

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUIMICA



“FACTIBILIDAD DE PERFORAR POZOS
INTERUBICADOS EN UN YACIMIENTO (PEÑA NEGRA)
DEL NOROESTE”

TITULACION POR EXPERIENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO
LUZ ANGÉLICA MARÍN CHÁVEZ

PROMOCIÓN 1989 – I

LIMA – PERÚ

2006

A Dios por ser mi guía

*A mi esposo por su amor, apoyo y compañía en cada
etapa del camino recorrido juntos*

A mi hija Alexandra por ser mi luz, fuerza y templanza

*A mi madre, hermanos y sobrinos por su amor y apoyo
incondicional*

INDICE

RESUMEN

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo

1.2 Método de trabajo

2. DESCRIPCION TEORICA

2.1 Mecanismos de Recuperación

2.2 Factores que se deben considerar durante la elaboración del proyecto

3. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO PEÑA NEGRA

3.1 Geología

3.1.1 Ubicación

3.1.2 Estratigrafía

3.1.3 Geología Estructural

3.1.4 Estructura Local

3.2 Características de las formaciones Echino y Ostrea

3.2.1 Estratigrafía

3.2.2 Distribución Areal

3.2.3 Distribución de Fluidos

3.3 Características de roca reservorio

3.3.1 Porosidad

3.3.2 Permeabilidad

3.3.3 Saturación de agua

3.3.4 Permeabilidad Relativa

3.4 Propiedades de los fluidos del reservorio

4. EXPLOTACIÓN DEL AREA EN ESTUDIO
 - 4.1 Perforación
 - 4.2 Completación y Estimulación
 - 4.3 Registros eléctricos
 - 4.4 Historia Productiva
 - 4.5 Mecanismos de producción
 - 4.6 Análisis del comportamiento productivo total del área
 - 4.7 Historia de presión del reservorio.

5. RESERVAS DE PETRÓLEO
 - 5.1 Petróleo Original Insitu
 - 5.2 Reservas Desarrolladas
 - 5.3 Reservas no Desarrolladas

6. ESQUEMA DE DESARROLLO EVALUADO
 - 6.1 Perforación de pozos Nuevos
 - 6.2 Reacondicionamientos
 - 6.3 Pronósticos de Producción
 - 6.4 Riesgos

7. EVALUACIÓN ECONOMICA
 - 7.1 Inversión
 - 7.2 Rentabilidad
 - 7.3 Análisis de sensibilidad

8. CONCLUSIONES
9. ANEXOS

RESUMEN

El presente trabajo, trata sobre la factibilidad de perforar pozos interubicados en un yacimiento ubicado en la Cuenca Talara. Asimismo, efectuar reacondicionamientos y/o reactivaciones de pozos, con la finalidad de incrementar la recuperación final de petróleo y completar el desarrollo primario del campo.

Para el desarrollo de este estudio se utilizo

- Información de mapas estructurales, mapas de arena neta petrolífera, secciones estructurales y secciones estratigráficas.
- Historiales de perforación y completación de pozos perforados en el yacimiento, historiales de producción por pozo y campo, historiales de presiones, datos de análisis de cores y datos de análisis PVT.
- El estudio y procedimiento de toda esta información permitió:
 - Determinar la mejor área del yacimiento y las mejores ubicaciones para perforar pozos nuevos y hacer trabajos de reacondicionamientos en pozos cuyos objetivos primarios son mas profundos.
 - Calcular las reservas para los pozos nuevos y las reservas para los reacondicionamientos.
 - Del resultado de este estudio se ubicaron cinco (5) locaciones para perforar y un (1) trabajo de reacondicionamiento.

1. INTRODUCCIÓN

Es de todos conocido, la importancia que tiene la explotación de hidrocarburos en el Perú así como también es conocido los esfuerzos que realizan las contratistas en las actividades de hidrocarburos como perforación, reacondicionamientos y reactivaciones de pozos en el noroeste, con la finalidad de incrementar las reservas de Hidrocarburos.

El gobierno, compatible con sus objetivos de promover el desarrollo de las actividades de hidrocarburos y con la finalidad de incentivar la inversión en campos donde la producción es marcadamente declinante, como son los campos del nor-oeste, aprobó el 21 de noviembre de 2003 la Ley N° 28109 - “ Ley para la Promoción de la Inversión en la explotación de Recursos y Reservas Marginales de Hidrocarburos a Nivel Nacional”, cuyo objetivo es promover la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos en el país, con el fin de aumentar la producción nacional de hidrocarburos, atenuar el déficit de la balanza comercial, producir a través del canon mayores rentas en beneficio de las regiones en que se ubican estos recursos y reservas marginales y contribuir a la reactivación económica del país y de las regiones con filiación hidrocarburífera; es dentro de este contexto que se desarrolla este estudio de factibilidad de perforar pozos interubicados en un yacimiento del noroeste (Yacimiento Peña Negra).

El yacimiento en estudio geográficamente esta situado en la provincia de Talara, departamento de Piura, en el Noroeste del Perú. como lo muestra la figura N°1

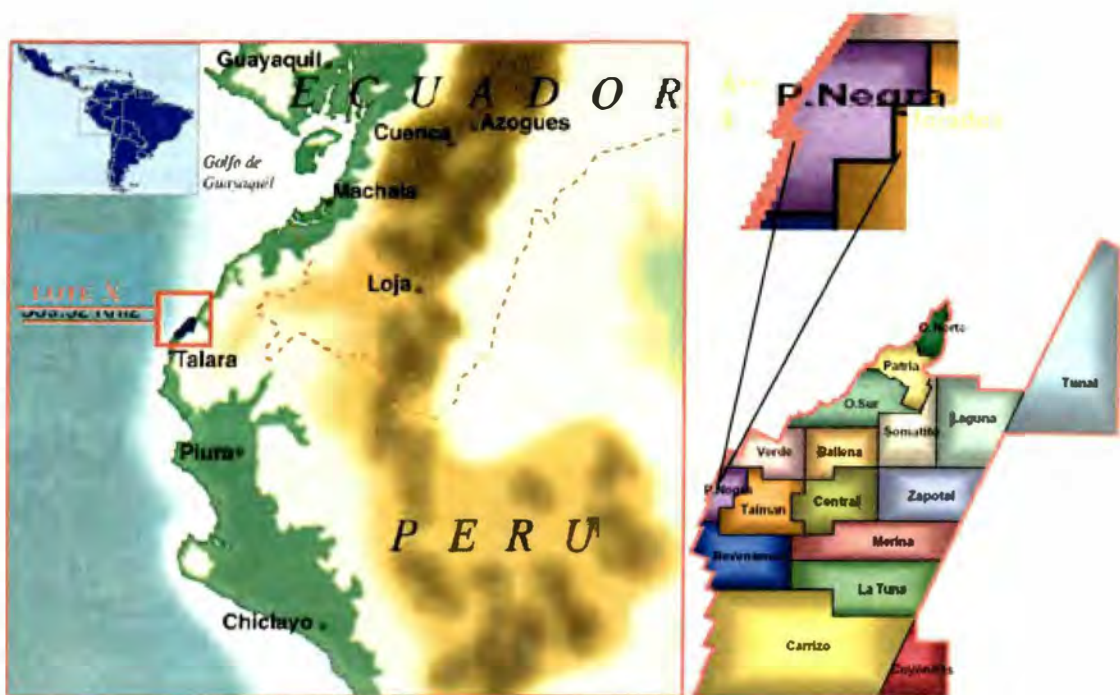


Figura N°1 : Ubicación del Yacimiento Peña Negra – Lote X- Nor oeste del Perú

El yacimiento Peña negra fue explotado por la compañía IPC. Hasta el año 1968. Actualmente forma parte de los yacimientos del Lote X, explotados por la compañía Petrobras Energía Perú S.A.

El desarrollo del área se inicia en 1924, con la perforación a cable de los primeros pozos, teniendo como objetivo las formaciones superficiales, estos pozos fueron completados con lanas pre-perforadas.

Posteriormente, con la llegada de la perforación rotaria, su uso se generalizó y se dio inicio a la Completación con casing (forros).

1.1 OBJETIVO

La evaluación de áreas y/o bloques, que aún no han sido explotadas es de vital importancia en la explotación de campos petroleros, a fin de alcanzar un óptimo desarrollo del yacimiento por métodos de producción primaria.

El presente trabajo, se ha realizado teniendo como objetivos:

- Analizar el comportamiento primario del área en estudio y determinar su recuperación final de petróleo.
- Determinar la factibilidad de perforar pozos interubicados (a espacio reducido), realizar reacondicionamientos y/o reactivar pozos en el área.
- Incrementar la recuperación final de petróleo en el yacimiento en estudio (Peña Negra) por las formaciones Echinocyamus Insitu y repetido.

1.2 METODO DE TRABAJO

La evaluación de los reservorios de petróleo del noroeste tiene como principal fuente de datos la información obtenida de los pozos perforados en el área en estudio.

En el área materia de este estudio se han perforado un total de 60 pozos, de los cuales 23 fueron perforados a cable y 37 con el método rotario.

Los pozos perforados a cable a diferencia de los otros, no cuentan con la información suficiente y necesaria información de perforación, completación, perfiles e historial productivo de cada pozo.

La Metodología usada en el estudio es la siguiente:

- Revisión y obtención de información básica de los historiales de todos los pozos del área materia del estudio, que involucra:
 - Perforación.
 - Completación.
 - Intervalos abiertos a producción.
 - Estimulación.
 - Pruebas especiales.

- Obtención e interpretación de los registros eléctricos de cada pozo (potencial espontáneo y resistividad)
- En base a mapas estructurales se interpretó la geología estructural regional y local (sistema de fallas).
- Delimitación del área de estudio en base a lo expuesto anteriormente.
- Preparación de mapas de arena neta en base a información de mapas estructurales, secciones estructurales, secciones estratigráficas y registros eléctricos.
- Elaboración de correlaciones electrográficas para la formación Echino, miembro Cabo Blanco en base a los registros eléctricos de potencial espontáneo y resistividad.
- Preparación y análisis de gráficos de continuidad Vs. distancia, para el cual se tomó datos entre pozos vecinos (distancia Vs. % de arena presente).
- Uso de curvas tipo para determinar el comportamiento típico productivo de cada formación en base a datos de historiales de producción.
- En base a las curvas tipo y al análisis del comportamiento productivo, se logró la segregación de producción de petróleo, por formaciones.
- Elaboración del mapa de Iso-recuperación final para cada formación.
- Determinación de las propiedades petrofísicas de la roca reservorio, obtenidas a partir de núcleos convencionales y/o correlaciones, utilizando información obtenida de los pozos 6889, 1507, 1508, 6026, 6889 pertenecientes al área El Alto y al pozo 9404 de Zapotal.
- Determinación de las propiedades de los fluidos del reservorio (PVT) utilizando correlaciones de Vasquéz–Beggs.

- Evaluación de las formaciones no abiertas en los pozos perforados por objetivos más profundos (reacondicionamientos).
- Evaluación de las mejores zonas por las nueva ubicaciones, determinación de las reservas y posteriormente pronóstico de producción en base a las “Curvas tipo de Declinación”.
- Estimado de costos de Perforación y Completación.
- Estimado de costos de reacondicionamientos.
- Evaluación económica y análisis

2. DESCRIPCION TEORICA

La perforación de pozos interubicados puede proveer una recuperación de petróleo adicional, simple aceleración de la producción o ambas. En un sistema ideal u homogéneo la perforación de pozos interubicados solamente acelera la producción.

Ningún reservorio real, es ideal u homogéneo, por ello la perforación Infill juega un papel muy importante en la recuperación incremental. Los mecanismos que proveen la recuperación incremental son fácilmente definidos pero muy difíciles para evaluar en una situación real.

2.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

CONTINUIDAD

Se define como continuidad, al porcentaje de arena petrolífera en un pozo y que es continua hacia otro pozo.

De acuerdo con la historia de producción actual de algunos reservorios, se demuestra que se obtiene recuperación adicional de petróleo debido a la mejora de la continuidad del reservorio, como consecuencia del incremento de la densidad de

pozos. Es decir, existe un incremento progresivo en la continuidad a medida que se reduce el espaciamiento.

Debido a los datos actualmente disponibles de algunos campos, a veces se considera que la continuidad lateral es el único mecanismo de importancia para la perforación de pozos interubicados. La figura N° 2 ilustran este concepto. El pozo interubicado entre los pozos originales A y B, adiciona un nuevo espesor productivo que no ésta presente en el pozo A ó B y además, proporciona una correlación diferente de zonas continuas a las que podrían haber sido derivadas solo de los pozos A y B, por ejemplo, la parte superior de los perfiles entre el pozo B y el interubicado muestran zonas que no existen entre los pozos A y B.

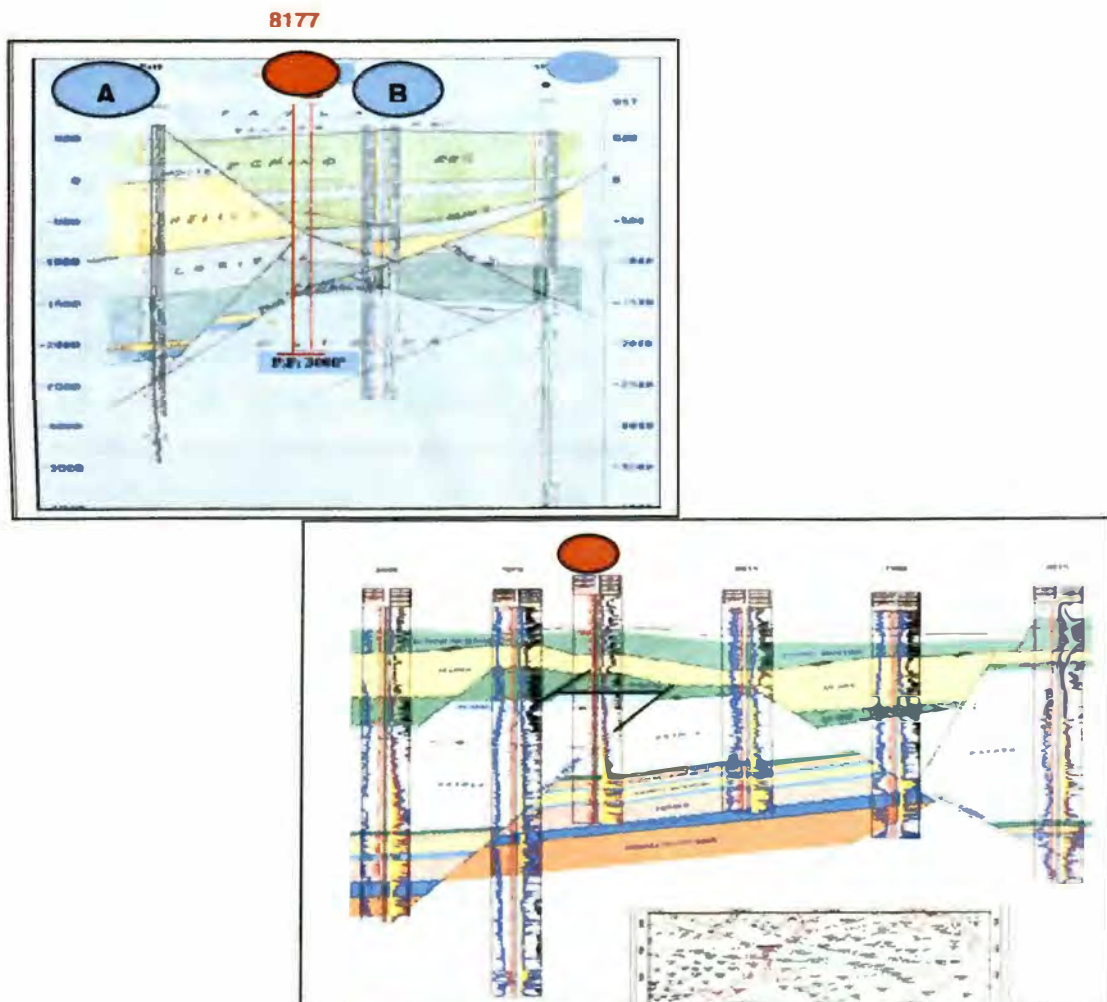


Figura N° 2 :

Fuente : Petrobras Energía

Otra forma de analizar la continuidad existente en el reservorio es graficando el porcentaje de arena neta petrolífera presente en un pozo respecto a otro vs. distancia entre pozos.

La Anisotropía, es una forma extrema de heterogeneidad areal que proporciona la máxima recuperación en pozos interubicados. Variaciones areales de permeabilidad y porosidad producirán zonas no detectadas de altas saturaciones de petróleo, que serán barridos después de la perforación de pozos interubicados. El grado de recuperación incremental dependerá ampliamente de la descripción geológica del reservorio.

LIMITE ECONOMICO

Se define como limite económico (para petróleo) a los costos operativos dividido entre el precio por barril de petróleo. Asimismo, se define costos operativos como los gastos incurridos para producir el petróleo después que el pozo ha sido perforado y completado.

Uno de los más significativos beneficios económicos de la perforación de pozos interubicados es la aceleración de la recuperación.


2.2 FACTORES QUE SE DEBEN CONSIDERAR DURANTE LA ELABORACIÓN DE UN PROYECTO DE POZOS INTERUBICADOS

Se deben considerar y evaluar muchos factores durante el planeamiento de un proyecto de perforación de pozos Interubicados.

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL AREA

Se debe realizar cuidadosamente el análisis del comportamiento productivo del campo, con los cuales se deben preparar mapas de productividad o de iso-recuperación final con el fin de obtener la tendencia de drenaje del área, asimismo, conocer las zonas que no han sido drenadas, que podrían ser drenadas por

recuperación primaria mediante la perforación de pozos interubicados, una forma de evaluar esto es calculando el factor de recuperación actual y compararlo con el factor de recuperación teórico, que puede ser evaluado mediante correlaciones (entre otras las correlaciones API), este factor de recuperación primaria para reservorios como del NOROESTE Peruano de gas en solución esta en el rango de 10 -25 %, como se muestra en el cuadro siguiente:



Typical Recovery Factors

Primary recovery:	10-25%
Secondary recovery:	10-15%
Tertiary recovery:	5-10%
Total recovered:	25-50%

50% to 75% left behind

Fuente : Society Petroleum Engineering, SPE

Aunque los proyectos de interubicados proveen una alta oportunidad de recuperación de petróleo, si no se conoce el comportamiento original, uno no puede diseñar una estrategia apropiada de interubicaciones.

DESCRIPCION DEL RESERVORIO

Sin una buena descripción del reservorio, el riesgo de que un proyecto de interubicados no sea exitoso es alto. Aunque la oportunidad Infill puede ser alta, si no se conoce las razones del comportamiento original, no se puede diseñar una apropiada estrategia de interubicados.

- ESTUDIOS GEOLÓGICOS

En todo proyecto petrolero, el primer estudio que se debe realizar es el geológico de detalle, entre otros: Litológico, sedimentológico, ambiente, deposicional del área. Se debe preparar secciones estructurales, secciones estratigráficas, mapas de arena neta petrolífera, correlaciones de registros. Todo esto nos proporcionará una descripción confiable del reservorio.

- **PERFILES ELÉCTRICOS**

Los análisis petrofísicos y correlaciones entre pozos son útiles para determinar continuidad y propiedades promedio de los patrones. Es de interés particular, el espesor neto, la porosidad, ya que permite calcular el petróleo original In situ y las reservas.

- **DATOS DE SÍSMICA**

La sísmica es usada con la finalidad de conocer los niveles estructurales de la zona, informándonos también sobre la existencia de fallas o discordancias. Los datos de sísmica bidimensional y tridimensional pueden ser de mucha utilidad antes del diseño del proyecto Infill. En muchos casos, los datos de sísmica originales, no son disponibles o no fueron usados para desarrollar una estructura con fallas detalladas al nivel del patrón. Sísmica tridimensional, perfil sísmico vertical y tomografía pozo a pozo pueden ser usados para estimar la heterogeneidad areal entre pozos.

- **PRUEBAS DE PRESION**

Las pruebas de pozos nos pueden proporcionar el grado de depletación o energía del reservorio, así como, un estimado de las propiedades promedio en la vecindad de los pozos y el tipo de reservorio (porosidad simple o doble, flujo radial o limitado). De ser posible, se deben llevar a cabo pruebas de interferencia entre pozos antes del diseño de un proyecto Infill, con la finalidad de obtener información sobre la permeabilidad direccional.

DISEÑO DEL PROYECTO

Luego de hacer los estudios que comprenden, comportamiento productivo y descripción del reservorio, el siguiente paso es determinar el comportamiento esperado de los pozos interubicados y poder desarrollar la predicción de los costos e inversiones involucradas en la evaluación económica. Algunas consideraciones que pueden variar de acuerdo a las características de los proyectos son las siguientes:

- Necesidad de obtener buenos datos de perfiles y núcleos. Adicionalmente, se debería tomar pruebas con trazadores para explorar la heterogeneidad areal y vertical. pero esto es costoso
- Al efectuar combinación de la perforación de pozos Interubicados con inyección de agua, se deben preparar alternativas de patrón de pozos interubicados (arreglo cinco puntos, siete puntos, nueve puntos) y selección de ubicaciones. En reservorios altamente heterogéneos, se puede requerir un óptimo patrón de espaciamiento.
- Aislamiento selectivo o taponamiento de zonas productivas ladronas.
- Requerimiento de estimulación o fracturamiento
- Estimado de costos de perforación y conversión.
- Cambios de las facilidades de producción tomando en cuenta los cortes de agua reducidos, y el incremento de las facilidades de inyección.
- Mejoras en proyectos de control y monitoreo
- Predicción del comportamiento del total del proyecto y estimado de los volúmenes de fluidos a tratar y a producir.

EVALUACIÓN ECONOMICA

La evaluación económica del proyecto, se debe realizar cuidadosamente en igual forma que para cualquier otro proyecto petrolero.

Para obtener los pronósticos del comportamiento futuro se puede usar las curvas tipo de declinación, y para el estimado de volúmenes de reservas se puede usar un modelo ya sea matemático o probabilístico, por supuesto esto se debe efectuar junto con un estudio o calculo volumétrico de la zona, para determinar el factor de recuperación existente, para lo cual se necesita tener la siguiente información:

- Mapas estructurales
- Secciones estructurales
- Secciones estratigráficas
- Datos PVT

El análisis económico debe ser realizado cuidadosamente, debido a que el proceso de interubicados es una combinación de recuperación incremental y aceleración.

Las variables que presentan incertidumbre en el estimado de reservas por el método volumétrico son:

- Porosidad
- Saturación de agua
- Factor de recuperación, el que a su vez es función de la permeabilidad, presión de abandono, viscosidades de los fluidos, permeabilidades relativas, y del desarrollo del área.
- Espesor neto productivo
- Área de drenaje en el caso de pozos interubicados

El uso de un simulador para el cálculo de reservas, es el que provee menos incertidumbre siendo el más simple la simulación de Monte Carlo, para el presente trabajo aunque el grado de incertidumbre es mayor, se usó el método volumétrico especialmente por la falta de datos para construir un modelo matemático o probabilístico.

3. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO PEÑA NEGRA

3.1 GEOLOGIA

3.1.1 UBICACIÓN

El yacimiento Peña Negra, ubicado en el área El Alto, está situado en la costa norte del Perú a 30 Km. Al norte de la ciudad de Talara, en los campos petrolíferos de la cuenca Talara.

Esta Limitado por los yacimientos Verde, Taiman y Reventones al norte, este y sur respectivamente.

El yacimiento Peña Negra tiene un rasgo estructural importante en la formación Echinocyamus, éste es, la presencia de fallas inversas que causa las repeticiones de los miembros.

3.1.2 ESTRATIGRAFIA

La secuencia estratigráfica en el área está representada por formaciones cuyas edades varían desde el paleozoico (formación Amotape) hasta el reciente (formación Tablazo). En la figura N°3 observamos la columna estratigráfica atravesada en los yacimientos de El Alto.

Las formaciones Ostrea y Echino pertenecen al ciclo deposicional Chacra de edad eoceno Inferior.

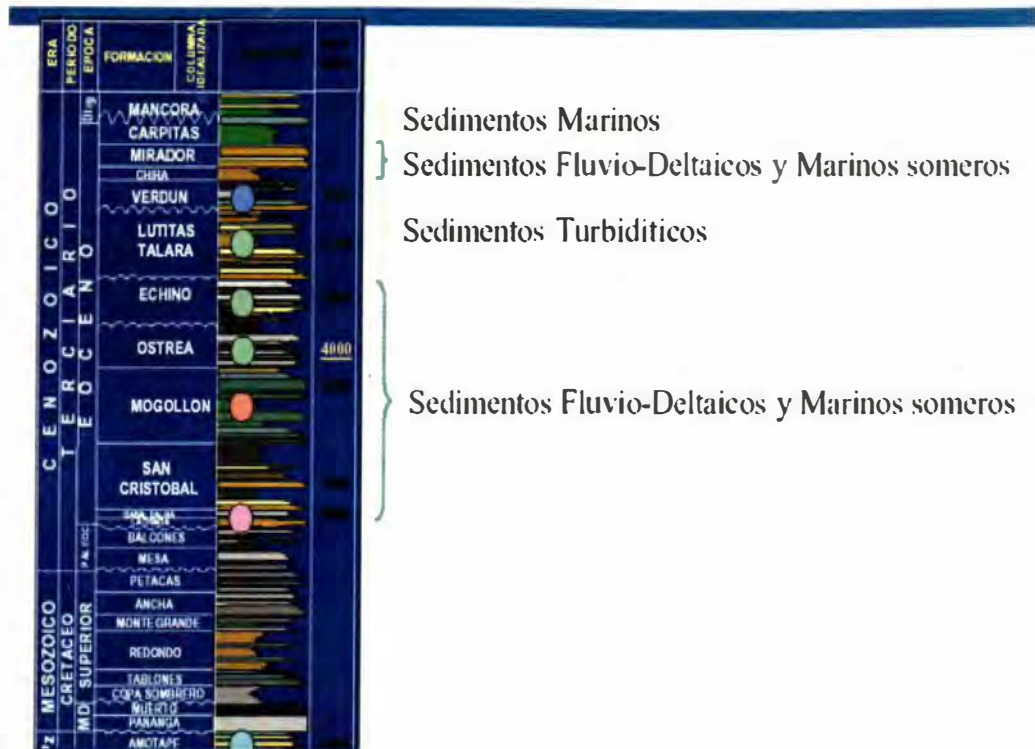


Figura N° 3: COLUMNA ESTRATIGRAFICA

Fuente : Petrobras Energia-2005

3.1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La Cuenca Talara tiene como característica su intenso dislocamiento en bloques; debido a la presencia de fallas normales, fallas de repetición de bajo ángulo y fallas inversas. Estas fallas que pueden tener grandes desplazamientos determinan los diferentes yacimientos.

Estos grandes bloques estructurales a su vez están dislocados en bloques más pequeños; limitados por las fallas menores controladas cuando en el yacimiento se han perforado un gran número de pozos.

En la cuenca Talara, de sur a norte, se reconocen los siguientes levantamientos o altos estructurales:

- Alto Portachuelo
- El levantamiento Negritos- La Brea
- El levantamiento de Lobitos

3.1.4 ESTRUCTURA LOCAL

El área el Alto, que involucra los yacimientos Peña Negra, Reventones, Taiman, Verde, Ballena y Central; se caracteriza por su intenso desplazamiento en bloques, ello debido a la presencia de fallas normales y fallas inversas. El número y complejidad del fallamiento se incrementa en los niveles más superficiales por la presencia de fallas planas de repetición o de bajo ángulo.

Las fallas principales Restrin, Taiman, Central, Peña Negra, son fallas regionales que se presentan en el área, determinando los “altos” y “bajos” estructurales.

Los altos estructurales principales del área son: Alto de Reventones – Peña Negra y el alto Central.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES ECHINO Y OSTREA

3.2.1 ESTRATIGRAFIA

FORMACIÓN OSTREA

La secuencia de estratos del eoceno inferior que sobryace a la formación Mogollón y subyace a la formación Clavel, se conoce con el nombre de formación Ostrea y ha sido dividida en 5 miembros bien diferenciados denominados: Ostrea E, Ostrea D, Ostrea C, Peña Negra y Lagoon.

De todos ellos, el más productivo es el miembro Peña Negra que tiene desarrollos de areniscas de los cuales se ha obtenido producción comercial de petróleo; los demás miembros tienen en su litología predominio de arcillas y gredas que los hacen estériles en cuanto a producción de petróleo.

- **MIEMBRO PEÑA NEGRA**

Su litología consiste en areniscas blanco grisáceas, ligeramente verdosas, de grano fino a medio, friable calcáreas y algo carbonosas con

intercalaciones de lutitas de color gris oscuro carbonosas bastante micáceas.

El miembro Peña Negra, se considera formado de conos de deposición submarina de areniscas, que por si solos tienen poca correlación.

El miembro Peña Negra, tiene un buen desarrollo en el yacimiento Peña Negra, cuenta con aproximadamente 1080 pies de espesor y se divide en dos unidades separadas por un intervalo de 60 pies de lutitas, bastante característico y de amplia distribución, por lo que ha sido utilizado como nivel de referencia para las correlaciones.

- **MIEMBRO LAGOON**

Se encuentra presente en muchos de los pozos perforados en el área. Su litología consiste de areniscas limolíticas bastante carbonosas, piríticas y micáceas; con frecuentes intercalaciones delgadas de lutitas de color gris oscuro, también bastante carbonosa, piríticas calcáreas y micáceas.

En el área Peña Negra su espesor promedio es de 100 a 250 pies.

FORMACIÓN ECHINO

La formación Echino, es una secuencia eocénica constituida por una alternativa de areniscas, conglomerados y lutitas cuya potencia varía entre 900 pies y 1150 pies.

Se divide en 5 miembros denominados: Cabo Blanco, Verde, Somatito, Constanza y Ballena.

La formación Echino pertenece al ciclo deposicional Chacra de edad eoceno inferior.

- **MIEMBRO CABO BLANCO**

Es el más productivo. Su litología consiste de areniscas blancas de cuarzo lechoso e hialino de grano medio a grueso, subredondeado, calcáreas en

parte, abundante pirita, conglomerados de capas delgadas de lutitas grises claras masivas bentoníticas.

Se consideran depósitos de ambiente de playa con influencia fluvio deltaicas.

Su espesor varía entre 150 a 250 pies.

- MIEMBRO VERDE

Está compuesto principalmente de lutitas gris claro y verde claro micromicáceas, no cálcareas intercalada con arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Proviene de un ambiente marino de poca profundidad con ligeras fluctuaciones del nivel del mar.

Tiene un espesor aproximado de 150 pies.

- MIEMBRO SOMATITO

Consiste de areniscas cuarzosas que ocasionalmente pueden volverse conglomerádicas, con intercalaciones delgadas de lutitas, tiene una potencia promedio de 360 pies y corresponde a un ambiente deposicional litoral a sublitoral con escasa influencia deltaica. Es considerado como miembro productivo.

- MIEMBRO CONSTANCIA

Esta compuesto de lutitas, limolitas y ocasionalmente presenta intercalaciones de areniscas. No tiene importancia como productor de petróleo, pero si como horizonte guía.

Su potencia promedio es de 100 pies y corresponden a depósitos de aguas tranquilas, poco profundas con marcada influencia marina.

- MIEMBRO BALLENA

Está ausente por erosión en el yacimiento Peña Negra.

3.2.2 DISTRIBUCION AREAL DEL MIEMBRO CABO BLANCO

El miembro Cabo Blanco de la formación Echino presenta una distribución en toda el área, encontrándose sus mejores características en la dirección Nor-este del área de estudio; disminuyendo hacia el oeste y este del área, donde los paquetes de arenas se encuentran menos potentes.

El estudio sedimentológico del miembro Cabo Blanco realizado por Palomino Carozzi respecto a estructuras sedimentarias y propiedades de estratificación indica lo siguiente:

Las principales estructuras sedimentarias de la arena Cabo Blanco incluyen diferentes tipos de estratificación cruzada, canales, estratificación plana, y bioturbación. La más común y predominante es la estratificación cruzada cuyos topes están normalmente erosionados, seguida por las estructuras de canales que son estructuras sedimentarias en la arena Cabo Blanco que varían en dimensiones; el eje del canal es el más confiable indicador de la dirección del flujo.

El contacto de estratificación es una propiedad que puede ser detectada en los registros eléctricos como se muestra en la figura N° 5.

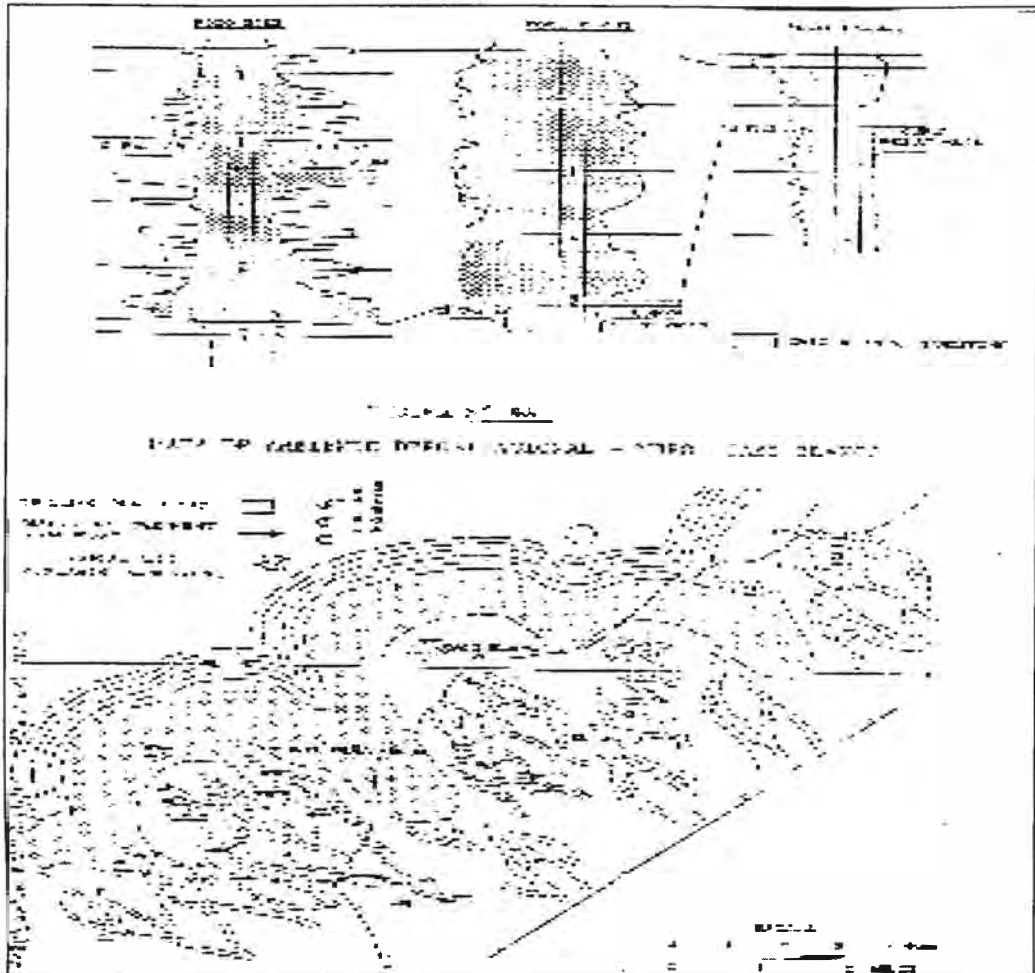
El resto de las estructuras sedimentarias enumeradas como propiedades de estratos, son principalmente indicadores de ambiente y por lo tanto, están limitados a intervalos y litología específica. Así la bioturbación está restringida principalmente al estrato fosilífero.

Respecto al ambiente deposicional las areniscas deltaicas de la arena Cabo Blanco se progradan con una gran energía sobre los depósitos de lutitas y limolitas del miembro Clavel.

El flujo, parece haber tenido origen en un área positiva genéticamente relacionada a los andes y extendido dentro de la cuenca Talara, perpendicular al eje longitudinal de la cuenca. Figura N° 5

Figura N° 5

TIPOS DE ESTRATIFICACION FM. ECHINO-CABO BLANCO MOSTRADAS EN LOS PERFILES



Fuente : PETROPERU - Estudio sedimentológico del miembro Cabo Blanco realizado por Palomino Carozzi

El estudio del afloramiento del Cabo Blanco es representativo de las fases deltaicas. La superposición de los medios ambientes deposicionales del sistema deltaico. La dirección del flujo delgado y escaso (inferido de la estratificación cruzada), el tamaño del grano de los clásticos, demuestran la alta progradación¹ natural del delta Cabo Blanco depositado en esta área.

Como se puede observar en el Anexo N° 1, los pozos 1811, 6826, 1652, 1681, 1878, situados al este y los pozos 5778, 1763, 5831 al oeste, muestran

¹ (a) Fenómeno de avance progresivo del talud continental o de un delta mar adentro, o en su caso en un lago; (b) Crecimiento gradual de un cuerpo sedimentario en sentido frontal, hacia el interior de la cuenca. Sinónimo: acreción frontal. (c) Dispositivo de evolución sedimentaria que produce la superposición de facies proximales sobre las distales

- MAPAS DE ARENA NETA

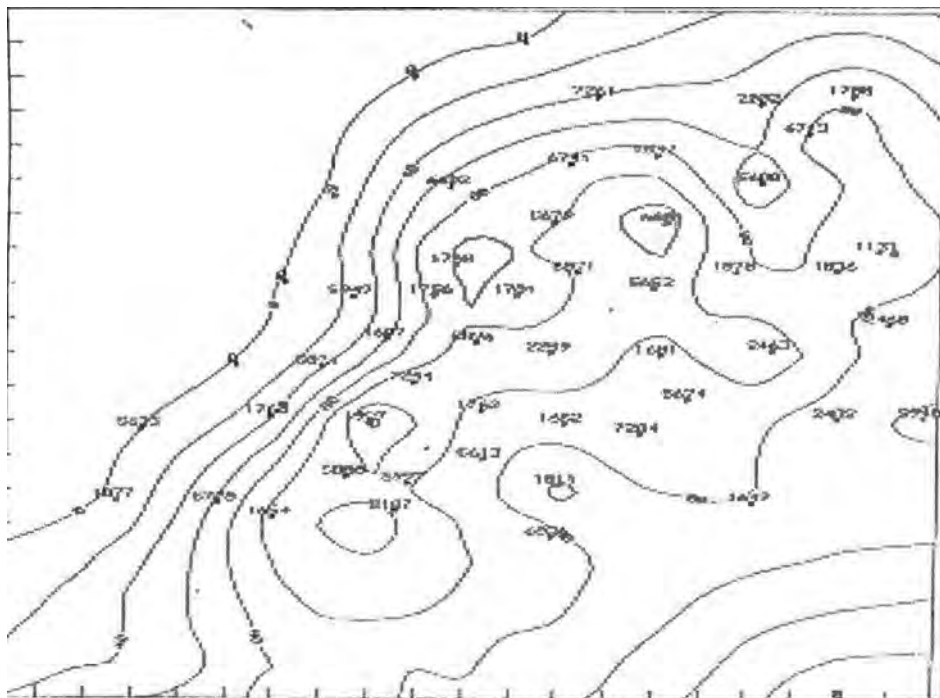
Los mapas de arena neta fueron elaborados para la formación Echino, en base a la información geológica disponible.

El mapa de arena neta, para la formación Echino (Fig. N° 7), muestra la tendencia de desarrollo de esta formación, presentando sus arenas más potentes en la dirección Nor-Este, encontrándose espesores entre 90 a 120 pies de arena neta, disminuyendo hasta desaparecer al oeste del área en estudio.

El objetivo de estos mapas, es el de tener información de la distribución de los espesores de las arenas productivas en el área. Así como, estimar el valor más probable del espesor de arena neta que podría encontrarse al perforar pozos nuevos, y a partir de este valor calcular las reservas para estas ubicaciones.

Figura N° 7

MAPA DE ARENA NETA – FORMACION ECHINO



Fuente : Elaboración Propia

SECCIONES ESTRUCTURALES

Las secciones estructurales fueron elaboradas por el Geólogo Adrián Montoya. Se usaron para determinar los topes y bases de las formaciones atravesadas por los pozos perforados, y en base a ello delimitar la continuidad de los reservorios.

MAPAS ESTRUCTURALES

Los mapas estructurales utilizados fueron elaborados en el “Estudio Proyecto El Alto” y permitió determinar los límites por fallamiento del área materia del estudio.

REGISTROS ELÉCTRICOS

Los registros eléctricos tienen la ventaja de proporcionar una evaluación continua, objetiva y cuantitativa de las formaciones.

Las correlaciones de los registros se realizan teniendo en cuenta los siguientes principios y conceptos:

PRINCIPIO DE CAUSALIDAD

Establece que las mismas causas producen los mismos efectos. La aplicación de este principio nos permite asegurar que la persistencia de cierto criterio de un pozo a otro es prueba que la causa original fue la misma en ambos puntos.

PRINCIPIO DE SIMILITUD

Está esencialmente basada en la forma de las curvas, esto es, la frecuencia, amplitud y posición de los eventos del registro eléctrico en secuencias verticales.

CONCEPTO DE RITMICIDAD

La sedimentación tiene lugar en secuencias, ritmos o ciclos relacionados a fenómenos geológicos de alguna importancia y es así que serán caracterizados regionalmente a pesar del tipo de deposición.

CONCEPTO DE CONFIABILIDAD

A partir de la información cuantitativa dada por los registros eléctricos podemos evaluar la calidad de las correlaciones.

Este coeficiente será alto, si el grado de similitud es alto en cada registro sobre un intervalo suficientemente largo.

Para determinar el espesor de las arenas netas petrolíferas, se usó los registros eléctricos de potencial espontáneo y la resistividad de la siguiente manera:

Se identificó en cada registro las formaciones de Ostrea y Echino mediante las secciones estructurales.

En aquellos pozos, donde éstas no fueron elaboradas. Se correlacionaron con pozos vecinos que tenían secciones estructurales interpretadas.

Se diferenció las arenas productivas de las no productivas usando los registros de potencial espontáneo y resistividad.

Se tomó como valor de SP igual a cero a la línea de lutitas. Lecturas Mayores a éstas nos indican la presencia de arenas.

En la curva de resistividades, las lecturas que van de medianamente altas, como en la formación Ostrea y miembros de la formación Echino (Verde, Somatito y Constancia) a lecturas altas como el miembro Cabo Blanco, nos indican presencia de Hidrocarburos.

- Se midió el espesor de arena neta petrolífera en la curva de SP a 2/3 de la línea de lutitas.

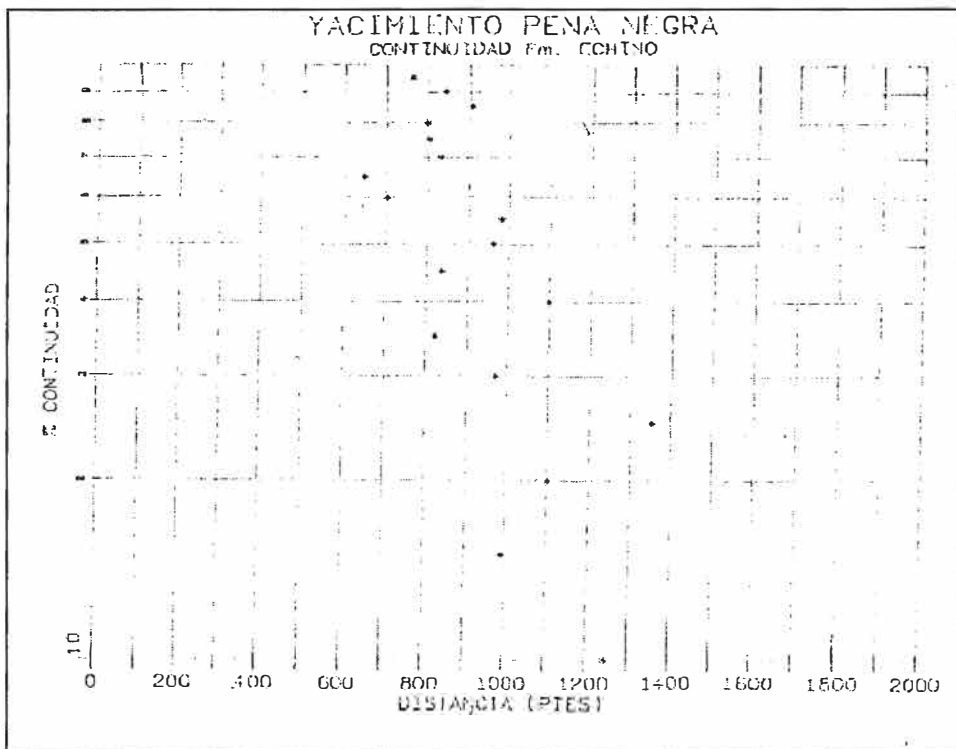
- CONTINUIDAD

El concepto de continuidad se aplicó en este proyecto de la siguiente manera:

- Usando la distribución areal del miembro Cabo Blanco - Anexo 1 - se estimó el porcentaje de arena neta presente en un pozo respecto de otro pozo vecino, y se midió la distancia entre ellos.

Se graficó porcentaje de Continuidad (% Arena Neta) vs. Distancia (figura N° 8), con la finalidad de evaluar que posibilidad existe de encontrar la misma arena o porcentaje, al perforarse a una distancia estimada de los pozos de referencia.

Figura N° 8

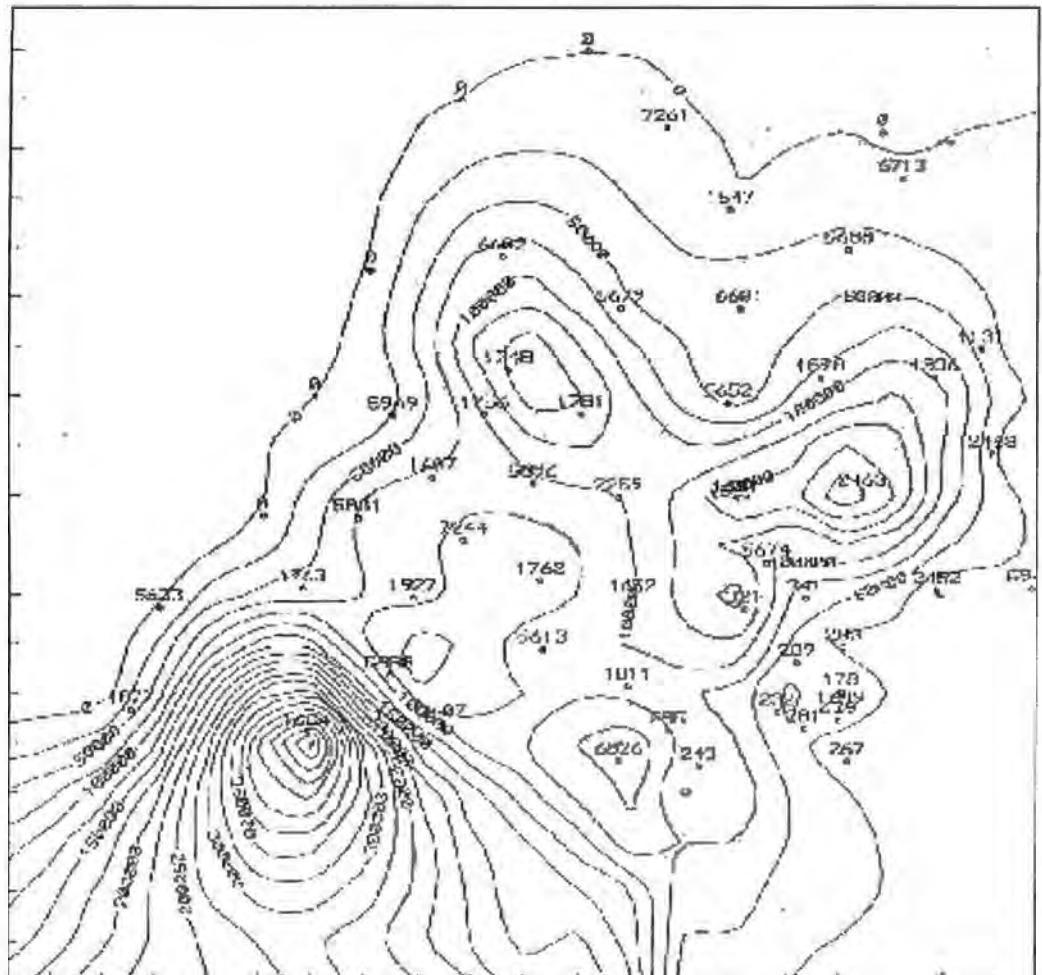


Fuente : Elaboración Propia

Los pozos propuestos fueron ubicados después de un análisis de los mapas de arena neta, mapas de recuperación Final (formación Echino - figura N° 9), gráficos de continuidad y mapa de números de reservorios, encontrándose las mejores zonas para 5 ubicaciones como se muestra en la figura N° 10.

Figura N° 9

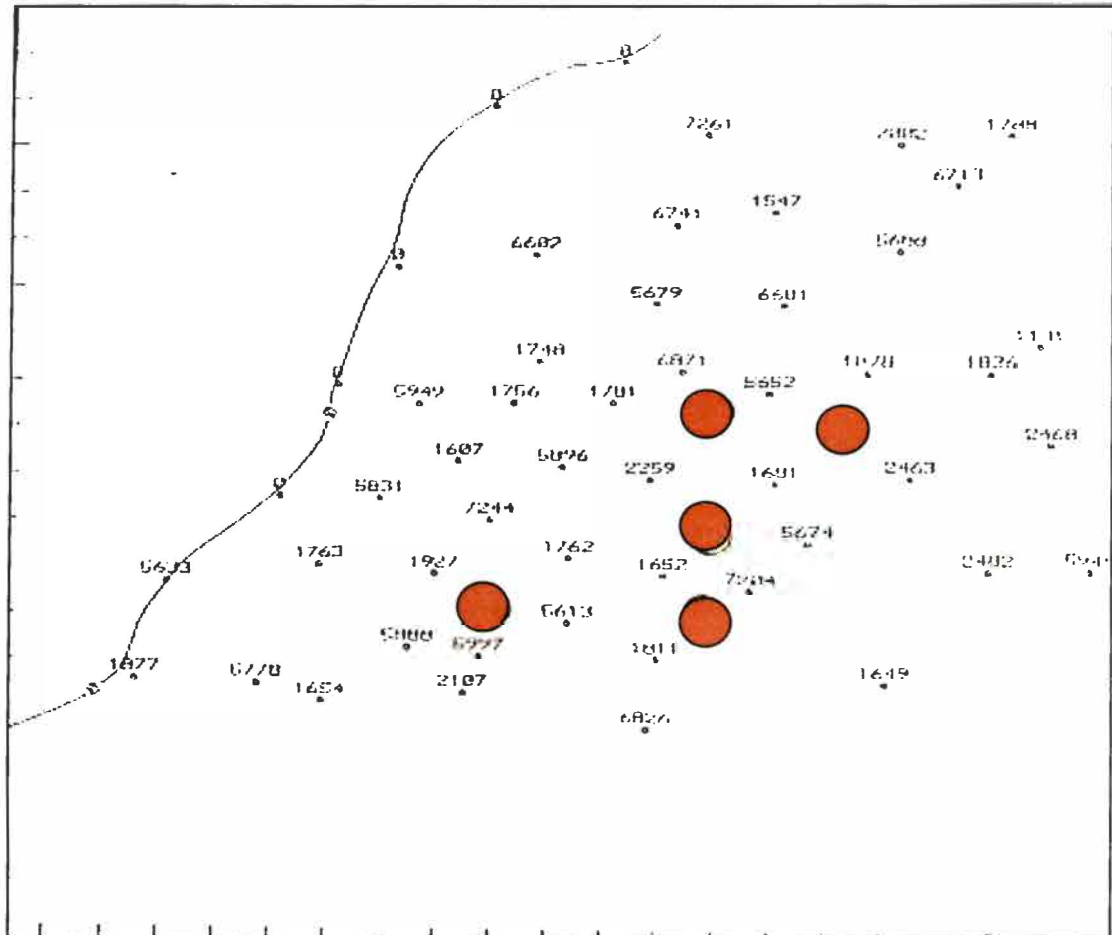
MAPA DE RECUPERACION FINAL FM. ECHINO



Fuente : Elaboración Propia

Figura N° 10

MAPA DE UBICACIONES PROPUESTAS



Fuente : Elaboración Propia

3.2.3 DISTRIBUCION DE FLUIDOS

- La distribución de fluidos en el área se ha determinado a través de las pruebas de producción efectuadas en los pozos.
- En el yacimiento Peña Negra no hay nivel de agua conocido para el miembro Peña Negra de la formación Ostrea.

- El contacto agua petróleo en la formación Echino en forma regional es variable, jugando un papel importante el factor estructural debido al intenso fallamiento, encontrándose arreglos de fluidos para cada bloque principal y algunas veces para los sub-bloques.

Se considera que los fluidos, tuvieron un arreglo anterior al fallamiento, al producirse este, cada bloque bajó con sus propios fluidos produciéndose posteriormente un arreglo gravitacional, es por esto, que encontramos gas en bloques estructuralmente mas hundidos y agua en bloques levantados, no encontrándose un contacto agua-petróleo o gas-petróleo definidos.

3.3 CARACTERISTICAS ROCA –RESERVORIO DE LAS FORMACIONES ECHINO Y OSTREA

En el área en estudio no se han obtenido núcleos convencionales por las formaciones Echino-Ostrea, razón por la cual se tomo datos promedios de otros pozos coreados que pertenecen al área El Alto como los pozos 1507, 1508, 6026, del yacimiento Ballena, pozos 6889 Merina y del pozo 9404 de Zapotal. La tabla N° 1 del (Anexo 2) muestra estos datos.

Se utilizó solo datos obtenidos de la prueba de núcleos convencionales y no de pruebas laterales, debido a que los valores de las propiedades petrofísicas obtenidas de las muestras laterales se muestran alteradas por aplastamiento y fracturamiento.

3.3.1 POROSIDAD

La formación Echino tiene una porosidad intergranular que varia de acuerdo a sus miembros.

Se encontró que los valores de porosidad varían para el miembro Cabo Blanco entre 8% y 16 %, siendo el promedio de 14%.

La porosidad secundaria, fracturas y microfracturas naturales habrían contribuido significativamente en la porosidad total, haciendo de la formación Echino una buena roca reservorio.

Una buena fuente de información, constituye los registros neutrón y densidad, donde los valores de porosidad obtenidos de ellos, se pueden comparar con los resultados de análisis de cores.

Lamentablemente estos registros no son frecuentemente tomados en los pozos, lo que hace más difícil la evaluación de las propiedades de la roca.

3.3.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad al igual que la porosidad fue obtenida de análisis de cores y de análisis de pruebas de presión.

Los valores de permeabilidad obtenidos de ambas fuentes son similares y el rango de variación promedio para la formación Echino es de 0.2 md. A 20 md.

Se encontró 13.6 md, (DATO DE PETROBRAS) como valor más probable de permeabilidad, observamos que este valor esta dentro del rango de valores encontrados para la formación Echino. Como se muestra en la tabla N° 1 del Anexo 2

3.3.3 SATURACION DE AGUA

Debido a la escasa información de núcleos (presiones capilares, permeabilidades relativas), nos basamos en información obtenida de los análisis especiales realizados por la compañía Occidental en el pozo 9404 de Zapotal y el análisis de núcleos tomados en el pozo 6889 de Merina (efectuado por Petroperú), ambos pozos se encuentran ubicados en áreas vecinas al área en estudio.

De lo anterior, obtuvo que en la formación Echino la saturación de agua es igual a 40%.

3.3.4 PERMEABILIDAD RELATIVA

Debida a la escasa información de núcleos de los reservorios del noroeste, se deben usar correlaciones para estimar las permeabilidades relativas, con el propósito de obtener información acerca del sistema fluido-roca reservorio que nos permita decidir y optimizar operaciones de completación de pozos, inyección de agua, calculo de reservas de petróleo etc.

3.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESEVORIO

Al inicio y durante la explotación de las formaciones Ostrea y Echino no se obtuvieron muestras de fluidos de fondo para determinar las propiedades termodinámicas (PVT).

Estos valores fueron obtenidos a través de las correlaciones de Vásquez – Beggs, para lo cual se usó los siguientes datos:

P sep	:	30 psi
T sep	:	75 ° F
Rsi	:	250 SCF/STB
T res	:	105 ° F
° API	:	37.2
Sp-gr gas	:	0.76

Los valores obtenidos para las diferentes propiedades termodinámicas de los fluidos son:

B ob	:	1.14 Bls/STB
U ob	:	1.92 cp
Sp-gr	:	0.69
Pb ²	:	1124.4 psi

Los datos usados en estas correlaciones fueron obtenidos de la siguiente manera:

² Dato de Petrobras Energía ,

- **RSI** : en los pozos correspondientes a esta área no se registró medida del GOR anteriores al año 1959, razón por la cual no se tiene datos de Rsi tomado al inicio de la vida productiva del pozo, por este motivo se toma como dato el promedio de los GOR obtenidos en los pozos 1681 y 7244 surgentes en la formación Echino.

El pozo 1681 el cual fue abierto solo en la formación Echino, tuvo una producción de 381 x 0 x 24 11/32" x SF x GOR=270 SCF/STB y el pozo 7244 que fue reacondicionado en la formación Echino, obteniéndose un RPR de 359 x 1 x 24 x 1/4" x SF x GOR = 231 SCF/STB.

La formación Echino en los 2 pozos anteriores fue encontrado con su energía inicial. De igual forma ocurrió en el pozo 1607, reacondicionado en la formación Echino, miembro Cabo Blanco, el cual registró en los primeros días de prueba un GOR de 255 SCF/STB. Este pozo también fue surgente.

- **TEMPERATURA DE RESERVORIO** : Para el estimado de este valor se tomó los datos de temperatura registrados por las compañías de servicios, durante la corrida de registros eléctricos.

Se obtuvo en base a estos datos una gradiente de temperatura de 1°F/100 pies, luego con la profundidad de los pozos propuestos, estimada con ayuda de los registros eléctricos de pozos vecinos se encontró para la formación Echino una temperatura de reservorio de 105 ° F y para la fm. Ostrea de 125 ° F.

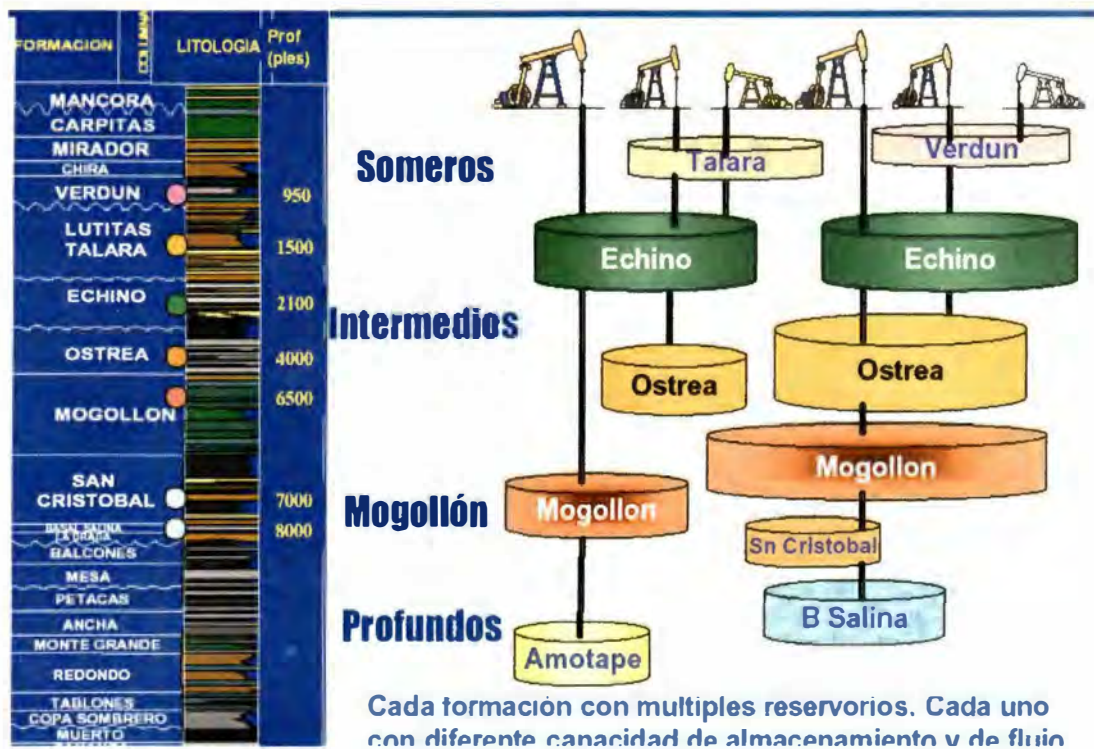
- **° API** : Se tomó un promedio de los valores obtenidos en pozos vecinos para la formación Echino, resultando un crudo promedio de 37.2 ° API.
- **SP- GR**: Debido a que no contamos con suficiente información de la composición del gas del Noroeste, se procedió a encontrar el promedio de los datos obtenidos de análisis de PVT tomados a pozos del yacimiento Taiman, obteniéndose un SP-GR promedio de 0.76.

4. EXPLOTACIÓN DEL AREA EN ESTUDIO

La explotación del área en estudio se inicia en el año 1924, con la perforación a cable del pozo 68, el cual alcanzó una profundidad de 2893 pies en la formación Echino. Fue completado con lina perforada en el intervalo 1900' - 1300' formación echino obteniéndose una producción inicial de 36 x NR.

4.1 PERFORACION

En el área en estudio se inicia la perforación en el año 1924, con el método de perforación a cable el cual se empleó aproximadamente hasta el año 1932, los tiempos de perforación duraban un promedio de 120 días, para una profundidad de 2000 pies.



Fuente : Petrobras Energía -2005

Los pozos antiguos del área fueron perforados a una profundidad promedio de 2200 pies, que según la interpretación de las secciones estructurales de pozos vecinos corresponden a la formación Echino, el espaciamento promedio utilizado fue de 6 acres, en forma posterior estos fueron reprofundizados hasta aproximadamente 4300 pies, que corresponden a la formación Ostrea.

En total los pozos perforados a cable son 23 de los cuales 12 fueron reprofundizados.

Con la llegada de la perforación rotaria se continuo la explotación del área mediante este método, disminuyendo el tiempo de perforación hasta 10 días para 2500 pies. Luego con el avance de la tecnología se tuvo un promedio de 12 días para 4000 pies. Actualmente el tiempo de perforación empleado por Petrobras Energía es de 6 a 7 días para pozos de 4000 pies, como se ve ha reducido en 50%, lo que recae directamente en una disminución sustancial del costo de perforación.³

El primer pozo perforado con el método rotario en el área en estudio fue el pozo 1547, situado al norte de la misma, en el año 1957, llegando a alcanzar una profundidad de 7050 pies, el objetivo principal fueron las formaciones de Mogollón y Ostrea, fue completado con casing y cementado en el espacio anular, se le hizo fracturamiento y tuvo una producción inicial de 67 x 0 x 24 x UB. Más adelante se reacondicionó las arenas superiores (formación Echino). El 25.08.71 el pozo fue abandonado permanentemente, debido a que las arenas que fueron abiertas en la formación Echino produjeron solamente agua durante las pruebas.

Estas arenas se encontraron a 500 pies por debajo de las que se encontraron en los pozos vecinos como el 6741 y el 6601 y 600 pies encima de las que se encontró en el pozo 5896.

En el año 1959, se perforó el pozo 1607 que alcanzó una profundidad de 7150 pies (formación San Cristóbal), se completó con casing, se perforó y se estimuló la formación Mogollón obteniéndose una producción inicial de 726 x 0 x SF.

³ Petrobras Energía actualmente ha disminuido los costos de perforación basado en una reducción del tiempo de perforación, usando, equipo de motor de fondo, brocas PDC, agarradores del Casing para el fraguado del cemento lo que les permite continuar la operación sin esperar el fraguado.

En el año de 1965, este pozo fue reacondicionado en las formaciones Ostrea y Echino y se obtuvo una producción de 146 x 4 x GL. El 24.08.91 fueron reacondicionados las arenas superiores de la formación Echino (miembro Cabo Blanco), obteniéndose una producción inicial de 215 x 0 x 24 x ¼" x ST x 570.

Después de la perforación del pozo 1607, en el área se han perforado con el método rotario hasta la fecha un total de 37 pozos a un espaciamiento promedio de 16 acres. La mayoría de los pozos tuvieron como objetivo principal las formaciones Ostrea-Echino que alcanzan una profundidad total promedio de 4000 pies.

<u>Pozos</u>	<u>Objetivo Principal</u>
12	Formación Mogollón-Ostrea
23	Formación Ostrea-Echino
02	Formación Echino

4.2 COMPLETACION Y ESTIMULACIÓN

En el yacimiento Peña Negra los pozos perforados entre los años 1924 a 1941 mediante el método a cable fueron completados con lina pre-perforada, razón por la cual no se estimulaban.

Los pozos perforados a partir del año 1957 hasta la fecha empleando el método rotario fueron completados con casing y cementados en el espacio anular. Inicialmente se empleó la estimulación mediante el baleo selectivo y fracturamiento hidráulico empleando etapas amplias (perfpac), que en la mayoría de los casos involucraba todo el reservorio, en estos trabajos se empleó baleos en la zona de interés (arenas reservorio de mejores características), a una densidad de 1 tiro/pie, el fracturamiento se realizaba a regímenes de inyección entre 8 y 16 BPM, con bajas concentraciones de arena y poco fluido fracturante siendo este el crudo.

En la actualidad el fracturamiento hidráulico, se efectúa por etapas que varían de acuerdo a la calidad de arenas reservorio de 15 a 250 pies, el baleo selectivo implica una densidad de 4 a 5 tiros por pie, dependiendo de las características de la arena,

el régimen de inyección varía entre 20 a 32 BPM con altas concentraciones de arena, se usa crudo como fluido fracturante.

Esta técnica nos ha permitido fracturar un mayor porcentaje del intervalo productivo, además debido a las altas concentraciones de arena, se obtiene una mayor conductividad de la fractura creada lo cual nos permite un mayor acarreo de fluido.

(tablas N° 2-- del Anexo 2)

4.3 REGISTROS ELÉCTRICOS

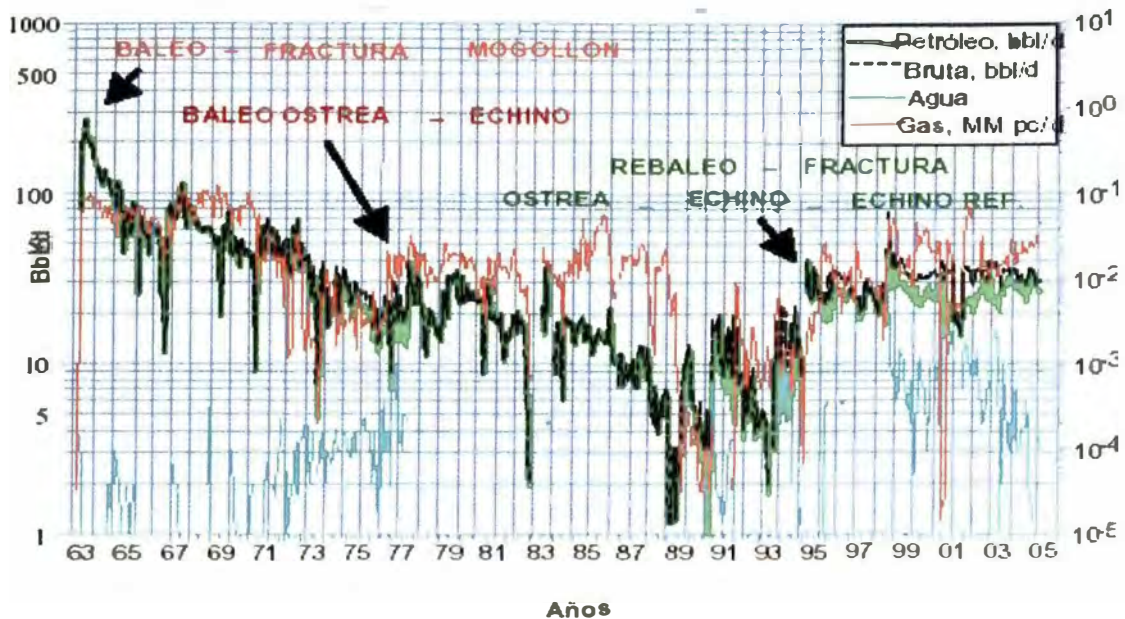
En los pozos del área en estudio se registraron perfiles eléctricos de Inducción (potencial espontáneo-resistividad). Posteriormente éstos fueron aumentando (Gamma Ray, SP y resistividad). Actualmente se toman los perfiles Dual Laterolog, y adicionalmente se corren los registros Neutron-Densidad, el objetivo es obtener una mayor información de las características de los reservorios debido a que estas herramientas tienen una mayor resolución.

En este estudio, como en todos los referentes a la Ingeniería de Petróleo, el uso de los registros eléctricos constituye una fuente importante de información, en base a ellos determinamos:

- Mapas de arena neta.
- Correlaciones electrográficas.
- Mapa numero de reservorios.
- Selección de arenas prospectos para reacondicionar.

4.4 HISTORIA PRODUCTIVA

Para el desarrollo de este estudio fue necesario contar con un buen historial de producción, para lo cual se procedió a revisar y obtener información de estadísticas de la DGH, información de la compañía Petrobras, curvas de producción, información depurada de acumulados.



Fuente: Petrobras Energía

La mayoría de los pozos del área han iniciado su vida productiva en forma surgente (33 pozos). Sin embargo, han requerido que se les instale unidad de levantamiento artificial debido a la disminución de su producción.

Los pozos perforados antes de 1957 (pozos antiguos). Tienen un acumulado total de 2.2 MM Bls. de los cuales, 0.55 MM Bls. corresponden a la formación Ostrea y 1.65 MM bls. a la formación Echino.

Los 37 pozos perforados con el método rotario, tienen una producción acumulada a Diciembre 2004 distribuida en la siguiente forma.

- La formación Ostrea tiene una producción acumulada de 1.73 MM Bls. de petróleo y se estima una recuperación final de 1.79 MM Bls.
- La formación Echino tiene una producción acumulada de petróleo de 3.33 MM Bls. y se estima una recuperación final de 3.45 MM Bls.

En el área en estudio, de los 37 pozos perforados a partir de 1957, se obtuvo producción inicial de:

La formación Echino (2 pozos), de la formación Ostrea (11 pozos), y producción inicial en conjunto de las formaciones Ostrea-Echino (12 pozos).

A 18 pozos se les hicieron trabajos de reacondicionamientos en la fm Echino, 1 pozo en la formación Ostrea y a 6 pozos en las formaciones Ostrea - Echino.

Los pozos viejos tuvieron producción inicial en la formación Echino y luego se reprofundizaron hasta Ostrea, la información de completación de los pozos y sus correspondientes producciones iniciales se muestran en la tabla N° 2 - Anexo 2,

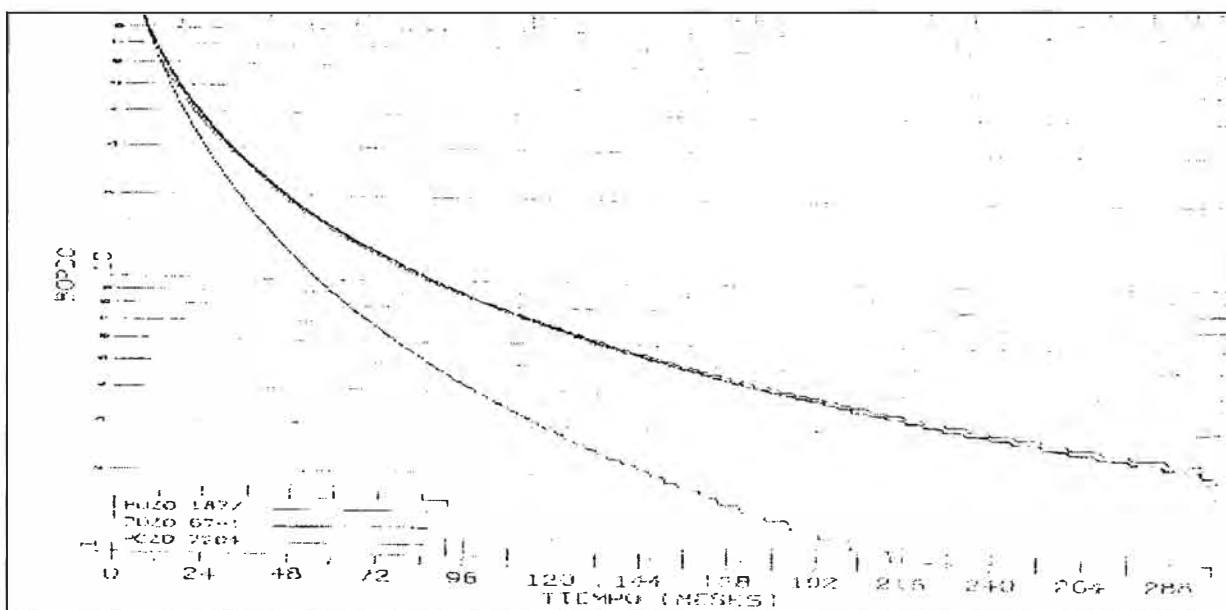
En la tabla N° 3 - Anexo 2 se presenta los trabajos de reacondicionamientos.

De los historiales de producción se observó que no se registró la producción de gas y agua antes del año 1959.

A partir de las curvas de producción de los pozos que han producido únicamente de la formación Ostrea o de la formación Echino se elaboraron las curvas tipo de declinación que indican un comportamiento productivo promedio de cada formación (figuras N° 11 y 12)

Figura N° 11

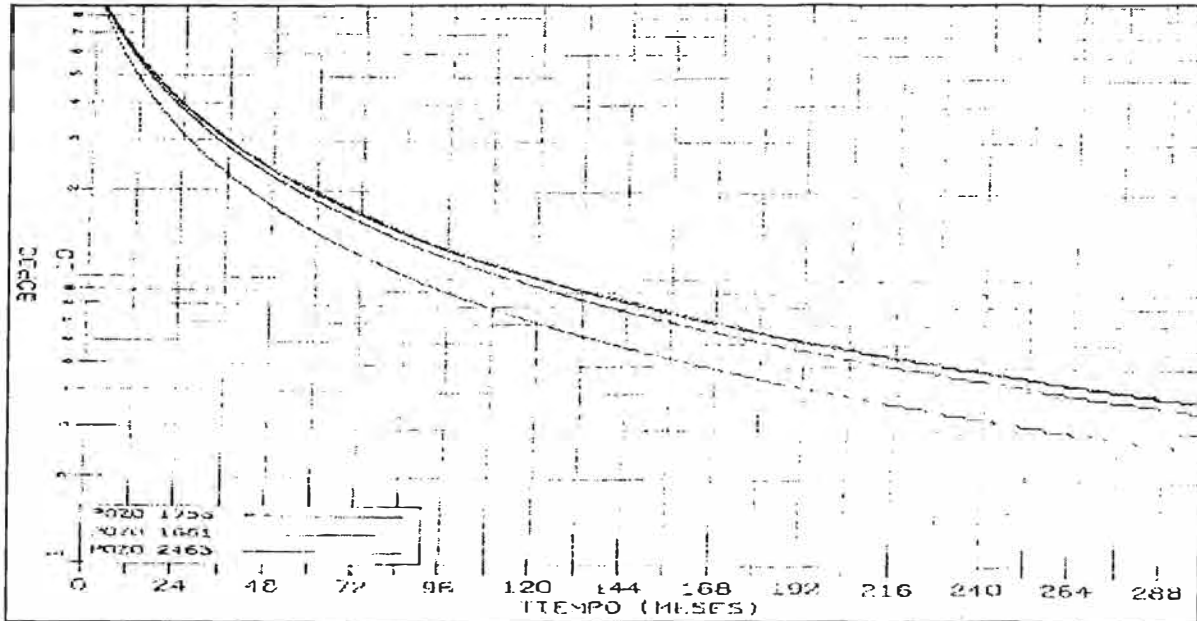
YACIMIENTO PEÑA NEGRA -CURVAS TIPO FM. OSTREA



Fuente : Elaboración Propia

Figura N° 12

YACIMIENTO PEÑA NEGRA CURVAS TIPO FM. ECHINO



Fuente : Elaboración Propia

Las curvas tipo de declinación nos permitieron:

- Segregar la producción en aquellos pozos donde se abrieron a producción dos o más formaciones simultáneamente.
- Obtener pronósticos de producción para los pozos propuestos en este estudio, así como para las arenas propuestas para reacondicionamientos.

4.5 MECANISMOS DE PRODUCCION

Del análisis de las curvas de producción, se puede observar que la declinación de la producción de petróleo de los pozos del área en estudio, es fuerte al inicio de su vida productiva del pozo, esto se debe a que en el Nor-Oeste, el principal mecanismo de desplazamiento que gobierna la producción de petróleo, es el de impulsión por expansión de gas disuelto, observándose también que el mecanismo de segregación gravitacional tiene influencia en la vida productiva de los pozos, especialmente en la

formación Echino, esto se debe al ángulo de buzamiento que en el área materia de este estudio llega hasta un valores de 9°.

4.6 ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO TOTAL DEL AREA

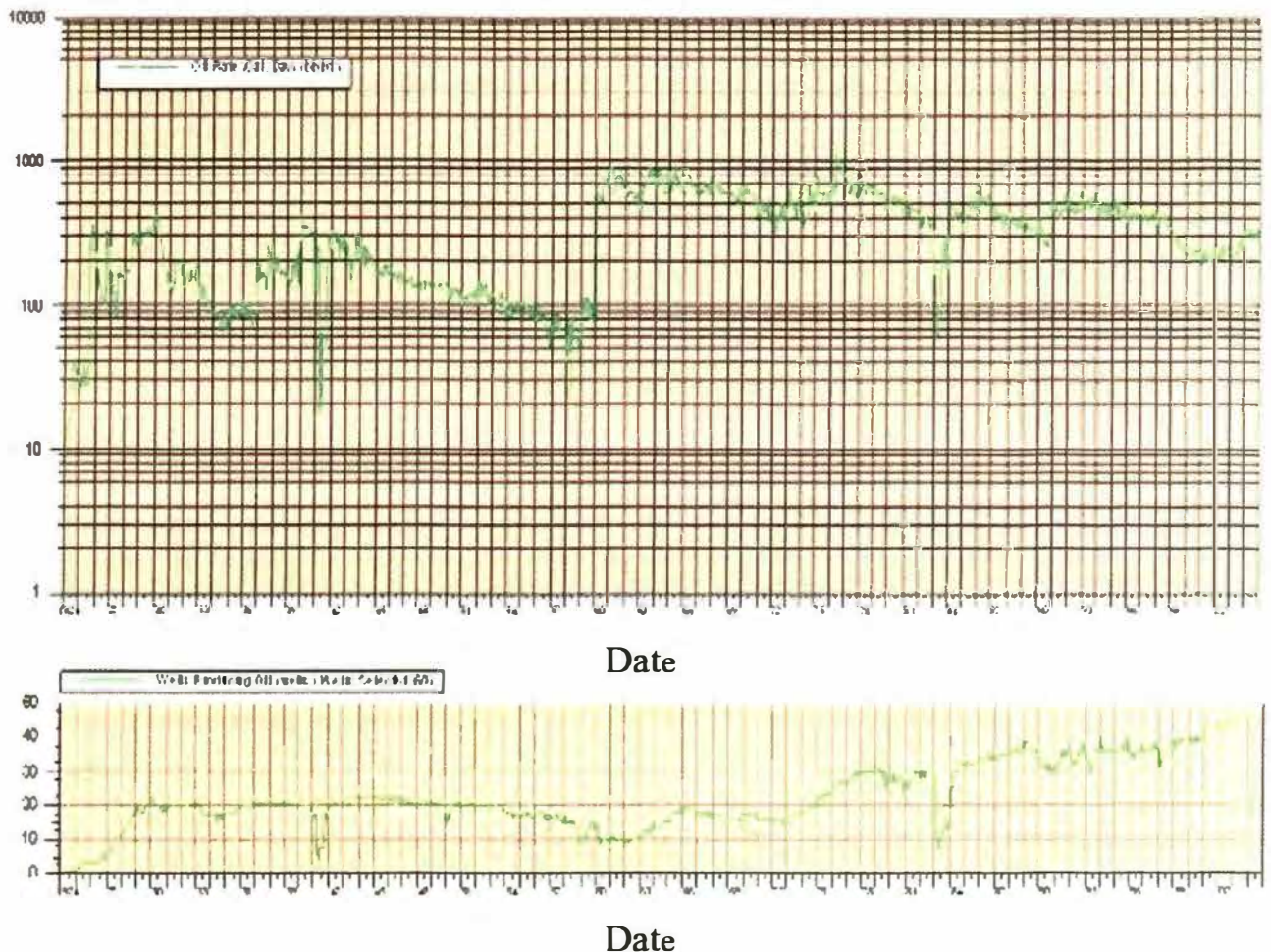
En la figura N° 13, se aprecia el comportamiento productivo del área, así como el número de pozos productores a partir del inicio de producción.

En el año 1930, se alcanza una producción de 414 BOPD con 22 pozos en producción, entre los años 1931 a 1937, existe una disminución de la producción, a partir de esta fecha se hacen las reprofundizaciones a estos pozos hasta la formación Ostrea, alcanzando una producción en 1940 de 408 BOPD con la contribución de 20 pozos de producción efectiva, en el año 1941, hay una fuerte caída de la producción hasta 17 BOPD, a esta fecha solo producían 9 pozos. En este año se perforo 1 pozo y reacondicionaron otros aumentando la producción en 1942 a 272 BOPD. En los siguientes años la producción declina en forma típica y en el año 59 sólo producían 10 pozos, el resto fueron cerrados. A partir de este año se perforaron pozos más profundos y en el año 1960 la producción aumentó a 647 BOPD, con la contribución de 12 pozos. Lo siguientes años la declinación es típica.

A partir del año 1975 hasta el año 1978 se perforaron nuevos pozos hasta un total de 30 que contribuían con una producción de 575 BOPD.

El punto mas alto de la producción se logra en el año 1976 con una producción de 1038 BOPD con 28 pozos y el número mas alto de pozos productores es en el año 1989 (38).

Figura N° 13



Fuente: Informe Mensual Estadístico - DGH

4.7 HISTORIA DE PRESION DEL RESERVORIO

En la tabla N° 4 del anexo 2, se presenta la relación de las pruebas de presión de fondo realizadas en las formaciones de Ostrea y Echino en el área en estudio.

De las pruebas de presión se estima que en 1970 la formación Echino tenía una gradiente de 0.377 psi/pie. que comparada con la gradiente original promedio estimada para la formación Echino de 0.4 psi/pie. Nos indica cierta depletación en ese bloque debido a la producción de las arenas.

Al año 1991, se estimó de la prueba de presión de fondo tomada al pozo 1607 en la formación Echino miembro Cabo Blanco, una gradiente de 0.477 psi/pie, lo cual indica que esta arena esta con su energía inicial, y que se encuentra en un bloque distinto al pozo de la prueba anterior lo que confirma el intenso fallamiento que sufren los reservorios del nor-oeste y la existencia de bloques independientes que aun no han sido drenados.

5. RESERVAS DE PETRÓLEO

La explotación del área en estudio se inicia en el año 1924, con la perforación a cable del pozo 68, el cual alcanzó una profundidad de 2893 pies en la formación Echino. Fue completado con lina perforada en el intervalo 1900' - 1300' formación Echino obteniéndose una producción inicial de 36 x NR.

5.1 PETRÓLEO ORIGINAL INSITU -OOIP

Mediante el método volumétrico se determinó el petróleo original insitu del área en estudio en base a:

- Información obtenida de registros eléctricos para elaborar el mapa de arena neta.
- Análisis de núcleos de donde se obtuvo datos de porosidad y saturación de fluidos.
- Propiedades de los fluidos, que mediante el uso de correlaciones se determinó el factor volumétrico del petróleo.

Area (acres).....	970.60
Vb (Ac-pie).....	77 648.00
O (%)	14.00
Sw (%)	40.00
FVF (Bls/ STB)	1.14

OOIP (MM STB).....	44.39
Np Fm. Echino (MMSTB)	4.98
Fr Fm. Echino (%)	11.22

5.2 RESERVAS DESARROLLADAS

A la Fecha , en el área en estudio se tienen 60 pozos perforados de los cuales 35 pozos están cerrados. La producción acumulada del área para las formaciones Ostrea-Echino es de 7.26 MM Bls, de los cuales 2.28 MM Bls son de la formación Ostrea y 4.98 MM Bls de la formación Echino. Se estima una recuperación final de 2.34 MMBLS y 5.10 MM BLS para Ostrea y Echino respectivamente y un Factor de recuperación para la Fm. Echino de 11.48 %.

5.3 RESERVAS NO DESARROLLADAS

Del cálculo del petróleo insitu, de los datos de producción acumulada y del factor de recuperación del área para la formación Echino, vemos que no se ha logrado un pleno desarrollo primario de recuperación de petróleo, por lo que es necesario efectuar un programa o proyecto que permita aumentar la recuperación de petróleo en este campo.

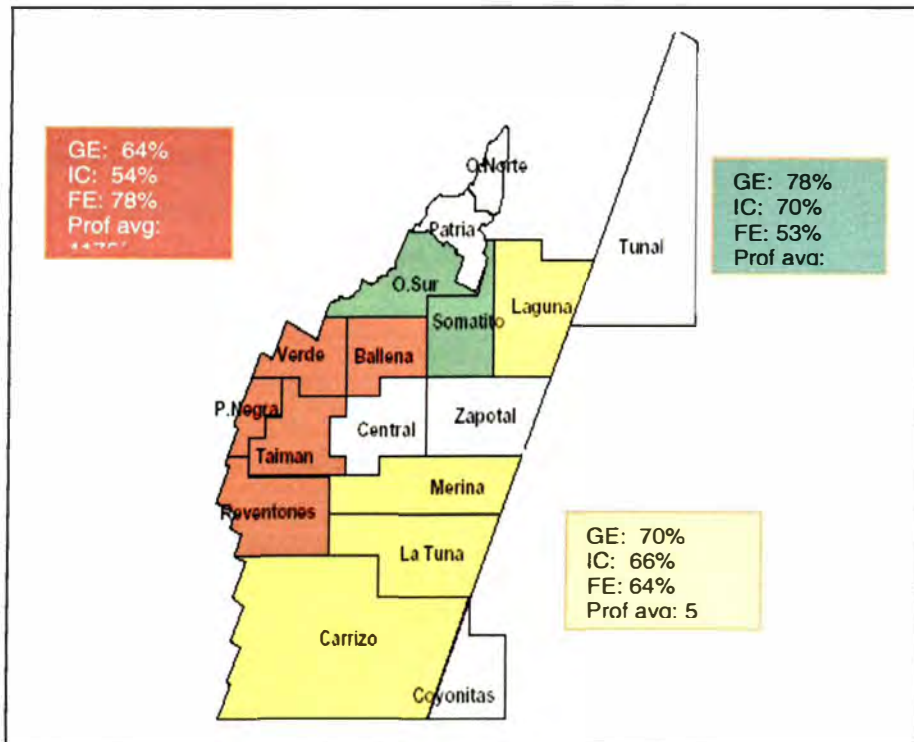
6. **ESQUEMA DE DESARROLLO EVALUADO**

En el área en estudio, aún no se ha logrado un pleno desarrollo primario de las formaciones Ostrea y principalmente de la formación Echino, por lo que es factible aumentar la recuperación de petróleo.

De acuerdo a los resultados de este estudio, es factible realizar perforaciones de pozos interubicados y reacondicionamientos de nuevas arenas para continuar el desarrollo del campo, con tal fin, se ha recomendado la ejecución de 1 reacondicionamientos y la perforación de 5 pozos interubicados.

Petrobras Energía mostró en su estudio de Caracterización de reservorios para el gerenciamiento de campos maduros en noviembre del 2005, que existen áreas dentro del

lote X prospectables para desarrollo primario especialmente para la perforación infill, basado en el estudio de indicadores como GE (Grado de Explotación, Índice de Comprobación de Reservas (IC), calculados a partir de Producción acumulada, Volumen recuperable, reservas probadas, reservas totales



Fuente : Petrobras Energía – 2005

6.1 PERFORACION DE POZOS NUEVOS

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS INTERUBICADOS

Del análisis total de información procesada, se concluye que el mayor rendimiento de las formaciones productivas Ostrea y Echino, se presentan en las zonas mostradas en la figura N° 10.

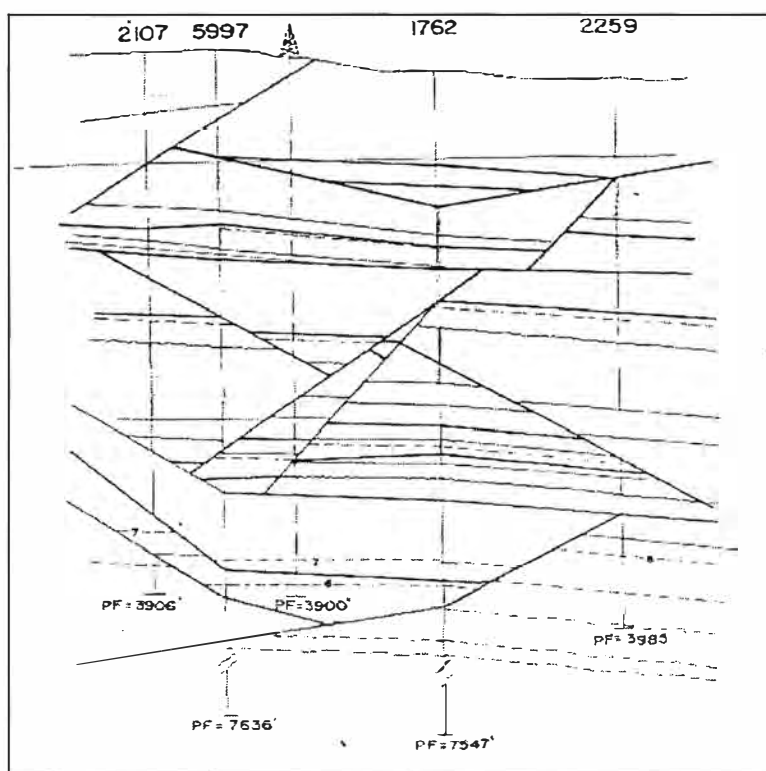
Esta mayor productividad, se debe a la interacción combinada del mayor espesor de las secciones productivas y a las mejores condiciones de reservorios de ambas formaciones.

El análisis de la prueba de presión de fondo realizada al pozo 1607, se encontró al reservorio con su energía inicial, esto demuestra la existencia de zonas no drenadas debido a la existencia de sub-bloques independientes (consecuencia del intenso fallamiento de la zona). Es posible encontrar, en algunos casos sub-bloques no depletados, similares al pozo 1607, en otros casos, existe el riesgo de encontrar zonas depletadas. Este riesgo debe ser considerado en la evaluación de estas ubicaciones.

Otra peculiaridad, que se tomó en cuenta para las ubicaciones, como en la ubicación N° 3 cuya sección estructural se muestra en la figura N° 14, es que pozos vecinos no han sido abiertos en las formaciones Ostrea-Echino y otros pozos cercanos no han alcanzado drenar estas arenas.

Figura N° 14

YACIMIENTO PEÑA NEGRA SECCION ESTRUCTURAL

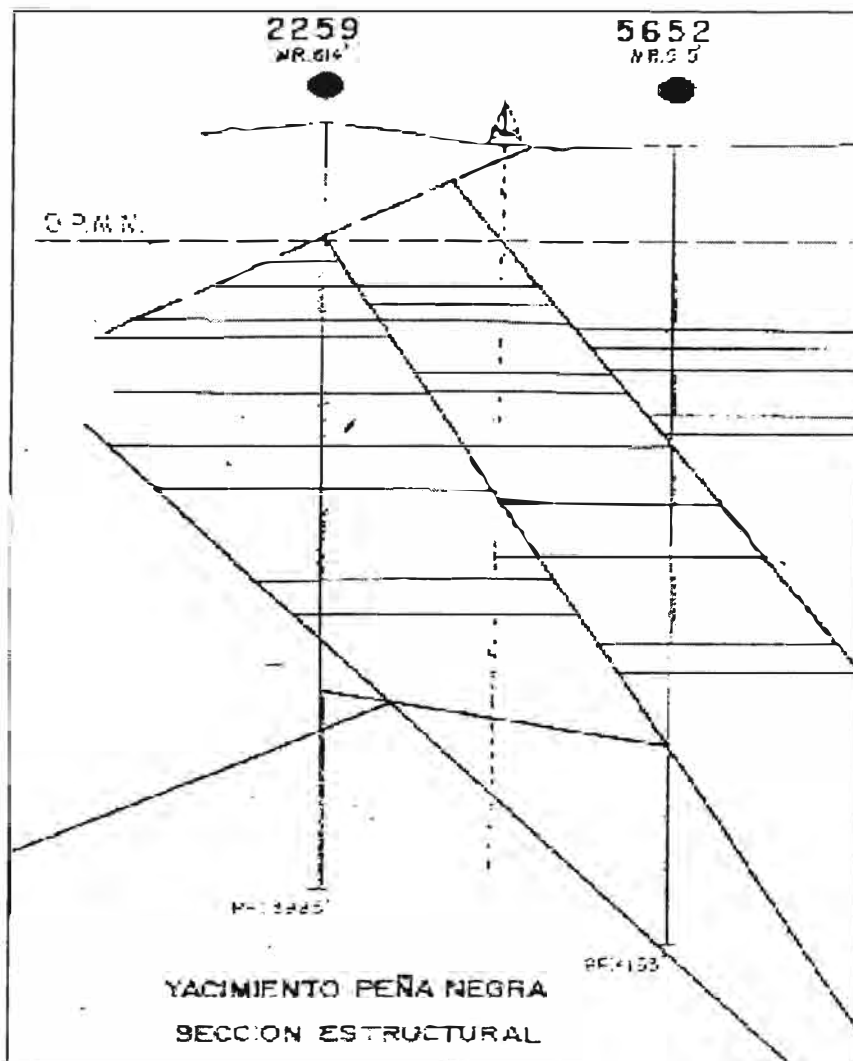


Fuente : Ing. Adrián Montoya

Por otro lado, la figura N° 15 muestra la sección estructural de la ubicación N ° 2.

Figura N° 15

**YACIMIENTO PEÑA NEGRA
SECCION ESTRUCTURAL**



Fuente : Ing. Adrián Montoya

Del análisis realizado se encontró 5 ubicaciones para perforar, siendo la profundidad promedio de perforación de 4 000 pies. Las reservas a desarrollar con cada ubicación

se han estimado en base al método Volumétrico. el que usa datos de Porosidad, área, Saturación inicial, potencia estimada del reservorio a encontrar (mapa de arena neta), FVF de petróleo, factor de recuperación histórico de la zona

Phi	0.14
Sw	0.40
Fr	0.115
Hn avg.(pies)	85
Area (acres)	10

Tomando en cuenta un factor de éxito de 80% (dato de Petrobras Energía) se tendría, que de las 5 ubicaciones a perforarse, 4 serán productivas, lo que significa que el volumen de reservas a desarrollar sería de 220 M BLS, (55 MBIs/Pz), estos valores se encuentran en el promedio de los pozos perforados en el área.

6.2 REACONDICIONAMIENTO

De la revisión y análisis de los historiales de cada pozo. se ha determinado la factibilidad de reacondicionar la formación Echino, principalmente en 1 pozo del total de los pozos evaluados en este estudio, estos involucran un volumen de reservas de 25 M BIs de petróleo.

En total el desarrollo adicional, perforación de pozos interubicados y reacondicionamientos, involucran un volumen de 245 M BIs. de petróleo.

La tabla N ° 5 - Anexo 2, muestra las reservas para cada ubicación.

6.3 PRONOSTICO DE PRODUCCION

Con la perforación de 5 pozos interubicados y la ejecución de 1 reacondicionamiento (POZO 7244), la recuperación final de petróleo del área para la formación Echino que es del orden de 5.099 MM BIs. se verán aumentados en 245 Mbls. las que serán

producidas durante 11 años y el factor de recuperación se incrementara de 11.5 % a 12.1%, encontrándose dentro del promedio del factor de recobro primario para estos yacimientos que es de 10-25%, así como, del histórico proporcionado por Petrobras Energía de 15% para esta formación en el yacimiento Peña Negra.

El pronóstico de producción de petróleo para las 5 ubicaciones propuestas y del reacondicionamiento del pozo 7244, son mostrados en la tabla N° 6, del anexo N° 2 estas se estimaron en base a las curvas tipo de declinación, resultando que estas reservas serán extraídas durante 11 años de vida productiva, considerando un límite económico de 3 BOPD.

6.4 RIESGOS

El mayor riesgo de este proyecto, sería de carácter estructural–estratigráfico, considerando que esta área es sumamente fallada y que la estructura está dividida en bloques, los que a su vez se encuentran divididos en sub-bloques los cuales no presentarían las arenas recomendadas.

El riesgo por depletación, está dado en la comunicación que puedan tener las interubicaciones con los pozos ya actualmente en producción, el riesgo que existe de encontrar alta saturación de agua, estaría dado por el cambio de saturación debido a la producción de los pozos vecinos.

7. EVALUACIÓN ECONOMICA

Los proyectos petroleros son considerados de alto riesgo y están sujetos a una evaluación especial, lo cual lo diferencia de otros proyectos.

En este estudio se hizo una evaluación económica a nivel empresa sin financiamiento

Tomando como base las inversiones requeridas, pronósticos de producción del desarrollo propuesto, y considerando los parámetros económicos vigentes para la empresa que se indican en la tabla adjunta, se efectúa la evaluación económica respectiva.

Precio del Crudo ⁴	:	55.81 US\$/BI
Gastos Operativos ⁵	:	4.8 US\$/BI
Tasa Impositiva	:	30 %
Tasa de Descuento ⁶	:	14 %

7.1 INVERSION

El monto total de inversión requerida sería de 1800.6 MM US\$, distribuida de la siguiente manera:

<u>INVERSIÓN</u>	<u>MM US\$</u>
Perforación y Completación	1516.10
Bombeo artificial	236.50
Reacondicionamiento	48.00

Total	1800.60 ⁷

Del total de inversión, el 84.320 % corresponde a los gastos de perforación y Completación de las 5 locaciones interubicadas, considerados en este estudio.

⁴ Precio del crudo se ha tomado el precio del crudo a octubre del 2005 , como figura en el informe mensual de PERUPETRO de los combustibles derivados que se comercializan en el mercado interno.

⁵ Datos de Petrobras Energía, últimas campañas de perforación – Seminario Taller Gerenciamiento de campos maduros–un Enfoque Integral

⁶ Datos de Petrobras Energía, últimas campañas de perforación – Seminario Taller Gerenciamiento de Campos Maduros–un Enfoque Integral

⁷ Datos de Petrobras Energía, últimas campañas de perforación – Seminario Taller Gerenciamiento de Campos Maduros–un Enfoque Integral

Del Monto total, el 13.1 % corresponde a la inversión requerida para facilidades de producción como son: líneas de flujo, levantamiento artificial.

Del costo total del proyecto el 2.7%, corresponde a los gastos de reacondicionamiento (pozo 7244) como punzonamiento, fracturamiento.

7.2 RENTABILIDAD

La evaluación económica efectuada, nos da los siguientes resultados:

VAN al 14 %	:	2 024 MUS\$
TIR (%)	:	59.00
PAY OUT (años)	:	1.5

Tomando como indicador de rentabilidad, el Valor Actual Neto (VAN) al 14 %, se puede decir que el proyecto se presenta rentable para la empresa.

7.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Se analizó la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto, en base a las variaciones en las reservas, inversiones y Precio del Petróleo, obteniéndose los siguientes resultados:

- El proyecto sigue económicamente rentable, si las inversiones aumenta hasta en 154 %; si las reservas disminuyen hasta en 58% y ocurre lo mismo si el precio del petróleo disminuyen en 51%.

El Anexo N° 3 muestra la corrida económica del proyecto y el resultado del análisis de sensibilidad.

8. CONCLUSIONES

- a. En el área materia de estudio se determinó 5 ubicaciones para la formación Ostrea- Echino y 1 reacondicionamientos que involucran 245 M BIs, las que serán producidas durante 11 años.

El análisis económico dio el siguiente resultado:

VAN (14%)	:	2 024 MUS\$
TIR (%)	:	59
PAY OUT (años)	:	1.5

- b. El factor de recuperación primario en el área es de 11.5 %, para la formación Echino, lo que nos indica que no se ha logrado un pleno desarrollo primario de recuperación de petróleo, de acuerdo a la información volumétrica y el estado actual de explotación del área en estudio para las formaciones Echino que es como sigue:

Petróleo Original Insitu	:	44.39 MM BLS
Petróleo Producido	:	4.98 MM BLS

Con el desarrollo propuesto en este trabajo, el factor se incrementará a 12.0 %

- c. La geología del área en estudio es la de bloques estructurales limitados por fallas, las que a su vez están divididas en sub - bloques pequeños, limitados por fallas menores, lo que hace aún más difícil la interpretación geológica y el estudio de los reservorios, esto hace que presente las mejores características para la perforación de pozos interubicados, debido a que aumenta la probabilidad de encontrar arenas no interconectadas.
- d. En el yacimiento Peña Negra, existe un rasgo estructural importante, la presencia de fallas inversas que causan la repetición de la formación Echino, el cual es encontrado hasta en 6 repeticiones del mismo, como en el pozo 7244.

- e. En el área en estudio se tiene el Miembro Cabo Blanco de la formación Echino, con un espesor promedio de 150 pies, como el reservorio más productivo, seguido por el miembro Peña Negra de la formación ostrea con una potencia promedio en el área de 1000 pies.
- f. Como consecuencia del intenso fallamiento es posible encontrar en las nuevas ubicaciones cuerpos arenosos que no están presentes en los pozos perforados, esto hace que la recuperación final de la formación Echino se incremente a medida que se perfora a un menor espaciamiento.
- g. Existe limitada información de perfiles eléctricos en los pozos antiguos (anterior al año 1959) y no se registraba la producción de agua y gas, razón por la cual no se puede determinar con exactitud los contactos agua-petróleo y petróleo – gas.
- h. En el área en estudio no se dispone de análisis de núcleos, análisis PVT, o pruebas de presión de fondo, que nos puedan proporcionar información fidedigna de los parámetros de la roca reservorio. Es por esto que no se usó la ecuación de balance de materiales para determinar el petróleo original insitu.
- i. La inclinación de los pozos es típica, al inicio de su vida productiva la producción declina rápidamente y luego se hace más sostenida, hasta el final de su vida, se nota también la influencia de la segregación gravitacional, como consecuencia del ángulo de buzamiento (9°).

ANEXOS

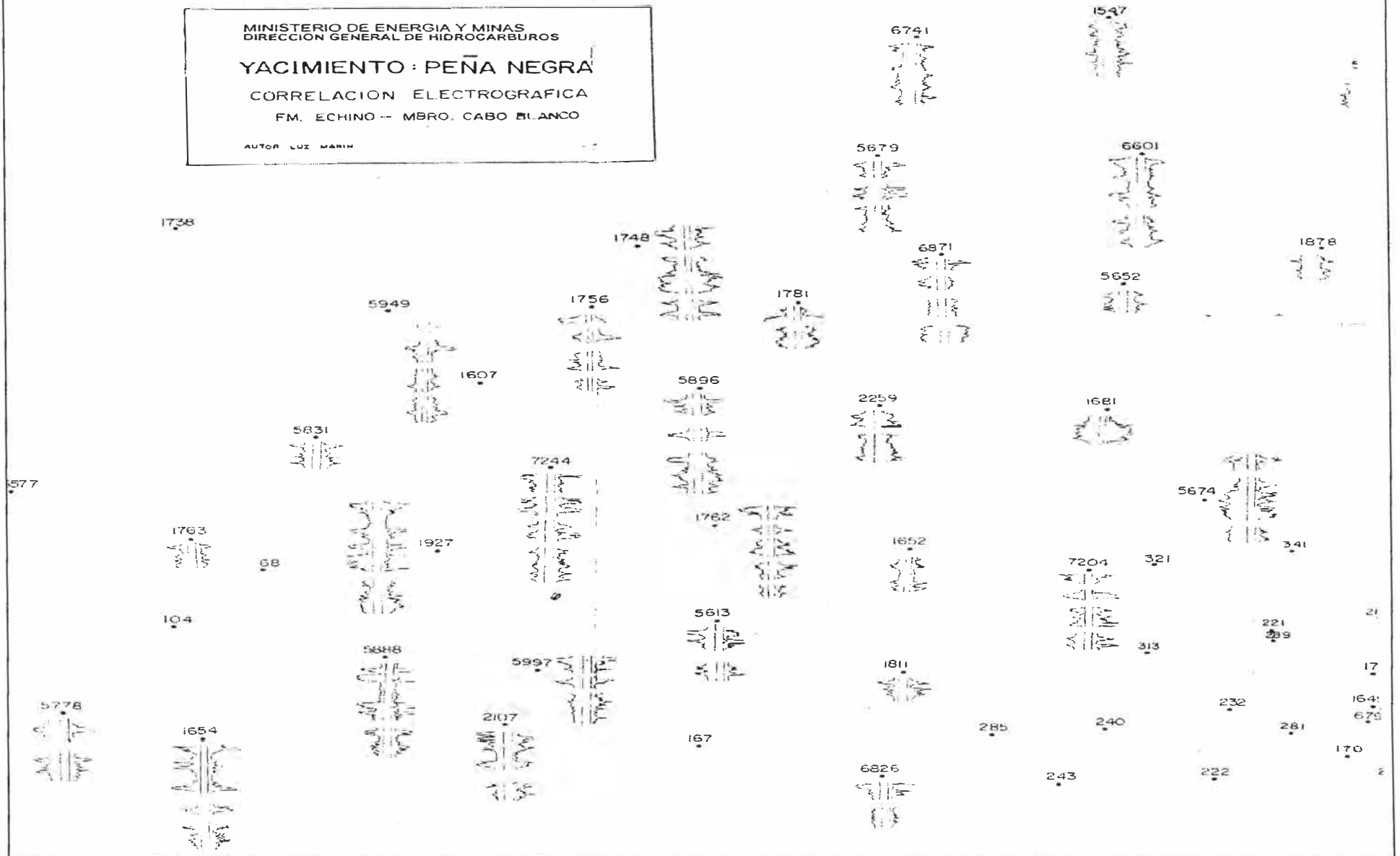
ANEXO 1

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS

YACIMIENTO : PEÑA NEGRA

CORRELACION ELECTROGRAFICA
FM. ECHINO -- MBRO. CABO BLANCO

AUTOR: LUZ MARIN



ANEXO 2

TABLA N° 1

INFORMACION DE NUCLEOS CONVENCIONALES

AREA EL ALTO

YACIMIENTO	POZO	FORMACION	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	Swi
Ballena	1507	Echino	8,0	NR	
			10,9	0,9	
			14,9	5,8	
			5,9	0,8	
			9,0	3,0	
			12,3	4,4	
	1508	Echino	6,0	2,4	
			14,6	2,6	
			14,7	1,1	
			14,9	2,4	
	6026	echino	11,2	1,0	
			14,6	3,6	
			7,6	0,8	
			14,4	1,7	
			10,4	1,7	
Zapotal	9404	Echino	18,2	8,5	46,3
			11,7	1,8	50,0
			15,4	11,0	54,0
			15,2	11,0	49,5
			19,2	30,0	31,9
			16,7	5,0	46,0
			16,9	4,7	41,8
			16,7	5,3	38,8
			11,7	1,8	50,0
			19,5	31,0	34,2
			15,5	17,0	24,4
			17,0	7,9	49,0
			18,2	11,0	47,0
			16,2	4,6	47,3
			16,9	23,0	45,0
			12,0	1,0	60,0
17,4	24,0	37,0			
		8,9	8,9	41,9	
Merina	6889	Echino	19,0	8,5	
			17,0	7,0	
			12,0	0,4	
			11,0	1,8	
			13,0	13,7	

TABLA N° 2

DATOS DE COMPLETACION

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

POZO	FECHA COMPLETACION	FORMACION	INTERVALO PIES	RPI BOPD*BWPD*Met*GOR*PSI	FECHA RPI	OBSERVACIONES
68	06/24	Ostrea	2813-2200			
		Echino	1900-1300	36 X NR	06/24	cerrado el 03/60
104	19/05/26	Echino	-	36 x 0 x FF x NR	05/26	cerrado el 07/90
125	04/11/25	Echino	hasta 2032	NR	NR	cerrado el 11/67
167	07/07/27	Echino	-			
		Ostrea	hasta 3670	19 x 0 x PU x NR	08/27	cerrado el 06/85
170	16/10/26	Echino	hasta 2216	150 x 0 x FF x NR	10/26	cerrado el 10/60
178	27/10/26	Echino	hasta 712	75 x 0 x FF x NR	31/10/26	cerrado el 03/60
194	11/09/27	Echino	hasta 2332	33 x 0 x PU x NR	31/10/27	cerrado el 07/56
221	01/11/27	Echino	hasta 2394	30 x 0 x PU x NR	31/01/28	produce PU
222	01/08/29	Echino	hasta 1664	33 x 0 x FF x NR	30/08/29	cerrado el 05/61
232	01/11/27	Echino	hasta 2550	35 x 0 x FF x NR	01/28	cerrado el 12/34
240	04/28	Echino	hasta 2568	48 x 0 x PU x NR	05/28	cerrado el 04/60
243	07/28	Echino	hasta 1583	125 x 0 x FF x NR	09/28	cerrado el 03/60
261	03/28	Echino	hasta 881	18 x 0 x PU x NR	03/28	cerrado el 12/59
267	05/28	Echino	hasta 762	12 x 0 x PU x NR	08/28	cerrado el 06/60
281	07/28	Echino	hasta 1011	9 x 0 x PU x NR	11/28	cerrado el 09/58
283	10/28	Echino	hasta 887	16 x 0 x PU x NR	12/28	cerrado el 11/53
285	03/29	Echino	hasta 2483	42 x 0 x FF x NR	03/29	cerrado el 12/79
289	09/28	Echino	hasta 1017	14 x 0 x PU x NR	10/28	cerrado el 05/47
307	03/29	Echino	1610-2311	38 x 0 x PU x NR	06/29	cerrado el 02/60
313	08/28	Echino	hasta 2595	60 x 0 x PU x NR	09/29	cerrado el 11/58
321	11/29	Echino	hasta 1150	140 x 0 x FF x NR	12/29	cerrado el 10/96
341	02/30	Echino	hasta 1983	80 x 0 x PU x NR	02/30	cerrado el 11/59
679	04/41	Echino	hasta 2292	56 x 0 x PU x NR	04/41	cerrado el 12/53
1547	12/10/58	Mogollón	7025-6993			
		Mog-Ostrea	6213-3754	67 x 0 x PU x 1485 x NR	22/02/59	cerrado el 09/66
1607	13/11/59	Mogollon	6457-5640	726 x 0 x SF x 383 x 625	29/11/59	
1649	15/09/60	Mogollon	6536-4863			
		Ostrea	4436-3493	105 x 0 x PU x 1400 x NR	29/03/61	
1652	01/07/60	Echino - Ostrea	4057-2710	295 x 0 x SF x 480 x 400	07/60	
1654	05/07/60	Ostrea	3895-2474			
		Echino	2165-1336	139 x 0 x TF x 235 x 110/450	13/10/60	
1681	04/11/60	Ostrea	4413-3058			
		Echino	2777-1580	381 x 0 x SF x 270 x 200	27/11/60	
1748		Mogollon	7176-5853	340 x 170 x TF x 463 x NR	21/03/63	
1756	20/02/63	Echino	2244-1215			
		Echino	596-462	102 x 0 x PU x 620 x NR	21/06/63	
1762	15/04/63	Mogollon	7466-6856			
		Fuente	6591-6147			
		Chorro	6019-5924			
		Chorro	6040-5600	330 x 0 x TF x 385 x 260/1200	05/07/63	
1763	19/08/64	Mog-Fuente	6393-5588			
		Ostrea	3305-2491			
		Echino	2306-1921	409 x 5 x PU x 512 x NR	15/12/64	
1781	25/08/63	Echino	2445-1477			
		Echino	875-721	165 x 0 x GL x 408 x NR	03/11/69	
1811	16/03/64	Ostrea	4007-3446			
		Ostrea	3421-2754			
		Echino	2445-2420	354 x 0 x TF x 907 x 140/310	09/04/64	
1877	15/04/65	Ostrea	3539-2317			
		Ostrea	2145-1325	275 x 1 x TF x 695 x 150/325	10/05/65	
1878	05/04/65	Ostrea	4448-3524			
		Echino	3493-2337			
		Echino Rep	2015-780	180 x 6 x PU x 615 x NR	16/06/65	
1927	24/10/65	Ostrea	3593-3208			
		Echino	2678-2296	99 x 0 x TF x 465 x 90/300	14/11/65	
2107	04/10/69	Ostrea	3830-3583			
		Ostrea	3524-3212			
		Ostrea	3091-2854			
		Echino	2764-2458			
		Echino	2384-2080	262 x 0 x ST x 465 x 170/410	12/10/69	
2259	06/01/70	Ostrea	3866-2841			
		Echino	2606-2413			
		Echino	2294-1939	180 x 46 x PU x 705 x NR	29/03/70	
2463	02/73	Mogollón	6488-6270			
		Mogollón	6202-5995			
		Mogollón	5916-5726			
		Mogollón	5645-5434	201 x 2 x ST x 212 x 200 / 1200	03/73	
5613	03/06/74	Ostrea	3950-3769			
		Ostrea	3707-3464			

TABLA N° 2

DATOS DE COMPLETACION

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

POZO	FECHA COMPLETACION	FORMACION	INTERVALO PIES	RPI BOPD*BWPD*Met*GOR*PSI	FECHA RPI	OBSERVACIONES	
5633	12/06/74	Ostrea	3401-3154	242 x 10 x SF x 338 x -/180	17/06/74		
		Ostrea	3087-2793				
		San Cristobal	7277-7266				
		Mogollón Inf.	6920-6690				
		Mogollón Sup	6324-6153				
		Mogollón Sup	6111-5984				
		Mogollón Sup	5798-5633				
5652	06/10/74	Mogollón Sup	5602-5442	501 x 67 x ST x 688 x 400/1250	09/07/74		
		Mogollón Sup	5283-5092				
		Ostrea	4018-3768				
		Ostrea	3714-3519				
		Ostrea	3464-3213				119 x 0 x SF x 973 x -/1100
		Ostrea	4126-3879				
		Ostrea	3820-3585				
5674	12/74	Ostrea	3522-3205	70 x 22 x ST x 1523 x NR	13/01/75		
		Ostrea	3205-2945				
		Ostrea	2945-2694				
		Ostrea	2694-2445				
5679	23/05/75	Mogollón	7080-6890				
		Mogollón	6849-6637				
		Mogollón	6478-6266				
		Mogollón	6203-5950				
		Ostrea	3938-3668				
		Ostrea	3628-3428				
		Ostrea	3388-2945				82 x 9 x ST x 1097 x NR
Mogollón	6461-6322						
Mogollón	6262-6093						
5688	16/06/75	Mogollón	6044-5866				
		Mogollón	5786-5586				
		Mogollón	5614-6070				57 x 13 x ST x 399 x 100/1200
		Sn Cristobal	6614-6070				
5778	03/12/75	Mogollón	5866-5703				
		Mogollón	5646-5510				
		Mogollón	5480-5287				72 x 22 x PU x 960 x NR
		Mogollón	5287-5100				
5831	17/07/76	Ostrea	3510-3326				
		Ostrea	3270-3037				
		Ostrea	2951-2709				
		Ostrea	2669-2385				
		Echino	2085-1860				
		Echino	1754-1495				293 x 0 x NR
		Echino	1495-1245				
5888	02/12/77	Ostrea	3919-3734				
		Ostrea	3644-3437				
		Ostrea	3380-3132				
		Ostrea	2990-2794				
		Echino	2719-2551				
		Echino	2437-1857				250 x 3 x SF x 662 x -/160
		Echino	1857-1607				
5896	02/05/77	Ostrea	3803-3614				
		Ostrea	3476-3295				
		Ostrea	3216-3038				
		Ostrea	2992-2832				76 x 6 x PU x 735 x NR
Ostrea	2832-2682						
5997	10/05/78	Mogollón	7416-7222				
		Mogollón	7125-6968				
		Mogollón	6921-6763				
		Mogollón	6465-6338				
		Mogollón	6254-6049				
		Mogollón	5992-5784				
		Mogollón	5658-5466				102 x 35 x ST x 783 x 160
Mogollón	5466-5270						
6601	10/01/84	Ostrea	4268-4010				
		Ostrea	3969-3752				
6602	01/02/84	Ostrea	3698-3386	121 x 0 x SF x 511 x - / 180	20/02/84		
		Ostrea	3794-3647				
		Ostrea	3612-3429				
		Ostrea	3359-3113				
		Ostrea	3024-2734				
		Echino	2547-2335				
		Echino	2278-2053				84 x 5 x ST x 372 x 90 / 700
Echino	2053-1803						
6741	06/11/84	Ostrea	3950-3785				
		Ostrea	3701-3541				
		Ostrea	3495-3350				
		Ostrea	3263-2062				116 x 3 x SF x 704 x - / 40
Ostrea	2062-1812						
6826	04/06/85	Ostrea	3894-3797				
		Ostrea	3747-3507				
		Ostrea	3445-3309				
		Ostrea	3257-3018				
		Ostrea	2961-2726				186 x 0 x SF x 644 x - / 295
Ostrea	2726-2476						
6871	28/11/85	Ostrea	3794-3617				
		Ostrea	3543-3400				
		Ostrea	3064-3329				134 x 2 x SF x 406 x - / 160
Ostrea	3329-3179						
7204	07/86	Ostrea	4185-3952				
		Ostrea	3909-3741				
		Ostrea	3696-3541				

Tapon Baker a 4050pies

TABLA N° 2

DATOS DE COMPLETACION

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

POZO	FECHA COMPLETACION	FORMACION	INTERVALO PIES	RPI BOPD*BWPD*Met*GOR*PSI	FECHA RPI	OBSERVACIONES
7244	14/01/88	Ostrea	3497-3308	175 x 15 x ST x 697 x 380 /780	03/08/86	
		Ostrea	2968-2899			
		Ostrea	3455-3204			
7261	14/04/88	Ostrea	3159-2967	40 x 1 x PU x 335	17/03/88	
		Ostrea	4053-3988			
		Ostrea	3833-3660			
		Ostrea	3620-3488			
		Echino IS	2503-2454			
		Echino Rep	2036-1814			
Echino Rep	1542-1366	7 x 8 x PU x 1800 x NR	04/11/88			

TABLA N° 3

DATOS DE REACONDICIONAMIENTO
YACIMIENTO PEÑA NEGRA

POZO	FORMACION	INTERVALO PIES	RPR BOPD*BWPD*Met*GOR*PSI	FECHA	PROD. ANTERIOR	OBSERVACIONES
104	-	1130-3030	10 x 0 x FF x NR	08/53		Cerrado el 07/90
125	Echino	2032-3431	NR	12/07/39		Cerrado el 11/67
170	Echino-Ostrea	2216-4133	80 x 0 x FF x NR	19/11/43		
178	Echino	585-1681	19 x 0 x PU x NR	01/12/33		
194	Ostrea	3102-3890	70 x 0 x PU x NR	27/09/37		
221	Echino-Ostrea	2394-4103	158 x 0 x FF x NR	12/39		
222	Echino-Ostrea	1734-4437	30 x 0 x PU x NR	01/42		
232	Echino	2559-2593	NR	10/34		
240	Echino-Ostrea	2580-4075	18 x 0 x PU x NR	01/42		
307	Echino-Ostrea	2311-4345	19 x 0 x PU x NR	02/42		
313	Echino-Ostrea	2595-4161	25 x 0 x PU x NR	03/42		
321	Echino	1150-2748	36 x 0 x PU x NR	01/37		
1547	Echino	2651-2387				
	Echino	2340-2250	ATA	13/06/68		Produjo agua
1607	Ostrea	3175-2571				
	Echino	2304-1725	146 x 4 x GL x 560	07/09/65	85 x 2 x TF x 3500	RPR: Mog-Ost-Ech.
	Echino Rep	1222-1139				
	Echino Rep	676-599	215 x 0 x SF x 540 x 110/130	09/09/91	12 x 8 x PU	
1649	Echino	3017-2820	98 x 0 x PU x 600	12/03/64	22 x 0 x PU x 863	
1652	Echino	2589-1690	173 x 0 x CF x 180 x -/150	25/10/60		
	Echino Rep	1378-804	70 x 0 x PU x 600 x NR	11/65	26 x 1 x PU x 576	
1654	Echino	978-938	55 x 4 x GL x 640 x NR	21/11/65	28 x 1 x GL x 1166	
	Echino	808-633				
	Echino	793-632	128 x 4 x GL x 168 x NR	26/01/66	30 x 0 x GL x 690	RPR: Ost-Ech.
1681	Echino	2748-2654	165 x 0 x PU x 1040 x NR	12/85	35 x 0 x PU x NR	RPR: Ost-Ech.
1748	Ostrea	3564-2741				
	Echino	2122-1816	153 x 10 x PU x 566 x NR	20/03/66		
	Echino	1731-1522				
	Echino	853-609	110 x 0 x PU x NR x NR	11/07/69		
1762	Echino-Ostrea	3889-1858	71 x 0 x SF x 543 x -/150	07/09/77	24 x 4 x PU	Tapon a 3900'
1811	Echino	2299-1479	70 x 0 x PU x NR x NR	20/11/65	55 x 0 x PU x 2620	
1927	Echino	2166-1596				
	Echino	1098-892	67 x 0 x GL x 1617 x NR	21/02/66	14 x 0 x GL x 1070 x NR	Tapon a 2250'
	Echino	841-762				
	Echino	667-572	29 x 0 x GL x 682 x NR	13/02/68	19 x 0 x GL x 600	
2107	Echino Rep	1779-1443				
	Echino	1394-1116	100 x 0 x PU x 100 x NR	02/70	80 x 0 x TF x 600 x -/650	
2259	Echino Rep	1677-1409				
	Echino Rep	1119-722	80 x 0 x PU x 744 x NR	13/01/73	24 x 1 x PU	
2463	Ostrea	4709-3655				
	Echino	2970-2750				
	Echino	2698-2566	498 x 0 x SF x 862 x -/420	01/75	26 x 4 x PU	
	Echino	2395-2236				
	Echino	2197-2002				
	Echino	1610-1249	127 x 0 x SF x 640 x 550/95	07/78	75 x 1 x GL	
5613	Echino	2463-2226				
	Echino	2136-1935				
	Echino	1816-1587				
	Echino	1333-1244	104 x 0 x PU x 528 x NR	05/01/76	25 x 1 x PU x NR	
5633	Ostrea	3812-3580				
	Ostrea	3216-3090				
	Ostrea	2830-2590				
	Ostrea	2530-2360				
	Ostrea	2293-2139				
	Ostrea	2046-1834				
	Ostrea	1776-1586	161 x 10 x SF x NR x -/100	26/11/75	34 x 6 x PU	
5652	Echino	2793-2666				
	Echino	2547-2355				
	Echino	2312-2145	43 x 0 x PU x 420 x NR	16/07/76	32 x 0 x PU	
	Echino Rep	1877-1433				
	Echino Rep	1070-500	33 x 0 x PU x NR x NR	03/03/80	26 x 0 x PU	
5674	Echino	2979-2918				
	Echino	2787-2705				
	Echino	2671-2506	245 x 1 x SF x 929 x NR	26/01/76	NR	RPR: no incluye ostrea
5679	Echino	2282-2032				
	Echino	1592-1340				
	Echino	892-568	106 x 5 x PU x 413 x NR	21/06/76	37 x 4 x PU	
5688	Ostrea	5138-4938				
	Ostrea	4876-4620				
	Ostrea	4446-4280				
	Ostrea	4239-4013				
	Echino	3292-3103				
	Echino	2848-2652	77 x 12 x ST x 327 x 70/600	30/10/75	69 x 09 x SF	
5896	Echino	2477-2286				
	Echino	2103-1775	122 x 1 x PU x 3115 x NR	09/08/78	28 x 1 x PU	
	Echino Rep	1236-1219				

TABLA N° 3

DATOS DE REACONDICIONAMIENTO

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

POZO	FORMACION	INTERVALO PIES	RPR		FECHA	PROD. ANTERIOR	OBSERVACIONES
			BOPD*BWPD*Me	*GOR*PSI			
6601	Echino Rep	1122-1103	84 x 1 x PU x NR x 101		13/12/90	NR	
	Echino Rep	854-755					
	Echino	2879-2704					
	Echino	2547-2425					
	Echino	2266-2142					
	Echino	2032-1951					
6602	Echino Rep	1526-1432	18 x 0 x PU x NR x NR		10/07/86	NR	
	Echino Rep	1395-1278					
	Echino Rep	1194-1156					
	Echino Rep	1419-1225					
	Echino Rep	1167-1125					
	Echino Rep	1167-1125					
6826	Echino	2484-2312	47 x 1 x PU x NR x NR		10/87	NR	
	Echino	2120-2053					
	Echino	1752-1670					
7244	Echino	1435-1280	305 x 0 x SF x 220 x -/250		03/03/86	NR	
	Echino	2664-2610					
	Echino	2568-2427					
	Echino	1637-1546					
			170 x 0 x SF x NR x 620		12/02/90	NR	
			359 x 1 x SF x 321 x -/350		02/11/90	NR	

TABLA N° 4

PRUEBAS DE PRESION DE FONDO

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

FORMACION OSTREA ECHINO

POZO	FORMACION	INTERVALO PIES	TIPO PRUEBA	PE (PSI)	Ge	PROF MEDIDA PIES	FECHA
2259	Echino	2606-1939	BHP-M	860	0,377	2280	19/01/1970
1927	Ostr-Echino	3593-2296	BHP-M	1365	0,463	2950	10/11/1965
1607	Echino	1100-1282	BHP-M	583	0,477	1220	24/08/1991

TABLA N° 5
DESARROLLO PROPUESTO
YACIMIENTO PEÑA NEGRA

UBICACIÓN	PROFUNDIDAD PIES	FORMACION OBJETIVO	ESPEJOR NETO PIES	RESERVAS MSTB
1	4000	Ostrea - Echino	90	59
2	4000	Ostrea - Echino	85	55
3	4000	Ostrea - Echino	80	52
4	4000	Ostrea - Echino	85	55
5	4000	Ostrea - Echino	82	54

(*) las reservas furen calculadas para la formación Echino con un espesor neto promedio de 85 pies

TABLA N° 6

YACIMIENTO PEÑA NEGRA

PRONOSTICO DE PRODUCCION - DESARROLLO PROPUESTO

(4 UBICACIONES + 1 REACONDICIONAMIENTO)

AÑO	BOPD
1	53,9
2	40,7
3	32,3
4	26,0
5	20,6
6	18,1
7	14,7
8	13,5
9	10,3
10	8,8
11	6,1
TOTAL	245,0

ANEXO 3

ANEXO 3

EVALUACION ECONÓMICA Del PROYECTO PETROLERO

PARAMETROS

RESERVAS	TOTAL	245 M BLS
Obj. Primario	Fm.	245 Mbls
Obj. Secundario	Fm.	0 Mbls
Precio Crudo		55,81 US\$/bl
Inversión		1564,1 MUS\$
Facilid. Prod		236,5 MUS\$
Gasto Operativo (GO)		4,8 US\$/bl
Impuestos		30,0%
No Pozos		5
Regalía		24,25%
Tasa de Descuento		14,0%



AÑO	DECLINACION		PROD. MBS	VENTAS MUS\$	REGALIA MUS\$	G.O. MUS\$	DEPREC. MUS\$	UAIMP. MUS\$	IMP. MUS\$	UDIMP. MUS\$	INVERSIONES			FLUJO NETO MUS\$	VAN MUS\$
	(%)	OBJ. PRIMARIO (%)									Intangibles MUS\$	Tangibles MUS\$	Total MUS\$		
0											1251,3	549,3	1800,6	-1800,6	-
1		22,00%	53,9	3008,2	729,5	258,7	109,9	1910,1	573,0	1337,1				1446,9	(466,11)
2		16,60%	40,7	2269,8	550,4	195,2	109,9	1414,3	424,3	990,0				1099,9	276,27
3		13,20%	32,3	1804,9	437,7	155,2	109,9	1102,1	330,6	771,5				881,3	798,10
4		10,60%	26,0	1449,4	351,5	124,7	109,9	863,4	259,0	604,4				714,2	1 169,05
5		8,40%	20,6	1148,6	278,5	98,8	109,9	661,4	198,4	463,0				572,8	1 430,03
6		7,40%	18,1	1011,8	245,4	87,0		679,4	203,8	475,6				475,6	1 620,10
7		6,00%	14,7	820,4	198,9	70,6		550,9	165,3	385,6				385,6	1 755,28
8		5,50%	13,5	752,0	182,4	64,7		505,0	151,5	353,5				353,5	1 863,99
9		4,20%	10,3	574,3	139,3	49,4		385,6	115,7	269,9				269,9	1 936,80
10		3,60%	8,8	492,2	119,4	42,3		330,5	99,2	231,4				231,4	1 991,55
11		2,50%	6,1	341,8	82,9	29,4		229,5	68,9	160,7				160,7	2 024,90
TOTAL		100,0%	245	13 673	3 316	1 176	549	8 632	2 590	6 043	1251	549	1 801	2 025	

VAN (15%)	2 024,90	MUS\$
TIR	59%	
PAY OUT	1,50	ANOS

ANEXO 3

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

VARIACION	RESERVAS M BLS	VAN (14 %) MUS\$
22%	300	2811
6%	260	2239
2%	250	2096
0%	245	2024,9
-4%	235	1882
-10%	220	1667
-20%	195	1309,7
-58%	103,5	0
-63%	90	-192,62
-80%	50	-764,89

P = 55,81 US\$/BL
INV = 1800,6

VARIACION	INVERSIONES MUS\$	VAN (14 %) MUS\$
-36%	1000	2499
-23%	1200	2331
-16,9%	1300	2247
0,0%	1564,1	2024,9
28%	2000	1658
60%	2500	1237
92%	3000	817
154%	3972	0
188%	4500	-444,36

P = 55,81 US\$/BL
RES = 245

VARIACION	PRECIO US\$ / BL	VAN (14 %) MUS\$
11%	62,0	2463
8%	60	2321
4%	58	2180
0%	55,81	2025
-19%	45	1259
-28%	40	905
-34%	37	692
-51%	27,23	0
-64%	20	-513
-73%	15	-866

INV = 1800,6
RES = 245

