

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA Y METALURGIA**



**“Evaluación Geológica de la Formación Ostrea para el Proyecto Piloto de Inyección de agua en los bloques A, B, C y D – Hualtaca Central – Lote II (Cuenca Talara – Noroeste del Perú)”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO GEÓLOGO**

**JESSICA LAZO ESCALANTE**

**LIMA – PERU**

**2007**

# **“Evaluación Geológica de la Formación Ostrea para el Proyecto Piloto de Inyección de agua en los Bloques A, B, C y D – Hualtaca Central - Lote II (Cuenca Talara–Noroeste del Perú).”**

## **CONTENIDO**

### **CAPÍTULO I. RESUMEN**

### **CAPÍTULO II. INTRODUCCIÓN**

- 2.1 Objetivos.
- 2.2 Ubicación, acceso, topografía y extensión del área Hualtaca Central.
- 2.3 Clima y Vegetación.
- 2.4 Antecedentes productivos.
- 2.5 Métodos de Estudio.
- 2.6 Agradecimientos.

### **CAPÍTULO III. GEOLOGÍA DE LA CUENCA TALARA**

- 3.1 Generalidades.
- 3.2 Geomorfología.
- 3.3 Marco Geotectónico Regional.
- 3.4 Estratigrafía.
  - Paleozoico Superior
    - Grupo Amotape
  - Cretáceo Medio
    - Formación Pananga
    - Formación Muerto
  - Cretáceo Superior
    - Formación Sandino
    - Formación Redondo
    - Formación Monte Grande
    - Formación Ancha
    - Formación Petacas
  - Terciario, Paleoceno
    - Grupo Mal Paso
      - Formación Mesa
      - Formación Balcones
  - Terciario, Eoceno Inferior
    - Grupo Salina
      - Formación Basal Salina
      - Formación San Cristóbal
      - Formación Mogollón
      - Formación Cerro Pardo
      - Formación Cerro Tanque

- Formación Palegreda
- Formación Pariñas Inferior
- Formación Pariñas Superior
- Formación Chacra/Echinocyamus
- Terciario, Eoceno Medio - Superior
  - Grupo Talara
    - Formación Lutitas Talara
    - Formación Areniscas Talara
    - Formación Pozo
  - Grupo Lagunitos
    - Formación Verdún
    - Formación Chira
    - Formación Mirador
    - Formación Cone Hill
- Cuaternario

### 3.4 Geología Estructural.

## **CAPÍTULO IV. GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO HUALTACAL-LOTE II**

### 4.1 Introducción.

### 4.2 Rasgos Estratigráficos y Estructurales.

### 4.3 Geología del Petróleo.

#### 4.3.1 Generalidades.

#### 4.3.2 Roca Generadora.

#### 4.3.3 Roca Reservorio y Roca Sello.

#### 4.3.4 Migración y Entrampe.

#### 4.3.5 Distribución de Fluidos.

## **CAPÍTULO V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA FORMACION OSTREA**

### 5.1 Introducción.

### 5.2 Descripción Litológica de la Formación Ostrea.

#### 5.2.1 Subdivisión de la Formación Ostrea.

Miembro Peña Negra.

Miembro Ostrea C.

Miembro Ostrea D y Ostrea E.

### 5.3 Registro Tipo de la Formación Ostrea.

### 5.4 Ambiente Deposicional y Facies Sedimentarias.

### 5.5 Características de Roca Reservorio.

#### 5.5.1 Porosidad.

#### 5.5.2 Permeabilidad.

#### 5.5.3 Saturaciones.

### 5.6 Características del Fluido en el Reservorio.

### 5.7 Historia de Producción y Presión.

### 5.8 Cálculo de Reservas.

#### 5.8.1 Volumen de Roca Reservorio.

### 5.8.2 Petróleo Original en Sitio.

## **CAPÍTULO VI. RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA TALARA**

6.1 Generalidades.

6.2 Antecedentes.

6.3 Empuje de petróleo por agua.

6.4 Eficiencia de barrido.

6.4.1 Control de la eficiencia vertical.

6.4.2 Control de pozos causantes de las irrupciones tempranas de agua.

6.5 Factores geológicos y de reservorio que afectan la eficiencia de barrido.

## **CAPÍTULO VII. RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA HUALTACAL CENTRAL DEL YACIMIENTO HUALTACAL**

7.1 Selección de bloques estructurales y comunicación del Horizonte Monterrico.

7.2 Diseño

7.2.1 Control de distribución de los volúmenes de Agua por inyectarse.

7.2.2 Selección y localización de los pozos inyectoros.

7.3 Cálculo del Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua.

### **CONCLUSIONES**

### **RECOMENDACIONES**

### **BIBLIOGRAFÍA**

### **ANEXO**

## ILUSTRACIONES

### FIGURAS

Figura N° 01 : Plano de Ubicación del Lote II.

Figura N° 02 : Cuenca Talara, noroeste del Perú. Escala Gráfica.

Figura N° 03 : Geología de superficie de la Cuenca Talara, Progreso y del área vecina.

Figura N° 04 : Comparación entre una sección sísmica y geosísmica, Cuenca Talara. Escala Gráfica.

Figura N° 05 : Estratigrafía de la Cuenca Talara.

Figura N° 06 : Cuencas Terciarias de la Costa del Perú. Escala Gráfica.

Figura N° 07 : Plataforma continental principal y Cuencas de pendiente superior del Perú, y las estructuras onshore-offshore que controlan su distribución.

Figura N° 08 : Estructura Tope Paleozoico y Distribución del Cretáceo. Escala Gráfica.

Figura N° 09 : Columna Estratigráfica, Yacimiento Hualtactal, Lote II.

Figura N° 10 : Mapa de Litofacies, Formación Palegreda-Ostrea.

### LAMINAS

Lámina N° 01 : Mapa de Ubicación del Yacimiento Hualtactal y Hualtactal Central, Lote II. Escala 1:50,000.

Lámina N° 02 : Vías de acceso, Hualtactal Central, Lote II. Escala 1:50,000.

Lámina N° 03 : Mapa de Contornos en el Tope de la Formación Mogollón, Yacimiento Hualtactal, Lote II. Escala 1:10,000.

Lámina N° 04 : Mapa Estructural en el Tope de la Formación Ostrea, Yacimiento Hualtactal, Lote II. Escala 1:10,000.

Lámina N° 05 : Registro Tipo de la Formación Ostrea, Yacimiento Hualtactal, Lote II. Escala Horizontal 1:10,000 y Escala Vertical 1:5,000.

Lámina N° 06 : Sección Estructural 1-1', Hualtactal Central, Lote II. Escala 1:5,000.

- Lámina N° 07 : Sección Estructural 2-2', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:5,000.
- Lámina N° 08 : Sección Estructural 3-3', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:5,000.
- Lámina N° 09 : Sección Estructural 4-4', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:5,000.
- Lámina N° 10 : Sección Estructural 5-5', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:5,000.
- Lamina N° 11 : Sección Estratigráfica A-A', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:2,000.
- Lamina N° 12 : Sección Estratigráfica B-B', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:2,000.
- Lamina N° 13 : Sección Estratigráfica C-C', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:2,000.
- Lamina N° 14 : Sección Estratigráfica D-D', Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:2,000.
- Lámina N° 15 : Mapa de Información, Hualtaca Central, Lote II. Escala 1:10,000.
- Lámina N° 16 : Mapa de Arena Neta Petrolífera, Horizonte Inyector, Miembro Peña Negra. Escala 1:5,000.

## **TABLAS**

- Tabla N° 01      Cálculo del Volumen de Petróleo "in situ" del Reservorio en STB y Cálculo del Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua para cada uno de los bloques.

## **CAPÍTULO I. RESUMEN**

El Yacimiento Hualtacal se encuentra ubicado en la parte este del lote II operado por la Empresa Petrolera Monterrico S.A., en este yacimiento se perforaron 118 pozos de los cuales 78 pozos se encuentran activos, 33 pozos ATA (abandonados temporalmente) y 7 APA/DPA (abandonados permanentemente), siendo el primer pozo en perforarse, teniendo como objetivo principal la Formación Mogollón y como objetivo secundario la Formación Ostrea y el Miembro Talara Basal, el pozo T-14-1 perforado en 1954, que tuvo como producción inicial 55 bopd (producción mixta). Los pozos con producción comercial de petróleo han acumulado 7'143,428 Bls al 31 de Diciembre del 2004.

La Estratigrafía del Yacimiento comprende formaciones desde el Paleozoico al Reciente, sólo 6 pozos atravesaron cortas secciones en rocas paleozoicas, siendo el H-29 el que mayor sección atravesó con aproximadamente 775'.

Estructuralmente se han identificado 4 bloques (A, B, C y D) para llevar a cabo el Proyecto Piloto de Inyección de agua en lo que denominaremos en este estudio Hualtacal Central, estos bloques se encuentran delimitados por fallas que tienen buen control en los pozos perforados.

El Horizonte Monterrico, arenisca en la cual tendrá lugar la Inyección de agua, pertenece al Miembro Peña Negra (formación Ostrea), el cual es un reservorio importante y en consecuencia uno de los más prolíficos. Para determinar la continuidad estratigráfica de este reservorio se elaboraron 5 secciones estructurales y 4 secciones estratigráficas; para el cálculo del volumen de petróleo "in situ" se elaboró además un Mapa de Arena Neta Petrolífera, y por último se calculó el Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua.

Adicional a este estudio se necesita realizar pruebas de inyektividad en cada pozo inyector, para tener una idea de las presiones y caudales a inyectar.

El éxito del proyecto piloto de inyección de agua permitiría la extensión del mismo a bloques vecinos.

## **CAPÍTULO II. INTRODUCCIÓN**

### **2.1 Objetivos.**

- El presente estudio servirá a la autora como trabajo de Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo, en la Universidad Nacional de Ingeniería.
- Compilar los datos existentes y eventualmente establecer las características principales del reservorio Ostrea.

- Efectuar la evaluación geológica de la Formación Ostrea del Yacimiento Hualtaca, en base a la información aportada por los pozos perforados.
- Mediante la evaluación geológica realizada, localizar bloques estructurales y estratigráficamente definidos para llevar a cabo el proyecto piloto de inyección de agua.
- Extracción de reservas adicionales mediante el método de recuperación secundaria.

## **2.2 Ubicación, acceso, topografía y extensión del área Hualtaca Central.**

El Lote II se encuentra ubicado en la costa Noroeste del Perú, Provincia de Tarma, Departamento de Piura, tiene una extensión de 7,707.42 hectáreas y está dividido en 4 yacimientos (Coyonitas, Golondrina, Ronchudo y Hualtaca), limitando por el Norte y Este con el Lote XXV, por el Oeste con el Lote X de Petrobras, y por el Sur con el Lote XV de Petrolera Monterrico (**Figura N° 01**).

El yacimiento Hualtaca se encuentra ubicado en el extremo este del Lote II y el área de estudio se encuentra ubicado en la parte central del Yacimiento Hualtaca (**Lámina N° 01**).

El acceso al Lote II se realiza a través de la Carretera Panamericana Norte; desde el campamento base de Petrolera Monterrico S.A. (Batería 321) ubicado en el yacimiento Coyonitas, se recorre por carretera afirmada dicho yacimiento luego se atraviesa el yacimiento Hualtaca y se llega a cada pozo del área de estudio vía trocha (**Lámina N° 02**).

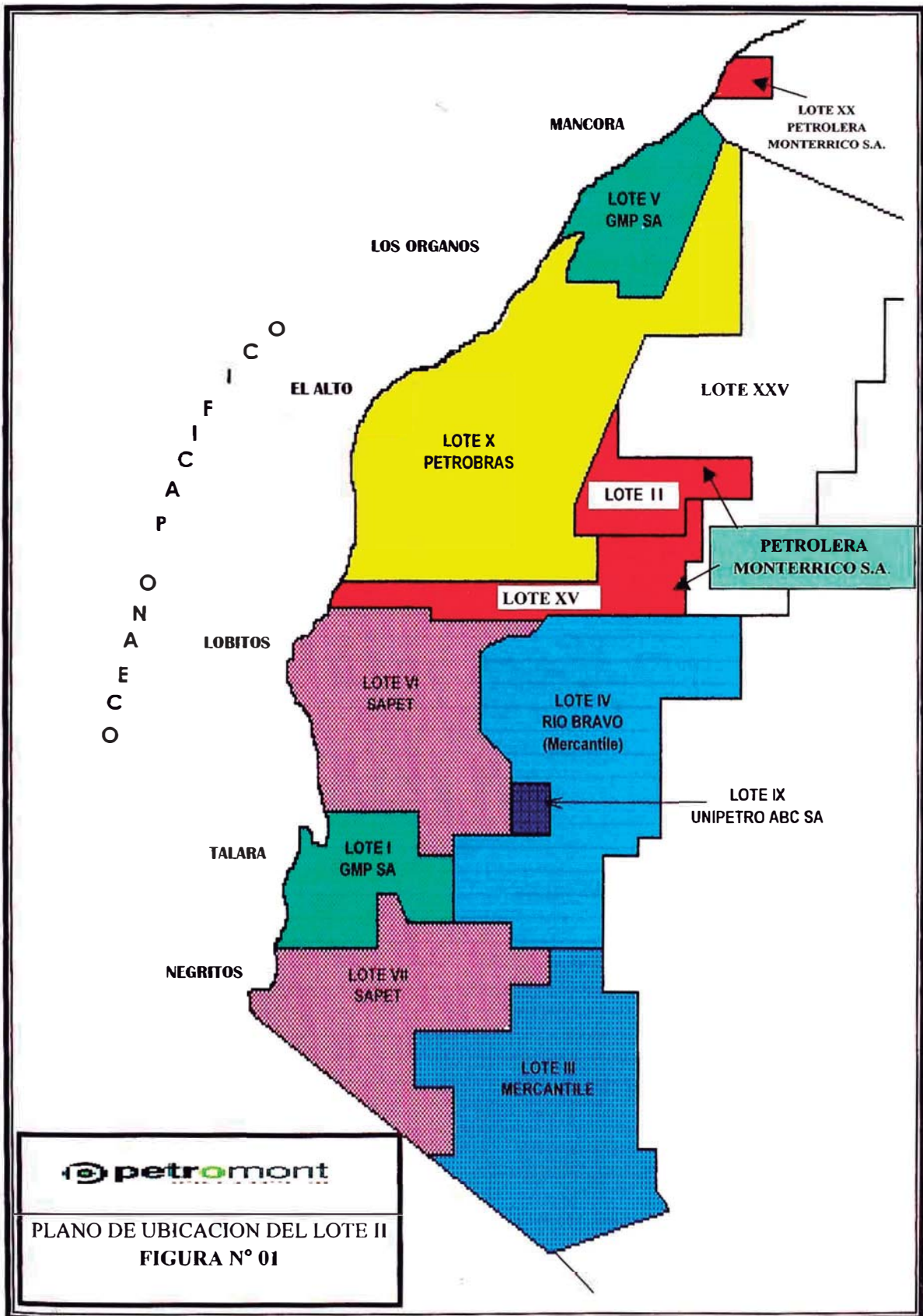
El Lote II consta de un 60% de terreno semiplano de topografía ondulada con pendientes suaves y formación de surcos con erosión regresiva en épocas de lluvias especialmente al este del Lote. El 40% del área restante presenta zonas geográficamente accidentadas por la presencia de las quebradas Hualtaca, Ronchudo donde predomina la erosión eólica la mayor parte del año, estas zonas están ubicadas en la parte central del Lote.

El área de estudio Hualtaca Central tiene una extensión total aproximada de 100.9 hectáreas.

## **2.3 Clima y Vegetación.**

Las condiciones climatológicas que caracterizan al Lote II, están determinadas por una transición de bosque semidesértico al desierto, la precipitación suele ser nula, registrando tan sólo llovizna y trazas en los meses de invierno, y durante los años





MAPA DE UBICACION DEL YACIMIENTO  
HUALTACAL Y HUALTACAL CENTRAL

MAPA

VIAS DE ACCESO HUALTACAL CENTRAL

de calentamiento (Fenómeno del Niño) suelen presentarse altas precipitaciones en los meses de verano.

La distribución de los totales anuales de precipitación registró la ocurrencia de fuertes precipitaciones durante los años de 1953, 1958, 1973, 1983, 1987, 1992, 1998 y 2002 coincidentes con la ocurrencia de "El Fenómeno del Niño" en dichos años.

El Fenómeno del Niño es pues determinante en el clima de la región, si bien se presenta cada 5, 10, 12 ó 15 años, su efecto supera las predicciones y previsiones que para mitigarlo se consideran en la zona, tanto desde el punto de vista socioeconómico como desde el punto de vista industrial, específicamente en lo relacionado a la industria petrolera, que es la base de la economía en la zona.

El sistema fluvial de la zona es de tipo torrente, sólo activo en épocas de lluvias, estos torrentes nacen de la vertiente occidental de los Cerros Amotapes, pocos de ellos desembocan al mar, algunos de ellos desembocan en las salinas de la costa y un buen número pierde su caudal en las llanuras de las terrazas que nacen al sur de estos cerros.

El área no cuenta con ningún recurso hídrico importante a excepción de un conjunto de quebradas que normalmente permanecen secas durante todo el año, cargándose excepcionalmente en los meses de verano en algunos años calientes, sólo la quebrada Pariñas presenta agua casi todo el año, aumentando su caudal sólo en la época de verano.

Hidrológicamente todas las quebradas siguen un curso norte a noroeste, llegando en la faja costera a mantener un rumbo casi E-O. La quebrada Huallacal que atraviesa de NE a SO el Lote II, es en la zona, la que recoge relativamente más agua en la época de fuertes lluvias.

Existen quebradas secundarias como la de Ronchudo, Pericos y Botija que influyen y afectan los accesos al Lote II principalmente en tiempos de Fenómeno del Niño.

Referente a la vegetación, las especies más representativas presentes en la superficie del Lote II, se detallan a continuación.

Weberbauer (1922, 1945) distingue en la zona las siguientes formaciones vegetales: bosques de algarrobo (*Prosopis* spp.); montes ribereños; formaciones de plantas leñosas (arbustos y pequeños arbolillos), sin cactáceas siempre verdes, con suelo desnudo por la ausencia de hierbas. Otros autores mencionan que existe una asociación conocida como chaparral.

Koepche (1961), reconoce en el Parque xerofítico, áreas bastante extensas que puedan estar conformadas por cactáceas (Neoraimondia sp. Armatocereus sp., Haageocereus sp., Opuntia sp. Hylocereus sp.).

Koepche (1961) distingue en las zonas de estepas y semidesierto, que reverdecen en la época de lluvias, las comunidades siguientes:

- a. Semidesierto de hierbas:** Son comunidades de transición entre el desierto y el bosque seco. Estos semidesiertos reverdecen durante la corta época de lluvias veraniegas que pueden faltar durante varios años y pueden estar sobre terrenos arenosos y pedregosos. La vegetación consiste en hierbas, pocas cactáceas y el "paloverde" (*Cercidium praecox*).
- b. Estepa de hierbas:** Extensas zonas de hierbas con árboles esporádicos de "algarrobo" y "sapote" principalmente. Durante las lluvias veraniegas reverdecen las hierbas. Cuando la estepa está sobre suelo pedregoso existen plantas con bulbos.
- c. Estepa de gramíneas:** Durante las lluvias veraniegas, a veces después de varios años de ausencia, extensas zonas se cubren temporalmente de gramíneas, que poco después se secan y el paisaje toma un color amarillento.
- d. Estepa de cactáceas:** Está conformado por cactáceas columnares como el "gigantón" (*Cereus giganteus*) y el "cardo" (*Armatocereus cartwrightianus*). El "gigantón" puede llegar hasta seis metros de altura.
- e. Bosques de algarrobo o algarrobal:** Son típicos de los valles fluviales y de las zonas donde la napa freática no es tan profunda, entre los 3°23' Latitud Sur y 8° Latitud Sur. Las especies predominantes de "algarrobo" son el *Prosopis chilensis* y el *Prosopis limensis* acompañados por el "sapote" *Capparis angulata*, el "faique" *Acacia macracantha*. La cucurbitácea *Sicyos* sp. puede cubrir totalmente los árboles después de las lluvias. Entre los árboles de algarrobo existe también un estrato herbáceo.

#### 2.4 Antecedentes productivos.

Desde la antigüedad las personas aprovecharon los afloramientos de petróleo, como los de las cercanías al yacimiento de petróleo La Brea-Pariñas, le dieron múltiples usos, principalmente para sellar juntas en botes de madera y como combustible para iluminar sus viviendas; posteriormente los españoles utilizaron la brea para sellar con masilla sus barcos e impermeabilizar cuerdas.

La actividad petrolera se inició en el noroeste del Perú, en el año de 1863, donde se perforó y completó el primer pozo productor en el Yacimiento Zorritos, iniciándose un historial en explotación de petróleo muy prolífico, habiéndose perforado un gran número de pozos mediante perforaciones a cable y en donde la información de subsuelo consiste principalmente de registros litológicos.

El primer yacimiento descubierto en la Cuenca Talara fue La Brea-Pariñas en 1869, siendo las formaciones productoras del Eoceno, Ancha del Cretáceo, y Amotape del Pensilvaniano (Petroconsultants, 1996), sin embargo la producción es reportada en conjunto.

En los 38 años de explotación por la Empresa Petrolera Fiscal, Internacional Petroleum Co y Petróleos del Perú, se han extraído del Lote II aproximadamente 22 millones de barriles de petróleo.

El yacimiento Hualtaca (al igual que el yacimiento Coyonitas) perteneció a las áreas de exploración de la Empresa Petrolera Fiscal hasta el año de 1953, fecha en que entra a explorar la Peruvian Pacific Petroleum, perforando pozos exploratorios entre 1954 y 1956 en un contrato con la Empresa Petrolera Fiscal.

En 1985 la falta de inversiones permitió que ciertos campos de producción marginal se deterioraran en forma muy manifiesta y se comenzó a planificar para dar en Contratos de Servicio, pequeñas áreas de producción de la Cuenca Talara.

A partir de 1989, PetroPerú convoca a licitaciones, para entregar dichas áreas; la Cía VEGSA C.G. obtuvo la buena pro del Lote II el 3 de mayo de 1991. VEGSA C.G. por escisión forma Petrolera Monterrico S.A., empresa que se dedicó exclusivamente a las actividades petroleras a partir del año 1997.

El primer pozo en el Lote II se perforó el año de 1953, teniendo como objetivo primario la Formación Ostrea alcanzando una profundidad de 3471', siendo perforado por la Internacional Petroleum Company.

El primer pozo en perforarse en el yacimiento Hualtaca, teniendo como objetivo principal la Formación Mogollón y como objetivo secundario la Formación Ostrea y el Miembro Talara Basal, fue el T-14-1 perforado en 1954, que tuvo como producción inicial 55 bopd (producción mixta de la Formación Ostrea y el Miembro Talara Basal).

En el yacimiento Hualtaca existe un total de 118 pozos perforados, de los cuales 78 pozos se encuentran activos, 33 pozos ATA (abandonados temporalmente) y 7 APA/DPA (abandonados permanentemente).

La producción de los pozos del yacimiento Hualtaca es recolectada en las Baterías N° 341, 342 y 347, en el área de Hualtaca; mediante bombas de transferencia instaladas en las diferentes baterías de producción, la red de oleoductos y

gaseoductos que corresponden al Lote II, dicha producción es enviada a la Estación de Bombeo 325-Coyonitas, donde se encuentran los tanques de tratamiento para adecuar el crudo a especificaciones de venta realizando el último tratamiento y posteriormente es enviado al Punto de Fiscalización ubicado en la estación 605, lugar donde se encuentra la Unidad LACT, y todas las facilidades de fiscalización. El crudo es fiscalizado en presencia de representantes de PerúPetro y PetroPerú y se realiza en forma ínter diaria.

El yacimiento Hualtacal tiene un acumulado al 31 de diciembre del 2004 de 7'143,428 BIs de petróleo, de los cuales aproximadamente el 60% provienen de la Formación Mogollón, 36.5% provienen de la Formación Ostrea y el 3.5% del Miembro Talara Basal.

## **2.5 Métodos de Estudio.**

En la elaboración de este estudio se utilizó principalmente la información de los archivos de pozos y las estadísticas de producción.

En primer lugar se establecieron las características estratigráficas de la Formación Ostrea (distribución areal, espesor, litología, variaciones laterales, contactos, etc.). Posteriormente se utilizó como base, la interpretación estructural, secciones y mapas elaborados del reservorio Ostrea a escala 1/10,000 para determinar bloques estructurales claves para el proyecto de inyección de agua.

Luego se realizaron correlaciones electrográficas por bloque en la zona de interés. Se revisó la información de reservorios y se analizó el comportamiento productivo de cada pozo para establecer (en la medida de que la calidad de la información lo ha permitido) la distribución de fluidos y los parámetros petrofísicos.

De manera paralela a la interpretación geológica se efectuó la revisión de las estadísticas de producción para establecer la contribución a las reservas de la Formación Ostrea.

Esta evaluación es complementaria a la realizada en 1999 por la Cía. Consultora de Petróleo S.A. de la parte central y este del Yacimiento Hualtacal.

## **2.6 Agradecimientos.**

Me es grato expresar mi más sincero agradecimiento a la Gerencia de Petrolera Monterrico S.A., por haberme permitido elaborar esta tesis y acceder a la información necesaria para la realización del presente estudio. Al Ing. Víctor Correa por el apoyo brindado desde un principio, al Ing. José Zegarra por la supervisión constante y tiempo brindado y al Ing. Max Rojas por responder siempre a mis interrogantes y por transmitirme su experiencia. Asimismo, agradecer de manera

muy especial a los Ings. Víctor Sanz y Guillermo Pérez, por la revisión y comentarios críticos al texto.

## **CAPÍTULO III. GEOLOGÍA DE LA CUENCA TALARA**

### **3.1 Generalidades.**

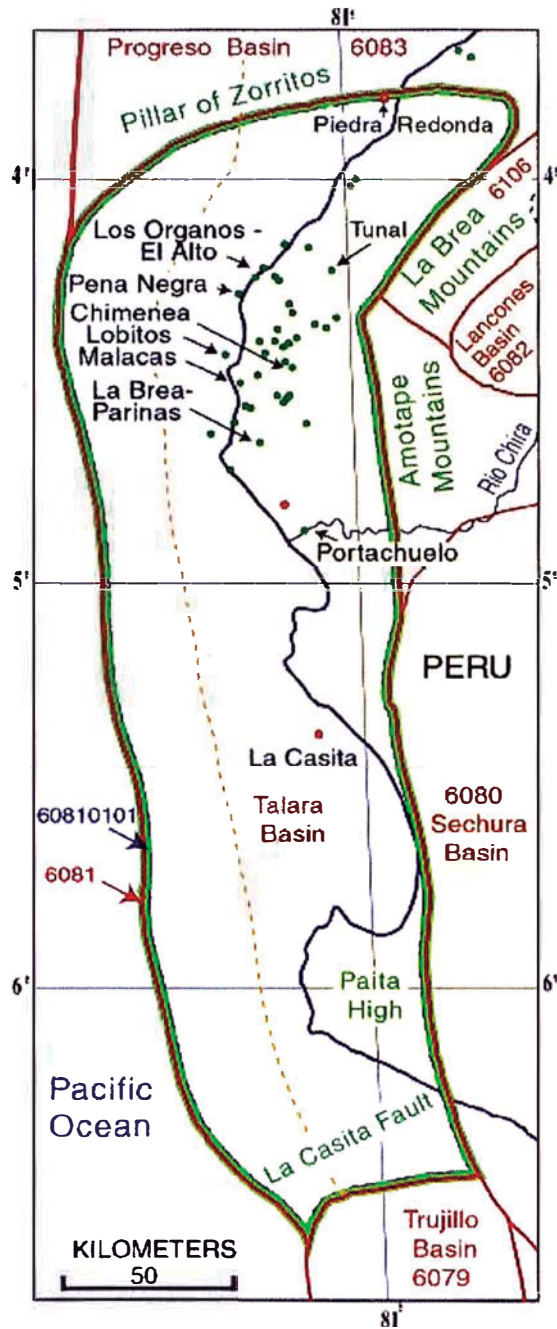
La Cuenca Talara está localizada en el continente y en la plataforma continental a lo largo de la costa norte del Perú. La Cuenca Talara se encuentra limitada por el este por las montañas La Brea-Amotape de la Cordillera de la Costa. El límite sureste y sur son la Falla Casita y el Alto de Paita que se encuentran ubicadas entre las cuencas Talara, Trujillo y Sechura (**Figura N° 02**). El límite oeste de la Cuenca Talara está ubicado próximo a la Fosa Perú-Chile, la cual es generalmente paralela a la línea de la costa; la ubicación actual de la fosa se encuentra al oeste del límite de la cuenca. El Pilar de Zorritos es un alto del basamento y una zona asociada de falla la cual es el límite norte de la Cuenca Talara. Este límite se encuentra cerca a la unión de dos megacizallas (Dolores-Guayaquil y Guyana) y tiene un marco estructural complejo que incluye fallamiento transcurrente (wrench) así como también fallas de alto y bajo ángulo de varias edades.

La megacizalla del Amazonas se encuentra ubicada cerca al límite sur de la cuenca, por el lado norte del Alto de Paita (**Figura N° 03**). Los afloramientos de las Cuencas Manabí, Progreso, Talara, Sechura, y Salaverry son principalmente sedimentos no marinos del Terciario y del Cuaternario.

La región costera del Perú durante el Paleozoico y el Mesozoico fue probablemente parte de una cuenca distensiva que cubrió la región entera y se extendió más allá del este y oeste. La forma global del área deposicional durante el Paleozoico y Mesozoico no ha sido diseñada en detalle; los registros sísmicos muestran a los estratos sedimentarios prolongarse hacia el oeste, hacia el eje de la Fosa Perú-Chile (Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

El tiempo del Cretáceo Superior en el norte del Perú está marcado por la baja sedimentación terrígena debido al limitado relieve andino, combinado con resurgencia (upwelling) y otros factores oceanográficos (Ziegler et al., 1981). La corteza oceánica se formó durante el Aptiano-Albiano (Jaillard et al., 1995); el basalto cretácico de la cordillera mid-oceánica (MORB) sobreyace discordantemente sobre las rocas del basamento del Pensilvaniano. Entre el Cretáceo Superior y el Eoceno Superior los terrenos alóctonos del piso oceánico de la costa sur del Ecuador experimentaron una evolución geológica complicada que incluyó un arco de isla





- Agua
- Línea de Costa
- Nombre y límite de cuenca geológica
- Límite de país
- Yacimiento de gas
- Yacimiento de petróleo

LEYENDA

- Límite del Sistema de Petróleo Total
- Límite de Unidad Asignada (60810101)
- Mínima extensión de 60810101
- Límite de conjunto de rocas generadoras activas

Figura N° 02. Cuenca Talara (6081), noroeste del Perú. Se muestra los límites de la Cuenca, el Sistema de Petróleo Total Cretáceo-Terciario, y la Unidad Asignada a la Cuenca Cretáceo-Paleógeno (60810101). La mínima extensión de dicha Unidad es de aproximadamente 3,000 pies de profundidad bajo el nivel del mar.

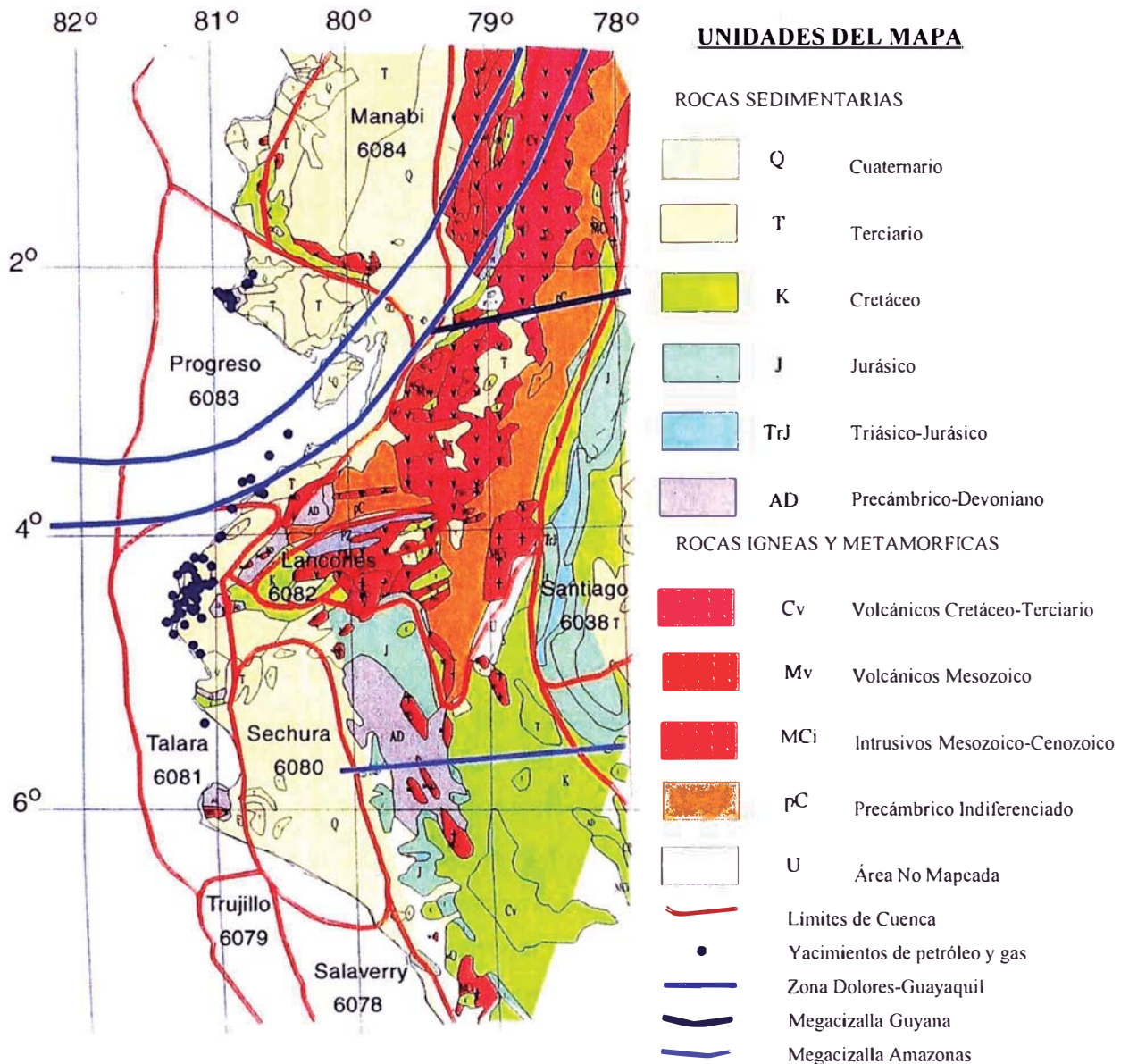


Figura N° 03. Geología de superficie de la Cuenca Talara, Progreso y del área vecina. Se muestran las ubicaciones generalizadas de la zona de megacizalla Dolores-Guayaquil y las megacizallas Guyana y Amazonas.

ligado y la sedimentación marginal de la cuenca, colisiones de placa e intraplaca asociadas con deformación en cizalla, subsidencia de cuenca, y muchas fases de levantamiento (Jaillard y otros, 1995). El espesor de la sección del Cretáceo al Terciario de las cuencas costeras se extiende desde aproximadamente los 28 mil a 58 mil pies (Zúñiga-Rivero y Hay Roe, 1998). Los sedimentos del Paleógeno (66.4 a 23.7 Ma) en la cuenca Talara cubren mucho más de 23,000 km<sup>2</sup> sobre la cuenca regional Paleozoica-Mesozoica.

### **3.2 Geomorfología.**

La Cuenca Talara está caracterizada por una planicie desértica, típica de la costa noroccidental del Perú, formada por resultado de levantamientos recientes de la costa peruana, que en la región se conoce con el nombre de tablazos, estas terrazas están cortadas por quebradas poco profundas que dejan al descubierto afloramientos Eocénicos y más Recientes.

Las quebradas tienen una dirección principalmente de este a oeste y permanecen secas casi durante todo el año.

Los tablazos se caracterizan por la presencia de suelos sueltos, limo arenosos no compactos, arenas sueltas de grano fino a grueso, arcillas con presencia de cantos rodados y guijarros de variado tamaño. En ciertas zonas se presentan conchales, areniscas de grano fino a medio, con porosidad visual aparente de regular a buena.

Las geoformas presentan algunas lomas suavemente redondeadas, de pendientes bajas y onduladas, ausencia de deslizamiento, formación de surcos y cárcavas (zanjas) con erosión regresiva y laminar en épocas de lluvias; el drenaje es desordenado, poco profundo y de baja densidad abarcando una extensión considerable. La erosión es variable; predominando la acción del viento durante la mayor parte del año. La meteorización en el área es baja.

### **3.3 Marco Geotectónico Regional.**

Basados en el análisis de la sísmica marina, la data de pozos, la data aeromagnética y gravimétrica, la cuenca Talara fue producto de la subducción de la Placa de Nazca bajo la Placa Sudamericana y de los eventos deposicionales relacionados con la tectónica transtensional (pull apart) y extensional en el Paleoceno y Eoceno (Raez Lurquin, 1999). El origen de la Placa de Nazca que se extiende hacia el este fue el Levantamiento del Pacífico Este. Se desacopló en el Terciario de la Placa continental Sudamericana y comenzó a formarse la zona de subducción que es evidenciada por la Fosa Perú-Chile, cerca al margen occidental de la Cuenca Talara. Este es un margen continental convergente; la subducción

Terciaria de la Placa de Nazca bajo la Placa Sudamericana causó levantamiento y erosión de la Cordillera de los Andes, y creó una frontera continental Peruana activa con una mezcla compleja de estilos estructurales y estratigráficos.

La historia tectónica del Cámbrico al Ordovícico es desconocida en el Noroeste peruano.

En el Paleozoico se originó una cuenca subsidente donde se depositaron las rocas del Grupo Amotape. El plegamiento Eohercínico, fines del Devónico y principio del Misissipiano afectó dicha secuencia, plegándola y originando eventos volcánicos.

En el Misissipiano y Pensylvaniano, se produjo el depósito de sedimentos de mar somero, su posterior levantamiento y erosión. En el Pérmico inferior nuevamente debió de producirse el depósito de sedimentos.

La ausencia de depósitos Triásicos – Jurásicos en la columna del Noroeste se debe a la Tectónica Tardihercínica (Pérmico inferior al Triásico inferior) que erosionó estos sedimentos.

En el Jurásico superior, la Orogenia Nevadina plegó las rocas del Paleozoico.

El basamento de la cuenca consiste de los sedimentos detríticos deformados del Paleozoico con una delgada película de carbonatos del Albiano que corresponden a una plataforma interna de poca energía.

La cuenca sedimentaria de Talara corresponde a un complejo deltáico que se edificó en el margen activo andino desde el Cretáceo Superior hasta el Oligoceno.

Durante el Cenomaniano – Santoniano, se diferenciaron las cuencas menores de Talara, Lancones y Sechura.

La sedimentación detrítica de la cuenca empieza en el Campaniano después de una laguna de sedimentación del Albiano Superior al Campaniano, con facies continentales o fluviales (Fm. Sandino) pasando a facies litorales y marinas (Fm. Redondo). La distribución de estos sedimentos sugiere que la cuenca tenía una subsidencia mayor hacia el Sur y que además estaba controlada por un sistema de fallas NO-SE. La sedimentación sigue siendo marina durante el Maestrichtiano (M. Superior, Formaciones Ancha y Petacas) y el Paleoceno (Formaciones Mesa y Balcones) con depósitos lutáceos e intervalos conglomerádicos de conos submarinos o fan deltas, constituyendo al Grupo Mal Paso. La Fase Tectónica Peruana (Maestrichtiano superior) plegó toda la secuencia originando un primer levantamiento del borde de los Andes. Los fan deltas representan sedimentos

sintectónicos, indicando una actividad tectónica con fallas NO-SE, constituyendo el límite Nor-oriental de la cuenca, ubicado aproximadamente desde el sur de los Amotapes hasta Lobitos.

Al final del Paleoceno (Fm. Balcones) la cuenca se extiende al Norte hasta El Alto. Desde el Campaniano hasta el Paleoceno Superior se define así una secuencia caracterizada por la profundización de la cuenca, siendo la tasa de subsidencia mayor que la tasa de sedimentación.

Antes del inicio del Eoceno Inferior, se produce una bajada relativa del nivel del agua, la erosión aumenta hacia el Norte, donde alcanza a las rocas Paleozoicas.

Sobre la superficie de erosión se depositan sedimentos fluviales a marino somero (Fm. Basal Salina), suministrados por un delta fluyendo del Noreste hacia el Suroeste. Este evento origina una secuencia progradante rápida, es decir que los aportes son superiores a la tasa de subsidencia. El límite oriental de la formación indica un control por fallas mayormente orientadas NE-SO.

Luego la cuenca se profundiza un poco, y se depositan sedimentos litorales (Fm. San Cristóbal), formando parte de una secuencia que culmina con los conglomerados fluviales de la Fm. Mogollón. El sistema fluvial que suministra los sedimentos fluye del Noreste hacia el Suroeste. En este tiempo, la cuenca se extiende al Este hasta los paleorelieves de los Amotapes y por el Norte más allá de Máncora. Los conos aluviales a la orilla de los Amotapes indican una actividad tectónica a lo largo de fallas NE-SO, limitando el macizo paleozoico. Además, la gran cantidad de sedimentos gruesos aportados confirman la gran actividad tectónica en este tiempo.

A partir del Eoceno Inferior Medio, se desarrollan secuencias de profundización con sedimentos más gruesos y más proximales en la base gradando a sedimentos más finos y más distales en el tope. Cada una de estas secuencias está limitada por una bajada relativa del nivel del agua. Las Formaciones de la parte superior del Eoceno Inferior corresponden a arenas suministradas por el delta y que están distribuidas en la plataforma por las corrientes marinas litorales y las olas, en forma de mantos arenosos. La energía fluvial no es suficiente para edificar barras de desembocadura y la energía de las mareas aunque presentes, no llega a ser la energía dominante. El delta está dominado por la energía de las olas y las corrientes marinas.

Las secuencias de profundización corresponden a sub-sistemas fluvio deltáicos independientes que se desarrollan en áreas diferentes: la Fm. Ostrea indica un sistema de aportes desde el NE; la Fm. Pariñas se desarrolla en el área Sur a partir de un río fluyendo entre los Amotapes y el Alto de Portachuelo hacia el NO. La Fm. Echino se depositó en el área Norte a partir de un sistema fluvial (Mbo. Cabo Blanco) fluyendo hacia el NO y pasando por la que actualmente se conoce como la Cuenca Pazul.

Las bajadas y subidas consecutivas del nivel del agua que no se generalizan a toda la cuenca, demuestran que las fluctuaciones no se deben a variaciones del nivel del océano, sino a levantamientos y hundimientos relativos de bloques. Estos movimientos se deben a actividad tectónica.

Tales movimientos locales y en tiempo relativamente corto favorecen:

- El entrapamiento de sedimentos en las partes hundidas,
- Los cambios laterales de facies muy rápidos,
- La intercalación de lutitas kerógenas y de arenas con potencial de almacenaje,
- El hundimiento rápido de los sedimentos.

Todos estos parámetros definen las condiciones óptimas de generación y entrapamiento de petróleo.

El Eoceno Inferior termina con un periodo de fallamiento, emersión y erosión, desapareciendo en las partes norte y este de la cuenca las Fms. Chacra, Pariñas y Echinocyamus.

Durante el Eoceno Medio (Grupo Talara) ocurren cambios en el contexto tectónico de la cuenca.

El Grupo Talara se inicia con una secuencia de profundización parecida a las anteriores, lo que se explica por la continuación de la actividad tectónica distensiva, pero poco después se produce una importante actividad de compresión NO-SE produciendo fallas inversas. El movimiento de las fallas inversas induce el levantamiento de bloques que están así sometidos a erosión y que generan brechas y olistolitos depositados en las zonas hundidas.

Estas mismas fallas inversas al tener un bajo ángulo de buzamiento forman las repeticiones de formaciones. La actividad tectónica se realiza mientras siguen los

procesos de sedimentación, entonces los sedimentos de la Fm. Lutitas Talara se deforman antes o durante la litificación.

Este episodio de compresión NO-SE se registró también en el basamento en forma de grietas de tensión y de fallas de rumbo.

La actividad tectónica se detiene antes del depósito de las Areniscas Talara que son sedimentos de progradación de delta. Esto indica que la cuenca no se hunde más y que los aportes de sedimentos son importantes. Además, estos sedimentos sellan a las fallas inversas.

En el Eoceno Superior, la sedimentación sigue con una secuencia de profundización con la Fm. Verdún conglomerádica en la base y las lutitas de la Fm. Chira en el tope. Durante este período, nuevamente se instala un contexto distensivo con desarrollo o reactivación de fallas normales que cortan a las fallas inversas. Ciertas fallas inversas están reactivadas en fallas normales como por ejemplo la Falla Jabonillal.

Los depósitos más gruesos se encuentran en el Norte de la cuenca y se extienden aún más afuera.

Esto indica una migración del sistema fluvial aún más hacia el Noreste. En realidad el patrón de migración del delta hacia el Norte empezó en el Paleoceno; se nota que las zonas con los mayores espesores de las formaciones sucesivas se desplazan hacia el Noreste.

Los sistemas sucesivos de la sedimentación clásica durante el Paleoceno y Eoceno resultaron de la tectónica extensional sinsedimentaria a gran escala que está representada por fallas de alto ángulo que diseñan estructuras de horst y graben; el movimiento relativo de las fallas está directamente relacionado con la configuración y el movimiento de las rocas del basamento (Raez Lurquin, 1999).

Los eventos tectónicos del Paleoceno Superior, y del Eoceno Inferior al Superior son las fases de deformación más importantes que influenciaron la costa sur del Ecuador; ellos representan su acreción progresiva hacia el margen continental. Jaillard y otros (1995) creen que la creación de cuencas fore-arc repetidas puede ser atribuida a la subsidencia a partir de la erosión cortical de la placa superior; esto debido a que cada evento de subsidencia viene detrás de una importante fase

de compresión que ha debido haber favorecido el acoplamiento y la erosión tectónica.

En el tiempo del Eoceno Inferior a Medio se produjo la creación de nuevas cuencas fore-arc que se rellenaron con depósitos clásticos de plataforma, que infrayacen a las areniscas costeras a continentales de grano grueso del Eoceno Medio tardío al Superior temprano (Jaillard y otros, 1995) del Grupo Talara, evidenciando una marcada discordancia (**Figura N° 05**). Esta es una fase importante de la orogenia Andina que es atribuida a la colisión definitiva de la costa del Ecuador con el margen andino (Jaillard y otros, 1995). Durante el Eoceno Superior al Oligoceno Inferior (aproximadamente 38.5 a 33 Ma) hubo un aumento en la velocidad de convergencia de las placas, esto dió inicio a la fase Inca del tectonismo Andino dado por cabalgamientos de los flancos Andinos este y oeste a lo largo de la mayor parte de los Andes (Cande y Kent, 1992).

La orogenia incaica es evidenciada por la discordancia erosional regionalmente continua en el tope del Grupo Talara, del Eoceno Superior. Este límite es la discordancia en la base de la Formación Máncora del Oligoceno en la Cuenca Progreso y es la Arenisca Chira del Eoceno Superior en la Cuenca Sechura. Las cuencas se encuentran separadas por rocas ígneas intrusivas falladas. La Cordillera de la Costa y la de los Andes emergieron con erosión y depositación resultante de volúmenes considerables de material erosional de solapamiento regresivo (offlapping) en las regiones back-arc y fore-arc (Cande y Kent, 1992); esto contribuyó a intervalos gruesos de sedimentos del Oligoceno y Eoceno en la Cuenca Talara.

Los estratos del Grupo Lagunitos del Eoceno Superior sobreyacen discordantemente al Grupo Talara, y los suprayacen las Formaciones Máncora y Heath del Oligoceno.

En el Oligoceno, sólo las partes extremas de la Cuenca, al Norte de Los Órganos y al Sureste de Portachuelo, reciben sedimentos.

Son sedimentos de ambiente fluvial discordante sobre las formaciones infrayacentes, lo que indica una bajada del nivel del agua. En el caso del Oligoceno, la bajada podría ser relacionada a una bajada del nivel del Océano mundial porque este evento se ha reportado en muchos lugares del mundo.

La mayoría de la Cuenca Talara fue sometida a erosión durante este tiempo.



Así el desarrollo del complejo deltáico está asociado con una actividad tectónica en distensión controlada por fallas normales. Durante el Cretáceo y el Paleoceno las fallas estaban mayormente orientadas NO-SE. Desde el Eoceno las fallas mayores tienen un rumbo NE-SO. La sedimentación es generalmente deficiente respecto a la subsidencia, lo que produce una sucesión de secuencias grano-decrecientes separadas por bajadas rápidas del nivel del agua de origen tectónico.

El evento compresivo del Eoceno Medio que es una excepción en la evolución de la cuenca, constituye un ejemplo muy raro de cabalgamientos antitéticos a la subducción en cuenca "fore arc". La compresión del Eoceno Medio registrada en el NO del Perú resultaría del desplazamiento dextral a lo largo de la prolongación de la zona de fallas Dolores-Guayaquil.

Sebrier y otros (1988) creen que la evolución de las cuencas del Paleógeno Superior al Neógeno, como Talara empezó durante el Oligoceno, aproximadamente 28-26 Ma, después de un periodo largo de inactividad relativa seguido del episodio compresivo del Eoceno superior (42 Ma). Luego el área total emergió, hasta la formación durante el Oligoceno Superior al Mioceno de nuevas cuencas fore-arc que fueron subsecuentemente rellenadas por areniscas marinas poco profundas de grano fino y lutitas (Jaillard y otros, 1995). El Oligoceno Superior es caracterizado por la apertura de las cuencas intermontañas con la reactivación del tectonismo andino y abandonado en el Mioceno Superior (aproximadamente 7 Ma); el análisis estructural de estas cuencas Neógenas y Paleógenas muestra que su evolución fue controlada por tensión tectónica regional (Jaillard y otros, 1995, Marocco y otros, 1995). El plegamiento sinsedimentario y el fracturamiento muestran que hubo una rotación de la dirección de la tensión en sentido horario en el Neógeno; esto explica las variaciones en el comportamiento de las fallas que bordean las cuencas y los diferentes estadios de su evolución (Jaillard y otros, 1995, Marocco y otros, 1995). Una depresión en el límite norte de la Cuenca Talara pudo haber sido creada en el Neógeno por la apertura del Golfo de Guayaquil a lo largo de la megacizalla Dolores-Guayaquil (Shepherd y Moberly, 1981). Esta depresión es la cuenca pull-apart Tumbes-Progreso del Neógeno que está localizada entre la Cuenca Talara y la sub-cuenca Santa Elena de la Cuenca Progreso.

La historia sedimentológica del Neógeno de la Cuenca Tumbes comenzó con un ciclo transgresivo del Oligoceno y la depositación asociada de las Formaciones Máncora y Heath (AIPC). Estas formaciones estuvieron también presentes en la Cuenca Talara, excepto donde fueron removidas por erosión. La depositación fue seguida por la peneplanización de la Formación Heath y la subsecuente

deposición de la formación Zorritos del Mioceno en la zona norte de la cuenca; esto estuvo asociado con un periodo de fallamiento en bloque (AIPC).

### 3.3 Estratigrafía de la Cuenca Talara.

La sección transversal N-S de las Cuencas Progreso, Talara y Trujillo (**Figura N° 04**) muestra la relación entre las rocas sedimentarias cretácicas y terciarias sobre las cuarcitas de la Formación Amotape del Pensilvaniano. Los estratos del Terciario Inferior y del Cretáceo se muestran, en la figura anterior, siendo relativamente continuos. Son únicamente las rocas más jóvenes del Terciario (Mioceno y Plioceno) que reflejan la separación en diferentes cuencas sedimentarias a lo largo de la costa y offshore (Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Las Formaciones Zorritos, Cardalitos, Tumbes, y Mal Pelo del Mioceno y Plioceno ocurren cerca de los límites norte y sur de la Cuenca Talara. Basados en la data sísmica, secuencias gruesas de estratos del Paleozoico y Mesozoico ocurren bajo toda la plataforma continental y la pendiente a lo largo del Perú y los sedimentos del Terciario muestran mayor variación, pero exhiben estructuras atractivas y espesores considerables en muchas áreas (Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

La secuencia estratigráfica de la Cuenca Talara es principalmente del Eoceno, tiene un espesor acumulado de más de 28 mil pies, y sobreyace más de 5 mil pies del Paleoceno y más de 6,700 pies de sección Cretácica (Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

La columna estratigráfica fue construida integrando secciones sísmicas y datos de pozo (**Figura N° 05**) y presenta las siguientes formaciones:

- **Paleozoico**

Está representado por el Grupo Amotape de los sistemas Devónico al Pérmico y constituye el Basamento de los sedimentos cretácicos y terciarios. Está compuesta principalmente de argilitas, pizarras y cuarcitas, afectadas por un intenso fracturamiento, que ha permitido que se constituya en un buen reservorio de petróleo que es explotado comercialmente. El contacto superior es una discordancia angular que lo separa del Cretáceo.

Las rocas del Paleozoico afloran en los Cerros de los Amotapes que limitan la cuenca sedimentaria por el Este.

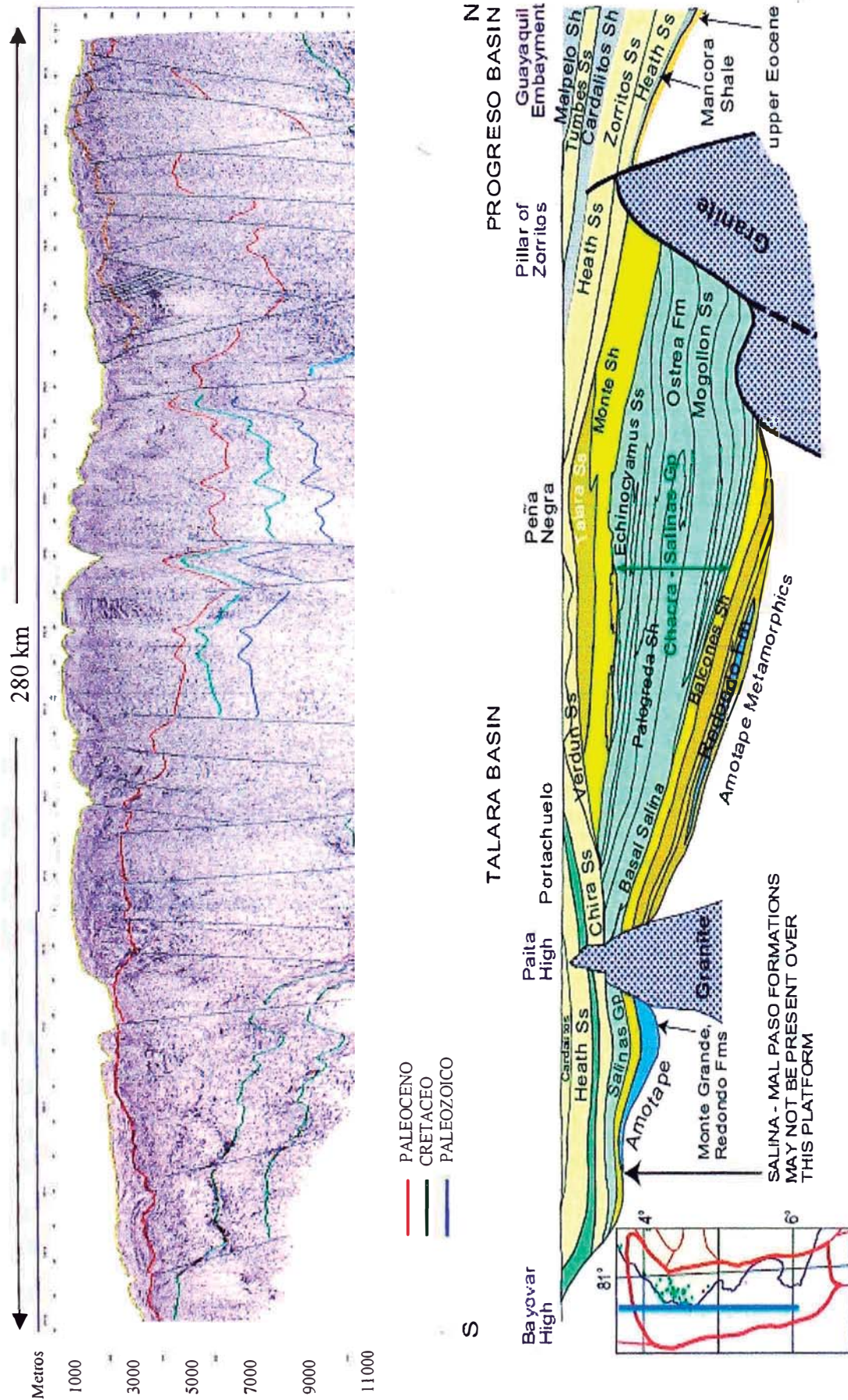
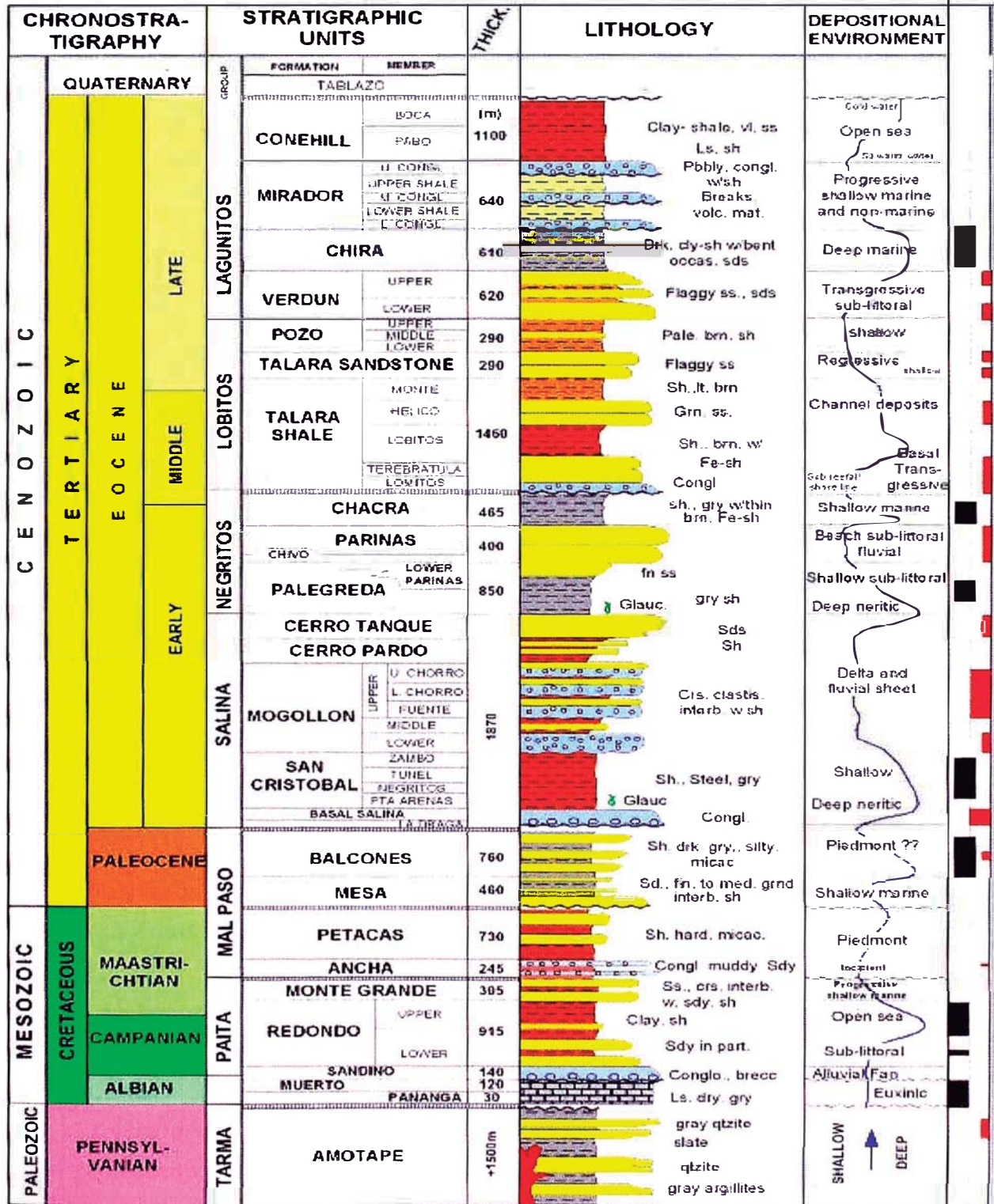


Figura N° 04. La figura inferior es una sección geosísmica general que aproximadamente coincide con la línea sísmica que se muestra en la figura superior. Mientras que la subdivisión del post-Paleoceno en la sección geosísmica es esquemáticamente útil, este nivel de detalle es muy difícil de apreciar en sísmica relativamente sin rasgos sobresalientes.



Modified of Zuniga F. and G6nizales G. (XXXX)

- Unidades Generadoras
- Unidades Productoras

Figura N° 05. Estratigrafía de la Cuenca Talara. Figura modificada a partir de los archivos antiguos de la IPC.

- **Mesozoico**

*Cretáceo*

Cretáceo Medio: Está representado por las Formaciones Pananga y Muerto de Edad Albiana de aproximadamente 500 pies de espesor, litológicamente están constituidas por calizas, lutitas y areniscas.

El contacto inferior de la Formación Pananga es discordante con las rocas del Paleozoico y el superior, normal con la Formación Muerto.

El contacto superior de la Formación Muerto es discordante generalmente con la Formación Redondo. En el área de la Cuenca Lancones, al este de los Amotapes es transicional con el Grupo Copa-Sombrero.

Cretáceo Superior: Está representado por las Formaciones Sandino, Redondo, Monte Grande, Ancha y Petacas de edades Campaniano a Maestrichtiano de aproximadamente 8,500 pies de espesor, litológicamente están constituidas por conglomerados, areniscas, calizas y lutitas; en toda la Cuenca Talara sólo se ha reportado pequeñas cantidades de petróleo de la Formaciones Ancha, Petacas y Redondo.

La Formación Sandino no aflora en la Cuenca Talara y su área típica se halla en el subsuelo del Yacimiento Sandino. Su contacto inferior es discordante con estratos paleozoicos o albianos y el superior es concordante con la Formación Redondo.

El contacto superior de la Formación Redondo es concordante con la Formación Monte Grande.

La Formación Monte Grande es discordante en su contacto superior con las Formaciones del Grupo Mal Paso.

La Formación Ancha infrayace en contacto normal a la Formación Petacas.

- **Cenozoico**

*Terciario*

Paleoceno: Está representado por 6,600 pies de lutitas y limolitas con intercalaciones de areniscas de grano fino de las Formaciones Mesa y Balcones del Grupo Mal Paso, sólo se han obtenido pequeñas cantidades de petróleo de estas formaciones.

El contacto inferior de la Formación Balcones con Mesa es normal y su contacto superior es discordante con diferentes formaciones eocénicas.

### *Eoceno*

Eoceno Inferior: Está representado por una secuencia alternada de conglomerados, areniscas y lutitas de 3,975 pies de espesor del Grupo Salina, que incluye las Formaciones La Draga, Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Cerro Pardo y Cerro Tanque, donde las Formaciones Basal Salina, San Cristóbal y Mogollón constituyen muy buenos reservorios productores de petróleo.

El contacto inferior de la Formación Draga es discordante con el Grupo Mal Paso.

La Formación Basal Salina no aflora en superficie, descansa en discordancia angular sobre el Paleozoico en el área de Máncora, sobre el Cretáceo en el norte sobre el Paleoceno en el centro, pero en el sur el contacto es normal a transicional con la Formación de Lutitas Negras-La Draga. El contacto superior es conformable con la Formación San Cristóbal.

Hacia el este de la cuenca la Formación Mogollón es discordante sobre el Paleozoico y/o sobre el Cretáceo.

La Formación Palegreda de 2,800 pies de potencia es una secuencia de lutitas y limolitas con pocas intercalaciones de areniscas, de origen marino. La Formación Palegreda y Ostrea corresponden a dos facies litológicas de un mismo sistema depositacional; hacia el norte Ostrea representa los sedimentos más gruesos y al sur Palegreda, los más finos. El contacto inferior de Palegreda-Ostrea es transicional con la Formación Mogollón y el superior discordante con Chivo, Pariñas u otras formaciones más jóvenes.

La Formación Pariñas Inferior está compuesta de areniscas con algunas intercalaciones de lutitas y representa un buen reservorio de petróleo.

Hacia el noroeste de Negritos, en el área del Yacimiento Chivo, al sur de Lobitos, se presenta una sección de areniscas y lutitas intercaladas que subyace concordantemente a la Formación Pariñas Superior y que se ha denominado Formación Chivo.

La Formación Pariñas Superior de 1,500 pies de espesor está compuesta de areniscas y conglomerados fluviodeltáicos de excelente porosidad y permeabilidad, es la formación más prolífica del noroeste peruano y de donde se ha obtenido cerca del 60% de la producción de petróleo total de la Cuenca. El contacto superior de la Formación Pariñas Superior es concordante con la Formación Chacra y discordante con el Grupo Talara. La Formación Clavel corresponde a depósitos prodelta que representan los sedimentos más finos y distales del sistema deltáico (Formación Pariñas).

La Formación Chacra está constituida por 1,500 pies de lutitas y limolitas con delgadas intercalaciones de areniscas con abundante fauna de foraminíferos. La Formación Echino sería el equivalente lateral de Chacra hacia el área de El Alto, con facies más gruesas debido a la cercanía a las áreas de aporte.

Eoceno Medio: Está representado por la Formación Lutitas Talara, de 4,800 pies de espesor, compuesta esencialmente de lutitas de origen marino muy fosilíferas, y presenta localmente desarrollos arenosos correspondientes al Miembro Hélico que en el norte de la cuenca constituye un buen reservorio productor de petróleo.

El contacto superior de la Formación Lutitas Talara es concordante con la Formación Areniscas Talara.

Eoceno Superior: Está representado por las Formaciones Areniscas Talara, Pozo, Verdún, Chira, Mirador y Cone Hill de 13,100 pies de espesor, compuestas por areniscas, lutitas y conglomerados, solamente se ha obtenido producción de petróleo de la Formación Areniscas Talara y Verdún.

El contacto superior de la Formación Areniscas Talara es discordante con la Formación Verdún.

El contacto superior de la Formación Verdún es concordante con la Formación Chira.

El contacto superior de la Formación Chira es concordante con la Formación Mirador.

El contacto superior de la Formación Mirador es concordante con la Formación Cone Hill.

El contacto superior de la Formación Cone Hill es discordante con los Tablazos Cuaternarios.

- **Cuaternario**

Está representado por remanentes de Tablazos y depósitos aluviales recientes. Los Tablazos son terrazas marinas constituidas por depósitos de playa de tipo arenas, gravas y restos de lumaquelas y coquinas sedimentados en niveles sucesivos durante el Pleistoceno.

### 3.4 Geología Estructural de la Cuenca Talara.

En la mayoría de las cuencas costeras del Perú, los movimientos tectónicos durante el Paleozoico establecieron el armazón posterior estructural y deposicional. La cuenca Talara es una estructura de edad Paleógena que sobreyace a una cuenca mayor la cual se caracterizó por acontecimientos tectónicos diversos. La cuenca es más antigua y esencialmente infrayace partes de las cuencas neógenas adyacentes Tumbes-Progreso y Sechura-Salaverry. Talara y las cuencas costeras contiguas han sido caracterizadas como cuencas forearc, ellas yacen hacia el mar de la cordillera de la costa y han sido identificadas por Lonsdale (1978) como un ambiente de "trench-slope break" o de "outer-arc ridge". Kingston (1994) cree que las configuraciones de las cuencas pueden ser mejor denominadas cuencas trench slope. Zúñiga-Rivera y otros (1998) indicaron que las cuencas no son forearc ya que no hubo un arco volcánico asociado; fueron pliegues sinclinales (downwarps) lineales que se llenaron de sedimentos clásticos del continente, combinados con calizas someras y de mar profundo.

El fallamiento normal es un aspecto importante del estilo estructural de Talara, como lo son las fallas de deslizamiento gravitacional de bajo ángulo y las fallas transcurrentes verticales de gran extensión (Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Las características complejas de falla de las Cuencas offshore de Talara, Tumbes, y Progreso incluyen fallamiento de crecimiento extensivo con plegamiento asociado del tipo roll over (AIPC). La data sísmica y la de subsuelo sugieren que el fallamiento es más intenso en las zonas este (onshore) de las cuencas del norte y disminuye en dirección hacia el mar (Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

La Cuenca Talara está ubicada en el extremo más occidental del Continente Sudamericano, forma parte de una extensa cadena de cuencas terciarias (**Figura N° 06**), alineados a lo largo de la costa peruana, controlados y limitados por la Cresta del Talud Superior (Límite occidental, zona de colisión-fricción de la Placa de Nazca en subducción a la Placa Sudamericana), el Alto Externo de la Plataforma (presentado por la Cordillera de la Costa), y el Batolito de la Costa (Límite oriental) (**Figura N° 07**).

La distribución estructural de los sedimentos en el noroeste del Perú está caracterizada por áreas levantadas o "Altos" intercaladas con áreas hundidas o "Artesas".



Estos rasgos estructurales tienen un rumbo general este-oeste y son fácilmente reconocibles tanto en la geología de superficie como en subsuelo. De sur a norte se reconocen las siguientes estructuras:

- El Alto de Portachuelo.
- La Artesa de Lagunitos.
- El Levantamiento Negritos-La Brea.
- El Graven Río Bravo.
- El Levantamiento de Lobitos-Jabonilla.
- La Artesa de Siches.
- El Alto de El Alto.

En el área de los levantamientos afloran las formaciones más antiguas del Terciario, mientras que en las áreas hundidas se preservan las formaciones más jóvenes.

El Paleozoico se encuentra relativamente a poca profundidad en las áreas de los Altos (4,920' y 6,890' de profundidad en Negritos-La Brea y El Alto, respectivamente). En las áreas hundidas se estima que el Paleozoico se encontrará aproximadamente a 26,246'. En las estructuras altas es donde se ha encontrado las mejores condiciones para el entrapamiento de petróleo, por lo que han sido intensamente perforadas.

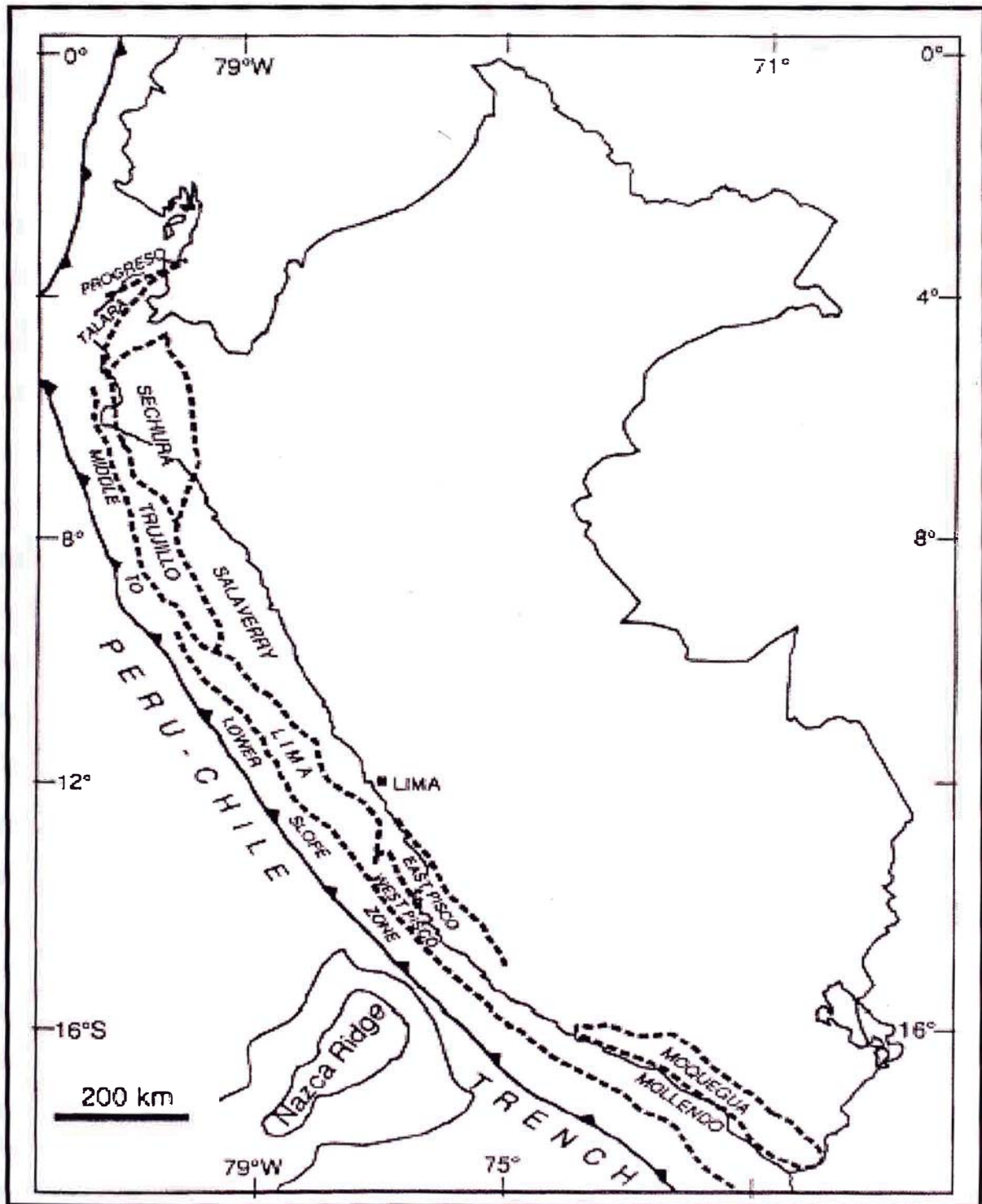


Figura N° 06. Cuencas Terciarias de la Costa del Perú.

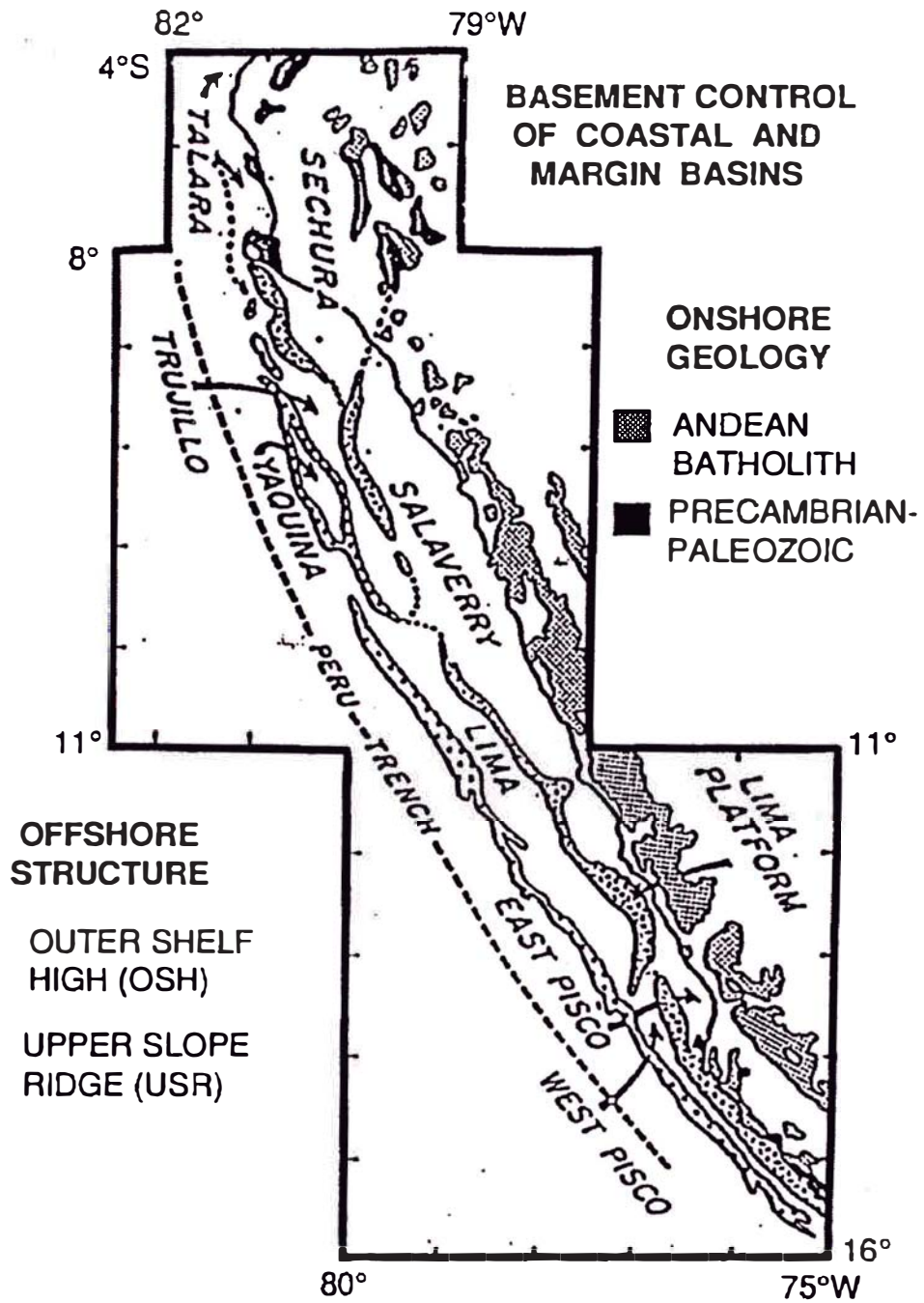


Figura N° 07. Plataforma continental principal y Cuencas de pendiente superior del Perú, y las estructuras onshore-offshore que controlan su distribución (Thornbung y Kulm, 1981).

## CAPÍTULO IV. GEOLOGÍA DEL YACIMIENTO HUALTACAL-LOTE II

### 4.1 Introducción.

En gran parte el área del Lote II está cubierta por tablazos (a excepción del Yacimiento Hualtocal que en la mayoría de los pozos no presenta cuaternario), depósitos eólicos y aluviales del Reciente. Las rocas sedimentarias que afloran tienen buzamientos en variadas direcciones con una tendencia general al SW de 8-10°. La Geología de superficie es compleja como resultado del fallamiento en bloques y la presencia de varias etapas de fallas inversas. Las formaciones que afloran tienden a ser más antiguas hacia el este, en donde se encuentran rocas del Cretáceo y del Paleozoico (Montaña de los Amotapes).

Geológicamente, el yacimiento Hualtocal está situado cerca al borde este de la Cuenca Talara (**Figura N° 08**).

### 4.2 Rasgos Estratigráficos y Estructurales.

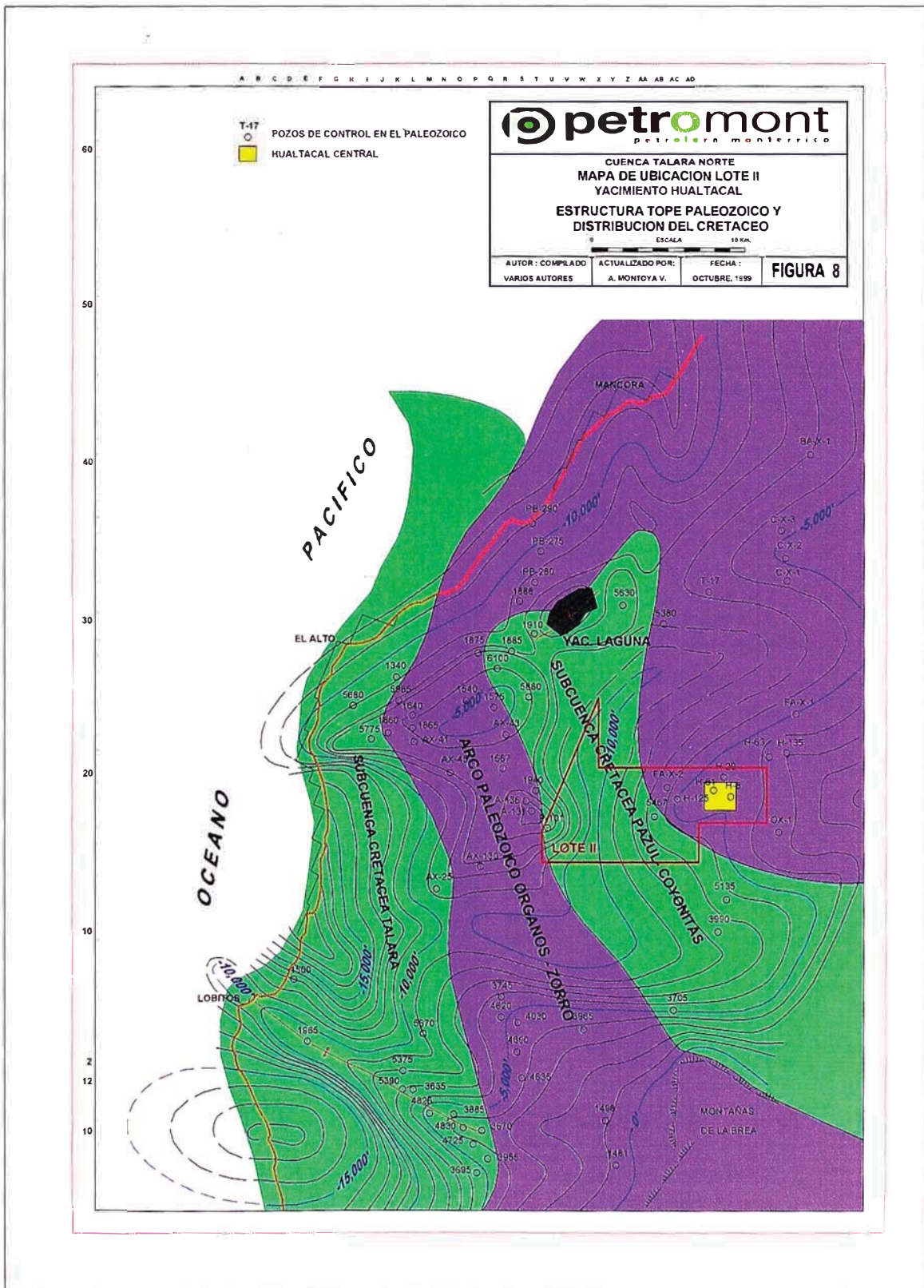
Durante el Cretáceo (Albiano Medio-Maestrichtiano Superior Temprano), el área del Yacimiento Hualtocal estuvo cerca, pero en la parte externa del borde oriental de la Sub-Cuenca Cretácica Coyonitas-Pazul, por lo que en la columna estratigráfica no están presentes sedimentos de esta edad. En la sub-cuenca, hacia el oeste y sur de Hualtocal, una potente secuencia cretácica fue depositada y preservada de la erosión Pre-Terciaria (**Figuras N° 08 y 09**).

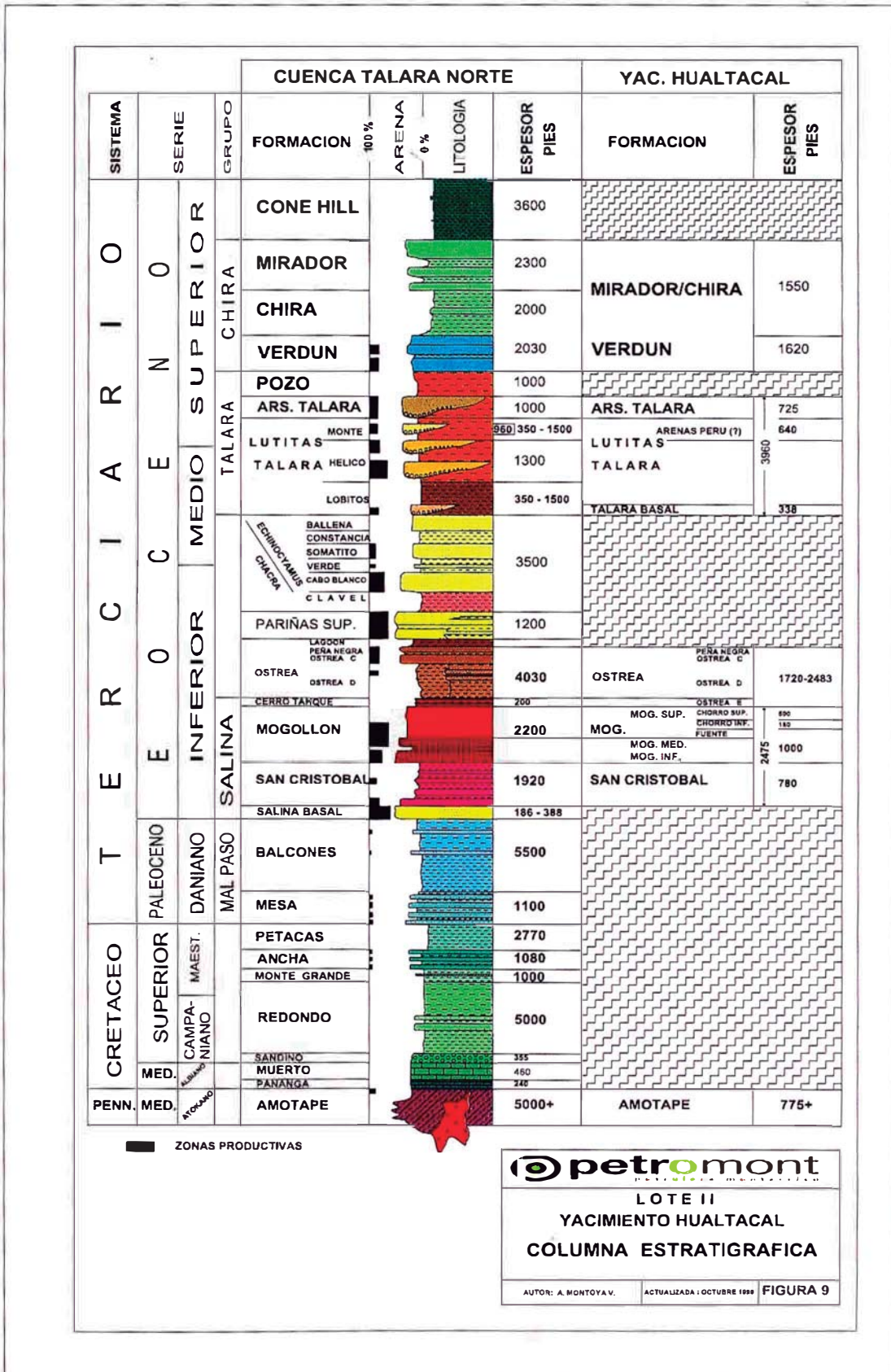
En el Terciario-Eoceno el área del Yacimiento Hualtocal fue parte de la Cuenca Talara, estando ubicada en una posición cercana al borde este.

La columna estratigráfica en el Yacimiento Hualtocal (**Figura N° 09**), comprende a formaciones del Paleozoico Superior al Reciente, con varias discordancias entre ellas.

- PALEOZOICO SUPERIOR

**Grupo Amotape:** En el Yacimiento Hualtocal sólo 6 pozos atravesaron cortas secciones en rocas paleozoicas, siendo el H-29 el que mayor sección atravesó con aproximadamente 775'. La litología está constituida por cuarcitas gris claras, verdosas, fracturadas; pizarras y argillitas gris oscuras a negras, duras.





- Terciario – Eoceno Inferior

**Grupo Salina:** En los archivos de los pozos perforados en el yacimiento Hualtacal se denomina bajo el nombre de Formación Mogollón a una sección de 2475' de espesor de sedimentos que son equivalentes a los que en otras partes de la Cuenca Talara representan al Grupo Salina constituido por las Formaciones Salina Basal, San Cristóbal y Mogollón. Desde un punto de vista geológico es más apropiado referirse a esta secuencia con el nombre de Grupo Salina; sin embargo, en la parte relacionada con la producción de hidrocarburos se mantiene la nomenclatura antigua para una mejor comprensión.

La Formación Salina Basal no está presente en el área por no depositación y San Cristóbal prácticamente no se puede diferenciar del Mogollón ya que son muy similares litológicamente, debido a la cercanía del lote al borde de la Cuenca. Sin embargo, en los pozos que han atravesado las secciones más potentes del Salina como el H-8, es posible intentar diferenciar a las dos formaciones a pesar del fallamiento.

**Formación San Cristóbal (?):** En el Pozo H-8, la sección inferior de 780' de lo que se denomina Formación Mogollón corresponderían a esta formación.

Litológicamente, son areniscas, conglomerados y lutitas similares a las que se describirán a continuación en Mogollón, pero con una ligera mayor presencia de lutitas, sin fauna. En la base de la formación y en contacto con el Grupo Amotape, ocurre un nivel de lutitas abigarradas de unos 100' de espesor.

**Formación Mogollón:** Debido a la complejidad estructural y a los cambios de facies, la correlación electrográfica de pozo a pozo es muy difícil y sólo es posible diferenciar el Miembro Chorro Superior y en algunos también el Miembro Chorro Inferior.

**Miembro Chorro Superior:** Alcanza un espesor máximo de 502' (520' en sección inclinada en el Pozo H-5), consiste de una alternancia de cuerpos de espesor variable de areniscas fluviales (a veces de conglomerados) y de

lutitas abigarradas. Las areniscas son cuarzosas, blancas y gris claras, mayormente de grano fino a medio, duras a friables, algo calcáreas y muestran rápidas variaciones en la calidad de reservorio y extensión areal.

**Miembro Chorro Inferior:** Identificable por su aspecto masivo y algo de desarrollo en la curva SP, tiene un espesor promedio menor de 100', aunque varía entre 0 y 180'. Es una secuencia de areniscas blancas, ligeramente verdosas, cuarzosas, de grano medio a grueso, masivas, friables, de ambiente fluvio-deltaico, con buenas características de roca reservorio. En la parte sur del área de estudio muestra variaciones laterales significativas hacia facies arcillosas en cortas distancias, lo cual ha influido negativamente en la acumulación de hidrocarburos y en la distribución de fluidos.

**Miembro Fuente, Mogollón Medio y Mogollón Inferior:** Es una sección de unos 1000' de espesor, constituida principalmente por cuerpos gruesos de areniscas gris claras, de grano fino a grueso y conglomerados gruesos de cuarzo y cuarcita. Ocurren también algunas intercalaciones, lateralmente poco resistentes, de lutitas marrón rojizas y grises en paquetes generalmente delgados (20' de espesor promedio), sin fauna. Algunos niveles de areniscas y conglomerados muestran cemento calcáreo debido a la presencia de restos de conchas siendo mayor la concentración hacia el sur del área de estudio.

**Formación Ostrea:** Secuencia de 2483' de espesor (en sección compuesta), de ambiente marino-sublitoral, principalmente constituida por areniscas cuarzosas y escasos conglomerados, intercalados con lutitas y limolitas, todos en paquetes de espesor muy variable en cortas distancias, lo que hace muy complicada la correlación mediante registros eléctricos. La facies predominante en las areniscas son las de grano fino a muy fino y en los 1200' de la sección superior existe una mayor proporción de paquetes más gruesos de areniscas, con mejores características de reservorio (**Miembros Peña Negra y Ostrea C**). En la sección inferior (**Miembros Ostrea D y E**), la relación arena/lutita se hace cercana a 1 y aumenta el contenido de cemento calcáreo. El **Miembro Lagoon**, del tope de la formación, estaría ausente en toda el área, probablemente debido al efecto de la erosión Pre-Talara.



- Terciario-Eoceno Medio/Superior

**Grupo Talara:** Los sedimentos de este grupo alcanzan un espesor máximo de 3960' en el Pozo 5635, ubicado en la parte noroeste del yacimiento Hualtaca (sección incompleta en 140' en el tope debido al fallamiento). En el área de estudio, de base a tope están presentes las Formaciones Lutitas Talara y Areniscas Talara.

El Grupo Talara está caracterizado por la depositación en un medio ambiente marino moderadamente profundo a somero, el cual ha sido interrumpido por eventos más o menos periódicos de depositación turbidítica.

**La Formación Lutitas Talara,** consiste de lutitas masivas, bentónicas, algo calcáreas, de color marrón oscuro que gradan a marrón claro hacia el tope (no ha sido posible diferenciar los Miembros Lobitos y Monte, presentes en otras partes del Lote II). Los sedimentos turbidíticos ocurren entre las lutitas y están formados por niveles de areniscas grises y gris verdosas de grano medio a muy fino y limolitas, probablemente equivalentes a los Miembros Hélico y Arenas Perú.

**Miembro Talara Basal:** Se presenta en la base del Grupo y está distribuido en el área de Hualtaca, Coyonitas Norte y en parte de Ronchudo. Es una secuencia grano-estrato decreciente hacia el tope, en la que el cuerpo inferior está compuesto por conglomerados y el cuerpo superior por areniscas. La sección es de color gris claro, gris y gris verdoso y los clastos y granos son de cuarzo y cuarcitas con algo de glauconita y fragmentos líticos; también ocurren algunas intercalaciones delgadas de calizas y lutitas. La selección es pobre y la porosidad es relativamente baja debido a la presencia de cemento calcáreo.

La secuencia tiene una distribución areal restringida y su geometría en el yacimiento no ha podido ser controlada completamente porque en la parte norte está ausente por efecto del Sistema Cascajal-Faiquillal; sin embargo, en la mayor parte del yacimiento Hualtaca, la geometría se asemeja a la de abanicos turbidíticos con una tendencia predominante a mayores espesores

en dirección NE-SO. El espesor varía desde 0 hasta un máximo de 338' y 335' en los Pozos H-85 y 6812, respectivamente.

**Miembro Arenas Perú:** En el sector este del yacimiento algunos pozos como el H-49, H-42, H-115, 6838, etc., encontraron una secuencia de 640' de espesor de areniscas turbidíticas (?) gris claras, de grano medio a muy fino, algo duras y ligeramente calcáreas intercaladas de lutitas similares a las de la Formación Lutitas Talara. No existe evidencia micropaleontológica para la identificación de esta secuencia y solamente por su posición estratigráfica se estima que correspondería al Miembro Arenas Perú.

**Formación Areniscas Talara:** Es una secuencia de origen turbidítico que tiene un espesor máximo de 725' (Pozo H-84) y consiste de estratos delgados (de menos de 10 cm. de espesor) de areniscas y limolitas, intercaladas con estratos igualmente delgados de lutitas marrones. Las areniscas son de grano muy fino a fino, friables, algo calcáreas y con muy poca expresión en los registros eléctricos. La sección de las Areniscas Talara presente en el Yacimiento Hualtaca es incompleta debido a que ha sido afectada por la erosión Pre-Verdún (**Lámina N° 06**), la cual habría denudado completamente a la Formación Pozo.

- EOCENO SUPERIOR

**Grupo Lagunitos:** En general, en la mayoría de pozos ha sido tratado como una sola secuencia bajo la denominación de Chira/Verdún Indiferenciado, debido a que es difícil establecer correlaciones, por la confusión que produce la presencia de fauna Verdún a diferentes niveles.

En el Yacimiento Hualtaca se ha podido definir la presencia de una secuencia inferior que parece corresponder a la típica Formación Verdún y de una secuencia superior, menos característica y menos estudiada, denominada Verdún/Chira/Mirador Indiferenciado y que sólo está presente en la parte norte del yacimiento.

**Formación Verdún:** Es una sección de 1620' de espesor (Pozos H-91, H-96, etc.), con regular a muy buena correlación en registros eléctricos, compuesta por 5 series, de diferente espesor, de conglomerados de cuarzo blanco grisáceo y de cuarcitas oscuras, areniscas de grano fino a grueso y limolitas grises, intercaladas con paquetes gruesos de lutitas grises y marrones, ligeramente calcáreas y piritosas. Las cuatro series inferiores son secuencias grano-estrato decrecientes hacia el tope, con valores de resistividad y potencial espontáneo relativamente bajos mientras que la secuencia superior es más uniforme en granulometría (areniscas y algunos conglomerados) y en el registro eléctrico muestra valores altos de resistividad y buen desarrollo en la curva de SP.

El mayor espesor de la sección presente en Hualtacal, respecto a la reportada en otras partes del Lote II (1620' vs. 795'), podría deberse a la presencia de un sistema de fallamiento de bajo ángulo, que afecta la sección superficial de la columna stratigráfica en la mayor parte del Lote II. En contra de esta posibilidad se podría argumentar, la buena correlación, continuidad lateral y la homogeneidad de espesor de los paquetes individuales de areniscas.

**Chira/Mirador Indiferenciado:** En la parte norte del Yacimiento Hualtacal (Pozo 5635), sobreyaciendo a la Formación Verdún se presenta una intercalación de 1550' de paquetes de lutitas, areniscas y algunos conglomerados cuya identificación no es clara debido a la falta de evidencias micropaleontológicas, por lo que se ha agrupado a esta secuencia bajo la denominación de Chira /Mirador Indiferenciado.

Estructuralmente, el Yacimiento Hualtacal es parte de un alto estructural alargado en dirección ENE/OSO, que abarca también al Yacimiento Ronchudo (**Lámina N° 03**). El límite norte del alto lo conforma el Sistema de Fallas Cascajal-Faiquillal, que buza hacia el NNO y alcanza un salto vertical total de unos 4500'. Hacia el sur el alto se hunde progresivamente debido al buzamiento stratigráfico en esta dirección.

El Yacimiento Hualtacal al igual que el resto de la Cuenca Talara se encuentra afectado por un intenso fallamiento normal evidenciado por dos sistemas de fallas:

- Un sistema de rumbo predominantemente ENE-OSO y buzamientos al NNO y SSE y que está constituido por el Sistema "Cascajal-Faiquillal", la Falla "Hualtacal", la Falla "X", etc., y
- El sistema de rumbo NNE-SSO y buzamientos hacia el ONO y ESE, formado por el Sistema de Fallas "Hualtacal Este" (I, II y III) y las Fallas "6836", "37", "6839", etc.

Cada sistema posee a su vez un denso fallamiento secundario que hace sumamente complicada la interpretación estratigráfica y estructural.

El Sistema de Fallas ENE-OSO corresponde al sistema formado por las Fallas "Cascajal", "Faiquillal", "X" y "Hualtacal" y sus fallas asociadas, las que tienen carácter regional, siendo las más jóvenes. Las Fallas Cascajal y Faiquillal delimitan el yacimiento por el norte, tienen en conjunto un salto vertical total de más de 4,500' y buzamientos entre 45 y 65° hacia el NNO y norte (**Lámina N° 04**). El bloque hundido de las Fallas Cascajal y Faiquillal es el límite sur de la depresión estructural que existe entre los Yacimientos Tunal, al norte y Hualtacal, al sur.

La Falla "Hualtacal", ubicada en la parte central-sur del yacimiento, buza hacia el Norte y tiene un salto vertical variable entre casi 0 y 700'. Esta falla divide al yacimiento en dos bloques principales: norte y sur, ambos buzantes hacia el sur y de los cuales el bloque norte constituye la parte principal del yacimiento.

La Falla "X", de 600' de salto vertical, buza hacia el sureste, es responsable de la posición estructural alta del Grupo Amotape en el Pozo H-29, donde ha sido controlada.

El Sistema de Fallas NNE-SSO se ubica en la parte este del yacimiento, buzan al ONO y hacia el ESE, entre las primeras se encuentran las Fallas "Hualtacal Este I, II y III". Estas fallas de 800', 430' y 360' de salto vertical respectivamente, separan el oeste del yacimiento de un área estructuralmente levantada al este, que constituye un bloque reservorio distinto y en el cual se han perforado los Pozos H-75, H-115 y 6809.

Entre las que buzanan hacia el ESE están las Fallas "6836", "37", "6839", "8", etc. Estas fallas hundieron la estructura hacia el este y al intersectarse con las Fallas Hualtaca Este I, II y III generan la presencia de un bloque levantado de la Formación Mogollón, que podría constituir un objetivo de exploración, previa confirmación mediante métodos de prospección sísmica.

Localmente, el Yacimiento Hualtaca es una estructura tipo homoclinal, buzante en dirección sur. Este homoclinal está delimitado en la parte norte por el Sistema de Fallas Cascajal-Faiquillal y está dividido en dos bloques por efecto de la Falla Hualtaca. Los estratos buzanan entre 0 y 23° alcanzando los valores más altos hacia la parte sur del bloque hundido de la Falla Hualtaca, de manera que la estructura muestra un "arrastre", que le da una configuración similar a la que tiene el bloque hundido de una falla lístrica, sin ser este el caso. A esto se suma la presencia de fallas secundarias que buzanan hacia el NE y NO, las que en las secciones estructurales en dirección NE-SO dan el efecto de inversión del buzamiento hacia el norte. Razón por la cual en interpretaciones anteriores se ha definido al Yacimiento Hualtaca como una estructura tipo anticlinal o domo fallado.

Ambos sistemas de fallas han controlado también la migración, el entrapamiento y la distribución de fluidos.

### **4.3 Geología del Petróleo.**

#### **4.3.1 Generalidades.**

Los eventos en su mayoría estructurales en la Cuenca de Talara influenciaron en los patrones de depositación, y en la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.

En la **Figura N° 05** se muestran los estratos sedimentarios, los periodos principales de erosión y no depositación, y las rocas generadoras y reservorios de petróleo y gas en la Cuenca de Talara.

La gran parte del petróleo existente en las rocas reservorio de Talara provienen de rocas madres cercanas o adyacentes. Los hidrocarburos probablemente migraron a lo largo de sistemas de fallas y fracturas a partir de rocas generadoras mucho más jóvenes hacia los reservorios.

El entrappe de petróleo es esencialmente estructural, existiendo la posibilidad de entrampes estratigráficos en horizontes de rápida variación lateral. A su vez las fallas se comportan como barreras al paso de los fluidos delimitando bloques aislados mientras que otras no impiden la comunicación. Esto principalmente no está en función al salto de la falla sino a la posibilidad que contenga algún elemento sellante, como arcillas, cemento, etc.

Afloramientos de petróleo se han identificado en el borde noreste de la Cuenca Talara, a lo largo de la cadena de los Cerros Amotape, de los cuales el afloramiento principal está ubicado en la Brea-Zorro.

El petróleo atrapado en las diferentes formaciones productivas ha tenido muy poca oportunidad de remigración, debido principalmente a que los estratos lutáceos y los planos de fallas actuaron como barreras a la migración.

La distribución de los contactos gas/petróleo y petróleo/agua puede variar localmente a nivel de bloques o de yacimiento, dependiendo de la existencia de fallas permeables o impermeables.

#### **4.3.2 Roca Generadora.**

Pindell y Tabbutt (1995) señalan la existencia de 5 escenarios principales del Mesozoico y Cenozoico para la depositación y preservación de roca generadora en los sistemas Andinos de América del Sur. Un escenario puede ser apropiado para la Cuenca Talara. Esto tuvo lugar a lo largo del fore-arc andino en épocas distintas, en áreas donde la sedimentación terrígena fue lenta debido al bajo relieve Andino (Ziegler et al., 1981) y donde el upwelling y otros factores oceanográficos probablemente fueron condiciones que ayudaron a que la materia orgánica se concentrara en las lutitas marinas. Un posible ejemplo es la lutita Redondo del Cretáceo superior (Campaniano) de la Cuenca Talara.

La data geoquímica de la roca madre es muy limitada y en su mayoría la producción es a partir de reservorios múltiples o es reportada conjuntamente, por estas razones la producción cretácica y terciaria son agrupadas dentro de un mismo sistema de petróleo, a pesar de ser probablemente de sistemas separados. La data geoquímica de dos muestras de petróleo del Cretáceo y dos del Terciario en la cuenca Progreso indican que tienen diferente roca madre. No existe data geoquímica en petróleos del Cretáceo en la cuenca Talara. Cuatro yacimientos poseen producción de petróleo y gas

a partir de cuarcitas de la Formación Amotape del Pensilvaniano. La producción del Pensilvaniano es también incluida en este sistema de petróleo ya que la data geoquímica sobre una muestra de petróleo de esta edad indica que fue originado a partir de lutitas terciarias. Posiblemente las rocas generadoras de los hidrocarburos del Terciario son las lutitas de la Formación San Cristóbal del Eoceno (Eoceno inferior del Grupo Salina), el Grupo Chacra (Formaciones Clavel y Echinocyamus del Eoceno Inferior), Talara inferior (Eoceno medio), y las Formaciones Chira-Heath (Eoceno superior-Oligoceno inferior) (PerúPetro, 1999). Kraemer y otros (2001) creen que la Formación Heath es la principal roca generadora en la Cuenca Tumbes, en el noroeste del Perú. Las lutitas marinas neríticas del Paleogreda del Eoceno inferior y la lutita Balcones del Paleoceno (Grupo Mal Paso) pueden también ser importantes rocas generadoras ricas en contenido orgánico (AIPC; Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Las rocas generadoras de hidrocarburos del Cretáceo probablemente en la Cuenca Talara son la caliza Muerto del Albiano y las lutitas marinas de la Formación Redondo del Campaniano (AIPC; PerúPetro, 1999; Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

La AIPC evaluó el carbón orgánico total (TOC) de 151 muestras de lutitas del Terciario de afloramientos y de detritus de pozo recolectados entre Zorritos (precisamente al norte de la Cuenca Talara) y Talara (cerca al yacimiento de petróleo-Portachuelo). 81 lutitas del Eoceno se clasificaron entre 0.11% a 1.92% de TOC, 15 muestras de Máncora entre 0.08% a 4.95%, 35 lutitas de Heath entre 0.24% a 3.86%, 13 lutitas de Zorritos oscilaron entre 0.22% a 13.12%TOC, y 7 lutitas de Cardalitos de 0.15% a 1.62%TOC. Los valores por debajo del 1%TOC tendrían nula o poca probabilidad como roca generadora de petróleo.

Los petróleos de la Cuenca Talara tienden a ser ligeramente más pesados que los de la Cuenca Progreso. El porcentaje en peso del azufre y la gravedad API de los petróleos son influenciados por la historia de migración, biodegradación, evaporación y la mixtura de petróleos, y otros factores geológicos y geoquímicos. La biodegradación puede resultar en el incremento de azufre a medida que los microorganismos de preferencia se comen los hidrocarburos de cadena liviana que poseen un porcentaje de azufre más bajo. Muchas de las muestras de petróleo del Terciario, particularmente aquellos con gravedad API menor a 23°, basado en la evaluación de charts de espectrómetros de masa y cromatogramas de gas, muestran algo de biodegradación y comúnmente con una segunda fase de migración de hidrocarburo.

El contenido de azufre de 20 muestras de petróleo en la Cuenca Talara varían entre 0.03 a 0.26%, con una mediana de 0.06% (GeoMark, 1998).

Las rocas reservorio de la Formación Amotape del Pensilvaniano son principalmente cuarcitas y cualquier lutita del Paleozoico asociada probablemente estaría sobremadura para la generación de hidrocarburos. El petróleo del Pensilvaniano puede haber sido generado de lutitas del Terciario y haber migrado a lo largo de fallas y fracturas dentro de la Formación Amotape, o podría estar asociado con la mixtura de petróleos de varias rocas generadoras. Zúñiga-Rivero y otros (1999) afirmaron que la Formación Amotape puede ser un reservorio comercial en áreas donde se encuentra altamente fracturada y cubierta por lutita de la Formación Redondo del Cretáceo. Tomando en cuenta que las formaciones suprayacentes Muerto, Tablones y Redondo contienen probables rocas generadoras, estas son las fuentes más probables de petróleo en la mayoría de reservorios de la Formación Amotape.

El porcentaje de níquel y de vanadio en los hidrocarburos puede ser influenciado por el ambiente deposicional (ya sea marino o no marino), rocas generadoras carbonatadas o lutitas, historia de migración, y por factores que remueven los hidrocarburos de cadenas más livianas y tienden a concentrar los átomos de cadenas más largas, dentro de los cuales estos elementos se encuentran preferencialmente adheridos. Sin embargo, el ratio de níquel y vanadio es muy estable a través del tiempo. Ya que el níquel y los átomos del vanadio exhiben propiedades químicas similares, ellos y las moléculas de hidrocarburos que los contienen, son generalmente influenciados de modo semejante a través de su historia de soterramiento. Los valores promedio son 5.5 ppm de níquel y 4.0 ppm de vanadio para 20 muestras de petróleo en la Cuenca Talara.

Los cromatogramas de gas en muestras de la Cuenca Talara y Progreso (Santa Elena) exhiben alguna pérdida de hidrocarburos de cadena liviana, ya sea debido a la fuga ascendente a través de los sistemas de falla o a la biodegradación y concentración de hidrocarburos relativamente más pesados. Muchos también muestran dos pulsos de migración de hidrocarburos con petróleos secundarios relativamente no-degradados.

#### **4.3.3 Roca Reservorio**

Más de 1.68 billones de barriles de petróleo (BBO) y 340 billones de pies cúbicos de gas (BCFG) de más de 12,000 pozos en continente (onshore), han sido producidos del sistema de petróleo total Cretáceo - Terciario en la cuenca Talara, en el



norroeste del Perú; de pozos costa afuera (offshore) se han producido aproximadamente 285 MMBO. La producción diaria de pozos costa afuera es aproximadamente de 15 mil barriles (Raez Lurquin, 1999).

La cuenca forearc Talara de edad Paleocena fue parte de una cuenca muy extensa y más antigua. Las formaciones productoras varían en edad desde el Pensilvaniano al Oligoceno, y son principalmente areniscas fluviales, deltáicas, de ambiente deposicional cercano a la costa a marino profundo del Cretáceo superior al Oligoceno.

Existen más de 40 yacimientos de petróleo y/o gas en la Cuenca de Talara. Estos campos tienen hasta una docena de intervalos productores por pozo de areniscas de litoral a marinas del Eoceno principalmente, y toda la producción reportada se encuentra mezclada. Tres de cuatro yacimientos que producen petróleo y gas de las cuarcitas de la Formación Amotape del Pensilvaniano también registran petróleo de areniscas del Eoceno y (o) del Cretáceo; el ahora yacimiento abandonado Zorro produjo aproximadamente 100,000 BO de sólo la Formación Amotape. El petróleo y gas en cuatro yacimientos provienen de las areniscas de la Formación Redondo del Cretáceo y de la Formación Ancha y Petacas de la base del Grupo Mal Paso también del Cretáceo. Un yacimiento produce gas de la Formación Máncora del Oligoceno. Los reservorios principales de petróleo y gas son en su mayoría areniscas de las siguientes formaciones:

- Las cuarcitas de la Formación Amotape del Pensilvaniano.
- La Formación Redondo, y la Formaciones Ancha y Petacas del Grupo Mal Paso del Cretáceo Superior.
- Las areniscas del Paleoceno de las Formaciones Mesa y Balcones, del Grupo Mal Paso Superior.
- Del Eoceno Inferior a Medio, los Grupos Chacra y Salina (incluyendo las Formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea, Pariñas y Echinocyamus).
- El Grupo Talara del Eoceno Medio al Superior (incluyendo las Formaciones Terabrátula, Hélico, y Areniscas Talara).
- La Formación Verdún del Eoceno Superior del Grupo Lagunitos.
- La Formación Máncora del Oligoceno.

Las cuarcitas del Amotape del Pensilvaniano se encuentran discordantemente suprayacidas por calizas, areniscas, y lutitas del Cretáceo, las cuales a la vez tienen contactos discordantes con los sedimentos del Terciario. La Cuenca Talara fue rellenada con una secuencia gruesa de sedimentos del Cretáceo Superior al Eoceno de ambientes deposicionales fluvial a deltáico con turbiditas ocasionales (AIPC). Los estratos Pre-Neógenos son lateralmente continuos a través de las cuencas; la secuencia vertical se encuentra reducida por discordancias (Zúñiga-Rivero y Hay-Roe, 1998).

Los estratos del Paleozoico y del Mesozoico fueron la fuente inicial clástica; el análisis petrográfico confirma que los granos de la arenisca son ricos en cuarzo con una pequeña cantidad de material volcánico (Raez Lurquin, 1999). La fuente de los sedimentos del Paleoceno y del Eoceno fue del este, así como también del noreste y sureste; los orígenes fueron los terrenos montañosos que resultaron de un levantamiento compresional de los Andes y otras montañas (PerúPetro, 1999; Pindell y Tabutt, 1995; Raez Lurquin, 1999). Las areniscas se interdigitan hacia el oeste con lutitas marinas y no-marinas (Pindell y Tabutt, 1995). Esto crea reservorios de arenisca apilados con sellos de lutita interestratificada y rocas generadoras potenciales.

Zúñiga-Rivero y otros (1998) indican que las interpretaciones estratigráficas y estructurales están basadas en aproximadamente 13,037 líneas-km de sísmica que han sido corridas en la cuenca; el 88% de esta es de offshore y en profundidades de agua de hasta 1,500 pies. Las prospecciones sísmicas antiguas en onshore fueron por lo general de pobre calidad debido principalmente a una cubierta gruesa de depósitos calcáreos marinos-poco profundos del Pleistoceno. Las prospecciones de sísmica marina moderna han generado data buena a excelente.

La secuencia sedimentaria del Paleoceno-Eoceno es enteramente clástica y está caracterizada por areniscas marinas poco profundas, deltáicas y fluviales, lutitas marinas y turbiditas; los sedimentos infrayacentes son aproximadamente 75% clásticos pero incluyen calizas oolíticas, de coral y micríticas algo gruesas y extensas, que son consideradas por Zúñiga-Rivero y otros (1998) de ser las más importantes rocas generadoras de hidrocarburos. La secuencia del Eoceno incluye arenas de litoral y de playa y conglomerados gruesos (por lugares), así como arenas de canal turbidítico. Los granos de arenisca y conglomerado muestran un alto grado de redondez y una clasificación que es característica de las rocas más resistentes,

indicando varias fases de reciclaje antes de la sedimentación final (Raez Lurquin, 1999).

González Torres (1999) indicó que las areniscas del Basal Salina en la tercera parte del norte de la cuenca consisten en su mayor parte de abanicos turbidíticos y relleno de valle inciso que progradan hacia el suroeste y noreste. Él indicó que esto es parte de un sistema complejo apilado fluvio-deltaico que ocurrió entre el Eoceno Inferior y el Paleoceno Superior, y que el transporte del sedimento del noroeste fue aportado por las rocas del Paleozoico y del Cretáceo del Alto de Negritos. En general, el tamaño de grano y la energía deposicional se incrementa hacia el sur a lo largo de esta secuencia progradacional (González Torres, 1999). Este sistema se extiende más de 50 km al norte del Alto de Negritos. González Torres (1999) también indicó que la Formación Basal Salina representa casi el 40% de la nueva producción durante los últimos 15 años.

La historia sedimentaria del Neógeno de la sub-cuenca Tumbes-Progreso y de la cuenca Talara norte comenzó con un ciclo transgresivo del Oligoceno y la depositación de areniscas fluviales y marinas de la Formación Máncora, y lutitas de la Formación Heath (AIPC; Kraemer y otros 1999, 2001). La Formación Máncora es un reservorio y la Formación Heath contiene posibles rocas generadoras en la Cuenca Talara.

#### **4.3.4 Migración y Entrampe.**

Las rocas generadoras del Paleozoico al Terciario en Colombia, Ecuador y Perú llegaron a ser termalmente maduras para la generación de petróleo durante las fases del Neógeno de desarrollo de la cuenca (Pindell y Tabbutt, 1995). La maduración de las rocas generadoras probablemente comenzó durante el Mioceno, cuando los sedimentos a través de la Cuenca Talara alcanzaron su máximo espesor. Kingston (1994), sin embargo, cree que la sección estratigráfica fue lo suficientemente gruesa al término del Eoceno, para que las rocas generadoras hayan generado hidrocarburos. Esto es posible para rocas generadoras cretácicas, pero las rocas generadoras del Eoceno pueden no haber sido soterradas lo suficientemente profundo para que esto haya ocurrido. El espesor de las rocas sedimentarias en la Cuenca Talara excede los 26 mil pies, para carbonatos y areniscas del Cretáceo Medio y conglomerados hasta arcillas del Paleoceno y Eoceno (Raez Lurquin, 1999).

Probablemente la migración de hidrocarburos empezó en tiempos del Mioceno, poco después del inicio de la generación de hidrocarburos, debido a la proximidad de la

fuelle hacia las rocas reservorio. El fallamiento y fracturamiento a través de la cuenca habría incrementado la migración vertical de los hidrocarburos. Los cromatogramas de gas de petróleos del Paleoceno de varios yacimientos que están dispersos a través de la cuenca dan evidencia de dos o más etapas de migración; la menor a mayor biodegradación se encuentra cubierta por el petróleo migrado-tardío que no se encuentra biodegradado o exhibe poca biodegradación de hidrocarburos de cadena liviana. La data espectrográfica de masa-cromatográfica de gas más la presencia de filtraciones activas indican que la migración está ocurriendo aún en la cuenca.

Zúñiga-Rivero y otros (1998) creen que mucha o toda la migración de hidrocarburo ocurrió después de una fase compresiva leve ya que la distribución areal de petróleo y gas sugiere entrampamiento inicial en cierres de anticlinal o de domo. El fallamiento normal subsecuente modificó la estructura y redistribuyó los hidrocarburos hasta cierta extensión, posiblemente estando presente en el segundo pulso de migración. Sanz (1998) cree que la migración lateral de hidrocarburos fue limitada en los yacimientos onshore de la Cuenca Talara; el petróleo fue generado en lutitas inmediatamente adyacentes y suprayacentes al reservorio.

El norte de la cuenca Talara se encuentra extensamente fallada y estos podrían ser conductos para la migración vertical de hidrocarburos. Es probable, que exista una mezcla de migración vertical y lateral de los hidrocarburos.

El Oligoceno Superior al Mioceno está caracterizado por la separación de la Placa de Nazca de la Placa Sudamericana con subducción activa en la Fosa Perú-Chile y la creación de las nuevas cuencas fore-arc Progreso y Tumbes al norte de Talara (Jaillard y otros, 1995). La región en el Mioceno Medio experimentó fallamiento en bloque, tectónica extensional en su mayor parte, y el crecimiento renovado de los Andes al este de Talara. Mientras que la actividad tectónica más temprana afectó al plegamiento, fallamiento, y a los patrones deposicionales a través de la cuenca, el régimen extensional del Terciario Medio a Tardío es asociado con el fallamiento normal de alto ángulo que entrampó y redistribuyó a los hidrocarburos, causando el actual fallamiento en bloque de los reservorios (Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Estructuralmente, el área es un sistema de bloques fallados; el tamaño de los bloques no es uniforme y puede variar de 100 a 1,000 acres o más (Raez Lurquin, 1999). Los tipos de trampa estructural son generalmente fallas de ángulo moderado a alto, fallas de deslizamiento gravitacional de bajo ángulo, y fallas transcurrentes (AIPC;

Petroconsultants, 1996; Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Basados en las interpretaciones, el fallamiento normal parece decrecer hacia el oeste de lo intensamente fallado del área onshore de la cuenca.

Los registros sísmicos indican una variedad de rasgos de entrapamiento para Talara y cuencas límites, desde rollovers y cierres updip contra fallas hasta depósitos de canal turbidítico y geometría onlap sobre antiguos altos (Zúñiga-Rivero y otros, 1998). Las fuentes de los sedimentos son primordialmente del este, noreste y sureste (PerúPetro, 1999; Pindell y Tabbutt, 1995), los rasgos deposicionales asociados con facies fluviales, de línea de costa, de turbiditas, marinas y entre otras, fuertemente influyen en los tipos y la ubicación de los sellos. Zúñiga-Rivero y otros (1998) señalan que las lutitas marinas separan y sellan a las capas de arenisca de agua somera y profunda. Las lutitas marinas interestratificadas y suprayacentes son los sellos dominantes de los reservorios. Algunas unidades están compuestas de múltiples areniscas separadas por lutitas. Los sellos laterales son fallas offsets (principalmente normales), y la sedimentación lateral o el truncamiento (pinchout) erosional de la mayoría de las areniscas marinas en las lutitas.

#### **4.3.5 Distribución de Fluidos.**

La formación Ostrea se encuentra saturada de hidrocarburos en toda el área y los pozos han producido petróleo sin alto GOR, ni agua. El miembro Talara Basal en la mayoría de pozos ha sido abierto a producción junto con la Formación Ostrea, produciendo también petróleo sin alto GOR, ni agua.

## **CAPÍTULO V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LA FORMACION OSTREA**

### **5.1 Introducción.**

La Formación Ostrea es una potente secuencia de ambiente marino-sublitoral constituida por areniscas y en menor proporción conglomerados, intercalados con lutitas y limolitas, que sobreyace a la Formación Mogollón. La formación presenta una mayor proporción de areniscas en la sección superior (Miembros Peña Negra y Ostrea C) mientras que en la sección inferior (Miembros Ostrea D y E) la relación arena/lutita es cercana a 1 y facies de grano fino a muy fino en las areniscas.

La diferencia de espesor de este a oeste se evidencia debido al engrosamiento normal de la formación hacia el depocentro y al efecto de la discordancia Pre-Talara, ya que el Miembro Lagoon, del tope de la formación, está ausente en toda el área.

Los menores espesores encontrados de la Formación Ostrea se deben principalmente al efecto del fallamiento (Sistemas Cascajal-Faiquillal y otras). En la mayor parte del área la correlación entre pozos es de regular a no muy buena, es por esto que en muchos casos no es posible diferenciar con claridad sus miembros.

## **5.2 Descripción Litológica de la Formación Ostrea.**

### **5.2.1 Subdivisión de la Formación Ostrea.**

#### **Miembro Peña Negra**

Consiste de areniscas cuarzosas blancas y gris claras de grano fino a grueso (a veces conglomerados), friables y con niveles moderadamente calcáreos. Entre los cuerpos de areniscas se intercalan lutitas marrones claras y oscuras y lutitas abigarradas, carbonosas micáceas y ligeramente calcáreas.

Se reconocen además intervalos lutáceos, bastante característicos y de amplia distribución por lo que se ha utilizado dichos horizontes como marcadores (Marcador Clave "M") (**Láminas N° 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14**). El Miembro Peña Negra presenta amplia distribución en la Cuenca Talara, yace en contacto normal sobre el Miembro Ostrea C.

#### **Miembro Ostrea C**

Litología similar a Peña Negra, pero el grado de selección, el espesor de los cuerpos de areniscas y la continuidad lateral es menor, aumentando el contenido de cemento calcáreo.

El Miembro Ostrea C sobreyace en contacto normal con el Miembro Ostrea D.

Ambos Miembros poseen areniscas con buenas características de reservorio, intercaladas con lutitas, separadas por niveles arcillosos

más potentes con respecto a los miembros inferiores. Estos dos miembros corresponden a la parte superior de la Formación Ostrea, ambos considerados de interés económico

### **Miembro Ostrea D y Ostrea E**

Son más arcillosos, las areniscas son menos seleccionadas, predominantemente de grano fino a muy fino y el contenido de cemento calcáreo es mayor debido a la presencia de conchas, por esta razón no se ha obtenido producción significativa de hidrocarburos.

Dentro de estas dos secuencias encontramos excelentes marcadores que corresponden a depósitos de baja energía que han sido considerados como líneas de tiempo.

Esporádicamente la parte superior del Miembro D posee algunos desarrollos de areniscas que han sido abiertos a producción.

### **5.3 Registro Tipo de la Formación Ostrea.**

Registro Tipo es aquel que exhibe una sección estratigráfica completa de un campo o área regional de estudio además de reflejar la sección estratigráfica más profunda y de mayor espesor perforado. Debido a las fallas, discontinuidades y variaciones en la estratigrafía que afectan la sección sedimentaria un Registro Tipo está a menudo compuesto de secciones de varios registros individuales y es considerado como un Registro Tipo Compuesto (**Lámina N° 05**).

### **5.4 Ambiente Depositional y Facies Sedimentarias.**

Las Formaciones Palegreda y Ostrea se analizan juntas ya que corresponden a dos facies litológicas de un mismo sistema deposicional. Hacia el norte de la cuenca Talara la Formación Ostrea representa los sedimentos más gruesos y al sur, Palegreda los más finos. La Formación Palegreda ha sido nombrada y definida por Bosworth (1922) e Iddings y Olsson (1928), en la localidad típica situada al este de la ciudad de Negritos en donde consiste de lutitas gris-azuladas con algunas intercalaciones de areniscas en su sección superior; su potencia promedio es de 2789 pies. La Formación

Ostrea aflora al este de la cuenca, donde pasa progresivamente a la Formación Mogollón.

Palinológicamente la Formación Ostrea pertenece a la zona de Stephanoporites 3, subzona de Diporites 2, correspondiente a la zona Palinológica VIIIb, que reporta una edad de Eoceno Inferior.

El conjunto Ostrea-Palegreda se interpreta como resultado de una sedimentación en la plataforma marina (zona tidal), de areniscas suministradas por un sistema fluvio-deltáico ubicado al noreste de la cuenca Talara. El delta fue dominado por la energía de las olas y de las corrientes marinas. Los sedimentos fueron repartidos en mantos sobre todo el ancho de la plataforma. Con este proceso no pueden edificarse barras de desembocadura.

La secuencia es regresiva con dos sub-secuencias. La primera sub-secuencia se inicia con facies litorales (en seguida de las facies fluviales del Mogollón), siguen con ambientes más marinos de plataforma y culmina con un breve episodio de influencia aún más marino con deposición de lutitas pro-delta (Marcador Clave "M") **(Láminas N° 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14)**.

La segunda sub-secuencia corresponde a los Miembros Peña Negra y Lagoon, son depósitos litorales ubicados en la zona descubierta durante marea baja que pasan gradualmente a ambientes más marinos de plataforma. La energía de marea permanece secundaria con respecto a la energía de las olas. La Formación Palegreda corresponde a las facies lutáceas marinas. La posición relativa de las dos formaciones contemporáneas confirma la polaridad del sistema fluvio deltáico del Noreste hacia el Suroeste.

El carácter típicamente regresivo del sistema deposicional ha sido determinado por la distribución porcentual de los microfósiles dentro de la columna estratigráfica del Palegreda. En la sección inferior existe abundancia relativa de los géneros Bulimina, Valvulinera y Virgulina, lo cual indica un ambiente cercano al batial, dentro de la plataforma continental inferior, con un promedio de 200 metros de profundidad de agua. La sección media, con el incremento de microgasterópodos y la ausencia de



varios foraminíferos de profundidad, tiene una profundidad promedio de 70 metros. En la sección superior es notable la ausencia de foraminíferos y sólo se encuentran microgasterópodos, lo cual indica depositación en aguas someras, completando el ciclo regresivo.

El mapa de litofacies Palegreda-Ostrea, preparado por Gonzáles (1976) y actualizado por A. Montoya (1998), considera al Yacimiento Hualtacal dentro de la litofacies Ostrea **(Figura N° 10)**.

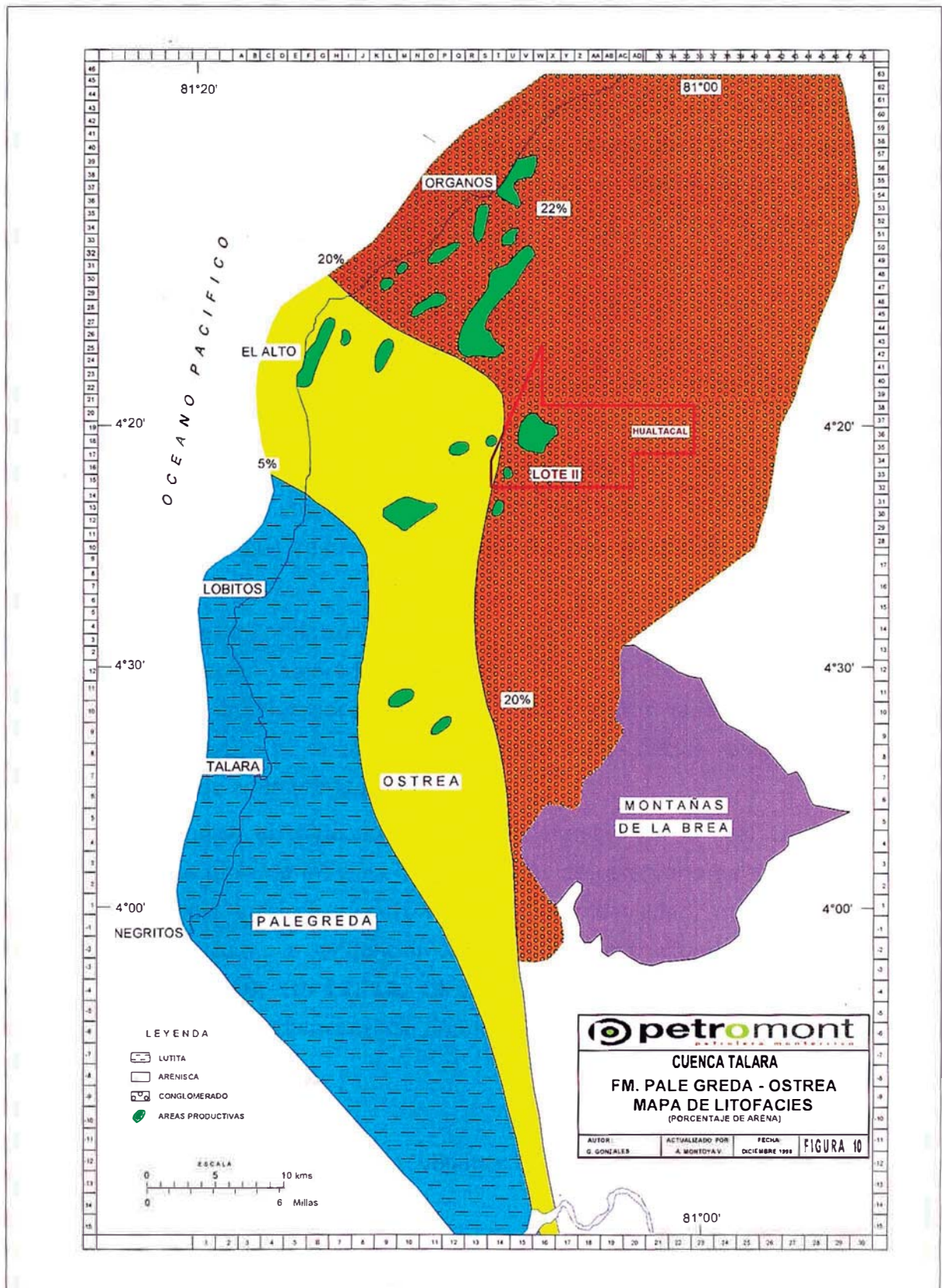
En el área de estudio el contacto inferior de la Formación Ostrea es transicional con la Formación Mogollón y el superior discordante con el Miembro Talara Basal perteneciente al Grupo Talara.

La parte superior de la Formación Ostrea correspondiente a los Miembros Peña Negra y Ostrea C en general es grano y estrato-creciente caracterizando una progradación.

Los Miembros Peña Negra y Ostrea C serían equivalentes a los Miembros Pariñas Inferior "A" y Pariñas Inferior "B" en el área Fondo/Alvarez Oveja y a los miembros Corral y Viejo del área de Carrizo. En algunos lugares se le denomina como Miembro Río Bravo al Miembro Peña Negra.

Los Miembros Ostrea D y Ostrea E son equivalentes en edad con la sección inferior de la Formación Pale Greda siendo esta predominantemente arcillosa.

Se elaboraron 5 secciones estructurales y 4 secciones estratigráficas del intervalo estratigráfico (Horizonte Monterrico) a ser inyectado en el proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua. Tres de las secciones estructurales atraviesan el yacimiento Hualtacal en dirección W-E, una de ellas en dirección NNW-SSE, y por último una en dirección SW-NE **(Láminas N° 6, 7, 8, 9 y 10)**. Tres de las secciones estratigráficas atraviesan el yacimiento Hualtacal en dirección W-E y una en dirección SW-NE **(Láminas N° 11, 12, 13, y 14)**.



## 5.5 Características de Roca Reservorio.

En el yacimiento Hualtactal la información sobre las características petrofísicas de las formaciones productivas es escasa, antigua o no existe. Se tiene registro de toma y análisis convencional de núcleos y de side wall cores en algunos pozos del yacimiento pero lamentablemente las muestras no pertenecen a intervalos de la Formación Ostrea, a su vez no existen registros de densidad-neutrón (registro de porosidad) en el Miembro Peña Negra.

Debido a estas carencias se ha tratado de obtener una aproximación a las propiedades petrofísicas a partir de la interpretación geológica (litología, características electrográficas, ambiente de depositación, configuración estructural, evolución geológica y por analogía con los yacimientos más cercanos).

La mayoría de areniscas de la Formación Ostrea son de grano muy fino a fino, friables, algo calcáreas. Los reservorios poseen una rápida variación de espesor y tamaño de grano lo cual reduce el área de drenaje afectando la porosidad y la permeabilidad lateral.

Los Reservorios de la Formación Ostrea no pueden ser considerados para proyectos masivos de recuperación mejorada ya que las variaciones laterales de facies son muy evidentes, al igual que el poco espesor de los estratos reservorio y el intenso fallamiento característico de la zona. Es por esto que se decide realizar un proyecto piloto de inyección de agua por bloques.

En Hualtactal Central, el Horizonte Monterrico, arenisca en la cual tendrá lugar la Inyección de agua, es la de mejores características de reservorio de todo Peña Negra, evidenciado por los registros eléctricos (mejor permeabilidad, mayor resistividad), continuidad lateral como lo evidencian las secciones estructurales y estratigráficas **(Láminas N° 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14)**, más potente en consecuencia mayor net pay, más limpia y con fluorescencia en todos los pozos.

### 5.5.1 Porosidad.

O también llamado volumen poral. Fracción del volumen total ocupado por poros.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poral}}{\text{Volumen total}} * 100$$

Porosidad total ( $\emptyset_t$ ): volumen de roca ocupado por poros (%).

Porosidad efectiva ( $\emptyset_e$ ): relación entre el espacio ocupado por los poros interconectados y el volumen total de la roca.

Porosidad primaria: inherente a la roca, determinada en el momento en que se depositó. Afectada por tamaño, selección, forma de granos, mecanismo de depositación, empaque de sedimentos y compactación.

Porosidad secundaria: resultado de cambios posteriores (cementación, fracturación, disolución) en la porosidad inicial.

La porosidad de la Formación Ostrea varía entre 8 y 14% con una porosidad promedio de 10%.

### **5.5.2 Permeabilidad.**

Medida de la facilidad con que los fluidos "pasan" a través de la formación. Debido a que la presencia de más de un fluido interfiere entre los mismos resulta necesario incorporar los conceptos de permeabilidad efectiva y relativa.

Permeabilidad efectiva ( $k_o$ ,  $k_w$ ): de un fluido es la capacidad de moverse en presencia de otros; está influenciada por el tipo de roca y los porcentajes respectivos de cada uno de los fluidos presentes.

Permeabilidad relativa: es la relación entre la K efectiva y la K absoluta.

$$K_{ro} = k_o/k$$

$$K_{rw} = k_w/k$$

La permeabilidad de la Formación Ostrea varía entre 5 a 20 md.

### **5.5.3 Saturaciones.**

La saturación inicial de petróleo en la Formación Ostrea es de 50%.

### **5.6 Características del Fluido en el Reservorio.**

La gravedad API promedio @ 60°F es de 25.8, la densidad (gr/cc) es de 0.9 y el Factor de Volumen de Formación a condiciones originales es de 1.10, el cual se obtuvo a partir de correlaciones en función de la solubilidad del gas en el petróleo (asumida igual al GOR inicial), la gravedad del gas, la gravedad del petróleo y la temperatura de reservorio.

### **5.7 Historia de Producción y Presión.**

La formación Ostrea es un reservorio multicapa y su producción es reportada conjuntamente con otras formaciones productoras como el miembro Talara Basal y la Formación Mogollón (**Lámina N° 15**). En dicha lámina se presenta un mapa de información de pozos del área de estudio, con sus respectivas producciones acumuladas a diciembre del 2004.

El mecanismo de producción predominante es por expansión del gas disuelto, estimándose que a condiciones iniciales el reservorio se encontraba a la presión de burbuja. En algunos casos, como ocurre en la parte baja de los bloques presentes en la parte suroeste del yacimiento Hualtacal, la segregación gravitacional puede ser un mecanismo de aporte importante. Se considera además poco probable la presencia de un acuífero activo debido a la poca presión inicial de los reservorios (800 psi @ datum 3050 p.b.n.m.), a que no existen evidencias de una caída lenta o de recuperación de presión a pesar de la producción y a que el factor de recuperación de petróleo in situ no es alta (aproximadamente 14%).

En los diferentes reservorios del yacimiento existe escasa información de medidas de presión (DST y BHP: presiones con paradas, build up y draw down) o la que existe se encuentra incompleta, poco organizada y no se ha adquirido de acuerdo a un programa sistemático de control.

## 5.8 Cálculo de Reservas.

Se elaboró un mapa de arena neta petrolífera (**Lámina N° 16**) del intervalo arenoso - Horizonte Monterrico a ser inyectado en la Formación Ostrea - Miembro Peña Negra, yacimiento Hualtaca Central, con la finalidad de calcular el volumen total de roca reservorio (acre-pie) y posteriormente efectuar el cálculo volumétrico de reservas de petróleo.

El Proyecto Piloto de Inyección de agua en Hualtaca Central se ha dividido en 4 bloques A, B, C y D, seleccionados por ser bloques estructuralmente más levantados y poseer continuidad lateral del Horizonte Monterrico a inyectar, estos bloques se encuentran delimitados por fallas que tienen buen control en los pozos perforados.

### **Bloque A**

#### **Pozo H-31 (pozo inyector):**

En el pozo H-31 el intervalo seleccionado a inyectar u Horizonte Monterrico se encuentra entre los 1760' a 1843', en la base consta de arenisca fina blanco grisácea cuarzosa, con fragmentos calcáreos aislados gradando hacia el tope a arenisca fina blanco grisácea, friable, no calcárea. Tiene un espesor de arena neta de 35' y ha producido aproximadamente 11,547 bls de petróleo es decir un 16% del total producido en este pozo.

#### **Pozo H-20 (pozo productor):**

En el pozo H-20 el intervalo se encuentra comprendido entre los 1574' a 1634', en la base arenisca blanquecina friable, no calcárea, fragmentos de calcita y pirita y en el tope arenisca de grano fino friable, gris clara, no calcárea, un espesor de arena neta de 34' y ha producido aproximadamente 19,232 bls de petróleo, un 20% del total producido en este pozo.

#### **Pozo H-21 (pozo productor):**

En el pozo H-21 el Horizonte Monterrico comprende desde los 1423' a 1505', consta de arenisca de grano fino blanco grisácea, posee un espesor de arena neta de 21' la cual ha producido aproximadamente 3,685 bls de petróleo es decir un 10% del total producido por este pozo.

## **Bloque B**

### **Pozo H-19 (pozo inyector):**

El Horizonte Monterrico en el pozo H-19 comprende desde los 1800' a los 1873', en la base arenisca fina blanco grisácea friable, calcárea, seguido por fragmentos de arenisca amarillenta bien calcárea y en el tope arenisca blanco grisácea de grano fino a medio, friable, poco calcárea, posee un espesor de arena neta de 39' la cual ha producido aproximadamente un 22% del total producido por este pozo es decir unos 14,929 bls de petróleo.

### **Pozo H-14 (pozo productor):**

En el pozo H-14 el intervalo seleccionado a inyectar u Horizonte Monterrico se encuentra entre los 1476' a 1539' y consta de arenisca de grano fino. Tiene un espesor de arena neta de 25' y ha producido aproximadamente 6,837 bls de petróleo es decir un 8% del total producido en este pozo.

## **Bloque C**

### **Pozo H-13 (pozo inyector):**

El Horizonte Monterrico en el pozo H-13 se encuentra entre los 1680' a 1710', consta de arenisca de grano fino gris verdosa calcárea y fragmentos de pirita, posee un espesor de arena neta de 20' y ha producido un 18% del total producido por este pozo es decir aproximadamente unos 4,226 bls de petróleo.

### **Pozo H-18 (pozo productor):**

En el pozo H-18 el Horizonte Monterrico está entre los 1427' a 1464', tiene un espesor de arena neta de 15', sin embargo este intervalo no fue abierto a producción a pesar de poseer buena deflexión de la curva SP, resistividades altas inclusive mayores a las de horizontes de arenisca que si fueron abiertos a producción y además de tener fluorescencia.

## **Bloque D**

### **Pozo H-12 (pozo inyector):**

En el pozo H-12 el intervalo se encuentra comprendido entre los 1780' a 1828', consta de arenisca de grano fino calcáreo con fragmentos de carbón color gris oscuro, un

espesor de arena neta de 22' y ha producido aproximadamente 9,661 bls de petróleo, un 14% del total producido en este pozo.

#### **Pozo H-24 (pozo productor):**

En el pozo H-24 el Horizonte Monterrico está entre los 1503' a 1544', consta de arenisca blanquecina firme con cemento calcáreo, tiene un espesor de arena neta de 20' y ha producido un 7% del total producido por este pozo es decir aproximadamente unos 2427 bls de petróleo.

#### **5.8.1 Volumen de Roca Reservorio.**

El volumen total del mapa de arena petrolífera puede ser calculado a partir de cálculos sucesivos del volumen entre cada contorno (como el tronco de un cono) por el uso de la regla piramidal. El volumen entre dos curvas de nivel cualquiera es determinado utilizando:

$$V_{0-n} = h/3 [A_0 + A_n + (A_0A_n)^{1/2}]$$

Donde:

$V_{0-n}$	=	volumen entre los contornos 0 y n;
$h$	=	diferencia en espesor entre dos contornos;
$A_n$	=	área encerrada por el contorno n; y
$A_0$	=	área encerrada por el contorno 0.

El cálculo del volumen de roca reservorio o de arena neta petrolífera en acre-pie para cada uno de los bloques se resume en la Tabla N° 1.

#### **5.8.2 Petróleo Original en Sitio.**

Para el cálculo del Volumen de Petróleo "in situ" del reservorio (N), se utilizó la siguiente fórmula:

$$N = 7758 \times V \times \emptyset (1-S_w)/B_o$$

Donde:

$V$	=	volumen de la roca reservorio (acre-pie);
-----	---	---



- $S_w$  = saturación de agua;
- $\emptyset$  = porosidad promedio; y
- $B_o$  = factor de volumen de formación, volumen a condiciones de reservorio por volumen a condiciones estándar, (Bls/STB).

El cálculo del volumen de petróleo "in situ" del reservorio en STB para cada uno de los bloques se resume en la Tabla N° 1.

**TABLA N° 01**

**Cálculo del Volumen de Petróleo “in situ” del Reservorio en STB y Cálculo del Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua para cada uno de los bloques.**

<b>BLOQUE</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
<b>Volumen de Roca (Acre-Pie)</b>	545	524	224	188
<b>Porosidad Promedio %</b>	10	10	10	10
<b>Saturación de Agua %</b>	50	50	50	50
<b>Factor de Volumen de Formación (Bls/STB)</b>	1.1	1.1	1.1	1.1
<b>Petróleo Original Insitu (STB)</b>	192,264	184,898	78,859	66,200
<b>TOTAL</b>				<b>522,221</b>
<b>Petróleo Adicional Recuperable (Bls) (3%POIS)</b>	5,768	5,547	2,366	1,986
<b>GRAN TOTAL (Bls)</b>				<b>15,667</b>

## **CAPÍTULO VI. RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA**

### **6.1 Generalidades.**

Las operaciones de recuperación secundaria se definen como “aquellas operaciones mediante las cuales reservorios depletados o casi depletados son rejuvenecidos”. Generalmente, tales operaciones incluyen la aplicación de procedimientos de represurización mediante inyección de agua. La impulsión por gas disuelto es el más ineficiente tipo de drenaje primario de un reservorio, y desde luego, el reservorio más indicado sobre el cual aplicar operaciones de recuperación secundaria.

Las operaciones convencionales de recuperación secundaria involucran la inyección mediante pozos, de grandes cantidades de agua o gas para mover a través del reservorio el petróleo residual y desplazarlo hacia los pozos donde puede ser recuperado. De la misma manera que el impulso por agua es usualmente más eficiente que el impulso por casquete de gas o gas disuelto al desplazar el petróleo en condiciones naturales, por las mismas razones, la inyección de agua es usualmente más eficiente que la inyección de gas a baja presión en operaciones de recuperación secundaria.

El sistema que conforma un proceso de desplazamiento por inyección de agua está conformado por el yacimiento, pozos, facilidades de inyección, tratamiento del agua y condiciones de operación.

A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas, con fines de prolongar la vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento, abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

Cuando se evalúa la factibilidad de rejuvenecimiento de un campo, el análisis debe incluir una revisión detallada de las facilidades de producción que contemple la determinación de las capacidades y eficiencia de los equipos instalados. El diagnóstico de las condiciones de las instalaciones permitirá delinear planes de acción para adecuarlas, modificarlas o reemplazarlas.

La identificación de compartimientos o bloques no drenados puede realizarse mediante la reinterpretación sísmica del área, y/o mediante la evaluación del comportamiento de producción de los pozos y de la presión de las arenas

determinadas con pruebas de restauración de presión o con el uso de herramientas multiprobadoras de formaciones.

Debemos tener en cuenta que para iniciar un programa de inyección de agua, por lo menos un 30% del volumen de petróleo recuperable debe de haber sido recuperado del reservorio.

Debemos reconocer en un reservorio que la saturación es petróleo residual en las últimas etapas de la recuperación primaria (por solución de gas) y deberá ser lo suficientemente alto para poner una razonable cantidad de petróleo movable durante la inyección de agua.

Las manifestaciones iniciales de la inyección de agua se ponen de manifiesto por un incremento de la producción de petróleo o una nivelación de la reserva de declinación de producción del pozo. Además de la disminución de la relación gas-petróleo, lo cual indicaría una aproximación del petróleo.

Un pequeño incremento de producción de petróleo, pero un rápido incremento de agua, 45 a 80% o más del total de fluidos producidos, será una señal negativa. Otro aspecto negativo sería una disminución de petróleo primario con un incremento de agua connata, y un 85% a 100% de agua inyectada y por último si se produce una canalización del agua inyectada.

## **6.2 Antecedentes.**

Las primeras inyecciones de agua se realizaron en Pensilvania (U.S.A.) en 1895. Estas experiencias fueron accidentales ya que resultaron del llenado de los pozos por agua proveniente de arenas reservorio superiores o por agua superficial. Por estos tiempos se pensaba que el agua sólo ayudaba a mantener la presión del reservorio, permitiendo una larga vida productiva a los campos.

Los primeros proyectos de inyección de agua sólo contemplaban pozos aislados, posteriormente la Forrest Oil Company modificó esta técnica en una serie de inyectores al mismo tiempo, formando una celda de empuje lineal. El primer proyecto que empleó la distribución "Cinco-directo", se realizó en la parte sur del Campo Bradford (1924). Posteriormente se realizaron otros proyectos en Oklahoma, en la Cuenca de Nowata y en los reservorios superficiales de Bartlesville. En Texas se inició con el campo de Brown County (1936) pero no fue hasta 1950 en que se reconoció su aplicación general como método de Recuperación Secundaria de petróleo.

En el Perú, la inyección de agua se ha llevado a cabo desde 1933, con el proyecto piloto de inyección de agua dulce en el Reservorio de Negritos. Este proyecto no fue mayormente controlado y se paralizó en 1934 sin haberse notado ningún incremento en la producción.

Entre junio de 1937 y febrero de 1945, se iniciaron los proyectos pilotos de inyección de agua dulce en los Campos Tablazo (Reservorio Pariñas), Verdún Alto (Reservorio Pariñas) y Ancha (Reservorio Verdún). Estas operaciones iniciales fueron muy limitadas, ya que no emplearon una distribución de pozos inyectores adecuada así como el uso de agua no tratada, lo cual causó daño al reservorio. Además no dieron resultados concluyentes, obteniéndose muy poca información útil que pudiera servir de base para la selección, diseño y operación de futuros proyectos y por tanto para la posterior expansión de las operaciones de inyección. En 1947, en base a investigaciones más intensivas, se inició un proyecto de inyección en el reservorio Pueblo Bloque Sur, en la formación Pariñas, donde se hizo un adecuado control de agua inyectada empleándose por primera vez agua salada obtenida del océano, posteriormente se amplió al Bloque Norte y fue continuado el proyecto hasta Enero de 1951. La experiencia adquirida en este piloto llevó a la decisión de continuar y ampliar considerablemente los Proyectos de inyección de agua en la Brea y Pariñas, habiéndose logrado éxito en los reservorios poco profundos. Los índices de recuperación secundaria fueron bajos en comparación con otros campos del mundo, pero dadas las complicaciones geológicas se consideraron razonablemente buenos.

En la década de 1960 no se hicieron nuevos proyectos y en 1970 sólo se había implementado el Piloto de la prueba de Imbibición del Campo Oveja. Posteriormente se iniciaron los Proyectos Ancha y Jabonillal Nuevo, los cuales fueron bien conducidos y alcanzaron singular éxito.

Casi todos estos proyectos se efectuaron en reservorios ya agotados o en avanzado estado de depletación, y que previamente habían recibido la inyección de gas o la inyección de agua o recibieron simultáneamente la inyección de gas y la inyección de agua.

En 1978 se firma el Contrato de Operaciones con el Consorcio Occidental-Bridas para iniciar el proyecto más ambicioso de inyección de agua en el Noroeste Peruano en 9 yacimientos: Órganos Norte, Órganos Sur, Patria, Folche, Carrizo, Cruz I y II, Somatito, Zapotal y Central, siendo los reservorios tratados las Formaciones Lutitas Talara (Mb. Hélico), Echino (Mb. Ballena, Somatito, Arena Central, Cabo Blanco),

Pariñas (Parinas Superior e Inferior) y Ostrea (Mb. Peña Negra). Este proyecto hubiera tenido mayor éxito si se hubiera realizado un cuidadoso y minucioso análisis de reservorios, y un detallado mapeo estructural, antes de diseñar un patrón de inyección, ya que el Noroeste Peruano presenta una geología muy compleja.

La producción del zócalo en el Noroeste Peruano se inició en el año 1955, operada en sus inicios por la Cía. Belco Petroleum Corporation; en diciembre de 1985, se nacionaliza y luego en Enero de 1986 se crea PetroMar S.A., filial de PetroPerú. Las operaciones de inyección de gas y agua se iniciaron en los años 1966 y 1969 respectivamente. La mejor respuesta a la inyección de agua de los diferentes reservorios inundados fue la Formación Pariñas (HOT I, II y III – Lobitos), registrando una recuperación mejorada de 3 MM de BIs de petróleo, y esto debido a que dicha formación posee excelentes propiedades de roca reservorio en el zócalo marino, posee mejor porosidad, permeabilidad, continuidad y mínima cantidad de arcillas, que el resto de formaciones presentes en la Cuenca Talara.

En la actualidad, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, ya que más de la mitad de la producción mundial de petróleo se ha recuperado por este método. La aplicación de otros procesos mejorados de recuperación de petróleo, están limitados por su rentabilidad. Por esta razón, la inyección de agua y de gas continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

### **6.3 Empuje de petróleo por agua.**

La teoría del Desplazamiento Frontal formulada por Leverett y Buckley en 1942 a partir de la Ley de Darcy, sostiene que el agua desplaza el petróleo por inmiscibilidad en forma de un frente uniforme y liso. En 1951, Engelberts y Klinkenberg experimentan la presencia de un desplazamiento entrelazado (Fingering). Ambos tipos de desplazamiento ocurren en zonas saturadas de petróleo; en zonas donde la saturación es preferentemente de agua, el desplazamiento se realizará por imbibición es decir a manera de burbuja de aceite arrastrada por el agua.

El agua desplaza el banco de petróleo dentro de la formación a manera de un Mecanismo de Pistón, en otras palabras, primero empuja el petróleo contenido en el reservorio de mejor calidad, cuando éste presente dificultad para seguir tomando agua, la presión de inyección será suficiente para que el reservorio de menor calidad

empiece a tomar fluido, cuando éste se sature, el primer reservorio volverá a tomar el fluido inyectado ya que la energía inicial ha sido disipada en parte.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

#### **6.4 Eficiencia de barrido.**

Es el porcentaje de petróleo que puede ser producido con una determinada distribución de inyectores. A mayor número de inyectores se obtiene, generalmente, una mejor eficiencia de barrido horizontal.

La eficiencia de un proceso de inyección es controlada por el grado que el fluido inyectado contacta el fluido existente en el yacimiento. Este aspecto determina la eficiencia del desplazamiento.

El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en yacimientos homogéneo, se puede presentar en cuatro etapas:

La invasión.

Llene.

La ruptura.

Posterior a la ruptura.

En la invasión se produce un aumento de presión en el yacimiento, la cual es mayor alrededor de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores. A medida que la inyección continúa, parte del petróleo se desplaza para formar un banco de petróleo, el banco de petróleo empuja igualmente al gas, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho banco, ocupando un espacio que de otra manera contendría petróleo residual. Detrás del banco del petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual (más el posible gas atrapado).

Se denomina llene a todo el gas, excepto el atrapado, que se desplaza de la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. Para lograr esto, la acumulación de agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento. Durante este periodo, parte del gas se disuelve con el

petróleo que va contactando, mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores.

La inyección en arreglos o dispersa, posee una rápida respuesta del yacimiento, alta eficiencia de barrido, buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo. Además la rápida respuesta de presiones y el volumen de la zona de petróleo son grandes en un periodo corto.

#### **6.4.1 Control de la eficiencia vertical.**

Los yacimientos con alta variación vertical de las propiedades (multilayer) generalmente exhiben una baja eficiencia originándose la inundación de algunas capas lo que se traduce en alta producción de agua. Mientras que otras capas tienen altas saturaciones de petróleo movable no desplazado. La eficiencia de este tipo de desplazamiento (irregular) podría ser mejorada implantando programas de monitoreo y control del movimiento de los fluidos (presiones, distribución de saturaciones) para identificar posibles niveles canalizadores de agua y los que por el contrario no admiten agua. El objetivo del control del perfil de inyección es asegurar un llenado homogéneo de todos los reservorios para evitar canalizaciones a través de cualquiera de ellos.

La mejor eficiencia de barrido vertical se obtiene con completaciones múltiples en los diferentes niveles del reservorio.

A continuación se detallan tres herramientas diferentes para la medición del perfil de inyección:

- a. Medidor de Flujo (Flowmeter).- Es una herramienta que mide la velocidad con que ingresa el agua a determinado nivel de la formación, calculándose de esta manera el volumen de entrada.
- b. Registro del diferencial de temperatura.- Técnica que registra las anomalías de temperatura en el pozo. Teóricamente cualquier flujo de agua dentro del pozo causará un enfriamiento de la zona, el cual será detectado por los termómetros de la herramienta, permitiéndonos conocer que zonas toman flujo y cuales no. Es necesario conocer la gradiente de temperatura local para poder hacer una interpretación correcta.
- c. Registro de Trazadores Radioactivos.- Consiste en inyectar material radioactivo dentro del pozo, que será detectado por los sensores de la herramienta, permitiendo rastrear el volumen que ingresa a determinado nivel. La



herramienta se desplaza a lo largo del intervalo deseado, esto permite conocer el volumen de inyección en intervalos muy cortos, llegándose a determinar el número de barriles que puede tomar una perforación en contraste con la técnica tradicional que consistía en inyectar el material a cierta profundidad, para después estacionar la herramienta a diferentes niveles, lo cual permitía recoger la información deseada.

Este método es el más costoso, pero el que mejores resultados da para cuantificar el volumen de inyección.

#### **6.4.2 Control de pozos causantes de las irrupciones tempranas de agua.**

Causada posiblemente por efectos de permeabilidad direccional, tales efectos son característicos del ambiente deposicional en el cual fueron depositadas las arenas productoras.

Para poder identificar el posible pozo inyector responsable de canalización de agua se emplean los siguientes métodos:

- El monitoreo de los pozos inyectores, que consiste en emitir pulsos de agua mediante el cierre alternado de los pozos sospechosos de generar la irrupción temprana de agua. Este método es barato y fácil de implementar, pero requiere un tiempo de operación, sacrificándose el llenado de la formación y el desbalance del empuje de barrido.
- Los Trazadores Radioactivos, que consiste en inyectar sustancias radioactivas en los pozos inyectores, de manera alternada y con suficiente intervalo de tiempo para identificar el pozo responsable.
- Bombeo del pozo productor, conocido en la industria del petróleo como "swab", es una técnica especial de bombeo que se hace en diferentes niveles del pozo afectado por la irrupción de agua, permitiendo reconocer cual es el reservorio por donde se canaliza el agua. Donde el registro del perfil de inyección de los pozos inyectores muestre que reservorio toma mucha agua, el problema será identificado.

Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continua, pero la tasa de producción del petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua (en términos de volúmenes de yacimiento). Si la saturación de agua inicial de la formación

es menor que la requerida para fluir, la producción del petróleo durante dicha fase debe estar libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

Durante la etapa posterior a la ruptura del agua, la producción de esta aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente, se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área de barrido aumentará y puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando sea antieconómico. La porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

### **6.5 Factores geológicos y de reservorio que afectan la eficiencia de barrido.**

En un sistema donde la saturación es principalmente de petróleo, la recuperación de petróleo se realizará con alto corte de agua y menor eficiencia. Los pozos de mejor comportamiento primario son los que presentarán mejor respuesta secundaria ya que se encuentran en la zona de mayor saturación.

Los ambientes de depositación poseen direcciones preferenciales de permeabilidad, impidiendo un barrido radial a partir del pozo.

En el caso de reservorios múltiples, cuando un reservorio se satura, recién otro puede comenzar a tomar agua, lo que implicará una pobre eficiencia de barrido vertical del banco de petróleo y la probable canalización del agua inyectada hacia el productor.

La formación en estudio se encuentra intensamente fallada, en donde las fallas mayores pueden considerarse barreras de permeabilidad, mientras que las menores pueden ser barreras o vías de canalización, como es el caso de las fracturas naturales, para la inyección del agua, lo cual origina irrupciones tempranas de agua y una pobre recuperación final.

La completación y estimulación de los pozos inyectores es otro de los posibles factores de la pobre eficiencia de barrido, de la canalización e irrupción temprana de agua.

La migración y taponamiento por finos es debido al desprendimiento por incompatibilidad entre los fluidos invasores y las arcillas migrables de la formación (Caolinita e Ilita); desprendimiento por fuerzas hidrodinámicas; transporte a través del medio poroso, taponando el cuello de los poros; y al hinchamiento de las arcillas

(Montmorillonita) por reacción con los fluidos invasores. Una manera de contrarrestar es el uso de estabilizadores para arcillas o finos como tratamientos cáusticos (Hidróxido de potasio), tratamientos ácidos (HF, mud-acid), inhibidores para evitar el hinchamiento de la Esmectita (Polímeros), y otros aditivos (inhibidores de corrosión, estabilizadores de hierro). La caracterización de las arcillas se determina mediante análisis de núcleos, muestras de canal y registros GR espectral.

Otro inconveniente a tener en cuenta es el taponamiento por precipitados inorgánicos, ya sea por mecanismo natural donde la salida del gas en solución por efecto de la caída de presión, que al contacto con el agua y el CO<sub>2</sub> reacciona produciendo la precipitación de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>); o por mecanismo inducido por incompatibilidad entre los fluidos utilizados durante las actividades de inyección (agua) y los fluidos de la formación. El uso de ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, mud-acid, ácido acético, ácido fórmico (altas temperaturas), ácido fórmico-clorhídrico (altas temperaturas), ácido sulfámico y cloroacético (bajas temperaturas) y ácidos alcohólicos en caso de yacimientos de gas.

En muchos casos no se alcanza respuesta con el patrón de inyectoras y productores usados, esto se puede atribuir a la compleja geología del Noroeste Peruano, como por ejemplo que fallas que se asumen como sellos realmente no lo son (lo que causaría pérdida de agua en bloques vecinos), o por otro lado fallas cuya existencia podría desconocerse lo cual estaría restringiendo la comunicación entre productores e inyectoras.

## **CAPÍTULO VII. RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO HUALTACAL**

### **7.1 Selección de bloques de inyección y comunicación del Horizonte**

#### **Monterrico.**

Se ha seleccionado 4 bloques de inyección (**Lámina N° 4 y N° 16**), por ser estos los estructuralmente más levantados, delimitados por fallas mayores a 50' de salto, esto con el propósito de estimular con menos pozos inyectoras, el mayor número de pozos. Para establecer si existe comunicación en un reservorio, es necesario recopilar todos los datos posibles de los pozos como producción, presiones, la que podrá ser mejor visualizada con las secciones estructurales y estratigráficas, en otras palabras, una

relación entre los pozos inyectoros y los pozos que espero respondan a la inyección de agua.

Debido a que el yacimiento Hualtacal es parte de un alto estructural, el intervalo a ser inyectado, perteneciente a la Formación Ostrea - Miembro Peña Negra, denominado en este estudio Horizonte Monterrico, se encuentra en Hualtacal Central entre los 1423' y 1873' de profundidad (**Lámina N° 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14**).

## 7.2 Diseño

El tipo de diseño de pozos de inyección muchas veces está controlado por factores como la ubicación de los pozos existentes, la geometría del reservorio en cuestión, etc.

Una operación en línea es aquella en la cual los pozos inyectoros están localizados en una fila. Puede haber sólo una línea de pozos inyectoros localizados en la parte baja de la estructura para inyección de agua (**Lámina N° 4 y 16**) o en la parte alta para la inyección de gas. De otra manera, pueden estar localizados en filas alternadas de pozos productores e inyectoros.

El diseño de inyección, es un factor importante a considerar en la planificación y conducción de un proyecto de recuperación secundaria, el cual debe ser consistente con la naturaleza y con la continuidad del reservorio, además la zona a ser producida debe ser en lo posible enteramente aislada, especialmente para la inyección de agua.

En el área seleccionada donde se llevaría a cabo la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, por ser un Proyecto Piloto, se han seleccionado como pozos inyectoros al H-31, H-19, H-13, H-12 (**Lámina N° 4, 16 y Anexo**) y como pozos probablemente productores a los pozos ubicados buzamiento arriba H-20, H-21, H-14, H-18 y H-24 (**Lámina N° 4, 16 y Anexo**). En un inicio se había propuesto al pozo H-24 como inyector pero después de la elaboración de las secciones estructurales se determinó que sería mucho más conveniente elegir al pozo H-12 como poco inyector y al H-24 como pozo probablemente productor (**Lámina N° 10 y 14**).

### 7.2.1 Control de distribución de los volúmenes de Agua por inyectarse.

Mantenimiento de la presión del yacimiento cerca de la presión mínima de miscibilidad y la maximización de la inyección por debajo de la presión de fractura.

La inyección en arreglos o dispersa consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/agua), del volumen

invadido hacia los pozos productores. También se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo. Se emplea, particularmente en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.

Este tipo de inyección produce una invasión más rápida, sobre todo en yacimientos de bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector-productor es pequeña.

### **7.2.2 Selección y localización de los pozos inyectores.**

La selección depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, permeabilidad ( $K$ ), porosidad ( $\phi$ ), número y posición de los pozos existentes. Para obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores.

En primer lugar serán escogidos para pozos inyectores aquellos que hayan demostrado baja productividad durante su fase de recuperación primaria. Esta elección se debe a que estos pozos, por diversas razones, son los que guardan mayor volumen de petróleo en sitio remanente.

Será necesario tener el menor espaciamiento entre los pozos inyectores y los demás, para tener una mejor recuperación.

Los pozos inyectores deberán de preferencia ubicarse en las partes bajas de los bloques estructurales mayores para facilitar la inundación de estos bloques y el desplazamiento por gravedad del petróleo buzamiento arriba, hacia la parte alta de los mismos bloques; además se tendrá en cuenta que el agua inyectada no se pierda por las fallas.

### **7.3 Cálculo del Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua.**

Basados en las eficiencias obtenidas en proyectos recientes de recuperación mejorada mediante la inyección de agua se estima que se podría recuperar el 3% del petróleo original in situ. Estas reservas podrían ser explotadas, empezando con el éxito del proyecto de inyección de agua, además esto permitiría extender la inyección a otros bloques del yacimiento siempre y cuando los estudios de factibilidad técnica y económica indiquen que su ejecución es rentable.

La experiencia además pronostica que por cada diez barriles de agua inyectados se recuperaría 1 barril de petróleo.

El cálculo del Volumen de Petróleo Recuperable por Inyección de Agua para cada uno de los bloques se resume en la Tabla N° 1.

## CONCLUSIONES

1. El petróleo es generado en lutitas inmediatamente adyacentes y suprayacentes al reservorio.
2. La migración de hidrocarburos empezó en tiempos del Mioceno, poco después del inicio de la generación de hidrocarburos, debido a la proximidad de la fuente hacia las rocas reservorio. El fallamiento y fracturamiento a través de la cuenca habría incrementado la migración vertical de los hidrocarburos.
3. El régimen extensional del Terciario Medio a Tardío es asociado con el fallamiento normal de alto ángulo que entrampó y redistribuyó a los hidrocarburos, causando el actual fallamiento en bloque de los reservorios.
4. Las lutitas marinas separan y sellan a las capas de arenisca de agua somera y profunda. Las lutitas marinas interestratificadas y suprayacentes son los sellos dominantes de los reservorios. Algunas unidades están compuestas de múltiples areniscas separadas por lutitas, como por ejemplo la Formación Ostrea.
5. El yacimiento Hualtaca tiene un acumulado al 31 de diciembre del 2004 de 7'143,428 Bls de petróleo, de los cuales aproximadamente el 60% provienen de la Formación Mogollón, 36.5% provienen de la Formación Ostrea y el 3.5% del Miembro Talara Basal.
6. Estructuralmente, el Yacimiento Hualtaca es parte de un alto estructural alargado en dirección ENE/OSO, que abarca también al Yacimiento Ronchudo. El límite norte del alto lo conforma el Sistema de Fallas Cascajal-Faiquillal, que buza hacia el NNO y alcanza un salto vertical total de unos 4500'. Hacia el sur el alto se hunde progresivamente debido al buzamiento estratigráfico en esta dirección.
7. El Yacimiento Hualtaca al igual que el resto de la Cuenca Talara se encuentra afectado por un intenso fallamiento normal evidenciado por dos sistemas de fallas, un sistema de rumbo predominantemente ENE-OSO y buzamientos al NNO y SSE y que está constituido por el Sistema "Cascajal-Faiquillal", la Falla "Hualtaca", la Falla "X", etc.; y el sistema de rumbo NNE-SSO y buzamientos hacia el ONO y ESE, formado por el Sistema de Fallas "Hualtaca Este" (I, II y III) y las Fallas "6836", "37", "6839", etc.

Cada sistema posee a su vez un denso fallamiento secundario que hace sumamente complicada la interpretación estratigráfica y estructural.

8. La Formación Ostrea es una potente secuencia de ambiente marino-sublitoral constituida por areniscas y en menor proporción conglomerados, intercalados con lutitas y limolitas.
9. La Formación Ostrea presenta una mayor proporción de areniscas en la sección superior constituida por los Miembros Peña Negra y Ostrea C, ambos considerados de interés económico; mientras que en la sección inferior, los Miembros Ostrea D y E, presentan una relación arena/lutita cercana a 1, facies de grano fino a muy fino en las areniscas aumentando el contenido de cemento calcáreo, esporádicamente la parte superior del Miembro D posee algunos desarrollos de areniscas que han sido abiertos a producción. El Miembro Lagoon, del tope de la formación, estaría ausente en toda el área, probablemente debido al efecto de la erosión Pre-Talara.
10. La secuencia es regresiva con dos sub-secuencias. La primera sub-secuencia se inicia con facies litorales (en seguida de las facies fluviales del Mogollón), siguen con ambientes más marinos de plataforma y culmina con un breve episodio de influencia aún más marino con deposición de lutitas pro-delta (Capa Clave "M").  
La segunda sub-secuencia corresponde a los Miembros Peña Negra y Lagoon, son depósitos litorales ubicados en la zona descubierta durante marea baja que pasan gradualmente a ambientes más marinos de plataforma. La energía de marea permanece secundaria con respecto a la energía de las olas. La Formación Palegreda corresponde a las facies lutáceas marinas. La posición relativa de las dos formaciones contemporáneas confirma la polaridad del sistema fluvio deltáico del Noreste hacia el Suroeste.
11. El horizonte de arenisca a inyectar, perteneciente al Miembro Peña Negra-Formación Ostrea, posee continuidad lateral en los bloques A, B, C y D.
12. En el área de Hualtaca Central se carece de registros de densidad-neutrón y/o de análisis convencional de núcleos, por lo tanto los datos de porosidad, saturación de agua y de permeabilidad han sido tomados de áreas vecinas por semejanza.



13. El POIS del horizonte de arenisca a inyectar perteneciente al Miembro Peña Negra-Formación Ostrea de los bloques A, B, C y D es de 522,221 Bls de petróleo.
14. La recuperación de petróleo por inyección de agua con un factor de recuperación de 3% es de 15,667 Bls.
15. El incremento en la producción de petróleo se produce inmediatamente después del llenado y se mantiene en ese nivel por los siguientes 4-10 meses. Este período estará caracterizado por un valor específico en la razón inyección-producción, que varía entre 2 y 12 con valores esperados promedios entre 4 y 6 en una inundación típica.
16. A partir de la primera respuesta a la inyección de agua en forma de un incremento significativo de la producción de petróleo, el régimen de producción del mismo declina o permanece constante. Los vacíos del reservorio son llenados, el gas presente pasa a estar en solución, y la presión del reservorio es restaurada.
17. El verdadero problema a ser resuelto en la búsqueda del éxito de un proyecto de inyección de agua, es el desarrollo de técnicas que consideren todos los fenómenos físicos que afectan significativamente la inundación.
18. Los Reservorios de la Formación Ostrea no deben ser considerados para proyectos masivos de recuperación mejorada ya que las variaciones laterales de facies son muy evidentes, al igual que el poco espesor de los estratos reservorio y el intenso fallamiento característico de la zona.
19. Además del agua, existen otros fluidos de inyección alternativos para la recuperación adicional de petróleo que presentan pocas limitaciones técnicas y que en el mundo han tenido resultados positivos, tales como el Gas y el Nitrógeno.
20. El crecimiento productivo del campo se logrará principalmente mediante el incremento de reservas recuperables remanentes, siguiendo métodos de recuperación secundaria.

## RECOMENDACIONES

1. Se debe ejercer control en todas las fases de este proyecto, para tener una buena calidad de la ingeniería y de la supervisión total de las operaciones. Este requisito es muy importante, a fin de que se cumpla con el objetivo de optimizar la recuperación final y no se cause daños irreversibles al reservorio.
2. Con el fin de reducir riesgo de daño al reservorio, se debe efectuar pruebas de compatibilidad entre el agua de formación y el agua a inyectar además de pruebas de inyectividad en los pozos inyectores.
3. Se propone 4 pozos inyectores y 5 pozos probablemente productores ubicados buzamiento arriba, después del análisis estructural se designó al H-12 como inyector y al pozo H-24 de inyector a probablemente productor.
4. Para caracterizar aún más al reservorio se debe continuar con la evaluación petrofísica por bloque, ya que nos permitiría ajustar el mapa de Arena neta y en consecuencia obtener un dato más confiable del POIS y del volumen de petróleo recuperable por inyección de agua.
5. En los reservorios de la Formación Ostrea se debe realizar la recuperación secundaria por inyección de agua por bloque estructural.
6. El Miembro Talara Basal es considerado un horizonte adicional a inyectar, por su posición estructural, estratigráfica y sobre todo por su continuidad lateral evidenciada en este estudio.
7. Dependiendo de los resultados de la inyección de agua, en el futuro se podrían aplicar en el reservorio otros Métodos de Recuperación Mejorada, para incrementar aún más su recuperación final.
8. Evaluar la posibilidad de emplear Gas o Nitrógeno como fluido de inyección, ya que el Lote II cuenta con reservas probadas y probables de gas que ascienden a 19,446 MMPCS, por otro lado el precio actual del gas podría ser un limitante, siendo en este caso el N<sub>2</sub>, una mejor alternativa por ser más económico.

## BIBLIOGRAFÍA

American International Petroleum Corporation (AIPC), No date: A review of the petroleum potential of Tumbes Basin, Peru; Denver, Colorado, 46 p.

Bassiouni, Zaki (2001): Análisis del Comportamiento de Reservorios y Determinación de Reservas, Capítulo 5, p. 1-6.

Cande y Kent (1992): A new geomagnetic polarity time scale for the Late Cretaceous and Cenozoic, *Journal of Geophysical Research*, v. 97, p. 13917 – 13951.

Compañía Consultora de Petróleo (1999): Evaluación del Potencial de Hidrocarburos en el Yacimiento Hualtaca del Lote II – Talara, p. 3-8.

Gaffrey, Cline & Associates for PerúPetro (2005): Hydrocarbon Prospectivity of the Talara Basin, p. 1-33.

González Torres (1999): Modelo Sedimentario de la fm. Basal Salina cuenca Talara, Ingepet' 99 seminar, Lima, Perú, oct. 26-29, 1 CD-ROM, EXPR-1-EG-13.pdf, 16p.

Highley, Debra (INGEPET 2002-EXPR-3-DH-68): Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System, Talara Basin Province, Peru, p. 1-10.

Jaillard y otros (1995): Basin development in an accretionary, oceanic-floored fore-arc setting, southern coastal Ecuador during Late Cretaceous-Late Eocene time, *Petroleum basins of South America*, AAPG Memoir 62, p. 615 – 631.

Kingston (1994): Undiscovered petroleum of southern South America; U.S. Geological Survey Open-File Report 94-559, 443 p.

Lonsdale (1978): Ecuadorian Subduction System. *AAPG Bull.*, 62, 12, 2454 – 2477.

Mansilla Pimentel, Dennis José (1993): Análisis del Método de Predicción de Bush-Helander y su Aplicación para Procesos de Inundación de Agua en el Noroeste Peruano, Tesis, Capítulo 1.

Marocco y otros (1995): Intermontane Late-Paleogene-Neogene basins of the Andes of Ecuador and Peru, sedimentologic and tectonic characteristics, *Petroleum basins of South America*, AAPG Memoir 62, p. 597-613.

Martínez E., Fernández J., Calderón I. & Galdós C. (2004): The Hydrocarbon Potential of NW Peru, Tumbes and Talara Basins Study, p. 4-39.

PerúPetro (2001): The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous - Tertiary Total Petroleum System, p. 4 – 31 (CD ROM).

Pindell y Tabbutt (1995): Mesozoic-Cenozoic Andean paleogeography and regional controls on hydrocarbons systems, *Petroleum basins of South America*, AAPG Memoir 62, p. 101 – 128.

Raez Lurquin (1999): Tectónica en la cuenca Talara costa-afuera, NW Peru Exploration and exploitation of petroleum and gas, Ingepet '99 seminar, Lima, Peru, Oct. 26-29, 1 CD-ROM, EXPR-1-MR-12.pdf, 19 p.

Sanz (1998): Geología y potencial hidrocarburífero de la región Máncora-Tumbes, Ph.D dissertation, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 119 p.

Sebrier y otros (1988): The Andes of central Peru, *Tectonics*, v. 7, Nº 4, p. 895 – 928.

Seranne, Michel (1987): Informe Geológico sobre la Evolución Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara, Parte I Texto, p. 6-33.

Shepherd y Moberly (1981): Coastal structure of the continental margin, northwest Peru and southwest Ecuador, *Geologic Society of America Memoir*, n 154, p. 351-391.

Thornburg y Kulm (1981): Sedimentary basins of the Peru continental margin: Structure, stratigraphy, and Cenozoic tectonics from 6°S to 16°S Latitude, Nazca plate, Crustal formation and Andean Convergence, *GSA Memoir* 154, pp. 393 – 422.

Ziegler et al. (1981): Paleoclimate, sedimentation, and continental accretion, *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, v. A301, p. 253-264.

Zúñiga-Rivero y Hay Roe (1998): Oil, gas potential in shallow water, Peru's continental shelf basins, *Oil and Gas Journal*, Nov. 16, 1998, p. 92-96.

## ANEXO

### Información de pozos del Proyecto de Inyección:

#### Pozo N°: H-31

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,630	497,425

Elevación: 837'

Inicio de perforación: 29/03/62  
 Término de perforación: 10/04/62  
 Profundidad Final: 2637'

➤ A 68', pérdida de circulación (20 bls). Se controló con bentonita y semilla de algodón.

Tope de cemento: 200'. De 200' hasta la superficie canalizado.

Topes Formacionales:

Formación Verdún	0' - 495'
Grupo Talara	495' - 1420'
(Miembro Talara Basal)	(1220' - 1420')
Formación Ostrea	1420' - 2637'
(Miembro Peña Negra)	(1420' - 2000')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1643' - 2624')
	Miembro Talara Basal	(1228' - 1416')

RPI: 106 B/D      5/16" SURGENTE      (02/05/1962)      Petróleo de 22.9° API

Producción acumulada: 70,274 bls x 20,195 bls x 4,323 MCF (12.04)  
 Estado Actual: ATA

#### Pozo N°: H-20

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,596	497,686

Elevación: 789'

Inicio de perforación: 15/02/62  
 Término de perforación: 26/02/62  
 Profundidad Final: 2563'

➤ A 1219', pérdida de circulación (20 bls). Se controló con semilla de algodón.  
 ➤ A 1227' se notó presencia de gas.

Topo de cemento: 250'.

Topes Formacionales:

Reciente .	0' - 50'
Grupo Talara	50' - 1250'
(Miembro Talara Basal)	(1053' - 1250')
Formación Ostrea	1250' - 2563'
(Miembro Peña Negra)	(1250' - 1840')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1463' - 2496')
	Miembro Talara Basal	(1153' - 1240')

RPI: 403.5 B/D 5/16" SURGENTE (09/03/1962) Petróleo de 23.3° API

Producción acumulada: 96,162 bls x 4,680 bls x 1,044 MCF (11.04)  
 Estado Actual: ATA

### Pozo N°: H-21

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,529	497,964

Elevación: 795'

Inicio de perforación: 01/02/62  
 Término de perforación: 12/02/62  
 Profundidad Final: 2360'

Topo de cemento: hasta la boca del pozo.

Topes Formacionales:

Reciente	0' - 60'
Grupo Talara	60' - 1165'
(Miembro Talara Basal)	(964' - 1165')
Formación Ostrea	1165' - 2360'
(Miembro Peña Negra)	(1165' - 1705')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1423' - 2296')
	Miembro Talara Basal	(994' - 1182')

RPI: 19.25 B/D 5/16" SURGENTE (14/03/1962) Petróleo de 23.6° API

Producción acumulada: 38,782 bls x 3,314 bls x 2,027 MCF (12.04)  
 Estado Actual: PRODUCTOR CSW

### Pozo N°: H-19

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,399	497,536

Elevación: 779'

Inicio de perforación:	15/03/62
Término de perforación:	27/03/62
Profundidad Final:	2738'

Tope de cemento: 200'.

Topes Formacionales:

Reciente	0' - 45'
Grupo Talara	45' - 1486'
(Miembro Talara Basal)	(1258' - 1486')
Formación Ostrea	1486' - 2738'
(Miembro Peña Negra)	(1486' - 2070')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1807' - 2711')
	Miembro Talara Basal	(1330' - 1516')

RPI: 138 B/D      PU      (24/10/1962)      Petróleo de 23.7° API

Producción acumulada:	66,988 bls x 28,672 bls x 4,672 MCF (06.90)
Estado Actual:	ATA CSW (03.04)

### Pozo N°: H-14

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,352	497,793

Elevación: 786'

Inicio de perforación:	27/11/61
Término de perforación:	27/12/61
Profundidad Final:	4407'

Tope de cemento: 650'.

Topes Formacionales:

Grupo Talara	0' - 1256'
(Miembro Talara Basal)	(1068' - 1256')
Formación Ostrea	1256' - 3090'
(Miembro Peña Negra)	(1256' - 1730')
Formación Mogollón	3090' - 4407'

Intervalos abiertos:	Formación Mogollón	(3240' - 4166')
	Formación Ostrea	(1476' - 2366')
	Miembro Talara Basal	(1211' - 1253')

RPI: 143.62 B/D 9/32" SURGENTE (23/01/1962)      Petróleo de 23.8° API

Producción acumulada: 87,244 bls x 28,699 bls x 8,575 MCF (12.04)  
Estado Actual: PRODUCTOR

### Pozo N°: H-13

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,154	497,628

Elevación: 824'

Inicio de perforación:	10/12/61
Término de perforación:	17/12/61
Profundidad Final:	2549'

Tope de cemento: 700'.

Topes Formacionales:

Reciente	0' - 50'
Grupo Talara	50' - 1468'
(Miembro Talara Basal)	(1360' - 1468')
Formación Ostrea	1468' - 2549'
(Miembro Peña Negra)	(1468' - 1870')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1680' - 2479')
	Miembro Talara Basal	(1408' - 1468')

RPI: 73.25 B/D PU (01/01/1962)      Petróleo de 24.2° API

Producción acumulada: 23,668 bls x 1,001 bls x 0 MCF (07.03)  
Estado Actual: ATA

### Pozo N°: H-18

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,154	497,628

Elevación: 818'

Inicio de perforación:	21/01/62
Término de perforación:	30/01/62



Profundidad Final: 2361'

- Pérdida de circulación en la superficie, a la altura de la cantina. Se controló con semilla de algodón.

Tope de cemento: 550'.

**Topes Formacionales:**

Reciente	0' - 60'
Grupo Talara	60' - 1270'
(Miembro Talara Basal)	(1205' - 1270')
Formación Ostrea	1270' - 2361'
(Miembro Peña Negra)	(1270' - 1625')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1333' - 2292')
	Miembro Talara Basal	(1232' - 1262')

RPI: 28 B/D      PU      (04/03/1962)      Petróleo de 29.5° API

Producción acumulada: 28,214 bls x 2,712 bls x 1,913 MCF (12.04)  
 Estado Actual: PRODUCTOR CSW

**Pozo N°: H-12**

**Coordenadas:**

Norte	Este
9,519,826	497,977

Elevación: 912'

Inicio de perforación: 02/11/61  
 Término de perforación: 23/11/61  
 Profundidad Final: 4408'

- A 60' se perdieron 20 barriles de lodo, se controló con semilla.

Tope de cemento: 900'.

**Topes Formacionales:**

Reciente	0' - 60'
Grupo Talara	60' - 1744'
(Miembro Talara Basal)	(1660' - 1744')
Formación Ostrea	1744' - 3460'
(Miembro Peña Negra)	(1744' - 2052')
Formación Mogollón	3460' - 4408'

Intervalos abiertos:	Formación Mogollón	(3482' - 3914')
	Formación Ostrea	(1790' - 2386')
	Miembro Talara Basal	(1670' - 1728')

RPI: 243 B/D 9/32" SURGENTE (07/12/1961) Petróleo de 20.1° API

Producción acumulada: 68,508 bls x 10,488 bls x 8,202 MCF (12.04)  
 Estado Actual: PRODUCTOR

### Pozo N°: H-24

Coordenadas:

Norte	Este
9,520,069	498,147

Elevación: 808'

Inicio de perforación: 03/01/63  
 Término de perforación: 13/01/63  
 Profundidad Final: 2476'

Tope de cemento: 1000'.

Topes Formacionales:

Reciente	0' - 40'
Grupo Talara	40' - 1380'
(Miembro Talara Basal)	(1270' - 1380')
Formación Ostrea	1380' - 2476'
(Miembro Peña Negra)	(1380' - 1695')

Intervalos abiertos:	Formación Ostrea	(1506' - 2441')
	Miembro Talara Basal	(1299' - 1380')

RPI: 69 B/D PU (12/04/1963) Petróleo de 25.6° API

Producción acumulada: 32,638 bls x 3,456 bls x 1,548 MCF (12.04)  
 Estado Actual: PRODUCTOR CSW

