pesado en los reservorio M-1 y M-2, este crudo de 24°API, puede ser usado como el fluido de potencia en un sistema abierto en el cual se mezclan el fluido de potencia y los fluidos del pozo para generar los efluentes del pozo.

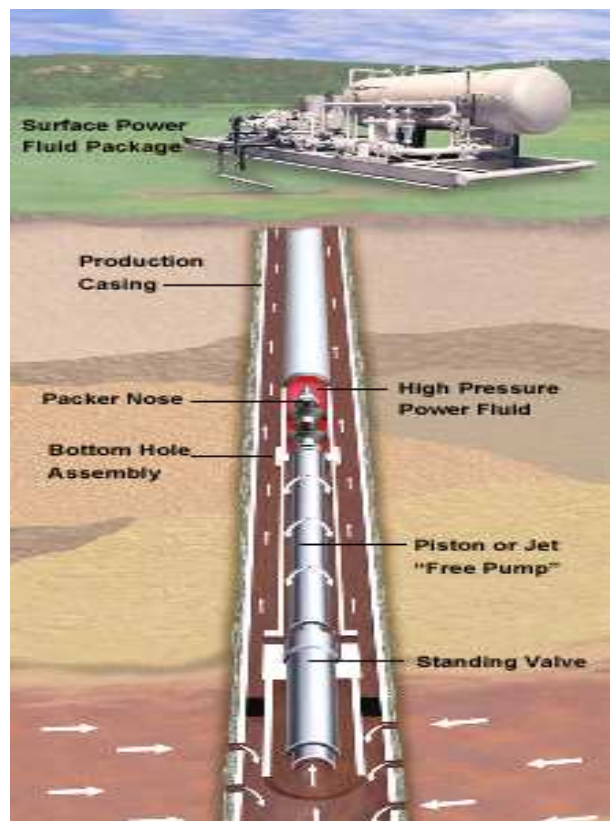


Fig-19.- Sistema Bombeo Hidráulico

En sistemas abiertos se requiere una cantidad apreciable de fluido motriz de otra fuente ya que la mezcla con los fluidos del pozo no puede ser utilizada como fluido motriz. En formaciones calentadas y en la producción en frío también pueden usarse las bombas hidráulicas de sistema cerrado, donde el fluido motriz no se mezcla con la producción y solo hay que reemplazar el fluido que se pierde por filtraciones.

La utilización de motores eléctricos para suplir la potencia de las bombas motrices y el cuidado de mantener extremadamente limpio el fluido motriz reducen los costos de mantenimiento y el tiempo muerto. La utilización de bombas libres que pueden ser asentadas en el pozo o extraídas del mismo sin recurrir a reacondicionamiento o unidades de extracción de bombas.



### Bomba de cavidad progresiva (Fig.20)

Esta bomba tiene un rotor helicoidal de acero que gira dentro de un estator estacionario, también helicoidal, hecho de elastómetro reforzado con metal. Las hélices del rotor se combinan con las del estator y forman una serie de cavidades que suben el petróleo de una a otra cavidad a medida que gira el rotor.

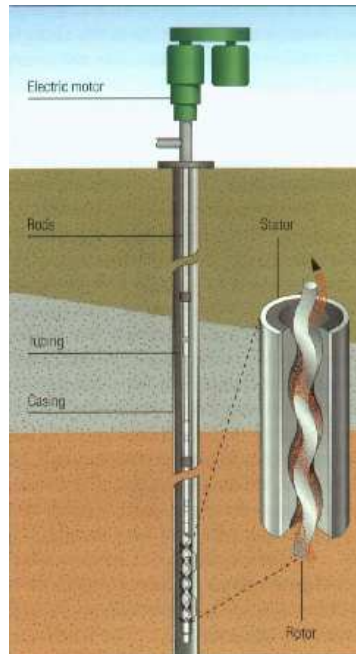


Fig-20.- Sistema de Bomba de Cavidad Progresiva

Entre el rotor y estator se forman sellos que permiten desplazar el petróleo.

Las bombas de cavidad progresiva se pueden diseñar para larga duración en presencia de materiales abrasivos, tales como la arena. El desgaste se minimiza diseñándolas de modo tal que trabajen a mínima velocidad de rotación, recubriendo el rotor con un material resistente a la abrasión y escogiendo un elastómero adecuado para el estator a fin de lograr un mínimo desgaste y máxima duración de las piezas móviles. Estas bombas se impulsan con motor eléctrico, ya sea situado en la superficie, o pozo abajo integrado con ellas. Si se usan motores de superficie se requieren sargas continuas de varillas para aplicar torsión. Para disminuir la fricción de la sarga, algunas empresas usan dispersantes químicos. Con bombas eléctricas sumergibles no se necesitan sargas de varillas.

### Bombas de varillas de succión (Fig.-21)

La bomba originalmente desarrollada para levantamiento artificial es la de varillas de succión que se acciona desde la superficie con balancín. Estas bombas tienen un largo historial de éxito en pozos de petróleo pesado

sometidos a inyección alterna de vapor, completados en hoyos sin entubar con forros ranurados y empaques de gravilla. Este tipo de bomba se sigue usando en pozos de crudo pesado y en muchos casos es la preferida si el contenido de arena es alto.

A medida que aumenta la producción de arena se usan bombas de diferentes metales, se ajustan y se modifican los diseños para contrarrestar la creciente abrasión. Las bombas de varillas de succión son competitivas con las de cavidad progresiva y la elección de uno u otro tipo suele basarse en las condiciones específicas de cada yacimiento.



Fig-21.- Sistema de Bombeo Mecánico

Un eficaz diseño para habérselas con la arena es la bomba que fabrica Harbison-Fisher (figura 21). En las bombas corrientes de varillas de succión, el petróleo se levanta mediante un corto émbolo buzo situado dentro de un largo cilindro, en la bomba esta configuración se invierte. A causa de la larga longitud del émbolo buzo en relación con la corta del cilindro, los extremos del émbolo buzo no entran en la sección del cilindro al principio ni al final de las emboladas. En cada embolada se limpia el émbolo y la arena no entra en el cilindro. Cuando la bomba se para, una válvula viajera situada en el tope de la bomba se cierra e impide así que entre la arena. Todo el fluido que contiene arena, salvo una delgada película entre el pistón y la camisa, entra en el pistón y sube en cada embolada de presión con mínimo de efecto abrasivo de la arena. En general para bombear fluidos que contienen arena, estas bombas son más eficaces cuando funcionan a baja velocidad de  $1\frac{1}{2}$  a 2 emboladas por minuto; algunas han funcionado hasta 3 años con flujos que contenían hasta 10% de arena.

En las nuevas aplicaciones de producción en frío con pozos horizontales, la bomba de varillas de succión se instala en el fondo del recinto vertical (a veces en sumideros) y los ramales laterales drenan hacia ella por gravedad. Una reciente innovación es la evaluación del estado de las bombas mediante el análisis de lecturas de dinamómetros; dichos análisis se usan para programar el mantenimiento, lo cual reduce la carga de trabajo y el costo de las reparaciones.

Una vez que el petróleo pesado llega a la superficie debe mantenerse fluido o hay que fluidificarlo para bombearlo a las plantas de procesos. Los métodos más en boga son la retención del calor mediante aislamiento, la emulsificación con agua o la mezcla con disolventes, generalmente cerca de los pozos. Antes de refinarlo el petróleo se trata para convertirlo en crudo sintético de la viscosidad necesaria para cargarlo a plantas convencionales.

#### Criterios de recuperación mejorada (EOR)

Por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery, se lo conoce como EOR y su propósito es incrementar la recuperación de petróleo mejorando diferentes factores, clasificados de la siguiente manera:

- Incremento de la viscosidad del agua: Polímeros.
- Reducción de la viscosidad del crudo: Inyección de vapor, Combustión en sitio y Dioxido de carbono.
- Miscibilidad: Dioxido de carbono, Gas de hidrocarburos y Microemulsiones
- Reducción de la tensión interfacial: Dioxido de carbono, Gas de hidrocarburos, Surfactantes y Soda.
- Humectabilidad: Soda

Un estudio hecho por IFP-BEICIP (Instituto Francés del Petróleo)<sup>15</sup> indica que a excepción de Pungarayacu todos los campos de petróleos pesados están localizados a profundidades entre los 5.600 pies(1700 m.) y 10500 pies(3200 m.) , con temperaturas entre 70 y 115 °C

Debido a estas profundidades los métodos de recuperación térmica pueden no ser aplicables a algunos campos de petróleo pesado del oriente ecuatoriano; sin embargo el método de recuperación mejorada, EOR (Enhanced Oil Recovery) de los polímeros podría utilizarse en ITT y Oglan donde las temperaturas son relativamente bajas.

---

<sup>15</sup> IFP-BEICIP, 1988

El método de EOR que recomienda este estudio es el de inyección de anhídrido carbónico o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), por cuanto reduce la viscosidad e incrementa el volumen del crudo pesado, debido a que es inyectado a altas presiones (para todos los campos de crudo pesado, excepto Pungarayacu), pero este método requiere de disponer una fuente del CO<sub>2</sub>, la misma que sería el campo Bermejo en donde la capa de gas tiene un alto porcentaje de CO<sub>2</sub>, sin embargo debe realizarse un estudio sobre la compatibilidad del petróleo-CO<sub>2</sub>, porque a veces los componentes de asfáltenos del petróleo pesado se depositan en los poros de las arenas taponando el flujo del petróleo.

La cantidad de petróleo que puede recuperarse a través de la inyección de CO<sub>2</sub> es del orden de los 600 a 1200 millones de barriles, pero existen dificultades a solucionarse en la provisión del CO<sub>2</sub>, cuyos requerimientos serían alrededor de 10'000000'000.000 (10<sup>12</sup>) pies<sup>3</sup> y lo disponible en Bermejo es menos que 0,25 x 10<sup>12</sup> pies<sup>3</sup>, de manera que se deben seleccionar los campos en que se utilizaría el CO<sub>2</sub> con objeto de optimizar su uso para lograr la eficiencia tanto técnica como económica. Otro campo que debería evaluarse es el P80 que dispone de dióxido de carbono.

La mayoría de estos métodos se aplican también a los crudos medianos y entonces se habla de **Improved Oil Recovery (IOR)**.

Finalmente este estudio también recomienda la utilización de la perforación horizontal.

### **5.1.5 Consideraciones Ambientales**

El modelo de desarrollo que prevalece en el mundo, que ha permitido avances importantes muestra, desde hace algunas décadas, manifestaciones inequívocas de crisis. Al respecto, la degradación ambiental y situaciones que desmejoran la calidad de vida de la población son preocupantes; de hecho, los problemas socioeconómicos y ambientales amenazan la sostenibilidad del propio proceso de desarrollo de la humanidad, a mediano y largo plazo (Bifani, 1999).

La industria petrolera en particular, realiza numerosos procesos que generan consecuencias directas sobre el ambiente, en especial emisiones atmosféricas, efluentes líquidos y desechos sólidos y peligrosos. Es por esto que en el ámbito internacional y en los últimos años, las empresas petroleras han comenzado a preocuparse por los problemas ambientales, buscando la forma de minimizar los impactos que sobre el ambiente, las comunidades y las personas generan los procesos que sostienen nuestra forma de vida (BID, 1991).

Entre las principales estrategias propuestas a nivel mundial para enfrentar los problemas ambientales se encuentran los Sistemas de Gestión Ambiental, concebidos como vías para identificar y manejar sistemáticamente los aspectos e impactos ambientales por parte de las empresas (Cascio *et al.*, 1996). Estos, están estrechamente relacionados con los sistemas de gestión de la calidad, que son mecanismos que proporcionan un proceso sistemático y cíclico de mejora continua. En este sentido, permite a la empresa controlar los procesos susceptibles de generar daños al ambiente, minimizando los impactos ambientales de sus operaciones y mejorando el rendimiento de sus procesos. Así mismo, identifica políticas, procedimientos y recursos para cumplir y mantener una gestión ambiental efectiva en una empresa u organización (Clements, 1997; Malavé, 1998; Hunt y Johnson, 1998).

El proceso cíclico de mejora continua, que comienza con la planificación de un resultado deseado, es decir, una mejora de la actuación ambiental, implantando luego un plan, comprobando si este funciona y, finalmente, corrigiendo y mejorando el plan con base en las observaciones que surgen del proceso de comprobación (Reyes *et al.*, 2002; Roberts y Robinson, 1999; Cárdenas, 1999).

Una de las estrategias más efectiva para el desarrollo de los crudos pesados en el Ecuador sería la aplicación de los Sistemas de Gestión Ambiental por las empresas petroleras encargadas de la explotación de estos crudos esto será para mejorar su actuación ambiental a la vez que mejoran sus metas económicas, pues se enfocan en la búsqueda de un desarrollo sostenible bajo un esquema eco-eficiente aplicado a todos los pasos involucrados: perforación, completación, deshidratación, transporte, comercialización y consumo de petróleo y sus derivados. Además, son la base del conjunto de normas ambientales desarrolladas por la Organización Internacional de Estandarización (ISO) en 1996, y son certificables bajo una de dichas normas, la ISO 14001, lo que le da una ventaja competitiva a la hora de posicionar el producto en el mercado internacional (ISO, 1996 a, b).

Dado que una de las ventajas comparativas que ofrece el control de los problemas de la contaminación de una empresa es la mejora de su competitividad en la colocación de sus productos en el mercado internacional, es importante revisar los esfuerzos que en materia ambiental están realizando diversas empresas petroleras a nivel mundial y local. Para la explotación de los crudos pesados en el Ecuador y coadyuvar a la consecución del Objetivo Nacional Permanente de Preservación del Medio ambiente se debe aprovechar la experiencia de AGIP, en planificación, construcción y operación de

proyectos para recuperación de petróleo a partir de la operación del bloque 10, ha demostrado la conveniencia de integrar los efectos ambientales y socio-económicos en cada fase del desarrollo de un proyecto de esta naturaleza. Por otro lado, se ha demostrado que la omisión de estos aspectos lleva a costosos retrasos y la ruptura de planes de trabajo claves en un proyecto, por las intervenciones reglamentarias del Gobierno, opinión pública (local) adversa o revisión del proyecto para enfrentar las restricciones ambientales imprevistas en las operaciones.

En regiones que han estado poco habitadas por largo períodos de tiempo, en las cuales los residentes viven de la cosecha de recursos (ej. pesca, agricultura o caza), es importante ser capaz de integrar cuidadosamente los efectos ecológicos y factores socio-económicos para minimizar los impactos negativos de la ejecución de un proyecto o proporcionar a los residentes alternativas viables.

Previo a la exploración del Campo de petróleo pesado Oglan y de la posible construcción de un posible ducto perforación de 20 pozos horizontales de dos plataformas y mejorar las facilidades de CPF, debe considerarse una cuidadosa evaluación ambiental y socio-económica en las fases más tempranas de planificación del proyecto.

Las fases de la evaluación del impacto en el ambiente incluyen la recolección de datos iniciales o “líneas base” ambientales y socio-económicos; así como un programa continuo de comunicaciones con las comunidades locales afectadas por el desarrollo y los pronósticos de probables impactos negativos del proyecto. Todo esto conduciría a la eventual incorporación de medidas, en el plan de ingeniería, que realzaría los efectos positivos y/o mitigaría los impactos negativos.

La administración de los impactos ambientales y socio-económicos involucra el empleo de programas de beneficios locales bien claros (ejemplo: políticas para enganchar personal local y un programa de entrenamiento); así como programas de compensación con responsabilidad social y ambiental, para aquellas personas cuya forma de vida puede ser afectada. Es esencial para el éxito del proyecto una continua vinculación con los residentes locales a través de las fases de construcción y operaciones.

Se debe considerar también que los efectos de largo plazo del desarrollo asociado urbano e industrial en regiones remotas, puede ocasionar impactos muy significativos de desestabilización sobre el ambiente local o región y aún más sobre las comunidades locales, pues los cambios violentos del ambiente local pueden llevar a impactos negativos socio-económicos y ambientales. El manejo de tales impactos y el control de

la situación antes del desarrollo, capacitará a todas las partes involucradas (funcionarios de la compañía, líderes de la comunidad y representantes de gobierno) para tomar acciones apropiadas y por tanto alargar la viabilidad del proyecto a largo plazo.

Las consideraciones ambientales y socio-económicas se incorporan de mejor y óptima manera en las fases tempranas de la planificación de ingeniería, la cual conduce a valoraciones de la factibilidad económica. Por ejemplo, datos sobre los recursos ambientales afectados por el proyecto o distintos grupos de población económica, son más útiles, si ayudan a fijar la distribución de los efectos en el análisis costo-beneficio. Otros ejemplos son las consideraciones socio-económicas para demandas de mano de obra y proporcionan estimaciones o planes de desarrollo para contratar componentes específicos de trabajo de mano de obra local o regional, como parte de un programa de beneficio local.

AGIP del Ecuador operadora del bloque-10, tiene una significativa experiencia operacional en la aplicación de trabajos ambientales y socio-económicos de este tipo, relacionados a proyectos de petróleo en el campo Villano. Esta experiencia puede ser de valor para Petroecuador para aplicarla en su evaluación del proyecto de crudos pesados.

## **5.2 Perspectivas del Desarrollo de los Crudos Pesados**

El Ecuador cuenta con más de cuarenta años de actividad petrolera en la Amazonia se ha descubierto menos petróleo del que se ha extraído alrededor de 3.400 millones de bbls. La producción actual de petroproduccion por administración directa no cubre la demanda, del estado.

De modo que el crecimiento de reservas petroleras es una ilusión, debido a que el 80% de la producción de petróleo se extrae de pozos descubiertos antes de 1980, la mayoría de los cuales se van agotando.

En el capítulo II mencionamos que según, En el Informe Estadístico Petrolero de la Gerencia de Economía y Finanzas de PETROECUADOR del 22 de junio del 2007 el precio de las exportaciones de crudo Oriente de Enero a Mayo del 2006 tuvo un precio promedio de \$ 51,24 dólares y el crudo Napo en la misma fecha tubo un precio de \$ 43,76, esto nos da una idea que en los próximos años el precio se llegará a un nivel de entre U S \$ 5 a U S \$ 10 mas por barril, pues con la tasa de consumo de crudo en el mundo, es imposible que el precio internacional del crudo no se eleve.

En este panorama el petróleo pesado ecuatoriano puede tener su oportunidad de ser explotado y a ello se encaminó este trabajo, para indicar que la técnica está disponible y

que existen varias alternativas a ser más minuciosamente evaluadas; pero la determinación política es lo importante.

Es primordial considerar el desarrollo el eje Ishpingo-Tiputini-Tambococha (ITT), pues en el se encuentran concentradas unas reservas probadas de 990'496.606 barriles de petróleo, de los reservorio "BT", "M-1", "M-2" y "U" de 14,46° API, si desarrolláramos el 6% de estas reservas tendría una producción estimada diaria de 165.083 BPPD, la duración de estas reservas serian 17 años con una inversión inicial por barril de petróleo de 10.000 dólares, la inversión total estaría por el orden 2.063'534.596 dólares, que el estado ecuatoriano no está en condiciones de afrontar las inversiones que el tren estructural ITT requiere.

También están los campos de sur oriente como son: Amazonas, Conambo, Balsaura, Marañon, Huito y Shianayacu, que pueden producir alrededor de 15.800 BPPD y sacar su producción por el Oleoducto Nor-peruano que está subutilizado pues de su capacidad de bombeo de 500.000 BPD, apenas se utilizan 80.000 BPD.

El campo mas cercano a ser desarrollado es quizás el campo OGLAN, puesto que está cerca de una infraestructura (+-15 Km) adecuada y nueva para la producción de un crudo de 14 °API que son las instalaciones de AGIP en CPF, donde se puede mezclar 23.000 BPPD de 21° API y 23.000 BPPD de 14° API y transportarlo por el Oleoducto de crudos pesados para comercializarlo como 46.000 BPPD de 17,5° API. Obteniendo mayores recursos para el estado.

Para la Explotación de los crudos pesados en el Ecuador un aspecto muy importante es el marco jurídico que debe adecuarse para incentivar la inversión privada (interna y externa) en el sector hidrocarburífero, seria interesante legislar en todas las fases de la actividad hidrocarburífera sobre yacimientos de gas, del precretácico, explotación de crudos pesados y extrapesados, los aspectos mas urgentes serian:

- Revisión de la ley de Hidrocarburos sobre contratación petrolera y la participación de la empresa privada.
- Fortalecer la Dirección Nacional de Hidrocarburos convirtiéndola en Superintendencia de hidrocarburos.



## **5.4 Perfil del proyecto, Desarrollo del campo OGLAN**

### **5.4.1 Introducción**

#### **Objetivo**

Explotación de las reservas de crudos pesados del Campo OGLAN

#### **Ubicación:**

El campo Oglan está ubicado en la región Amazónica del Ecuador, cercano a la zona de Piedemonte Andino, en la Provincia de Pastaza y a unos 36 Km. de distancia Noreste de

la ciudad del Puyo, capital de la provincia, en las siguientes coordenadas: LATITUD: 01° 20' 31,7" Sur; LONGITUD: 77° 40' 21,1" Oeste

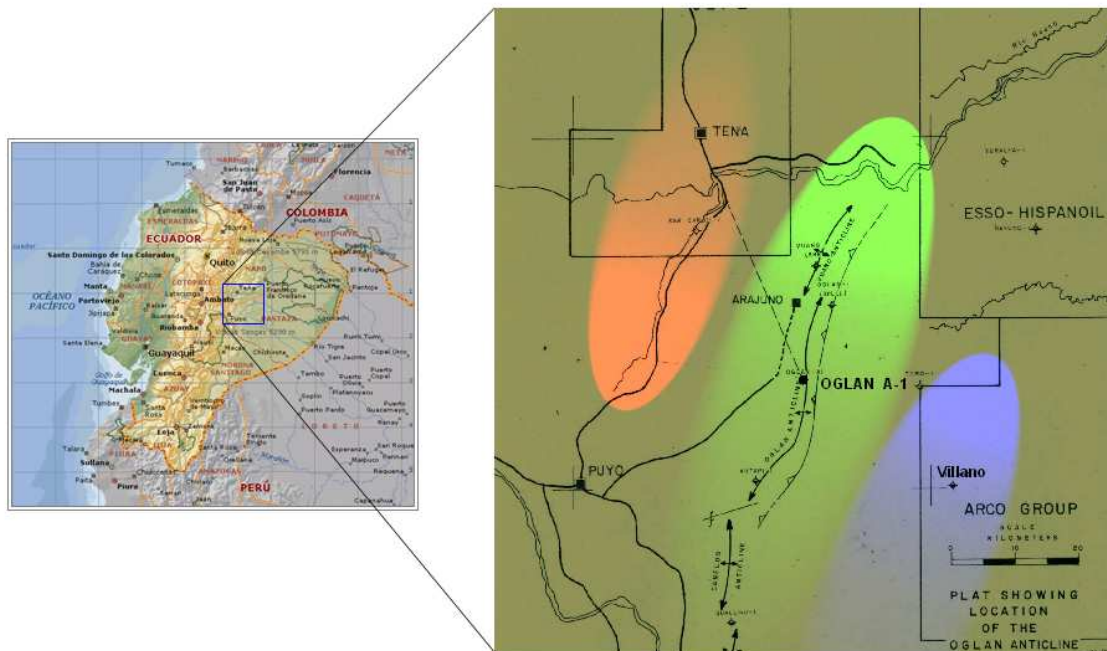


Fig. 22.- Mapa de ubicación del Campo OGLAN

### Antecedentes

La estructura OGLAN es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de aproximadamente 18,5 km. de extensión, con un cierre efectivo al contacto agua-petróleo (6.424') de 240 pies. Fue descubierto en noviembre de 1972, por el consorcio Anglo- SuperiorUnión- Chevron, mediante la perforación del pozo exploratorio OGLAN A-1 alcanzó una profundidad total de 6.675 pies, perforando formaciones terciarias, cretácicas y basamento observándose manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos arenosos "Napó T y Hollín".

La interpretación y evaluación de los registros eléctricos realizados en el pozo, determinaron que las areniscas de la formación Hollín constituyen el más importante reservorio del campo, con un espesor neto saturado de petróleo de 240 pies, con una porosidad de 23,5% y una Saturación de agua de 28,0%

Se tomaron núcleos de corona y de pared de las pruebas de producción reportadas, para la arenisca Hollín se tiene una producción diaria de 279 BPPD de petróleo por pistoneo. La gravedad API del crudo está en el rango de 11,4 °API a 13,3 °API, el pozo no posee historia de producción pues luego de perforado y evaluado, fue completado, sellado y

abandonado, en diciembre de 1972 por declarársele no comercial, dado su bajo grado API

#### **5.4.2 Caracterización Geológica**

##### **Estructura. (Fig.-22-23) (Anexo-5-6-7-8)**

Basándonos en los mapas estructurales referidos al tope de la Formación Hollín, elaborados por: R.W.C. TEXACO PETROLEUM COMPANY, junio 1973, revisado en enero 1988; P.C.P/C.D.H. PETROPRODUCCION, Noviembre de 1996, con la ayuda de la línea sísmica S-49 que pasa por el pozo exploratorio OGLAN-01, se elaboro en este trabajo un mapa estructural, en el que nos basamos para realizar la interpretación estructural del campo OGLAN.

La Estructura del Campo OGLAN es un anticlinal alargado de dirección Norte - Sur, con dos culminaciones unidos por una pequeña depresión, una en la parte centro Norte y otra en el Sur. El anticlinal tiene una extensión aproximadamente 18,5 km. X 3, km, con un cierre efectivo al contacto agua-petróleo ubicado en 6.424' (-3.154'), de 240 pies, El pozo OGLAN-01, Estructuralmente en el campo se encontraría ubicado en el primer alto en el flanco Centro Oeste del campo cuya culminación esta al Este. La dirección estructural preferencial de estos altos es perpendicular al sistema de fallas principales. Este sistema principal de fallas de dirección preferencial NNE - SSO, corta a las formaciones cretácicas en forma inversa, son lítricas en profundidad y llegan a la superficie en forma vertical, tienen movimiento de deslizamiento al rumbo, cuyo salto vertical varía en la estructura: al Norte 3.700' al Sur 4.900', sirve de límite del yacimiento en el Flanco Este, mientras que en el Flanco Oeste presente cierre estructural de +- 700' de -2.700' a -3.400'. Adicionalmente existen trazas de fallas, las mismas que son zonas de fallas de expansión hacia arriba con irregularidades y dobleces a lo largo de las mismas formando escalones.

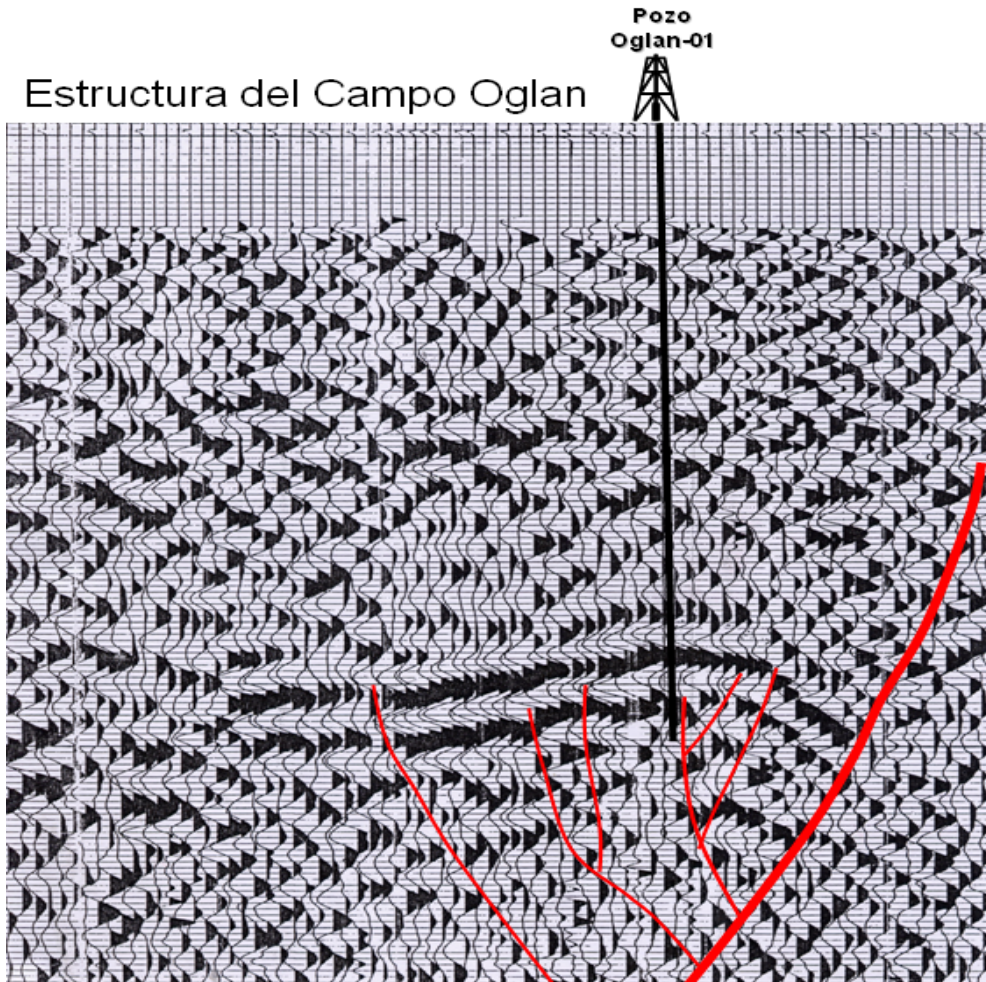


Fig. 23.- Interpretación estructural del Campo OGLAN. Fuente: línea sísmica S-49

Estas trazas de fallas forman una expansión hacia arriba que han levantado dos culminaciones donde esta en una de ellas ubicado el pozo OGLAN-01.

En profundidad estas trazas de fallas tienen componentes de extensión y compresión y están relacionadas al principal sistema de fallas de deslizamiento al rumbo.

Al Norte a 7 ½ millas del pozo Oglan.01 Anglo en el anticlinal Oglan , la Empresa Shell en 1947-48 perforó el Pozo Oglan-1 Shell, en la parte baja del sistema de falla principal inversa probado el bloque caído.

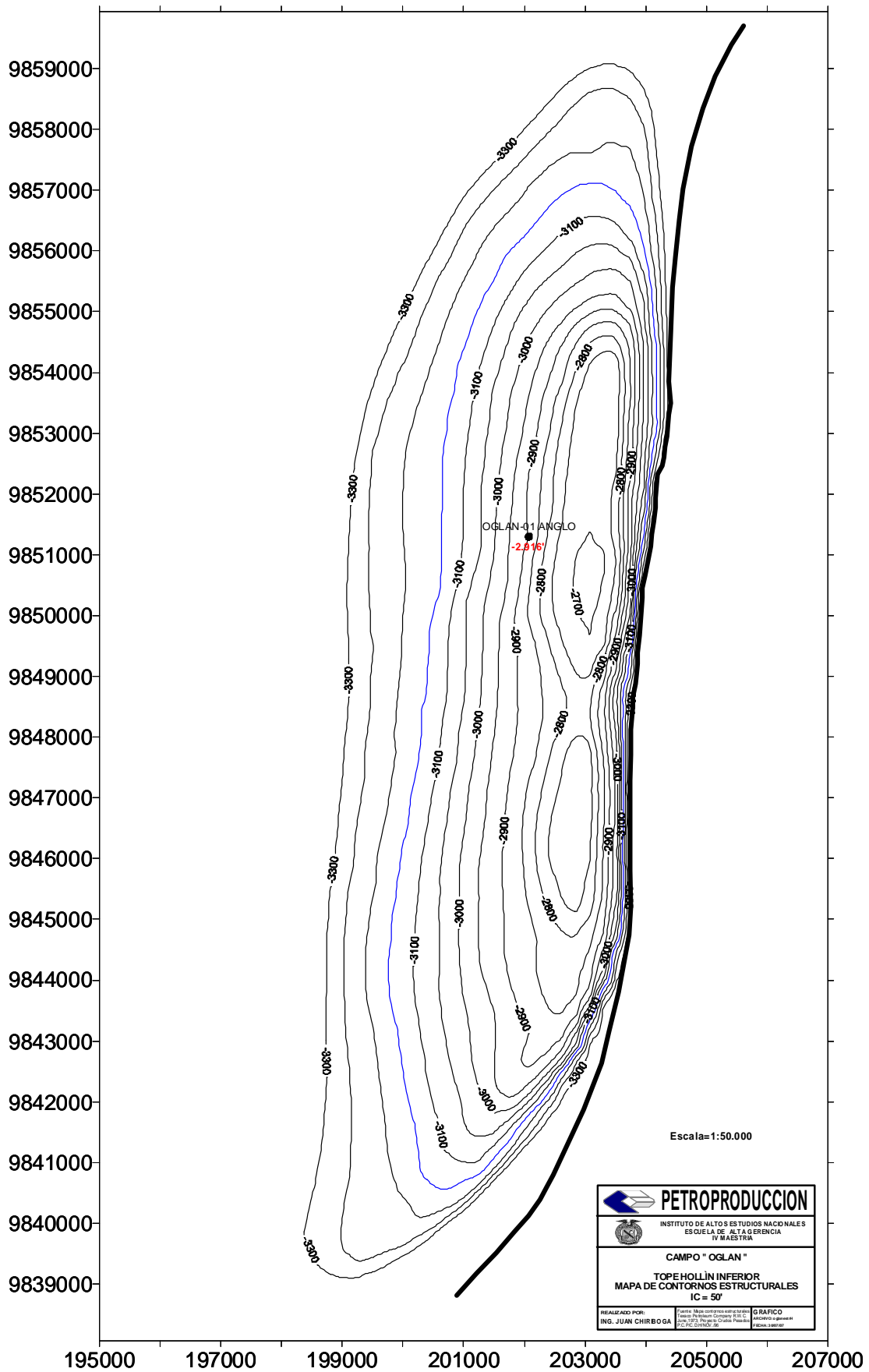


Fig. 24.- Mapa Estructural al tope de la Formación Hollín, Campo OGLAN. Fuente: Mapas Estructurales al tope de la For. Hollín TEXACO, 1973; PETROPRODUCCION 1996.

### **Estratigrafía (Fig.-24-25) (Anexo-4-7-8)**

Durante la perforación del pozo Exploratorio OGLAN-1, la secuencia sedimentaria encontrada, está compuesta por las formaciones Arajuno, Chalcana, Ortegua, Tiyuyacu, Tena, Napo, Hollín, Chapiza (?) y a una intrusión granítica bastante alterada, es decir que la secuencia abarca formaciones que van del Jurásico hasta el Terciario.

Se describen los reservorios principales.

#### **Formación Hollín:**

Es el principal reservorio de petróleo de edad **Albiano-Cenomaniano** y Paleo ambiente transicional Deltaico, su tope se encuentra en 6.134' y su base a 6.512', se lo ha subdividido en: Hollín Inferior, que son areniscas producto de la depositacion en un ambiente predominantemente de una secuencia deltáica dominados por mareas con facies de canales distributarios, en la parte inferior y barras de desembocadura, pasando aun Estuario dominado por Mareas con facies de barras tidales en la parte superior de hollín inferior.<sup>16</sup>

La secuencia de Hollín Superior se la distingue por un cuello de lutitas con influencia marina correspondiente a una facie de bahía que se presenta en el registros del pozo 6184' OGLAN-1. Las características sedimentológicas de las areniscas y de posibles fluidos que se encuentran por encima de esta Lutita corresponden a dos secuencias estuarinas dominada por olas, que no tienen una continuidad con las areniscas que se encuentran por debajo de esta lutita.

Un pequeño ciclo de erosión marina conteniendo un depósito marinos típicos marca él limite superior de la secuencia detrítica de Hollín Superior con suprayacente secuencia de calizas y lutitas de la formación Napo.<sup>17</sup>

Zona Hollín Inferior: Es el de mayor acumulación de hidrocarburos. El tope de se ubica a 6.184' con un espesor total de 328' está formada casi íntegramente de areniscas de cuarzo de color claro, friable, de grano medio a grueso, subangular a subredondeado, con buena selección, limpia, alternando con muy esporádicos desarrollos arcillosos muy finos con caolín, existen alternancias de material lutáceo, se incrementan a la base, con presencia de caolín, piritita,

---

<sup>16</sup> Petroproduccion Subgerencia de Exploración y desarrollo; *Estudio geológico de la Formación Hollín zona Hollín superior del campo lago agrío*, J. Chiriboga junio del 2.003.

<sup>17</sup> Petroproduccion Subgerencia de Exploración y desarrollo; *plan quinquenal 2.003- 2.007, del Área Lago Agrío* J. Chiriboga, agosto del 2.002

carbón y ámbar, tiene una Porosidad de 22.4% con una Saturación de agua de: 15.4%, con una columna de petróleo de 240' y un contacto agua - petróleo bien marcado en los registros en 6.424'(- 3.154').

Hollín superior: Su tope se ubica 6.134' y su base esta 6.184'. Este paquete, está formado por un desarrollo calcáreo e inmediatamente abajo por una alternancia de arenas, limos y lutitas, que le confieren el carácter de un mal reservorio.

### **Formación Napo.**

Esta formación de origen marino, edad Cretácico medio a superior (Albiano superior – Turoniano) yace concordantemente sobre la formación Hollín, y está marcada por una discordancia regional erosiva, con la suprayacente formación Tena. Su tope se encuentra entre 5.416', tiene un espesor de 718', donde se encuentra reservorios secundarios, constituidos litológicamente de una alternancia de Lutitas Areniscas y calizas, se lo ha dividido en: Napo Inferior con las zonas Arenisca "T", Caliza "B", Arenisca "U"; Napo Medio con las zonas Caliza "A", Arenisca M-2, Caliza M-2 y Napo Superior con las zonas Caliza M-1, Areniscas M-1. En este pozo no se encuentra el Miembro Napo Superior por existir una erosión bien marcada hasta el Turoniano.

Zona Arenisca "T": Cenomaniano, Paleo Ambiente de Mar Somero, caracterizado por Areniscas de Playa de Marea y Canales de Marea su tope se ubica a 5887 ', con un espesor total de 167', presenta en su parte superior desarrollos arenosos de cuarzo color blanco lechoso, alternando con lutitas de color negro y calizas blanquecinas duras, glauconíticas y trazas de pirita.

Los cuerpos arenosos de la "T" superior e inferior, están compuestos por areniscas de cuarzo, color café, friable, de grano fino, subangular con buena selección y buena saturación de hidrocarburos de corte rápido, fluorescencia amarilla, terminando el ciclo un potente desarrollo de lutitas gris oscuras a negras, duras, fisiles. Tiene una Porosidad de 16.2% con una Saturación de agua de: 12,4%, con una columna de petróleo de 11,8' de 10,7° API.

Zona Arenisca "U": Cenomaniano-Turoniano Medio y Paleo Ambiente Marino de plataforma, su tope se ubica a 5.630 ', con un espesor total de 182', formada por una secuencia alternante de lutitas, arenas y eventuales desarrollos calcáreos; las arenas son de cuarzo, de grano fino, friables, con buena selección, subredondeadas, con cemento calcáreo, ocasionalmente son calcáreas y con trazas de chert; las calizas

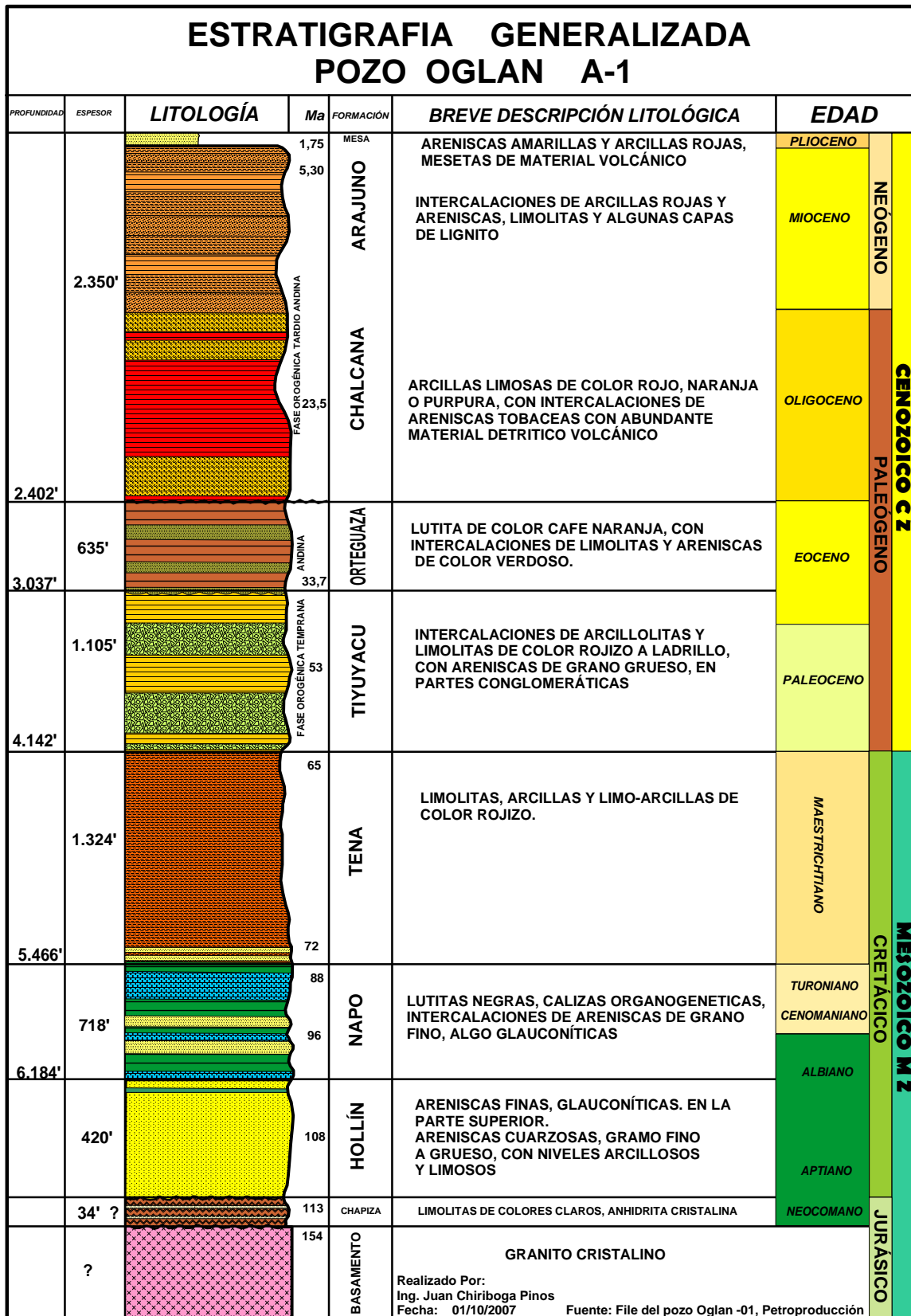


Fig. 25.- Estratigrafía Generalizada pozo Exploratorio OGLAN-01, Fuente: Archivo del Pozo



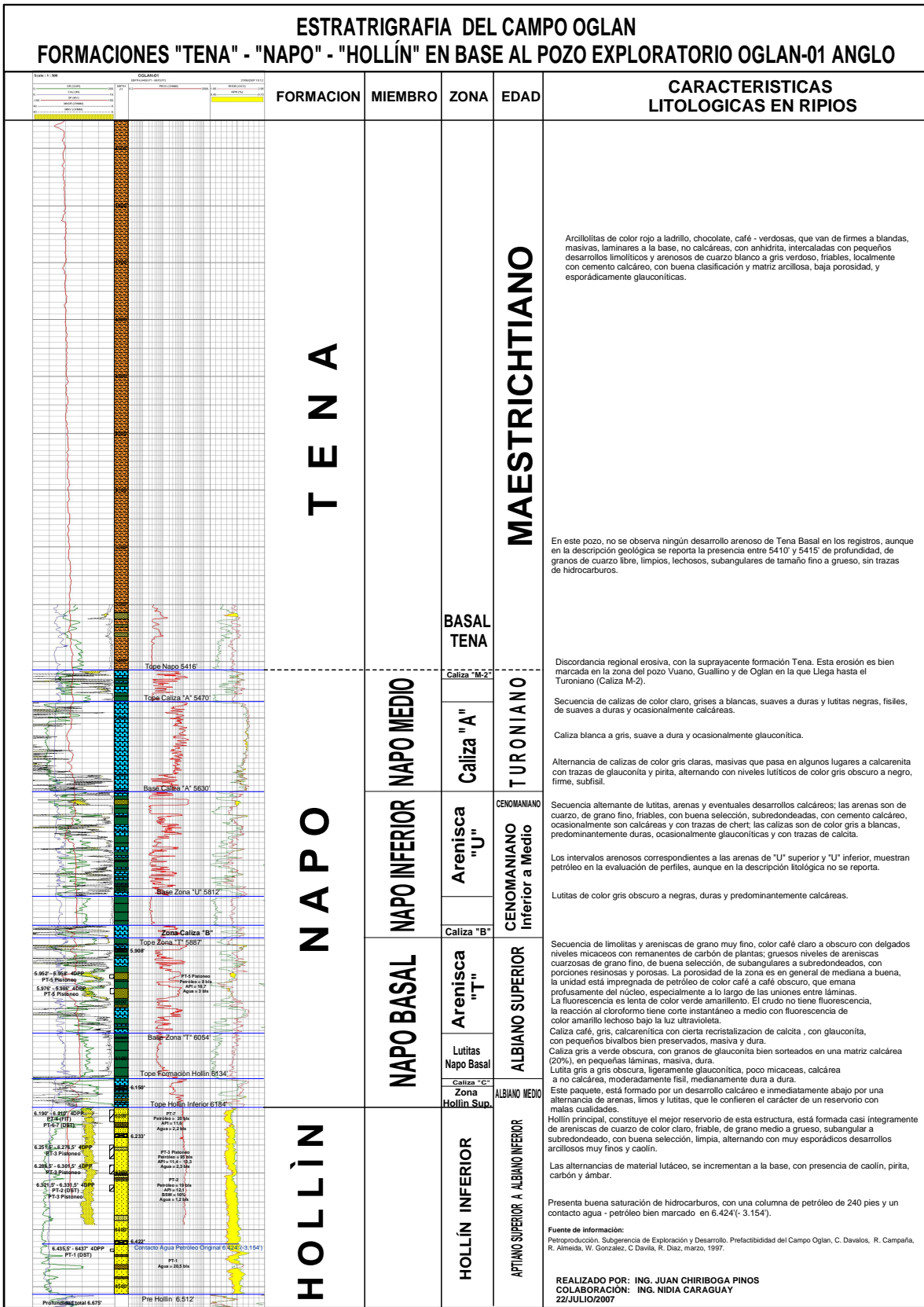


Fig. 26.- Estratigrafía del pozo Exploratorio OGLAN-01, Fuente: Archivo del Pozo

son de color gris a blancas, predominantemente duras, ocasionalmente glauconíticas y con trazas de calcita. Las lutitas son de color gris oscuro a negras, duras y

predominantemente calcáreas. Los intervalos arenosos correspondientes a las arenas de "U" superior y "U" inferior, muestran petróleo en la evaluación de perfiles, aunque en la descripción litológica no se reporta.

### 5.4.3 Caracterización de Reservorios

#### Propiedades de roca y fluido.

Las propiedades físicas del petróleo de la formación Hollín están reportadas en File de pozo y son las siguientes: Gravedad = 11,4° a 13,3° API; Densidad = 61,925 lb/ft<sup>3</sup>; Viscosidad= 450 c.p.(en el mejor de los casos) 699 c.p.(en el peor de los casos); PWF = 2175 psi; PS= 2675 psi; Temperatura de yacimiento= 143 °F

#### CAMPO OGLAN PARÁMETROS DE LAS ROCAS

ZONA	ho	Porosidad	Saturacion de agua SW	Permeabilidad
	Pies	%	%	md
Hollin Inferior	240	22,4	15,4	769
Hollin Superior	4	13,8	220	48
Arenisca T	30	16,2	12,4	
Arenisca U inferior	13	8,5	26,2	
Arenisca U superior	10	14	25,1	

Cuadro N° -27.- Parámetros petrofísicos. Fuente: yacimientos Nov/1996

La permeabilidad efectiva al petróleo ha sido calculada aplicando la ecuación de DARCY y considerando un espaciamiento de pozos de 500 metros.<sup>18</sup>

#### CAMPO OGLAN PARAMETROS DEL PETROLEO

ZONA	Compresibilidad del petróleo		Presion de burbuja (pb)	Solubilidad del petróleo (Rs)	Factor Volumétrico		Viscosidad del petróleo (Uo)		
	Coi (10 <sup>-6</sup> ) LPC	Cob (10 <sup>-6</sup> ) LPC-1	LPC	(PCS/BN)	Bob (BY/BN)	Boi (BY/BN)	Uo (cp)	Uob (cp)	Uoi (cp)
Hollin Inferior	1,491	17,142	235,1	16,7	1,030378	1,028392	365	274,4	495,5
Hollin Superior	1,124	13,525	249,8	17,4	1,026586	1,025208	1.313,00	931,9	1.810,70

Cuadro N° -28.- Parámetros del petróleo. Fuente: yacimientos Nov/1996

El contenido de Azufre para "T", varia entre 2.9 y 3.2 y para Hollín 2.7 % en peso. La gravedad API, es de 10.7° para "T" y 13.3° para Hollín determinados en laboratorio por el método del picnómetro.

<sup>18</sup> Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. *Proyecto Crudos Pesados. Prefactibilidad del Campo Oglan*, C. Davalos, R. Campaña, R. Almeida, W. Gonzalez, C Davila, R. Diaz, marzo, 1997.

### Calculo volumétrico del petróleo original en sitio, n.

El petróleo originalmente en sitio ha sido calculado solo del reservorio de Hollín Inferior, aplicando la ecuación volumétrica, con los parámetros anteriormente definidos y los que se encuentran en el archivo del pozo, con la ayuda de la elaboración de un mapa estructural al tope Hollín calculando las áreas respectivas para cada curva estructural hasta el C.A.P, esto comprende todo el petróleo que está saturando en el yacimiento hasta el contacto agua petróleo de Hollín Inferior

$$N = ( 7.758 * VOL.ROC.* SAT.HC. * POR * So ) / Boi$$

### CALCULO DE RESERVAS

#### CAMPO OGLAN FORMACION HOLLIN

Realizado por: Ing. Juan Chiriboga 03/10/2007

F.Conv.BL	AREA	Ho	So	PORO.	Boi.	V.IN S.	FR	RESERVAS	NP	RESERVAS
	(ACRES)	(Pies)	(fracc)	(fracc)	(BR/BS)	STB	fracc	INICIALES		REMANENTES
7.758	730	250,00	0,88	0,23	1,2441	230.339.204	0,07	16.123.744		16.123.744
7.758	2.652	200,00	0,88	0,23	1,2441	669.435.145	0,07	46.860.460		46.860.460
7.758	5.179	100,00	0,85	0,25	1,2441	686.276.821	0,07	48.039.377		48.039.377
7.758	7.939	50,00	0,80	0,22	1,2441	435.655.257	0,07	30.495.868		30.495.868
						<b>2.021.706.427</b>		<b>141.519.450</b>		<b>141.519.450</b>

Cuadro N° -29.- Reservas estimadas del campo OGLAN

Las reservas en sitio de crudo que se encuentran en la estructura OGLAN que tiene dos culminaciones están por el orden de 2021'706.427 barriles de petróleo aplicando un factor de recobro del 7% tenemos unas reservas totales originales probadas de 141'519.450 barriles de petróleo de 11,5 a 13,5 °API. Que pueden ser recuperadas ya sea por métodos naturales o por recuperación secundaria con inyección de vapor de agua.

### Factor de recuperación del petróleo, fr

Este dato es muy importante, pues se trata del porcentaje del volumen de petróleo original del yacimiento que puede ser extraído o recuperado y su valor depende de las características petrofísicas y de fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y del método de recuperación en condiciones primarias, secundarias o mejoradas. Conforme a estudios efectuados y experiencias en campos de crudos pesados, tanto del Canadá como de Venezuela, han obtenido factores de recuperación primarios del orden

del 7% y factores de recuperación secundaria con inyección de vapor de agua con un mínimo de 15%, llegando hasta recuperaciones del 30%.<sup>19</sup>

#### 5.4.4 Pruebas de Producción.

En el pozo Oglan A-1 se realizaron pruebas de producción a hueco abierto, con la herramienta Formation Tester. Los que ayudaron a comprobar la presencia de hidrocarburos en el yacimiento Hollín Inferior.

Las pruebas iniciales de producción realizadas en el pozo Oglan A-1, que se resumen en el cuadro-28, permitieron: confirmar la existencia de petróleo pesado en los reservorios Hollín Inferior y Napo "T"; cuantificar por pistoneo, la potencialidad productiva de los yacimientos; tomar muestras de fluidos para análisis de laboratorio; y, registrar presiones.

POZO OGLAN-01  
PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION

N°	YAC.	PROFUNDIDAD	PRUEBA DE PRODUCCIÓN										
			FECHA d/m/a	PETROLEO (BP)	AGUA (BA)	TIEMPO (horas)	GRAVEDAD °API	BSW (%)	SALINIDAD ppm	PS (LPC)	PWF (LPC)	TEMPERATURA (°F)	P. BOMBA (psi)
1	H. INF	6435-37	29/11/1972	0	20,50	0,15		100	510	2728	2260	144	6390
2	H. INF	6321-31	30/11/1972	19	1,20	1,63	12,1	5,9		2698	2211	143	6285
3	H. INF	6251-76	01/12/1972	95	2,30	17,57	11,4 13,3	2,4		2672	2185	143	6223
	*	6286-301											
4	H. INF	6321-31 6190-210	03/12/1972										
5	NT	5952-58	05/12/1972	8	3,00	11,58	10,7	27,3		2977	2040	143	5896
	**	5976-86											
6	H. INF	6190-210	07/12/1972										
7	H. INF	6190-210	09/12/1972	20	2,20	1,7	11,6	9,9		2675	2179		6199

\* ni=1.800 pies nf=1.000pies

Copilado por: Ing. Juan Chiriboga 04/10/2006

\*\*ni=4.510 pies

Cuadro N° -30.- Pruebas iniciales Campo OGLAN. Fuente: Archivo del pozo

#### Pruebas de presión.

No existen cartas ni datos de lecturas de presión que permitan reinterpretar y analizar los resultados reportados. Como datos de presión se han tomado los reportados para la prueba número 3-7 de Hollín Inferior y para la prueba número 5 de Napo "T", generalizando las condiciones de producción del pozo Oglan A-1 para todo el yacimiento Hollín Inferior, se puede determinar que un pozo vertical de este yacimiento

<sup>19</sup> Schlumberger, Revista Técnica, Oilfield. Review, verano del 2003

puede producir una tasa de hasta 2.000 barriles de fluido por día (BFPD), de un pozo vertical, con una presión de fondo fluyente de 2.179 LPC.

#### 5.4.5 Desarrollo del Campo

En la actualidad existe perforado el pozo exploratorio OGLAN A-1, localizado cerca del centro de la estructura Norte; pero para efectos de comprobar determinar el potencial real de producción, las dimensiones del yacimiento, cuantificar las reservas se hace indispensable el reacondicionamiento del Oglan-1 y la perforación de un nuevo pozo de avanzada en la estructura Sur.

Una vez comprobadas las reservas y sí los resultados obtenidos en las pruebas de producción son satisfactorios, será necesario perforar los pozos de desarrollo.

Para el desarrollo del campo OGLAN, el número de pozos que se propone es de 20 pozos horizontales perforados a partir de dos Pads uno en el norte y otro en el sur, la producción que se espera es de 23.000 barriles de petróleo promedio durante los 8 primeros años luego declinara en 9% anual hasta el año 20, se recuperara alrededor de 124 millones de barriles de petróleo.

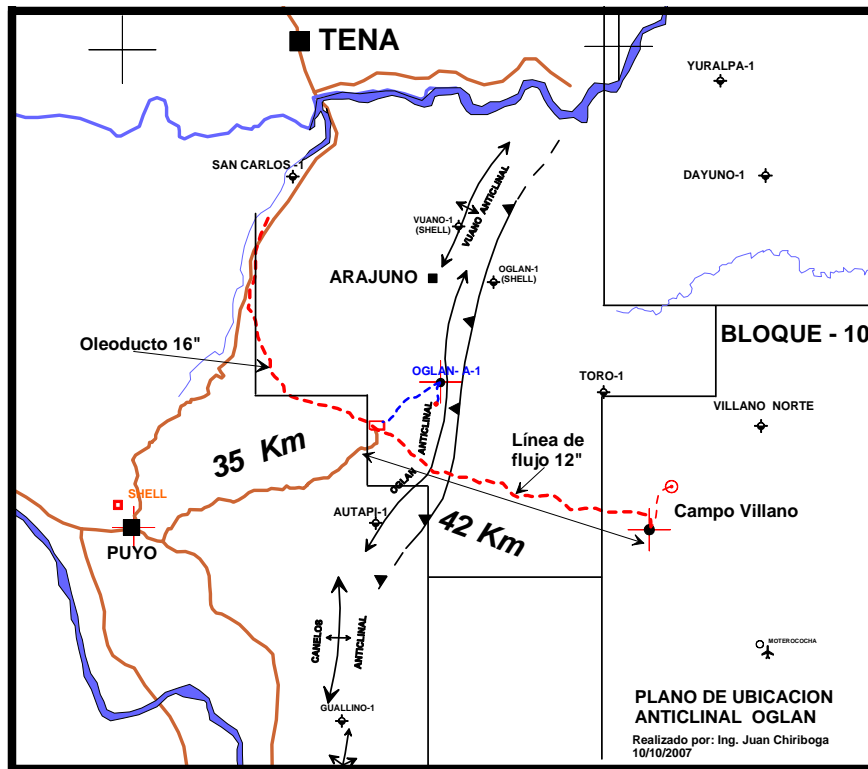


Fig. 27.- Mapa de ubicación de Infraestructura Petrolera sector Campo OGLAN

Para receiptar las producciones de fluido de los pads se hace indispensable la construcción de una estación recolectora de producción que estaría ubicada en el centro

del campo, luego el fluido de la estación recolectora, será transportado por otro ducto que podría ser 12", hasta las instalaciones de Central de Procesamiento y Facilidades, donde se procesara 23.000 BPPD de 14° API y 23.000 BPPD de 21° API, y obtendremos para la comercialización 46.000 BPPD de 17,5 que será transportado hasta Baeza donde se puede empatar al oleoducto de crudos pesados.

Es importante mencionar que la infraestructura Petrolera (Fig.27), puede ayudar a desarrollar los Prospectos que se encuentran al Norte y Sur del Anticlinal Oglan como son el prospecto Vuano, Autapi y anticlinal canelos, cuyos pozos se encuentran perforados en los Flancos de las estructuras.

**Predicciones de producción.**

Se ha considerado planificar la explotación del petróleo únicamente para Hollín Inferior.

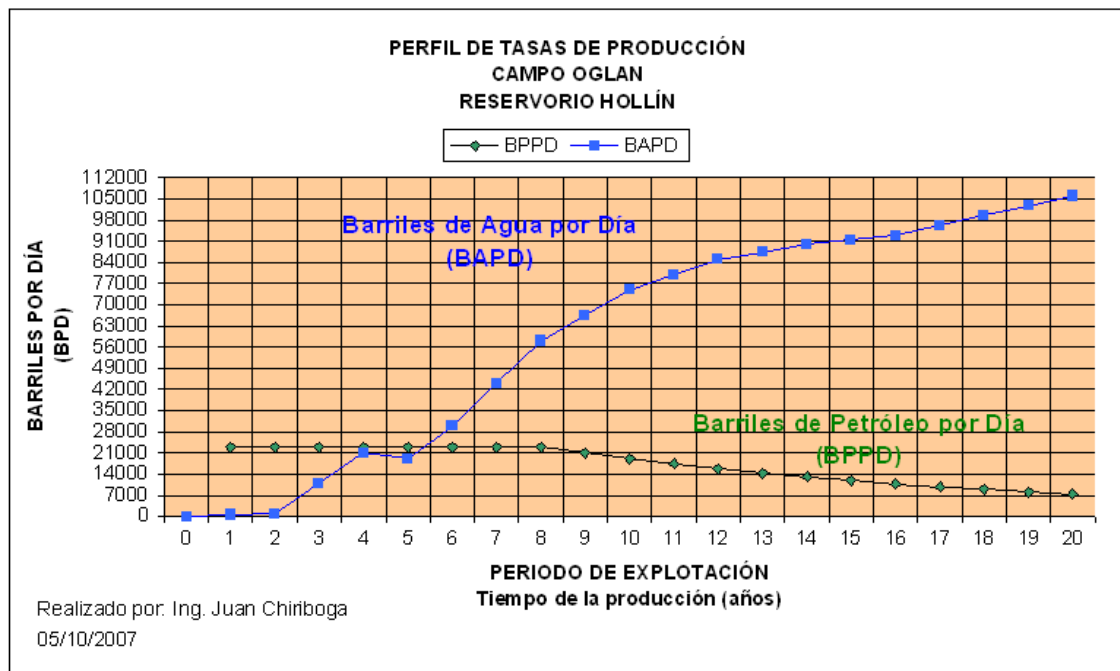


Gráfico-9.- Perfil de tasas de producción por 20 años

Para la predicción de producción, tomamos en consideración las reservas originales probadas calculadas en este trabajo, que están por el orden de 141'519.450 barriles de petróleo, al desarrollar el 6% de estas reservas tendríamos una producción estimada diaria 23.587 BPPD, con este valor de referencia realizaremos las predicciones de producción tomando una tasa de producción de petróleo de 23.000 BPPD constante los primeros 8 años con una declinación del 9% hasta completar el período de explotación del yacimiento de 20 años, con esto nos permitirá producir aproximadamente 124 millones de barriles de petróleo, se espera que las instalaciones

de facilidades y la perforación de pozos tendrá una duración de 28 meses, 2,3 años, lo cual resultaría una vida efectiva productiva del campo durante la fase de producción de alrededor de 17,7 años.

En el gráfico-9 se observamos la predicción de producción realizadas para la arenisca Hollín Inferior este diseño para el campo Oglan es la forma mas económica y eficiente. En base a este criterio, se puede producir el campo con un tasa máxima de 23.000 BPPD a partir de la perforación de los primeros 10 pozos durante los primeros 5 años. La producción de petróleo declinara conforme se incrementa la producción de agua. Es importante mencionar que se estima la perforación de 10 pozos adicionales después del año 5 para mantener la producción del campo. Por la tanto se considera un total de 20 pozos horizontales/multilaterales productivos perforados de dos Pads, para el desarrollo del campo solo con recuperación primaria en frío. (Fig-28,29)

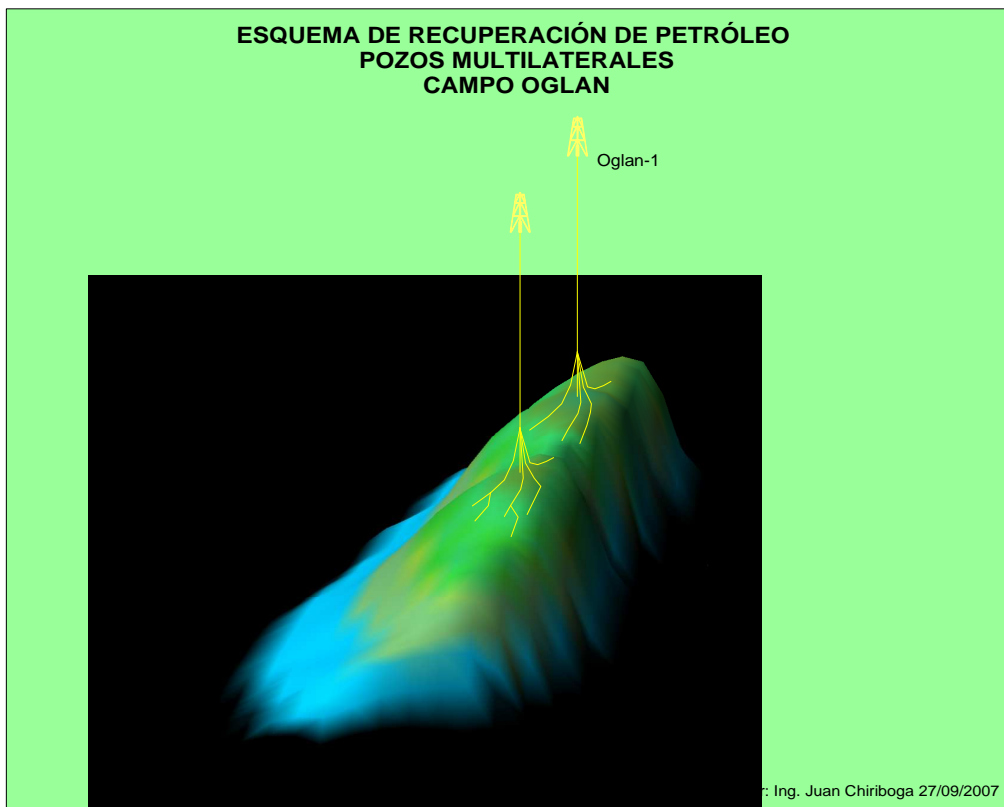


Fig. 28.- 3D Arreglo de ubicación de pozos Horizontales-Multilaterales, Campo Oglan

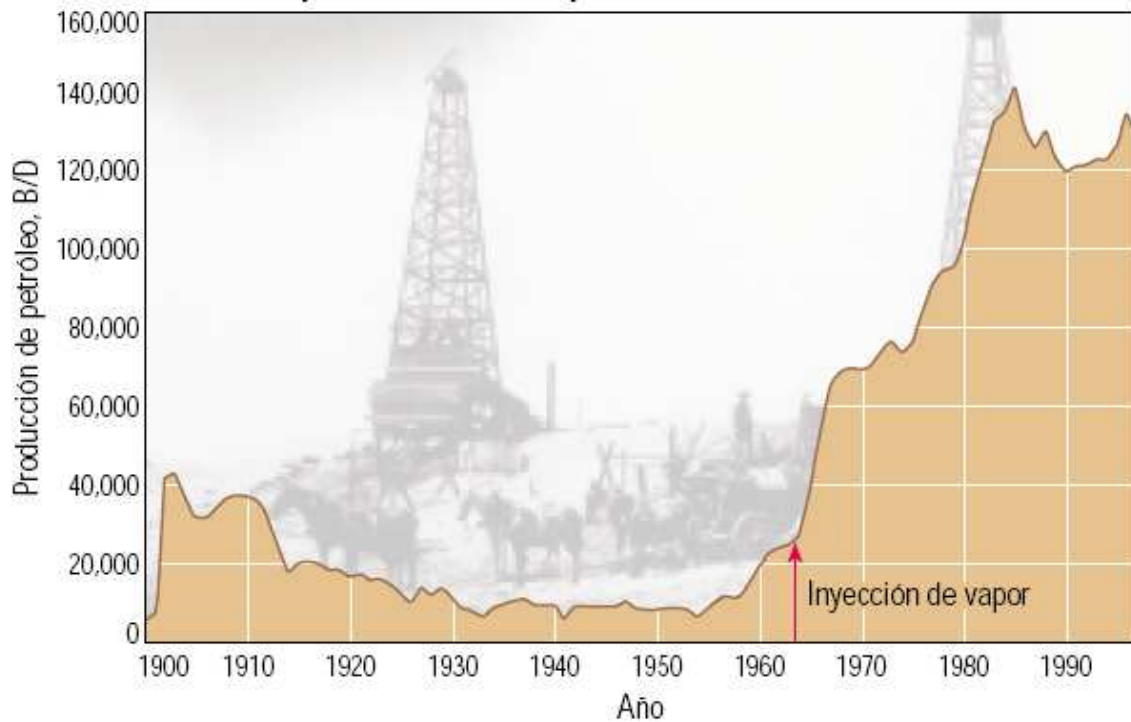


Gráfico-10.- Historia de producción de petróleo del Campo Kern River. Baja recuperación primaria utilizaba técnicas de producción en frío, finalizó en la década de 1960, cuando la inyección de vapor rejuveneció el campo. Fuente: Oilfield. Review, 2003

La alternativa, de recuperación con inyección de vapor de agua, no se considera en este trabajo, pero de la lección aprendida del campo Kern River en Canadá (gráfico-10) donde observamos que a partir de la inyección de vapor de agua en los años 60 duplica y hasta triplica su producción inicial de 40.00 BPPD en treinta años, este comportamiento puede tener el campo Oglan, pero para llegar a esto es necesario explotar el campo en frío, tener mas información del campo y de su crudo, pues desconocemos el comportamiento del acuífero del reservorio Hollín y su influencia en referencia a la inyección de vapor. Sin embargo lo que podemos prestar atención es que nuestras reservas en sitio tendrían un factor de recuperación de alrededor del 14% con lo que obtendríamos unas reservas recuperables de 283 millones de barriles si nos plantaríamos recuperar el 6% de estas reservas, el campo OGLAN podría tener una producción pico de 47.173 BPPD con una inversión de 589 millones de dólares.

En la figura-28-29 se presenta un esquema del arreglo de pozos para el yacimiento Hollín Inferior, con un espaciamento de 500 metros el mismo que puede ser aplicado para desarrollar y explotar las reservas del yacimiento con 20 pozos horizontales.



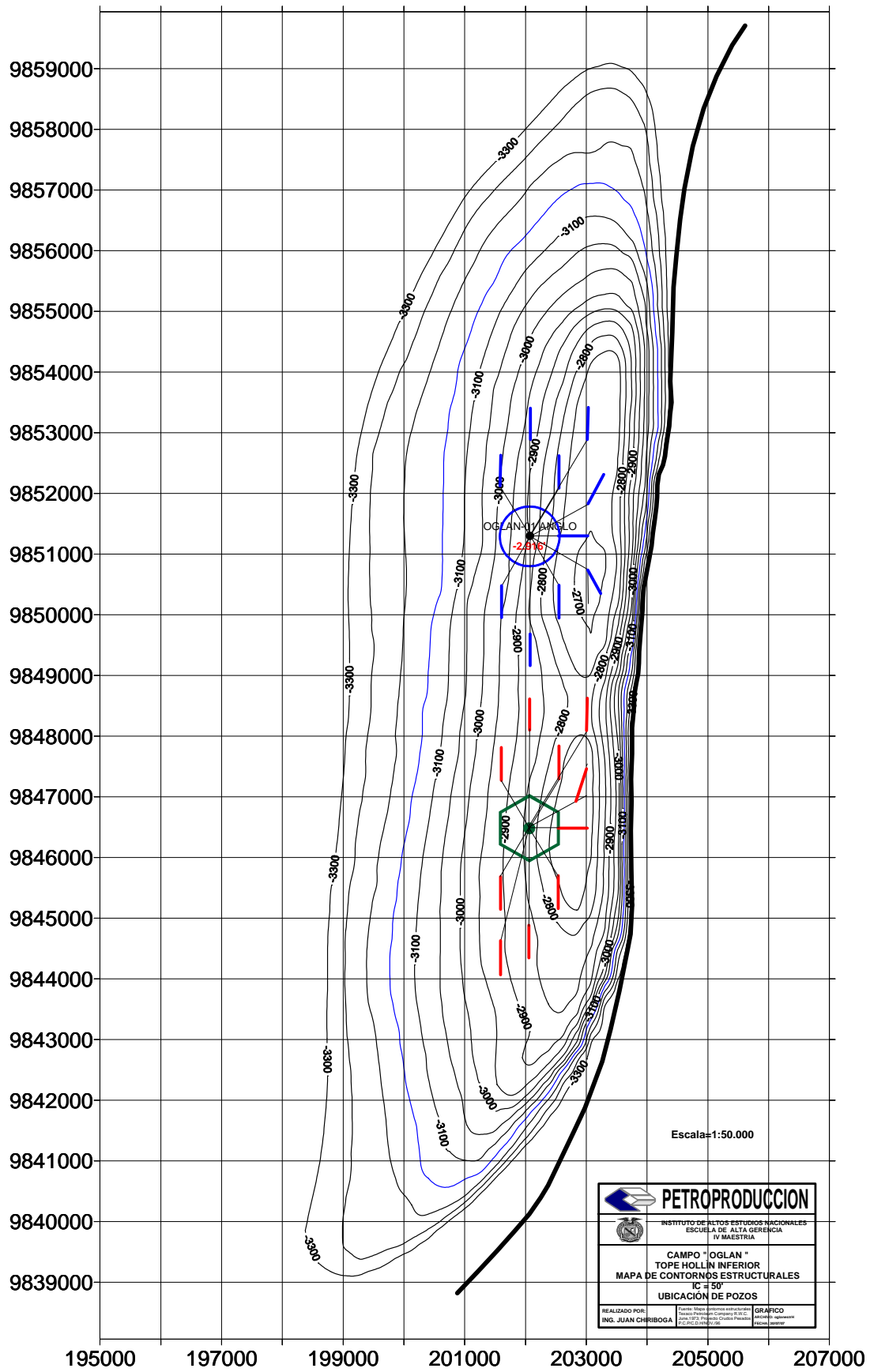


Fig. 29.- Arreglo de ubicación de pozos Horizontales Campo OGLAN

Este plan de desarrollo no necesariamente es el óptimo, si más bien como uno de apoyo a un plan flexible que debe adaptarse a los resultados de estudios de más profundidad del yacimiento Hollín y al comportamiento del campo. El plan de desarrollo óptimo del campo será uno que constantemente incorpore datos de nuevos pozos perforados y de la producción de los mismos para optimizar su localización y recobro de las reservas del campo.

#### **Plan de perforación (Fig.-28-29) (Anexo-9)**

Las ubicaciones de los pozos productores en el subsuelo han sido ubicadas en las crestas de las dos culminaciones de la estructura dentro de las curvas isópacas de petróleo de 150', maximizando la distancia del Contacto Agua-Petróleo, a fin de evitar problemas de codificación, estas ubicaciones pueden ser cambiadas durante la perforación de desarrollo conforme se obtienen datos adicionales del yacimiento.

Existirán pozos adicionales que pueden ser requeridos para mantener la tasa óptima de producción de petróleo conforme la producción de agua se incremente.

Para minimizar el tamaño de las plataformas la salida de los pozos tendrán un espaciamiento entre si de 20 pies.

#### **Diseño de Perforación del pozo Horizontal (Fig.-30)**

Con la colaboración de Schlumberger, se realizó este diseño básico para un pozo horizontal en el campo Oglan, cuyo programa será: perforar con hueco de 12 ¼" hasta 3.077' MD 2.973' TVD, punto de asentamiento del revestimiento de 9 5/8"; luego con broca de 8 ½" hasta 7.983' MD 6.045' TVD, asentamiento del revestimiento de 7"; luego se perforara la sección horizontal hasta 9.188' y se asentara un liner ranurado de 5"

En el cuadro-31 se representa el tiempo de producción en años, las tasas de petróleo y de Agua diaria. En estas predicciones de producción se puede observar el perfil productivo por año que se espera obtener durante el período de explotación del yacimiento, solo por recuperación primaria, se presentan también las proyecciones de producción de petróleo acumulado y el agua a producir, observándose un comportamiento con incrementos normales de la producción de agua. Datos que son considerados para el diseño correspondiente del tipo de levantamiento artificial y de las instalaciones superficiales.

WELL <b>Oglan-1</b>			FIELD <b>Oglan</b>			STRUCTURE <b>Oglan</b>		
MagNetic Parameter Model: BGGM2005	Dip: 20.44° Mag Dec: -2.23°	Date: October 08, 2007 PS: 252273mT	Surface Location Lat: S 1 20 37.92 Lon: W 77 40 37.889	UTM Zone 18S - WGS84, Meter Northing: 981059.63m Easting: 2007335.5m	Grid Cont: +0.0628332° Scale Fact: 1.000898072	Miscellaneous Site: Oglan 1 Plan: Oglan 1 Plan Rev A0	TVD Ref: RKB (2070018) above MSL Srv Date: October 11, 2007	

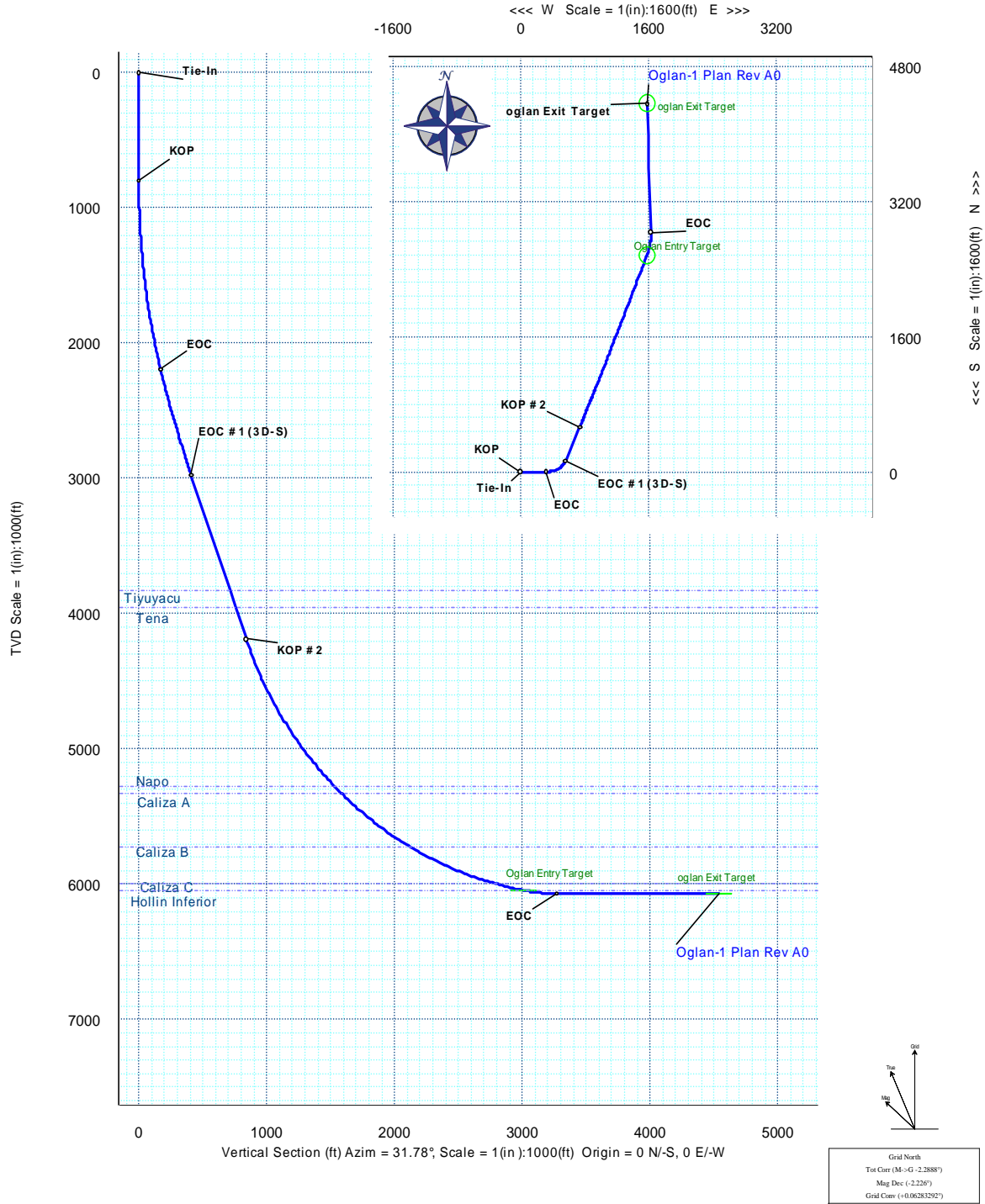


Fig. 30.- Plan de propuesta de perforación de un pozo Horizontales Campo OGLAN

## PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Realizado por Ing. Juan Chiriboga 09/10/2007

Año	Tasa Diaria Promedio		Producción Anual		Producción Acumulada	
	BPPD	BAPD	BPPA	BAPA	Petróleo (bls)	Agua (bls)
1	23000	500	8.395.000	182.500	8.395.000	182.500
2	23000	1.000	8.395.000	365.000	16.790.000	547.500
3	23000	11.000	8.395.000	4.015.000	25.185.000	4.562.500
4	23000	21.000	8.395.000	7.665.000	33.580.000	12.227.500
5	23000	19.000	8.395.000	6.935.000	41.975.000	19.162.500
6	23000	30.000	8.395.000	10.950.000	50.370.000	30.112.500
7	23000	44.000	8.395.000	16.060.000	58.765.000	46.172.500
8	23000	58.000	8.395.000	21.170.000	67.160.000	67.342.500
9	20.930	66.500	7.639.450	24.272.500	74.799.450	91.615.000
10	19.046	75.000	6.951.900	27.375.000	81.751.350	118.990.000
11	17.332	80.000	6.326.229	29.200.000	88.077.578	148.190.000
12	15.772	85.000	5.756.868	31.025.000	93.834.446	179.215.000
13	14.353	87.500	5.238.750	31.937.500	99.073.196	211.152.500
14	13.061	90.000	4.767.262	32.850.000	103.840.458	244.002.500
15	11.886	91.500	4.338.209	33.397.500	108.178.667	277.400.000
16	10.816	93.000	3.947.770	33.945.000	112.126.437	311.345.000
17	9.842	96.239	3.592.471	35.127.326	115.718.908	346.472.326
18	8.957	99.479	3.269.148	36.309.653	118.988.056	382.781.979
19	8.150	102.718	2.974.925	37.491.979	121.962.981	420.273.958
20	7.417	105.957	2.707.182	38.674.305	124.670.163	458.948.263

BPPD= barriles de petróleo por día  
BAPD= barriles de agua por día

BPPA= barriles de petróleo por año  
BAPA= barriles de Agua por año

Cuadro N° -31.- Perfil de producción del campo Oglan por 20 años

### Diseño del Sistemas de levantamiento artificial (Fig-31-32) (Anexo-10)

Para el determinar el sistema de levantamiento artificial hemos considerado el grado °API, densidad y viscosidad y la necesidad de sacar grandes volúmenes de fluido para cumplir con lo planteado de producir un tasa inicial de 23.000 BPPD.

Es sistema que nos permite cumplir con estas consideraciones es el bombeo eléctrico sumergible.

Para el diseño del sistema de bombeo eléctrico sumergible recibimos la colaboración de la Empresa Centrilift con el programa Autograph PC V 6.7 Centrilift A-Baker Hughes Company, se diseñaron dos sistemas de bombeo: uno para el pozo vertical Oglan -1 en el cual se puede producir hasta 2000 BFPD Fig-31 y otro sistema de bombeo para un pozo horizontal donde según las condiciones del reservorio puede producir alrededor de 6.000 BFPD. Fig-32

### Parámetros Básicos de diseño

Propiedades físicas del petróleo:

Gravedad = 11.4° a 13.3° API; Densidad = 61.925 lb/ft<sup>3</sup>; Viscosidad= 450 c.p.(en el mejor de los casos) 699 c.p.(en el peor de los casos); PWF = 2175 psi; PS= 2675 psi; Temperatura de yacimiento= 143 °F

AutographPC V6.7- Centrilift - A Baker Hughes company Juan Chiriboga.apc

<b>Fluid Properties</b>		<b>Temperature Model</b>		<b>TARGET</b>	
Oil grav 14.0 °API	Fluid Surf T 100 °F	<input checked="" type="radio"/> Interpolate		Pump Setting	Compute! a.m
% H2O 1.0 %	Earth Surf T 65.0 °F	<input type="radio"/> Calculate		Depth (Vertical)	
SG H2O 1.03 rel-H2O	BHT 150 °F	<input type="checkbox"/> ESP Trise		6000 ft	
SG liq 0.973 rel-H2O	<b>Gas Impurities</b>				Max Desired
SG gas 0.85 rel to Air	N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %	<b>Dead Oil Viscosity (computed)</b>		2000 BPD	
Prod GOR 93.7 scf/STB	Temp 100 150 °F	Temp	100 150 °F	Minimum PIP	
Sol GOR 56.25 scf/STB	OVisc 445 44.02 Cp	OVisc	445 44.02 Cp	987 psi	
Pb > Bubble Point 515 psia					Gas Sep Eff
				75.0 %	
<b>Inflow Performance (IPR) - Test Data</b>			<b>IPR Method</b>		
Datum VD 6675 ft	Static Press 2708 psi	<input type="radio"/> Constant PI		<input checked="" type="radio"/> VOGEL <input type="radio"/> Composite IPR <input type="radio"/> User's IPR data GetQmax	
Perfs VD 6675 ft	Test Flow 700 BPD	<input checked="" type="radio"/> VOGEL			
<input checked="" type="radio"/> Pressure Bomb Test	Test Press 2200 psi	<input type="radio"/> Composite IPR			
<input type="radio"/> Fluid Level Test	PI @ zero flow 1.378 BPD/psi	<input type="radio"/> User's IPR data			
<b>String Description</b>			<b>Surface Pressure</b>		
Csg ID 6.184 in	Pipe Roughness: 0.0006 in	Tbg Surf Press 100 psi		<b>Csg fluid over pump</b> <input checked="" type="radio"/> Oil only <input type="radio"/> Liquid Mixture OK Cancel	
Tbg ID 2.992 in	new rough	Casing Press 50.0 psi			
TVD 6675 ft					
MD 6675 ft					
No comments			<input type="checkbox"/> Show more detail		

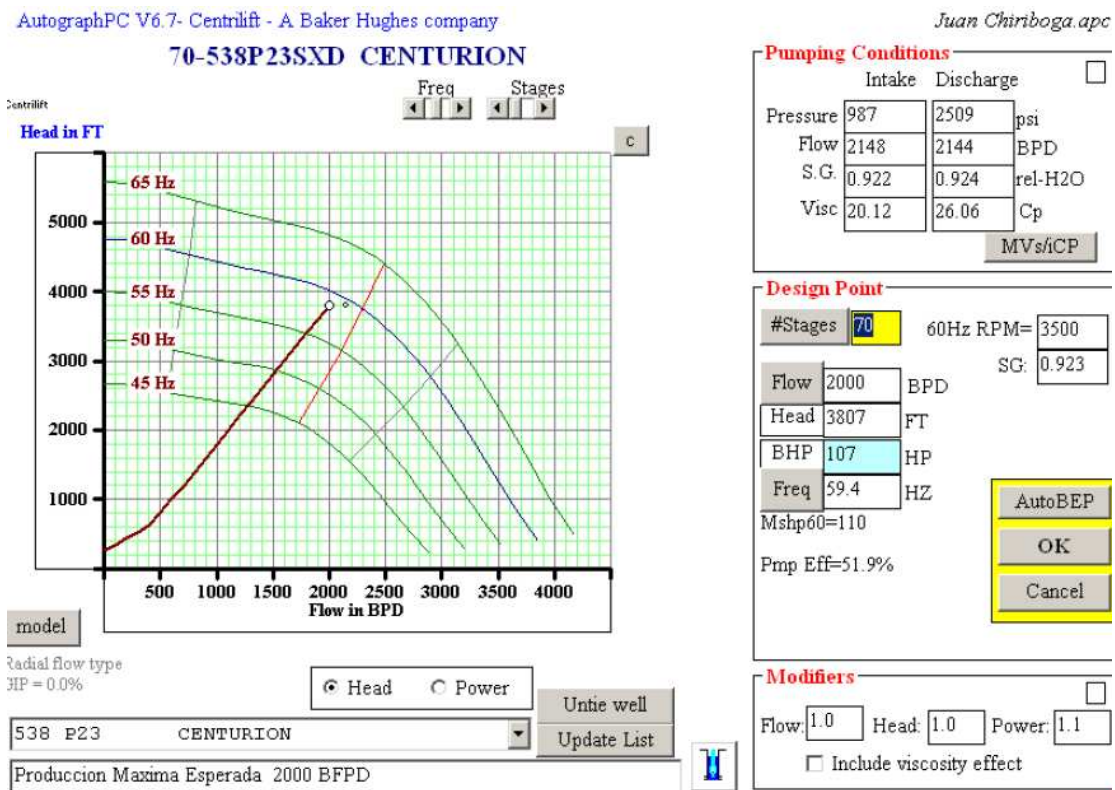


Fig. 31.- Diseño del sistema de bombeo eléctrico sumergible para pozo vertical

**Well Conditions - Juan Chiriboga.apc**  
 Units Plots Print Options Flow Correlations PVT Correlations Help  
 AutographPC V6.7- Centrilift - A Baker Hughes company Juan Chiriboga.apc

<b>Fluid Properties</b>		<b>Temperature Model</b>		<b>TARGET</b>	
Oil grav	14.0 °API	Fluid Surf T	100 °F <input checked="" type="radio"/> Interpolate	Pump Setting	
% H <sub>2</sub> O	1.0 %	Earth Surf T	65.0 °F <input type="radio"/> Calculate	Depth (Vertical)	6000 ft
SG H <sub>2</sub> O	1.03 rel-H <sub>2</sub> O	BHT	150 °F <input type="checkbox"/> ESP Trise	Max Desired	6000 BPD
SG liq	0.973 rel-H <sub>2</sub> O	<b>Gas Impurities</b>		Minimum PIP	859 psi
SG gas	0.85 rel to Air	N <sub>2</sub>	0 % H <sub>2</sub> S	0 % CO <sub>2</sub>	0 %
Prod GOR	93.7 scf/STB	<b>Dead Oil Viscosity (computed)</b>		Gas Sep Eff	75.0 %
Sol GOR	56.25 scf/STB < Rs	Temp	100 150 °F		
Pb >	Bubble Point 515 psia	OVisc	445 44.02 Cp		

<b>Inflow Performance (IPR) - Test Data</b>		<b>IPR Method</b>	
Datum VD	6675 ft	Static Press	2708 psi
Perfs VD	6675 ft	<input type="radio"/> Constant PI	<input checked="" type="radio"/> VOGEL
<input checked="" type="radio"/> Pressure Bomb Test		<input type="radio"/> Compos	<input type="radio"/> User's I
<input type="radio"/> Fluid Level Test		GetQmax	
PI @ zero flow	3.8 BPD/psi		

<b>String Description</b>		<b>Surface Pressure</b>	
Csg ID	6.184 in	Tbg Surf Press	100 psi
Tbg ID	2.992 in	Casing Press	50.0 psi
TVD	6675 ft	<b>Csg fluid over pump</b>	
MD	6675 ft	<input checked="" type="radio"/> Oil only	<input type="radio"/> Liquid Mixture

No comments

**Pump Sizing - Juan Chiriboga.apc**  
 Units Print Search Plots Options Goto .... Help  
 AutographPC V6.7- Centrilift - A Baker Hughes company Juan Chiriboga.apc

### 283-400P60SX CENTURION

Centrilift

Head in FT

model

Mixed flow type  
GIP = 0.0%

Head  Power

400 P60 CENTURION

Produccion Maxima Esperada 2000 BFPD

**Pumping Conditions**

	Intake	Discharge	
Pressure	859	2927	psi
Flow	6445	6428	BPD
S.G.	0.922	0.924	rel-H <sub>2</sub> O
Visc	19.83	28.29	Cp

MVs/iCP

**Design Point**

#Stages	283	60Hz RPM=	3512
		SG:	0.923
Flow	6000	BPD	
Head	5175	FT	
BHP	348	HP	
Freq	60.0	HZ	
Mslhp60=	351		
Pmp Eff=	65.0%		
Motor PLoss=	1.93psi		

AutoBEP

OK

Cancel

Untie well

Update List

Fig. 32.- Diseño del sistema de bombeo eléctrico sumergible para pozo Horizontal

## Completamiento de levantamiento artificial

En la figura-33 está el diagrama de pruebas y completación de abandono del pozo Oglan.01, en consideración a este diagrama para poner en producción este pozo es necesario realizar un reacondicionamiento en el cual se deben moler el tapón de cemento superficial los dos tapones Jonson realizando una cementación forzada a los intervalos disparados de la zona "T".

### POZO EXPLORATORIO OGLAN-01

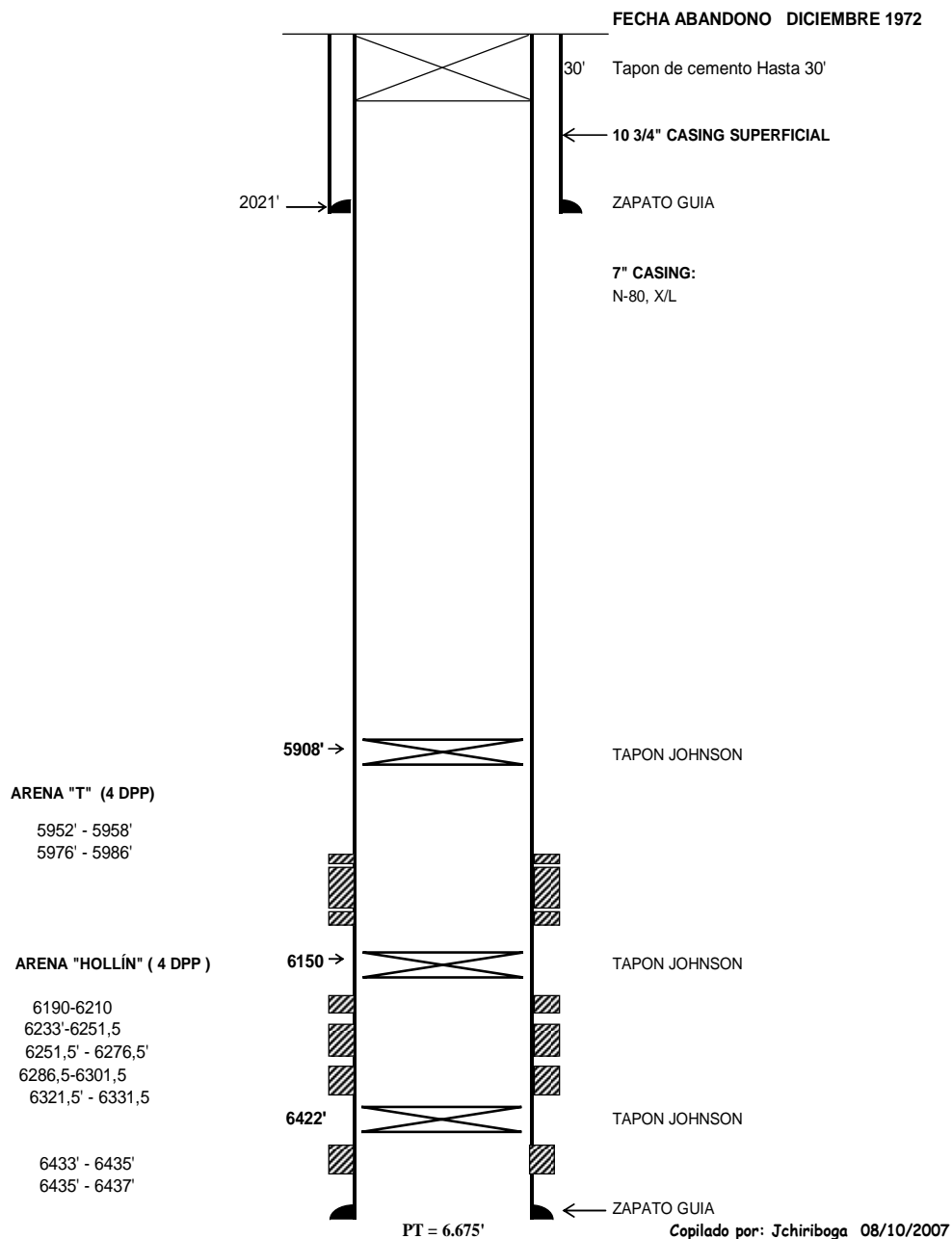


Fig. 33.- Diagrama de completación de abandono del pozo Oglan-01

La completación inicial para producir este pozo a una tasa y presión adecuado que se diseño con el programa Autograph PC V 6.7 Centrilift A-Baker Hughes Company, de hasta 2.000 BFPD, será una sarta simple de tubería de producción de 3 1/2" con una Bomba Electrosumergilbe. En el caso de los pozos Horizontales propuestos para tener la producción esperada será de forma similar y el costo del sistema de levantamiento artificial está incluido en el costo total del pozo.

### POZO EXPLORATORIO OGLAN-01

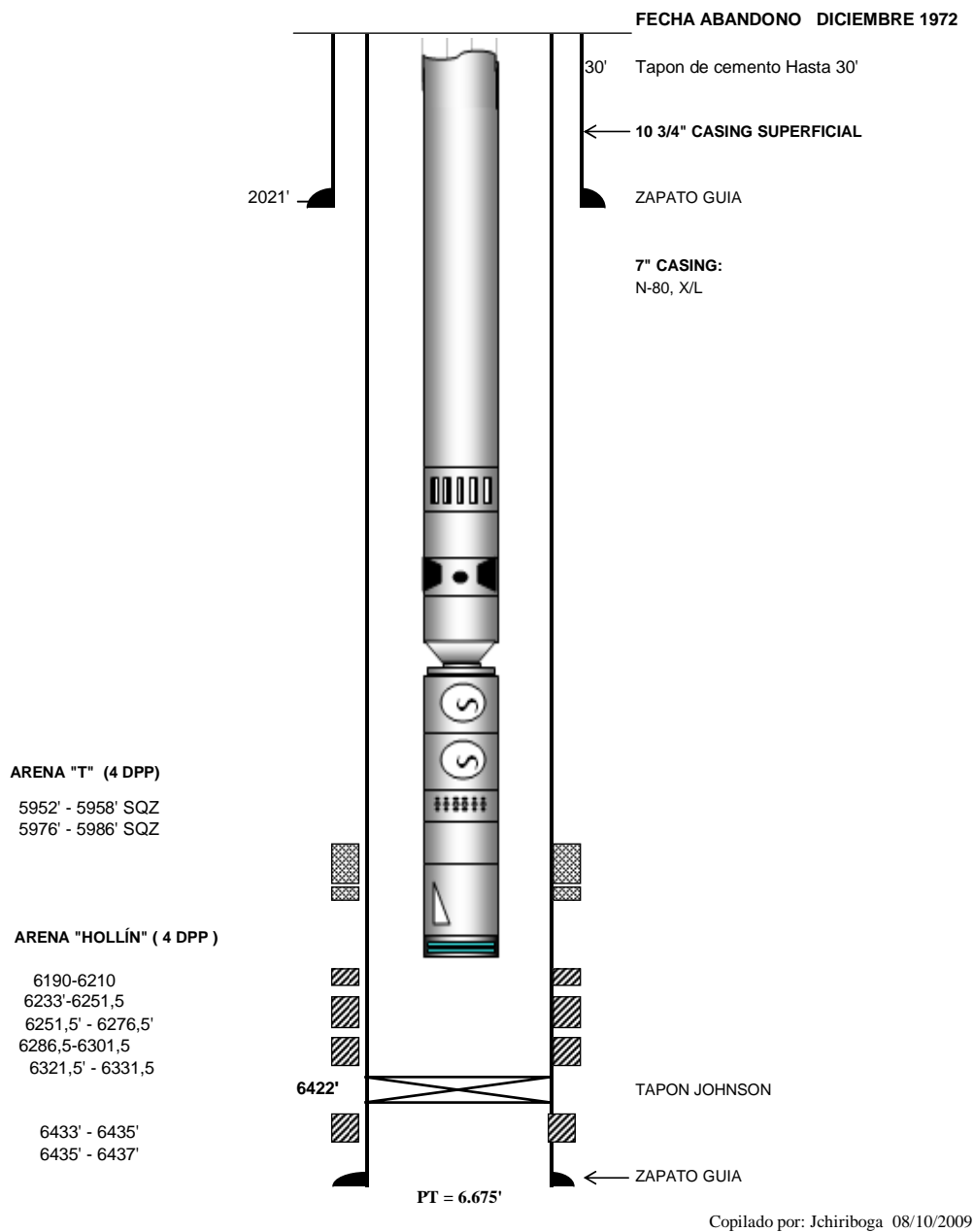


Fig. 34.- Diagrama de completación de Producción del pozo Oglan-01



## **Facilidades de Producción**

OGLAN, esta ubicado en la Cuenca Oriente en el Ecuador oriental en la selva tropical húmeda, ambientalmente sensible, se espera que el campo produzca una tasa 23.000 Barriles de Petróleo Por Día, inicialmente con poca producción de gas y agua, sin embargo el corte de agua se incrementara significativamente a lo largo de la vida del campo, la producción pico de agua alcanzara 105.957 Barriles de Agua Por Día. Las facilidades deben ser diseñadas inicialmente para manejar hasta 21.000 BAPD y a futuro seguir incrementando conforme se requiera.

La producción de los pozos fluirá del subsuelo hasta la superficie con sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electro sumergible, en la superficie de los Paths debe diseñarse la instalación de un sistema de pruebas individuales para cada pozo, el fluido producido del Pads-2 del sur del campo se transportara por un ducto de 12” al Pads-1 del norte del campo donde estará una estación recolectora que junto con la producción de fluido del Pads-1 será transportado por un ducto 14” hasta la estación de procesamiento de CPF de AGIP, donde se deshidratará el crudo y se mezclará con 23.000 barriles de crudo de 21°API, para ser comercializado.

## **Infraestructura de Apoyo**

Además de la perforación de pozos y de las facilidades de producción es necesario contar con infraestructura de apoyo como: mejorar la carretera Existente, diseñar un sistema de comunicaciones y manejo de información, cada pads e infraestructura debe contar con Sistemas contraincendio, la fuente de generación eléctrica primaria serán sistemas eléctricos instalados fuera de las plataformas donde salen los pozos, la energía eléctrica necesaria para la operación será traída de los centros de generación el mismo que puede ser CPF. Las facilidades incluirán un campamento para aproximadamente 25 personas, con sistemas de agua potable, sistemas de aguas negras-servidas y dispensario medico.

Expansión futura para el manejo de agua, cuando la producción de agua este cerca del 25% la capacidad de manejo de agua debe ser incrementado, para este es necesario realizar un nuevo diseño a fin de mejorar el manejo de agua con tecnología de punta.

## 5.4.6 Consideraciones Administrativas

### Base Legal

Según el Reglamento General a la Ley Especial de la empresa estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus empresas Filiales en su Art.12.-De la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador.

La Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador. PETROPRODUCCION, es una empresa filial de PETROECUADOR **con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y operativa. En su gestión empresarial** estará sujeta a la Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales, a la Ley de Hidrocarburos, a éste y otros reglamentos dictados por el Presidente de la República y a las demás normas y políticas expedidas por el Directorio de PETROECUADOR y por el Consejo de Administración. El domicilio de PETROPRODUCCION es en la ciudad de Quito. PETROPRODUCCION tiene por **objeto la exploración de las cuencas sedimentadas y la operación de los campos hidrocarburíferos en el territorio ecuatoriano que incluye la explotación y el transporte de petróleo crudo** y gas hasta los tanques principales de almacenamiento, con excepción de las áreas y los campos que se encuentran bajo contratos de participación de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o que en el futuro fueren designados para ese efecto.

En el cumplimiento de estas actividades procurará la mayor eficiencia en la gestión empresarial y preservará el equilibrio ecológico para lo cual deberá prevenir y controlar la contaminación ambiental.

### Misión

Realizar la exploración y explotación de hidrocarburos de manera sustentable, en armonía con los recursos socio-ambientales, para contribuir al desarrollo económico y al progreso social del Ecuador

### Visión

Mantener y proyectar nuestro liderazgo en el país con talento humano competitivo, motivado y comprometido que cumpla estándares internacionales de gestión y se apoye

en la tecnología de punta y en los recursos provenientes de la comercialización de hidrocarburos.

### **Responsable Institucional**

PETROPRODUCCION, es una empresa filial de PETROECUADOR con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y operativa. En su gestión empresarial. Tiene por objeto la exploración de las cuencas sedimentadas y la operación de los campos hidrocarburíferos en el territorio ecuatoriano que incluye la explotación y el transporte de petróleo crudo y gas hasta los tanques principales de almacenamiento. El Vicepresidente de Petroproducción es su representante legal y responsable directo de la gestión técnica, financiera y administrativa de la empresa, entre sus funciones esta la dictar normas instructivos relacionados con el funcionamiento de la filial en base a lo mencionado y de acuerdo a la misión y visión de la empresa puede presentar ante el Presidente Ejecutivo y a su vez ante el directorio de PETROECUADOR el cual puede modificar la organización y funciones del sistema PETROECUADOR que para el desarrollo del campo OGLAN es necesario la creación del la **Gerencia de Ingeniería de Producción** que será la encargada del desarrollo y administración de las reservas de petróleo de 14° API que se encuentran en el subsuelo y su vez tendrá la facultan de buscar el financiamiento necesario para dicho proyecto.

### **Administrador General**

Para efectos administrativos Financieros, el Desarrollo del campo OGLAN, será manejado como persona jurídica por la Gerencia de Ingeniería de Producción, y estará sujeta a las disposiciones del Vicepresidente Ejecutivo de PETROPRODUCCION en sujeción a la ley especial de PETROECUADOR, al Reglamento de operaciones hidrocarburíferas, Ley de Hidrocarburos, Ley de Gestión Ambiental. Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental (DS 374). Ley de Patrimonio Cultural (RO 865, de julio 1979), Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas RAOHE, 1215, RO 265, de 13 de Febrero 2001, Reglamento de la Ley de Patrimonio Cultural (2733, RO 787, de julio 1984), Normas para la Importación, Distribución y uso de substancias que no obstante su utilidad sean tóxicas y peligrosas para las personas y el medio ambiente. (AM 046, RO 426, de mayo 2001), Texto Unificado de Legislación Secundaria (DE 3399.RO 725, de diciembre 2002)

## **Unidades de Negocio**

Administrativa Financiera, se confiará todo lo referente al talento humano, su desarrollo y bienestar social; adicionalmente se encargara del presupuesto, tesorería, seguros-garantías y contabilidad de costos de las otras unidades de negocio.

Desarrollo del Campo. Es de su responsabilidad el desarrollo del las reservas que contiene el campo a través de la adquisición de información sísmica, su interpretación, estudios geológicos de reservorios y ubicación de pozos: exploratorios, avanzada, desarrollo productores de crudo y/o inyectores de fluido para recuperación mejorada o reducción de impactos ambientales.

Perforación. Estará encargada de la construcción y terminación de los pozos los mismos que pueden ser verticales direccionales o horizontales adicionalmente ejecutara los programas de reacondicionamiento de los pozos en producción, recuperación mejorada y reinyectores.

Ingeniería de petróleos. Es de su responsabilidad: el control de la producción del campo desde el subsuelo hasta el cabezal de los pozos, la elaboración de los programas de completación y pruebas iniciales, reacondicionamiento, diseños de sistemas de completación para levantamiento artificial

Facilidades de Superficie se encargara del los diseños y construcción de todas las facilidades de superficie como: vías de acceso, plataformas, ductos, tanquería y capacidad de generación eléctrica

Producción. Control y monitoreo de las operaciones todo el proceso de deshidratación del crudo en superficie hasta el cabezal de los pozos reinyección de agua adicionalmente se encargado del mantenimiento de los equipos e instalaciones previendo los materiales y equipos necesarios para la operación adecuada del campo.

## **Unidades de apoyo**

Para el cumplimiento de las actividades propias de la explotación del crudos pesados se contara con las siguientes unidades de apoyo

Seguridad Integral, se encargara de la seguridad personal, física, industrial, de la salud ocupacional del personal y de la protección del entorno con al ayuda de la implantación de un sistema de gestión ambiental, normas 8000, 9000 y 14000.

Informática y telecomunicaciones. Su responsabilidad será la implantación de un sistema de información a tiempo real en línea directa entre las operaciones del campo Oglan y la gestión administrativa de Quito

Logística, estará a cargo de todas las operaciones de abastecimiento y desplazamiento de materiales equipos necesarios para la construcción y operación desde los puertos del Pacífico hasta el oriente ecuatoriano.

Contratos. Para el funcionamiento de cada unidad de negocios es importante la contratación de empresas especializadas para diferentes servicios especializados o la calificación de listas de precios, la unidad de contratos se encargara de estos aspectos.

## CAMPO OGLAN

### ESTRUCTURA DE LA ENTIDAD EJECUTORA DEL PROYECTO

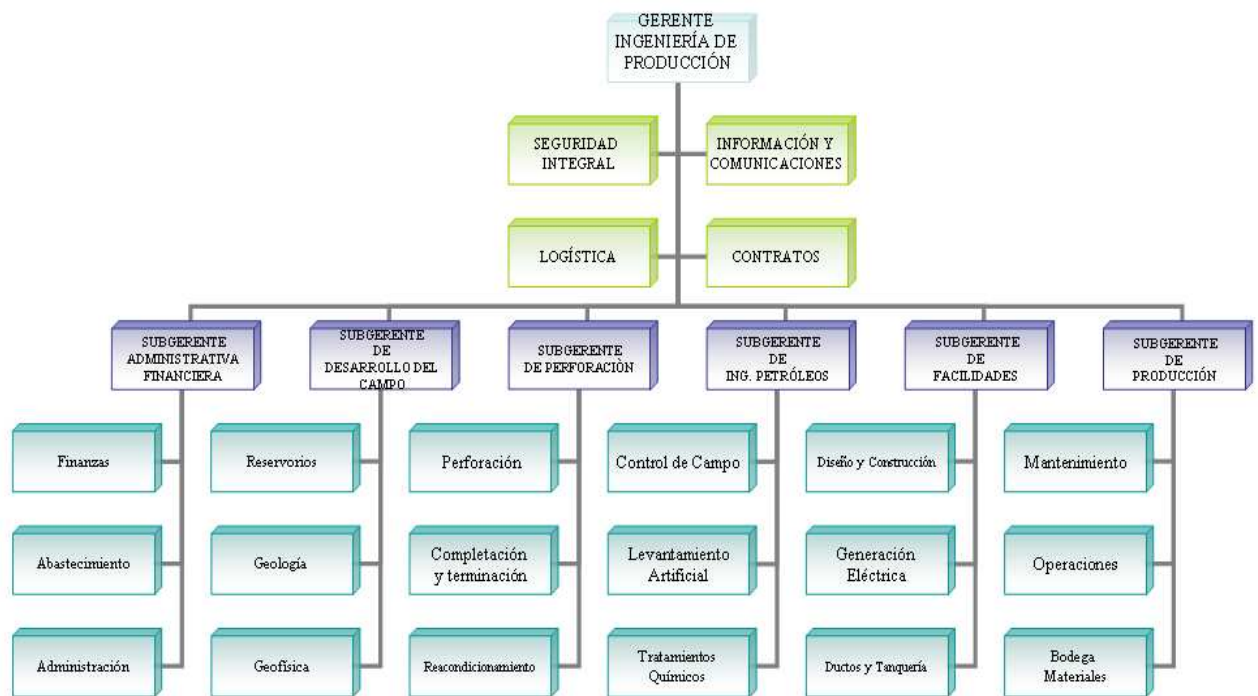


Fig. 35.- Estructura Orgánica Funcional para el desarrollo del campo OGLAN

#### **Organigrama Estructural (Fig.-35) (Anexo-11)**

El Campo OGLAN contará con una estructura organizacional funcional, estructurada bajo una unidad de dirección (cada persona responde a un solo jefe) y de una autoridad vertical a través de toda la organización, estructura que refleja de forma lógica todas las funciones y permite un mejor control desde el nivel gerencial.

Cada unidad se manejará de manera independiente por lo que los costos serán analizados de manera individual. La estructura organizacional actuara como un sistema

abierto, será un conjunto organizado de elementos interrelacionados e interactuantes entre sí, sin contradecirse, capaz de mantener sus propias estructuras e incluso incrementar su contenido de **información** (mejorar su organización interna), esto facilitará la organización necesaria para controlar su propio desarrollo, asegurando la continuidad de su composición y estructura.

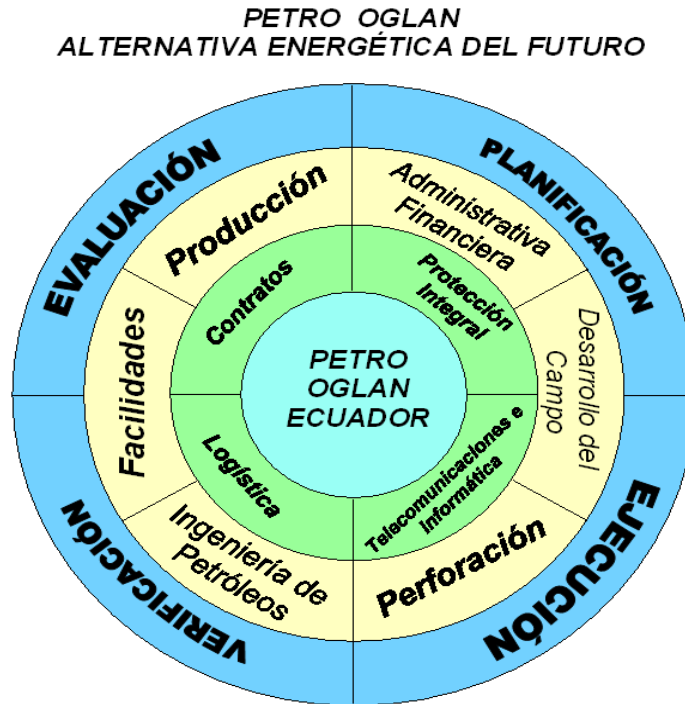


Fig. 36.- Sistema Organizacional para el desarrollo del campo OGLAN

#### 5.4.7 Consideraciones Económicas

##### Valoración del Crudo.

Se espera que la gravedad de API del Crudo de Oglan sea alrededor de 14°API, la gravedad del petróleo procesado en flujo de salida de la CPF, será de alrededor 17,5°API, asumiendo un contenido máximo del 1% de agua. El precio promedio de PETROECUADOR para el crudo Oriente y Napo de enero a mayo 2006 fue de 51,24 y 43,76 dólares respectivamente. El precio promedio de crudo Oglan se ha estimado en 35 dólares.

##### Estimaciones de Inversiones en Explotación (Cuadro N°-32-33)

##### Inversiones de Desarrollo.

Para el desarrollo de este campo de crudo pesado se estima una inversión inicial de US\$ 229'969.107, incluido un plan de compensación con responsabilidad civil y ambiental, registrar datos sísmicos, construir facilidades, tender un ducto de +- 14 Km desde el Campo Oglan hasta CPF AGIP y perforar pozos. Estas inversiones se resumen a continuación.

### **Inversiones de Producción.**

Es importante mencionar que se tiene que invertir una cifra adicional de US\$ 20'638.253 en el año 7 para expandir la capacidad del manejo de agua en del periodo de explotación y US\$ 44'224.828 en el mismo año para perforar pozos de producción adicionales. Estas inversiones estimadas se resumen en el cuadro -32.

### **INVERSIONES ESTIMADAS CAMPO OGLAN**

<b>1.EXPLORACION</b>	
<b>1.1 DESARROLLO</b>	
1.1.1 Responsabilidad Social Ambiental	11.793.288
1.1.2 Sísmica (para ayudar a localizar pozos de desarrollo)	8.844.966
1.1.3 Instalaciones de Producción	135.622.806
1.1.4 Ducto desde Oglan hasta (CPF. Agip)	17.689.931
1.1.5 Pozos (incluye los de reinyeccion de agua inyección)	56.018.116
<b>Sub total desarrollo</b>	<b>229.969.107</b>
<b>1.2 PRODUCCION</b>	
1.2.1 Expansión de capacidad de manejo de agua	20.638.253
1.2.2 Pozos adicionales	44.224.828
<b>Sub total producción</b>	<b>64.863.081</b>
<b>Total Inversiones explotación</b>	<b>294.832.188</b>

Cuadro N° -32.- Inversiones estimadas para el Campo OGLAN

#### **Resumen de Inversiones Estimadas Explotación Campo OGLAN (dólares)**

	total	AÑOS				
		0	1	2	7	8
Responsabilidad Social Ambiental	11.793.288	1.827.875	4.135.602	969.662	2.430.074	2.430.074
Sísmica (para ayudar a localizar pozos de desarrollo)	8.844.966	8.844.966				
Instalaciones de Producción	156.261.060	42.413.716	85.943.583	7.265.514	10.319.123	10.319.123
Ducto desde Oglan hasta (CPF. Agip)	17.689.931	2.653.490	14.505.744	530.698		
Pozos (incluye los de reinyeccion de agua inyección)	100.242.944	7.017.006	37.404.084	11.597.026	22.112.414	22.112.414
<b>Total inversiones</b>	<b>294.832.188</b>	<b>62.757.053</b>	<b>141.989.012</b>	<b>20.362.900</b>	<b>34.861.611</b>	<b>34.861.611</b>

Cuadro N° -33.- Resumen de Inversiones estimadas para el Campo OGLAN por años.

### **Costo de Operación.**

Los costos de operación se han estimado par el periodo de explotación de 20 años. Estos costos incluyen los costos directos de obra, bienes y servicios para la operación del campo, así como los costos indirectos tales como costos de administración.

El Costos de operación para este trabajo le tomaremos de los costos de operación que actualmente tiene Petroproduccion en uno de sus Campos este será de aproximadamente US \$ 7,6778

### **Costo de Transporte**

El costo de transporte de petróleo desde CPF hasta Balao lo tomaremos del costo del Oleoducto de crudos pesados de US \$ 2,5

### **Tasa de Interés**

Para el análisis económico tomaremos una tasa Prime de 8,5 %

### **Decisión**

Al analizar el flujo de caja (Anexo-12) que arroja el proyecto de Desarrollo del Campo Oglan en un horizonte de tiempo de 20 años, se determina que el mismo presenta una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 113% y un Valor Actual Neto (VAN) de US\$ 743.153.754 considerando una tasa de descuento del 12%.

Con estos resultados, se determina que el proyecto de explotación de crudos pesados del Campo OGLAN en la Provincia de Napo, es factible.

### **Financiamiento**

Todo proyecto ya se esta inversión o de desarrollo requiere financiamiento, no existe la inversión que no tenga financiamiento, para el desarrollo del campo OGLAN es necesario un monto de inversión de alrededor de 294'832.188 de dólares.

Para lograr el financiamiento de este monto podemos recurrir a buscar las siguientes fuentes de financiamiento con el objetivo de reducir al mínimo el costo del Financiamiento y todas las decisiones deben dirigirse a reducir al mínimo posible el monto de la Inversión, y la tasa de costo.

### **Posibles Fuentes de financiamiento:**

- **Mercado de valores** para captar fondos públicos con la venta de un producto financiero con una estructura de fidecomiso y una garantía del estado, el objetivo directo es captar las remesas de los emigrantes y los fondos de inversión del IESS. Con una campaña para el cambio de mentalidad de la cultura de inversión de las familias ecuatorianas
- **Préstamo a la Banca Internacional** BID – CAF y en futuro al Banco del Sur.
- **Alianza Financiera con alguna entidad Financiera o inversionista**



- **Alianza entre Empresas Estatales.**

Para cálculos financieros del flujo del flujo efectivo del proyecto OGLAN se tomo una tasa de costo referencial 8,5 %, el costo de financiamiento que necesitamos será de: 319'892.924 de dólares.

#### **5.4.8 Conclusiones y Reomendaciones Campo Oglan**

##### **Conclusiones**

- Existen dos mapas estructurales en el file del pozo uno de 1972 con el cual fue perforado el pozo y otro desarrollado por petroproduccion estos mapas no presentan buena confiabilidad estructural, por esta razón se tuvo que construir un mapa para el calculo de las áreas correspondientes de las curvas estructurales.
- En el campo Oglan se observa la erosión de Napo superior, pues se encuentra una discordancia con la formación tena.
- El principal reservorio del campo es la formación Hollín inferior, tanto por su espesor neto saturado de petróleo 240', como por los parámetros petrofísicos: porosidad = 22,4% SW= 15,4% y sus reservas.
- La pruebas y muestras de fluido de Hollín Inferior y Napo "T", no satisfacen en la caracterización de crudos de los reservorios.
- Los factores de recuperación de petróleo empleados para el cálculo de reservas, de 7% para recuperación primaria y de 14% para inyección de vapor de agua, tomados en base a la experiencia en campos Canadienses y Venezolanos con características similares y que han sido reportados en diferentes artículos y estudios técnicos de crudos pesados.
- Las reservas en sitio del campo Oglan, Reservorio Hollín son 2.021 millones de barriles con un factor de recuperación 7% se tiene unas reservas iniciales de 141'519.450 barriles de petróleo.
- En base al volumen de reservas calculado y estimando que se puede explotar el 6% de sus reservas, se han realizado predicciones de producción únicamente para desarrollar y explotar el yacimiento Hollín Inferior, con una producción pico de 23.000 BPPD los primeros 7 años con una declinación del 9% hasta el año 20, con un incremento normal del agua hasta el 93 % en el año 20.
- De acuerdo a los diseños realizados de los sistemas de bombeo eléctrico sumergible del reservorio Hollin con el programa Autograph PC V 6.7 Centrilift

A-Baker Hughes Company, un pozo vertical puede producir hasta 2.000 BFPD y un pozo horizontal hasta 6.000 BFPD.

- Para desarrollar el campo y producir el yacimiento Hollín Inferior por recuperación primaria se ha diseñado un esquema de arreglo de 20 pozos horizontales con un espaciamiento de 500 metros, estos pozos saldrán de dos plataformas, una de la estructura norte y otra de la estructura sur. El fluido proveniente los sistemas de levantamiento artificial del subsuelo a las plataformas serán conducido a un centro de acopio ubicado en la plataforma norte a través de una tubería de 12” y a su vez a la estación CFP de AGIP para su procesamiento y mezcla para su transporte y comercialización.
- Por estar el campo OGLAN, ubicado, en el Oriente en la selva tropical húmeda, ambientalmente sensible, las operaciones de construcción y de producción serán realizadas con Sistemas de Gestión Ambiental y helitrasportables a fin de evitar el mínimo impacto ambiental, en cruce de cuerpos de agua, uso de explosivos, manejo de combustibles, manejo de desechos, trabajo de personal y relaciones comunitarias, construcción de las vías, instalaciones de plataformas, campamentos etc. a su vez existirán planes de compensación de una manera justa y oportuna para los dueños de las tierras afectadas o para la realización de cualquier actividad. La compensación deberá determinarse en base a los usos que la propiedad afectada tenga y en acuerdo con toda la comunidad del sector, se compensara en obras para la comunidad y no en beneficios en efectivo que son mal utilizados.
- El incremento de las reservas hidrocarburíferas que sustentan los programas de PETROPRODUCCIÓN y los planes de desarrollo del País, justifican las acciones de prospección sísmica, perforación y producción y desarrollo en la zona de Oglan que deben ser llevadas a cabo, procurando mantener un adecuado equilibrio entre el aprovechamiento de los recursos no renovables y la conservación de los sistemas ecológicos presentes en la zona.
- Para el análisis económico del proyecto se ha considerado un precio del petróleo de 35 dólares por barril, que implica correcciones por gravedad y eliminación del costo por transporte y comercialización, ya que se propone la entrega del crudo en el lugar.

- Los costos de operación, fue tomado de un campo en producción de Petroproduccion, al mes de agosto del 2007: US\$ 7,67/ barril
- Los montos de las inversiones alcanzan los siguientes valores:

Inversiones Estimadas Explotación Campo OGLAN

Responsabilidad Social Ambiental	11.793.288
Sísmica (para ayudar a localizar pozos de desarrollo)	8.844.966
Instalaciones de Producción	156.261.060
Ducto desde Oglan hasta (CPF. Agip)	17.689.931
Pozos (incluye los de reinyección de agua inyección)	100.242.944
Total inversiones	294.832.188

- Los costos de producción se tomo de un campo en producción de petroproduccion a agosto del 2007 costo de operación de US\$ 7,67 + la depreciación US\$ 1,58 = costo de Producción US\$ 9,26
- Si Petroproducción opera como Empresa Estatal estaría exenta de impuestos y pago de utilidades a los trabajadores.

### Recomendaciones

- Realizar el reacondicionamiento N°1 del pozo Oglan-01 donde deberá medirse: el potencial productivo, a través de nuevas pruebas con levantamiento artificial, de los yacimientos Hollín Inferior, Napo "T", "U" Inferior y "U" Superior; tomar muestras de fluidos para análisis PVT, medidas de viscosidad, cromatografía de fluidos y de gas y registrar presiones. Realizar squeeze (SQZ) a las zonas probadas y dejar produciendo el reservorio Hollín inferior con bombeo eléctrico sumergible.
- Implementar el programa sísmico, que permitirá definir con mayor exactitud la ubicación de los pozos horizontales a perforarse
- Para mitigar los efectos sobre el medio ambiente, es necesario la perforación de pozos en racimos desde Pads o islas de perforación: 20 pozos horizontales se perforarán desde dos Pads.
- Para el desarrollo del campo implementar un Sistema de Gestión Ambiental, que permita prevenir, controlar y mitigar los efectos ambientales negativos producidos en las fases de sísmica, perforación y producción en el área de estudio.

- Previo al desarrollo de las fases de prospección sísmica, perforación y producción se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental, con sus respectivos Planes de Manejo Ambiental, de acuerdo a los parámetros y criterios establecidos en el vigente Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo No. 2982, de agosto de 1995.
- Por las características del crudo del campo Oglan 14° API, es necesaria la explotación del mismo en conjunto con el campo Villano operados por AGIP 21°API, a fin de que se realice una mezcla de 23.000 BPPD de cada campo y se pueda comercializar 46.000 BPPD de 17,7 °API.
- Petroproducción a través de Ingeniería de Producción deberá tomar a cargo las operaciones del campo Oglan, para esto es necesario elevar el nivel de Ingeniería de producción a Gerencia con una estructura organizacional y hacer los esfuerzos necesarios para buscar el financiamiento necesario y realizar las inversiones requeridas.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

### **Bibliografía**

CEPE, *Estudio de Prefactividad para Inyección de Vapor en el Campo Pungarayacu*, Bureau D'études Industrielles et de Cooperation de L'institut Francais du Petrole (BEICIP). 1987.

Franlab Consultat. *Auditoria de las Reservas Hidrocarburíferas de los Campos: Oglan, Pucuna, Primavera, Yuturi, Tiputini*, enero 1983

Instituto Ecuatoriano de Economía Política, *Liberación de las empresas del estado, sector petrolero*. Ing. Carlos Arnao Ramírez, Revista Evolución y Cambio, N° 16 - 2006.

IFP-BEICIP, 1988, simulacion matematica y alternativas de recuperacion de petroleo pesado del campo ITT.

José Rodas Guerrero. Ingeniero Geólogo, *Evaluación Geológica del tren estructural Balsaura, Huito, Shiniyacu en el Sur Oriente Ecuatoriano*, Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología Minas, Petróleos y Ambiental, Escuela de Geología, febrero de 2007.

Petroecuador, Informe Estadístico Petrolero emitido por la Gerencia de Economía y Finanzas, mayo del 2007.

Petroproduccion. Archivo del pozo Oglan-01 Anglo, *comunicación personal y confidencial ECUA-764/73, Mr R. C. Shields, Exploracion – Geology, Wildcat Completion Letter Anglo Oglan A-1*.

Petroproduccion. Archivo del pozo Oglan-01 Anglo, *Sumario de perforación del pozo Oglan-01, Consorcio Anglo Superior- Union Chevron*. Noviembre de 1972.

Petroproduccion. Archivo del pozo Oglan-01 Anglo, *Interpretación de Registros Electricos y Programa del pozo Oglan-01, Consorcio Anglo Superior- Union Chevron. Ministerio de recursos Naturales y Turismo*, Noviembre de 1972.

Petroproduccion. Archivo del pozo Oglan-01 Anglo, *Informe de Taponamiento y Abandono del pozo Oglan-01, Consorcio Anglo Superior- Union Chevron. Ministerio de recursos Naturales y Turismo*, Diciembre de 1972.

Petroproducción. Archivo del pozo Oglan-01 Anglo, *comunicación privada y confidencial, Dr Juan M Quevedo, Building, Exploration – Geology, Wildcat Possible Acuisitions Oglan Area, R.W. Canfield*. Febrero, 1988.

Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. *Análisis del Campo Oglan y pozo Vuano-01*, octubre de 1996.

Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. *Evaluación de perfiles pozo exploratorio OGLAN – A1*. W Gonzalez, C. Davila, Noviembre, 1996.

Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. *Proyecto Crudos Pesados. Prefactibilidad del Campo Oglan*, C. Davalos, R. Campaña, R. Almeida, W. Gonzalez, C Davila, R. Diaz, marzo, 1997.

Petroproduccion Subgerencia de Exploración y desarrollo; *Estudio geológico de la Formación Hollín zona Hollín superior del campo lago agrio*, J. Chiriboga junio del 2.003.

Petroproduccion Subgerencia de Exploración y desarrollo; *plan quinquenal 2.003-2.007, del Área Lago Agrio* J. Chiriboga, agosto del 2.002

Petroproduccion Subgerencia de Exploración y desarrollo; *Análisis del Trend Estructural Ishpingo- Tambococha – Tiputini* . P Baby, J. Chiriboga, julio del 2.001.

Petroproduccion. Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Labogeo. *Proyecto Estudio de las cuencas costeras.* , G. Montenegro, marzo, 2001.

Petroproduccion – Dirección Nacional de Hidrocarburos, Informe comisión interinstitucional, sobre el estado actual las reservas en el Ecuador, al 31 de diciembre del 2006.

Producción, Reporte Ejecutivo Gerencial del 19 de Septiembre del 2007.

Ramiro Rivera C. Ingeniero de Petróleos, Master en seguridad y Desarrollo. *La explotación de Crudos Pesados en el Ecuador.* Instituto de Altos Estudios Nacionales. Julio de 1998.

Reporte ejecutivo de producción del 20 de agosto del 2007, Petroproduccion

Schlumberger, *Revista Técnica, Oilfield. Review*, verano del 2003

#### **PAGINAS WEB**

<http://www.eluniversal.com.mx/finanzas/53886.html>

<http://www.creces.cl/new/index.asp>

<http://www.milenio.com/index.php/2006/10/05/5024/>

<http://www.crisisenergetica.org/>

<http://www.energybulletin.net>