

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS  
NATURAL Y PETROQUIMICA**



**ANÁLISIS PRODUCTIVO DE RESERVORIOS DE BAJA  
CALIDAD FORMACIÓN OSTREA (MIEMBROS C-D-E)  
YACIMIENTO: PEÑA NEGRA  
LOTE X - TALARA**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA  
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE  
PETROLEO**

**ELABORADO POR:**

**GRETHEL MOREYRA HERRERA**

**PROMOCION 2001**

**LIMA – PERU**

**2006**

**ANALISIS PRODUCTIVO DE RESERVORIOS DE BAJA CALIDAD**  
**FORMACION OSTREA (MIEMBROS C-D-E)**  
**YACIMIENTO: PEÑA NEGRA**  
**LOTE X - TALARA**

1. Sumario	1 - 2
2. Introducción	3 - 5
3. Descripción de la Formación Ostrea	
3.1. Geología	6 - 18
3.1.1 Geología Estructural.	
3.1.2 Estratigrafía	
3.1.3 Mineralogía	
3.2. Ingeniería de Reservorios	19 - 30
3.2.1 Parámetros de roca reservorio	
3.2.2 Propiedades de los fluidos	
3.2.3 Presión de reservorio	
3.2.4 Mecanismos de Impulsión	
3.3. Desarrollo del Yacimiento	31 - 39
3.3.1 Perforación	
3.3.2 Completación y Estimulación	
3.3.3 Historia de Producción	
3.3.4 Segregación de Producción	
3.4. Reservas	41 - 49
3.4.1 Calculo del POIS	
3.4.2 Reservas Desarrolladas	
3.4.3 Reservas No desarrolladas	
3.4.4 Curva tipo de Declinación	
3.4.5 Factor de recuperación	
3.5. Trabajos de Reparaciones	50 - 54
3.5.1 Pozos Reparados	
3.5.2 Reservas Desarrolladas	

3.5.3	Trabajos de Estimulación	
3.5.4	Costos	
3.5.5	Evaluación Económica.	
3.6.	Perspectivas de Desarrollo Adicional	55
4.	Conclusiones	56 - 58
5.	Recomendaciones	59

## 1. Sumario

La madurez alcanzada en la explotación de los mejores reservorios del Lote X, Cuenca Talara, Perú, determina la necesidad de buscar oportunidades de negocio para el rejuvenecimiento del campo. Una de las alternativas, ha sido la puesta en producción, de arenas de limitado espesor permeable, que difícilmente podría ser identificado por los antiguos registros eléctricos debido a la resolución de los mismos, sin embargo, mostraban presencia de hidrocarburos en los registros litológicos.

El presente trabajo muestra la metodología empleada para la identificación, definición y adecuación de las operaciones para la recuperación económica de los hidrocarburos almacenados en reservorios de baja capacidad de almacenamiento y flujo de la formación Ostrea en los miembros C, D y E, a través de la caracterización del reservorio y nos permita tener un mejor conocimiento de la capacidad productiva, volúmenes de reservas y factibilidad de completar su desarrollo.

La metodología empleada se ajusta al flujo de procesos de reservorios, definido por una representación grafica de un conjunto de procesos que integra reservorios. El mapa contextual consta de: Adquisición y procesamiento de datos, Modelo Estático, Modelo Dinámico y Modelo Desarrollo.

El modelo estático inicia con la generación de los modelos estructural basados en la interpretación de las secciones estructurales en el Tope de la Formación Ostrea: Miembro C (MK6) y Miembro D (MK7). Estratigráficamente esta dividida en cinco miembros: Lagoon, Peña Negra, C, D y E. Su litología consiste de intercalaciones de areniscas y lutitas. La mineralogía esta compuesta principalmente: cuarzo, minerales arcilloso, feldespato y calcita, el análisis del

mineral arcilloso muestra un alto porcentaje de caolinita e illita, que reduce la Capacidad de Almacenamiento y de Flujo. Para el modelo de petrofísica se utilizó perfiles sintéticos para calcular la porosidad a partir de la resistividad corta (SN) usando regresiones con coeficientes de ajuste mayor a 70%. Se logró tener un buen grupo de datos como  $\Phi$  y  $S_w$ . Con la información obtenida e integrada se calculó el Petróleo Insitu (POIS).

El modelo dinámico se inicia con el modelo de fluidos (PVT) para obtener datos representativos se usó correlaciones como: Standing y Beggs-Robinson, considerando gravedad API y Solubilidad del Gas inicial ( $R_{si}$ ). Para el modelo de presiones se reconstruyó la historia de presiones a partir de ensayos existentes, extrapolando la curva nos mostraba que aun presentaba energía el reservorio. La historia de producción se efectuó partiendo de la información de historiales de completación y estimulación además de los ensayos de producción individuales por formación. Integrando la información obtenida en los procesos, se logró hacer el balance de materia obteniendo la Presión actual y POIS para el Miembro C, no se pudo efectuar para el miembro E, por no tener datos de presión.

El modelo desarrollo integró el modelo estático y dinámico y se elaboró propuestas para la ejecución de reparaciones y perforación de pozos, con la finalidad de mejorar su factor de recuperación del reservorios Ostrea. Además ha permitido tener un mayor conocimiento de la distribución areal de las características de estos reservorios.

## 2. Introducción

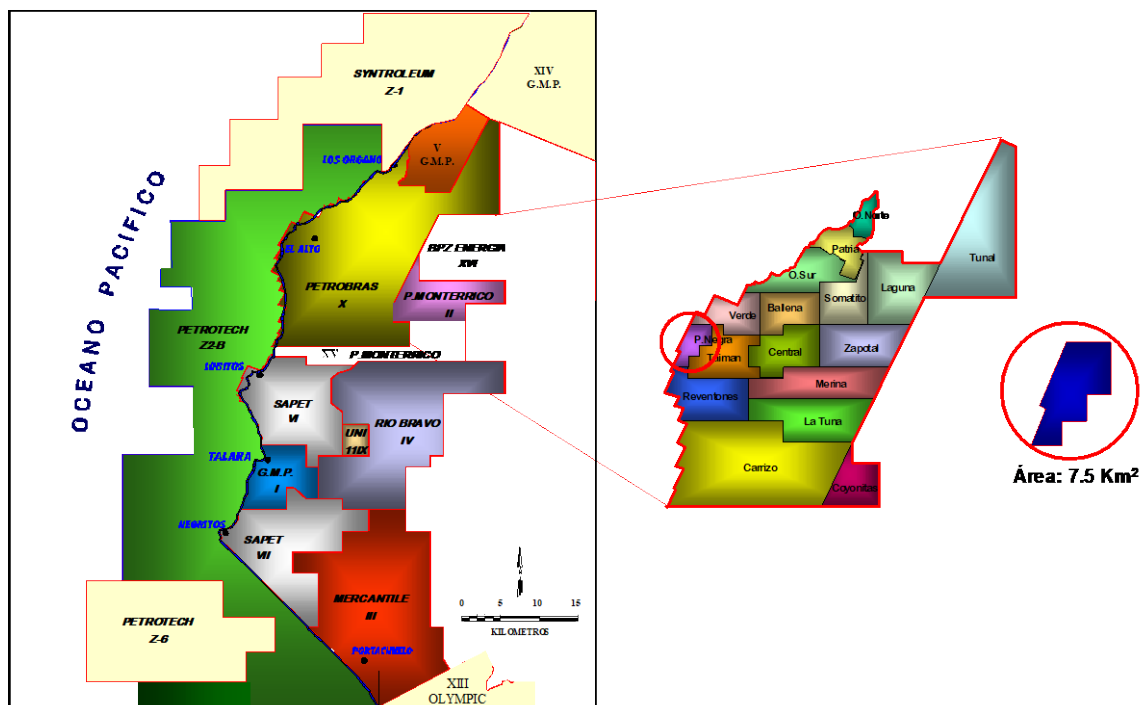
El Lote X esta ubicado en la zona centro-norte de la Cuenca Talara, al noroeste del Perú. Tiene una superficie de 470 km<sup>2</sup> (Véase Fig. N° 1). Su explotación comenzó en el año 1911 con la perforación del pozo Restín 1.



Fig. N° 1 “Mapa de Ubicación”

El Lote X limita hacia el norte con el Lote V (GMP), al sur con el Lote XV (Petrolera Monterrico), al este con el Lote II (Petrolera Monterrico) y al oeste con el Lote Z-2B (Petro-Tech). El Lote X comprende 17 yacimientos, entre los que se encuentra el Yacimiento Peña Negra, materia del presente trabajo.

El Yacimiento Peña Negra se encuentra en la parte oeste del Lote X, tiene una extensión de 7.5 km<sup>2</sup>. Limita al norte con el Yacimiento Verde, al sur con el Yacimiento Reventones, al este con el Yacimiento Taiman y al oeste con el Lote Z-2B (Véase Fig. N° 2).



**Fig. N° 2 “Identificación del Área de Estudio”**

Se inicio la explotación del Yacimiento Peña Negra, con el pozo EA8 en diciembre del año 1914. A Setiembre del 2004 la producción diaria es 571 bopd x 216 bwpd x 0.9 MM scfg y tiene una producción acumulada de 22.5 MMbo x 3.6 MMbw x 13.1 MMM scfg, provenientes de las formaciones: San Cristóbal, Mogollón, Ostrea Insitu, Echinocyamus Insitu, Ostrea Repetido y Echinocyamus Repetido.

La formación Ostrea miembros E, D, C, material del estudio, tiene producción diaria de 163 bopd y una producción acumulada de 1.1 MM bo.

El objetivo del presente trabajo es realizar la caracterización del reservorio que permita tener un mejor conocimiento de la capacidad productiva de la Formación Ostrea en sus miembros E, D y C; volúmenes de reservas y factibilidad de completar su desarrollo adicional mediante campañas futuras de reacondicionamientos y perforación de pozos; incrementando la producción actual del Lote X y por consecuencia la recuperación final de petróleo del reservorio Ostrea.



### **3. Descripción de la Formación Ostrea**

#### **3.1. Geología**

La Cuenca Talara se encuentra dentro de un marco tectónico regional, el cual esta dominada por la subducción de la Placa de Nazca por debajo de la Placa Sudamericana. La Mega Falla Dolores Guayaquil representa un cambio fundamental en la estructura de la corteza de esta zona de Sudamérica.

La Cuenca Talara ubicada al Noroeste del Perú es de forma alargada en dirección NE-SO, su parte oriental forma una angosta franja costera limitada por los cerros Amotape-La Brea conformados por rocas del Paleozoico, su parte occidental se encuentra sumergida en el Océano Pacífico y forma parte del zócalo continental con límites aun no bien definidos.

El relleno sedimentario de la cuenca cubre alrededor de 15000 km<sup>2</sup> y varia en edad desde el Cretáceo hasta el Eoceno, tiene alrededor de 22000 ft de espesor (Carozzi 1993).

La formación Ostrea se depositó en el Eoceno inferior entre los 50.6ma y 49.7ma. El ambiente deposicional corresponde a una fuerte alternancia y superposición de ambientes deltaico fluvial y lagoonar estos con grandes espesores favorecidos por una alta subsidencia ocurrida en la zona durante la fase extensional que sufrió la cuenca en el Eoceno Inferior (Pardos Casas, Molnar 1987).

### 3.1.1 Geología Estructural.

El área del Lote X participa del patrón tectónico de la Cuenca Talara que tiene como característica principal su intenso desplazamiento en bloques; debido a la presencia de fallas normales, fallas de repetición de bajo ángulo e incluso fallas inversas. Las fallas normales pueden tener grandes desplazamientos originando un gran número de bloques estructurales, distribuidos en forma caótica en “altos” y “bajos” estructurales. Las fallas de menor salto originan sub bloques en los bloques principales. Este fallamiento afecta principalmente los reservorios Mogollón, Ostrea Insitu (Miembro Peña Negra), Echinocyamus Insitu y Helico.

El Yacimiento Peña Negra se encuentra ubicado en un “alto” estructural denominado El Alto. Hacia el noroeste del área existe un rasgo estructural importante; debido a la presencia de un fallamiento inverso que en el subsuelo afecta los niveles estratigráficos sobre la Formación Echinocyamus Insitu; originando la repetición de las Formaciones Ostrea, Clavel y Echinocyamus.

La configuración estructural del Yacimiento Peña Negra ha sido elaborada en base de la interpretación de secciones estructurales que cubren el área en estudio (Véase Fig. N° 3). Estas secciones solo se han considerado la interpretación para la Formación Ostrea. Con la interpretación de las mismas se elaboro el mapa estructural en el Tope del Ostrea Miembro C (MK 6) y Tope del Ostrea Miembro D (MK 3).

El mapa estructural en el Tope del miembro C, presentan 3 principales fallas (Véase Fig. N° 4) que limitan el área de estudio son:

**Falla Noroeste**, controlada por el pozo EA1764, delimita la zona noroeste del bloque, con salto de falla aproximadamente de 1000’.

**Falla Peña Negra**, ubicada al Noreste, controlado por los pozos EA1549 y EA1647, con salto de falla aproximadamente de 800’.

**Falla Restin**, ubicado al Sureste, controlado por los pozos EA7619, EA7553.



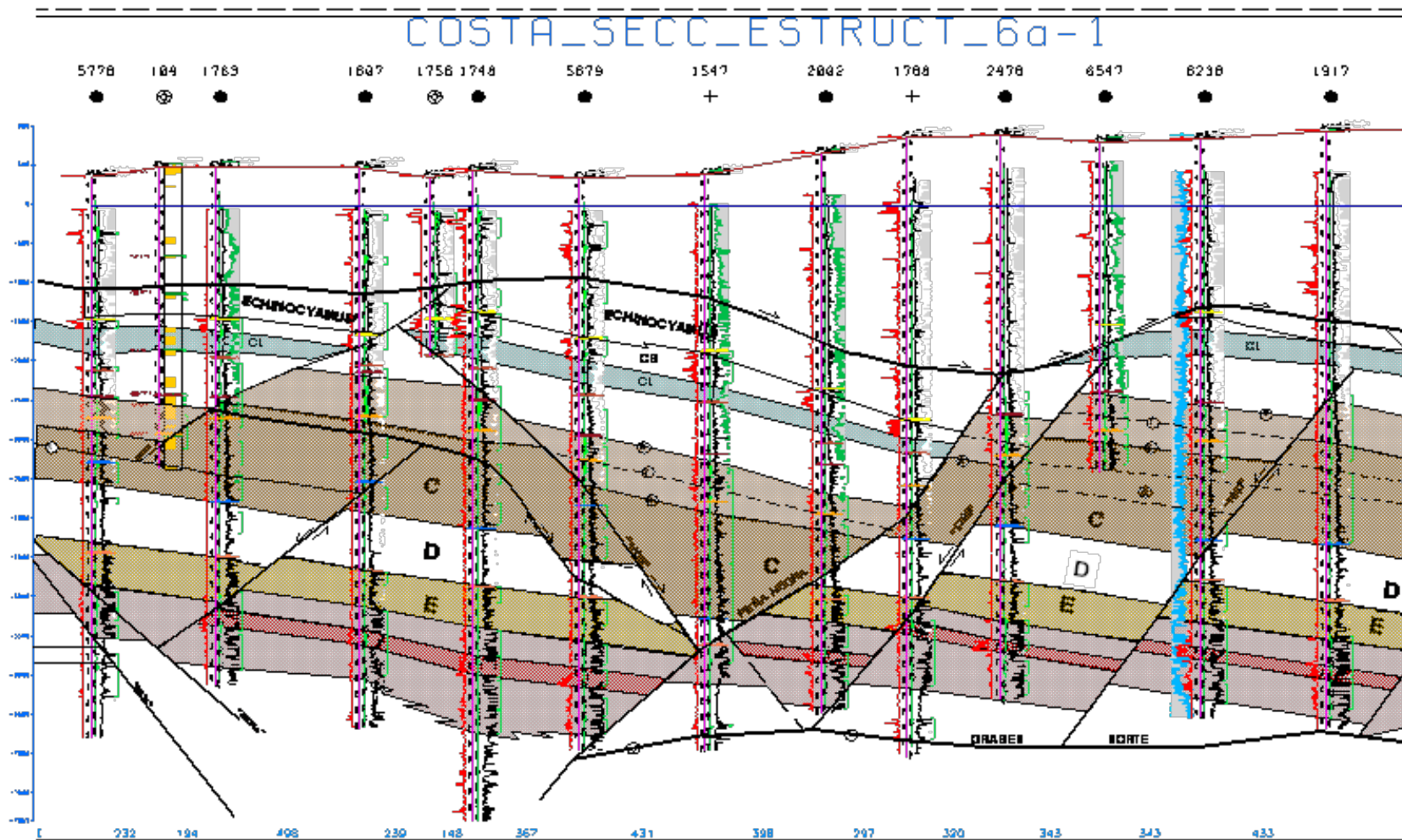


Fig. N° 3 “Sección Estructural en la dirección NE del área de estudio ”

El mapa estructural en el Tope del miembro D, presentan 3 principales fallas (Véase Fig. N° 5) que limitan el área de estudio son:

**Falla Noroeste**, controlada en el pozo EA1867, delimita la zona noroeste del bloque.

**Falla Peña Negra**, controlada en los pozos EA1647, EA2002, ubicado al Noreste.

**Falla Restin**, controlado por los pozos EA7619, EA7553, ubicado al Sureste.

Asimismo, la presencia de 2 fallas en el área en estudio, ha generado un sub bloques:

**Bloque central (Bloque C)**, delimitado por las Fallas EA5688 y EA5665, cada falla presenta un salto de 500'.

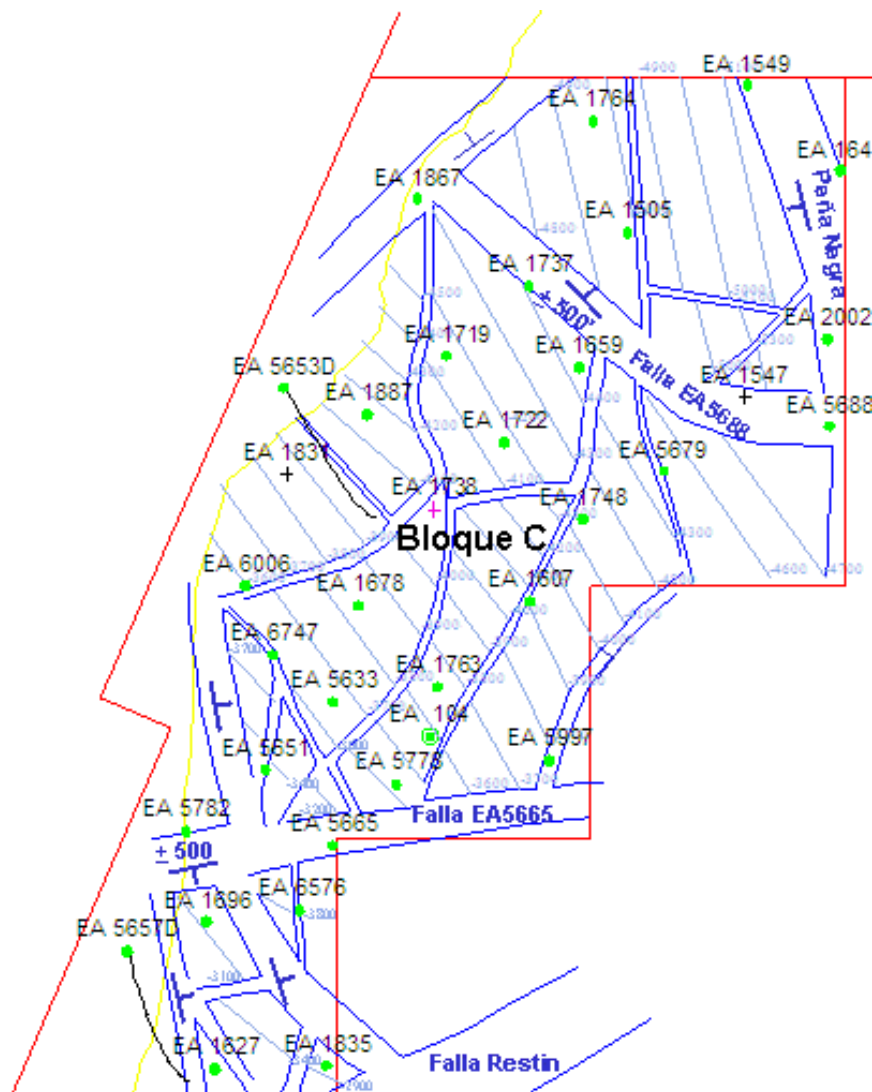


Fig. N° 5 “Mapa Estructural en el Miembro D”

### 3.1.2 Estratigrafía

#### ***Estratigrafía de regional de Lote X***

El relleno sedimentario de la cuenca comprende depósitos que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario, pudiéndose observar la ausencia de ciertas unidades debido a procesos de erosión y no depositación.

#### **a. Paleozoico**

Considerado el basamento metamórfico de la cuenca. Litológicamente esta constituido por argillitas y cuarcitas escasamente intruídas por granitos los cuales producen un metamorfismo térmico sobre estos sedimentos generando metamorfitas del tipo de los Esquistos, Pizarras, Filitas, etc. Una característica particular de esta roca es la presencia de fracturas naturales.

#### **b. Cretaceo**

##### *Formación Pananga*

Consiste mayormente de calizas que descansan en discordancia angular sobre el Paleozoico con conglomerados y calcarenitas hacia la base.

##### *Formación Muerto*

Yace en concordancia sobre la formación Pananga, consiste de calizas micríticas negras, bituminosas y fétidas en capas delgadas intercalados con niveles margosos.

##### *Formación Redondo*

Consiste de lutitas limolíticas ligeramente calcáreas, localmente arenosas en las partes basales son de color gris a marrón y contienen nódulos calcáreos.

#### **c. Terciario**

##### ***Eoceno Inferior***

##### *Formación Basal Salina*

Inicia la sedimentación del Eoceno, es uno de los principales reservorios productivos en la Zona Oeste. La distribución de esta unidad cubre el borde oeste llegando hasta la zona central de yacimiento Carrizo del Lote X.

Esta constituidos por conglomerados redondeados y areniscas en el norte y por lutitas, areniscas y conglomerados en secuencia grano-creciente en el Sur.

Descansan en Discordancia angular sobre el Paleozoico y sobre el Cretaceo próxima al yacimiento Central.

#### Formación San Cristóbal

Está constituida principalmente de lutitas marinas, intercaladas con cuerpos de areniscas y limolitas con varios niveles conglomerádicos. La granulometría y la proporción de niveles conglomerádicos aumenta hacia el norte. Al sur el equivalente Salina Inferior esta constituidas de siltstones y areniscas finas.

#### Formación Mogollón

Se encuentra ampliamente distribuida en todo el Lote X, representa un importante reservorio productivo. Litológicamente esta constituida por areniscas de grano medio a grueso, areniscas conglomerádicas, de color gris claro y gris verdoso sus granos varían entre subangulosos a subredondeados, con la selección pobre a buena y conglomerados. Los cambios laterales de facies de más gruesas a más finas se hacen según una dirección NE-SO.

#### Formación Ostrea

Litológicamente es constituida por areniscas de grano fino a medio de color gris claro a beige en estratos masivos intercalados con niveles delgados de lutitas y limolitas. En el Lote X, está dividida en cinco miembros: Ostrea E, Ostrea D, Ostrea C, Peña Negra, y Lagoon.

#### Formación Clavel

La Formación clavel consiste de lutitas de color gris oscuro con niveles de limolitas y areniscas finas. Las lutitas Clavel corresponden a lutitas pro-delta que representan los sedimentos más finos y distales depositados por el sistema deltaico de la formación Echinocyamus.

#### Formación Echinocyamus

La Formación Echinocyamus, presenta cinco miembros: Cabo Blanco, Verde, Somatito, Constancia y Ballena, siendo los más destacados los miembros Cabo Blanco y Somatito.

El miembro Cabo Blanco consiste de secuencias decrecientes, la base esta conformada por arenas y la parte superior consta de conglomerados con estratificaciones oblicuas, presenta variación lateralmente en las dos partes. El miembro Verde está formado por lutitas, en el miembro se desarrollan secuencias de areniscas, grano decrecientes con conglomerados (arena central). Los miembros superiores, están constituidas de areniscas de grano fino a medio, a veces conglomerádicas con una alternancia de lutitas gris claro a gris verdosa. Se diferencian los Miembros Somatito y Ballena conformados por secuencias grano y estrato-crecientes de arenas separados por un intervalo lutáceo correspondiendo al miembro Constanca.

### ***Eoceno Medio***

#### **Grupo Talara**

El Grupo Talara está conformado de varias Formaciones y Miembros de extensiones regionales. Sin embargo, distinguiremos a la Formación Lutitas Talara con sus miembros: Terebrátula, Lobitos, Hélico, Monte, Brechas Talara; la formación Areniscas Talara y la Formación Pozo.

#### **Formación Lutitas**

##### **Miembro Terebratula**

Litológicamente esta constituido por conglomerados redondeados intercalados con areniscas. En la parte superior la secuencia consiste en arenas con estratificaciones planas paralelas de alta energía.

##### **Miembro Hélico**

Es un productor importante en la zona Sur, litológicamente está constituido por conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo color gris verdoso, con gránulos de glauconita separados por intercalaciones de lutitas marrón grisáceo, suaves, masivas.

#### **Formación Areniscas Talara**

Sobreyace las formaciones Lutitas Talara. El contacto gradacional se hace con aumento progresivo de la proporción de arenas y del espesor de las capas. Se observa una secuencia grano y estrato creciente de progradación.



***Eoceno Superior***

**Formación Verdún**

Litológicamente esta compuesta por conglomerados y areniscas blanquecinas, gruesas a muy gruesas. Se encuentran constituidas por clastos de cuarzo y líticos dentro de una matriz limosa.

La columna estratigráfica del Lote X (Véase Fig. Nº 6).

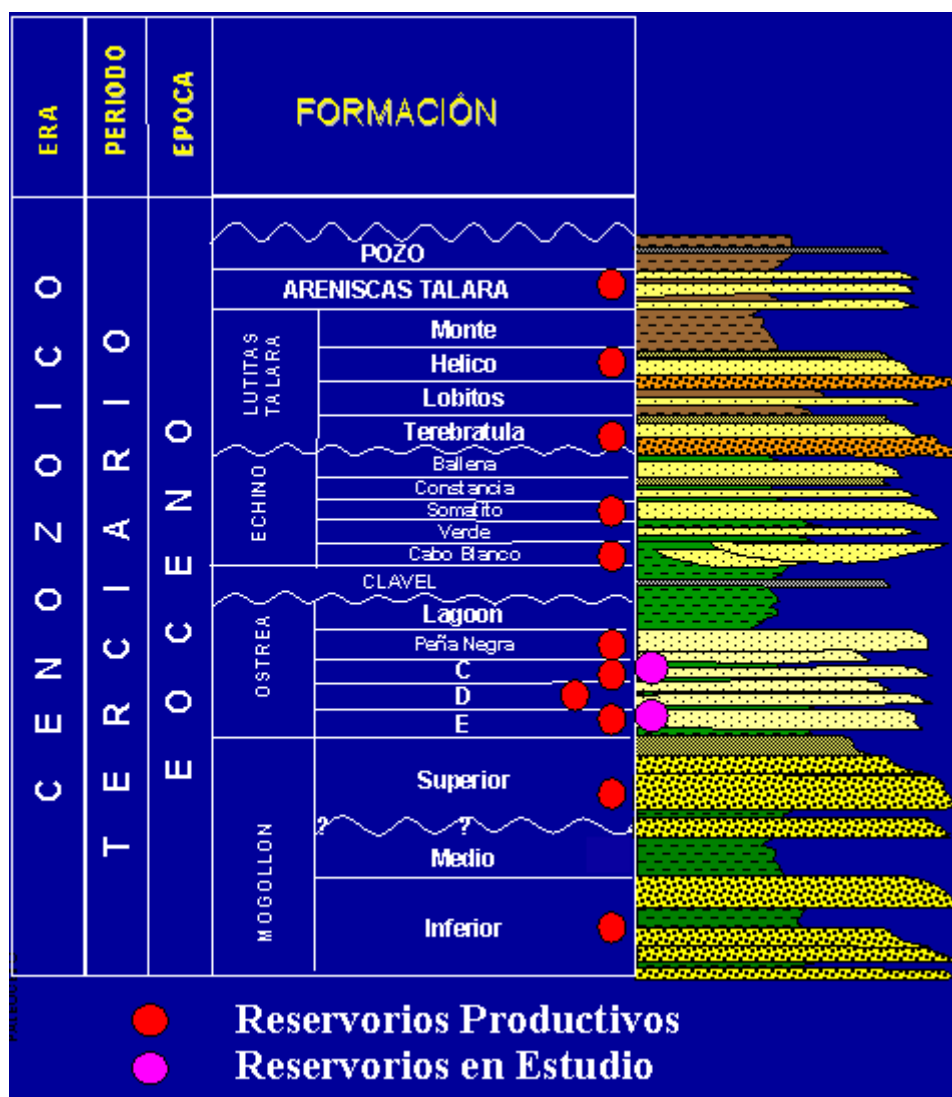


Fig. Nº 6: "Columna estratigráfica del Lote X"

### **Estratigrafía de la Formación Ostrea en el área de Estudio**

La Formación Ostrea pertenece a la Edad Eoceno Inferior. Suprayace a la Formación Mogollón e infrayace en discordancia a la Formación Clavel.

La Formación Ostrea, cubre la totalidad de la extensión del Lote X, los espesores en secuencia normal varían de 3800 pies en la parte noroeste, 2600 pies en la parte este por efecto de acuñamiento y 2600 pies al sur por efecto de la Discordancia Pre-Talara.

En el Yacimiento Peña Negra se encuentran las mejores secuencias sedimentarias de la formación Ostrea, compuesta por cinco miembros: E, D, C, Peña Negra y Lagoon. Siendo el más importante por su aporte productivo el miembro Peña Negra. La profundidad promedio en el área de estudio es de 3200 pies.

Los miembros mencionados se encuentran diferenciados litológica y electrográficamente. La descripción de los mismos es la siguiente:

**Miembro E:** Constituido por areniscas de color gris claro, de grano fino a medio, intercalados con lutitas y limolitas de color gris oscuras.

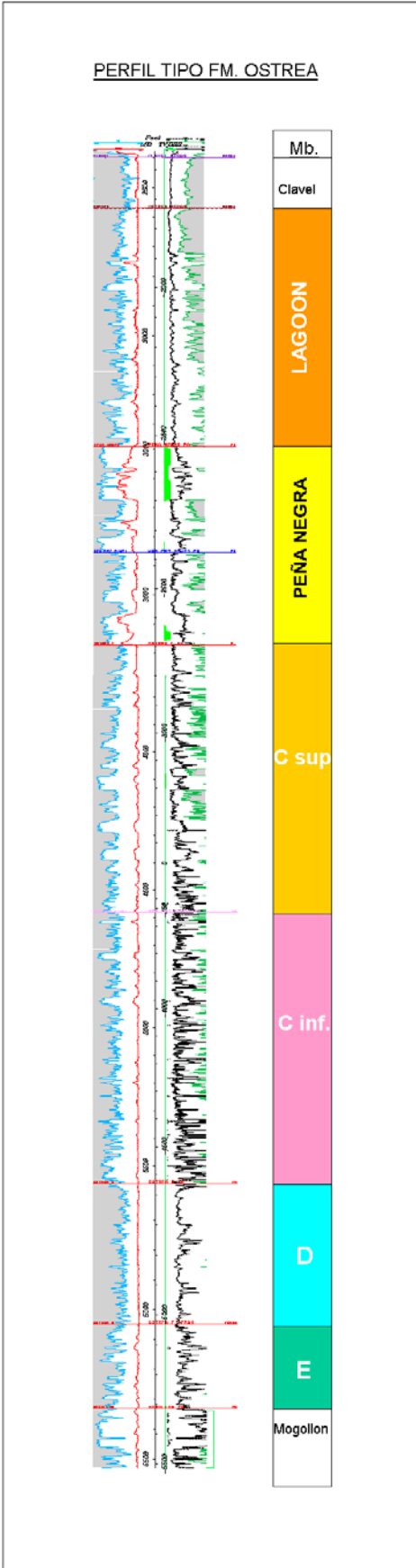
**Miembro D:** Constituido por limolitas y lutitas micáceas con areniscas gris claro, de grano fino a medio.

**Miembro C:** Constituido por limolitas y lutitas con areniscas de color gris claro, de grano fino a muy fino.

**Miembro Peña Negra:** Constituido por areniscas de color gris claro, de grano medio interestratificado con lutitas y limonitas gris.

**Miembro Lagoon:** Constituido por lutitas de color gris oscuro con laminas de carbón intercaladas con limolitas. En el área de estudio no llega a tener un buen desarrollo por procesos de erosión o sedimentación.

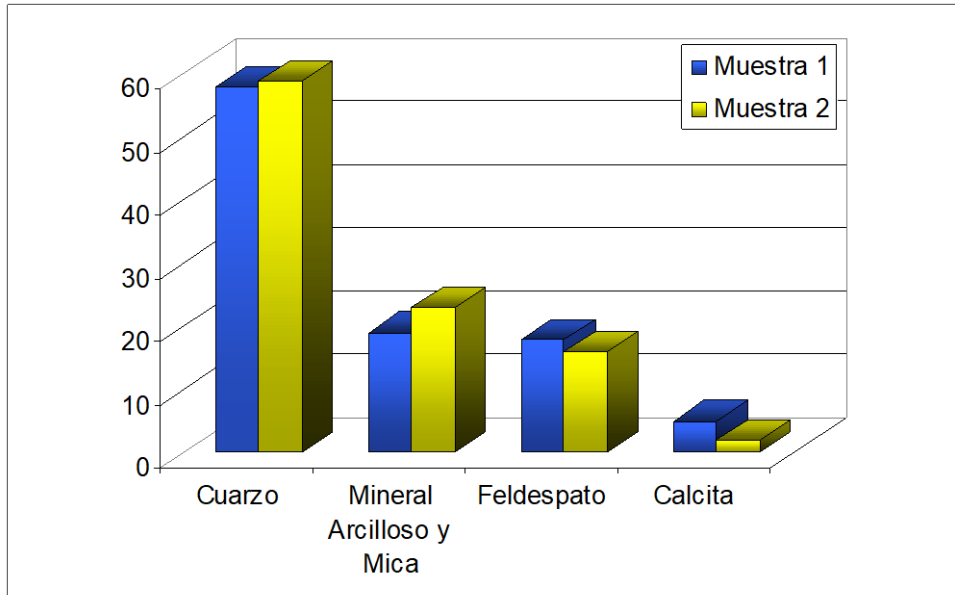
El registro eléctrico tipo de la Formación Ostrea (Véase Fig. N° 7), nos muestra, la pobre resolución en los Miembros E, D y C en comparación con el Miembro Peña Negra.



**Fig. Nº 7 Registro Eléctrico Tipo – Fm. Ostrea**

### 3.1.3 Mineralogía

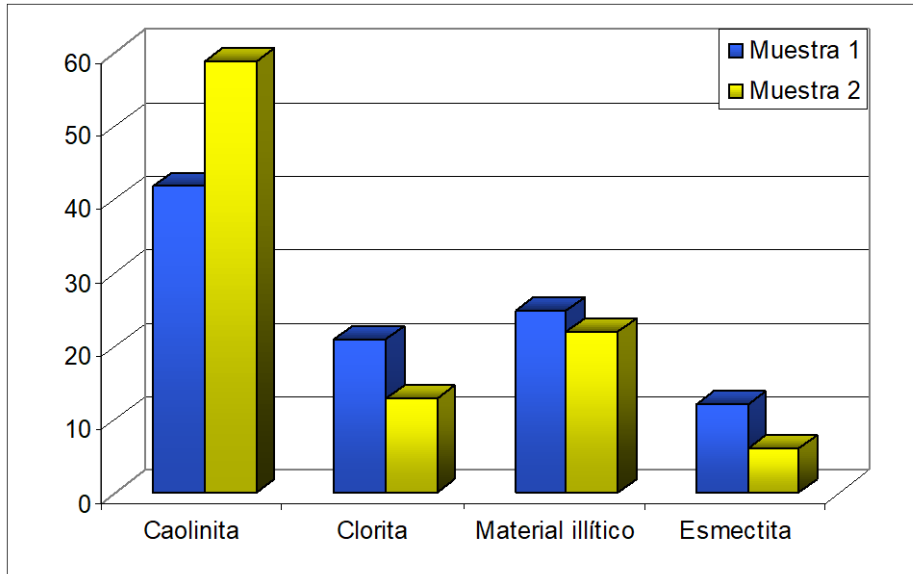
La mineralogía presente en miembros C, D, E del Ostrea esta compuesta principalmente por cuarzo, feldespato, calcita, mineral arcilloso y micas (Véase Fig. N° 8).



**Fig. N° 8 “Mineralogía de los Miembros C, D, E”**

Los minerales más alterables como los feldespatos han sido transformados en arcillas y micas. En algunas rocas se mantiene pequeñas cantidades de feldespatos. La matriz de la roca esta compuesta de arcillas, micas y micrita. Para el caso de las arcillas tenemos caolinita, clorita, montmorillonita e illitas y para las micas, tenemos moscovita y clorita. Este material a rellenado el espacio poroso consecuencia de la presión litostática (Véase Fig. N° 9).

La influencia de fluidos carbonatados causo un reemplazo importante de feldespatos y cuarzo por carbonatos, llegando a formar material cementante como la calcita esparitica definiendo en algunos casos texturas poiquioblásticas.



**Fig. Nº 9 “Análisis de Material Arcilloso ”**

## **3.2 Ingeniería de Reservorios**

### **3.2.1 Parámetros de roca reservorio**

Debido a la escasa información de registros de porosidad (aproximadamente el 75% de los pozos no cuentan con dicha información) así como de Núcleos Convencionales, ha sido difícil obtener parámetros de reservorios necesarios para el cálculo de reservas y la caracterización de los reservorios.

La carencia de perfiles de porosidad ha generado la necesidad de obtener un perfil sintético de porosidad en los pozos que no cuentan con los mismos, maximizando el uso de información y software disponibles. La metodología aplicada consiste:

- Determinar el reservorio objetivo para la obtención de la curva sintética de porosidad.
- Identificar y agrupar los pozos con información de porosidad.
- Estandarizar y uniformizar las curvas de SP, Resistividad y Porosidad.
- Calcular Volumen de arcilla (Vcl) basándose en las curvas de GR, SP ó Resistividad.
- Hacer un cross plot de los pozos, con los datos de resistividad corta (SN) vs. Densidad ó Sonico (Rhob o Dt). Delimitamos el área de trabajo, con la finalidad de obtener un coeficiente de correlación mayor o igual a 70%, y obtener una ecuación matemática para generar la curva de Rhobc o Dtsim.
- Generar un histograma con las curvas de Rhobc o Dtsim de los pozos que presentan muy buena correlación areal y determinar la curva promedio. El control de calidad se realiza comparando la curva promedio generada de Rhobc o Dtsim y la curva original promedio de Rhob ó Dt. Se realiza un ajuste con los histogramas probabilísticos y se obtiene una ecuación matemática para generar la curva de Rhobc o Dtsim.
- De existir información de porosidad de núcleos, se debe comparar la curva de porosidad sintética con la curva de porosidad de núcleo, si hay fuertes desviaciones efectuar los ajustes necesarios.

La metodología descrita se aplica en los pozos sin información de porosidad con lo cual logramos obtener los parámetros petrofísicos necesarios para la caracterización de reservorios.

A base a las interpretaciones efectuadas se han generado mapas siguientes:

### **Arena Neta Permeable**

Se elaboraron mapas para los miembros C y E de la formación Ostrea, en base a los resultados del análisis petrofísico del yacimiento (Véase Fig. N° 10).

Para el miembro C, se observa mayor potencial en el Bloque II en la dirección Nor-Este. Para el miembro E, se observa mayor potencial en el Bloque C en la dirección Nor-Este.

El objetivo de estos mapas es determinar la distribución de los espesores productivos del reservorio en el yacimiento y estimar el valor de la arena permeable probable cuando vamos a perforar pozos adicionales y posteriormente estimar reservas.

### **Porosidad**

Se elaboraron mapas para los miembros C y E de la formación Ostrea, en base a los resultados del análisis petrofísico del yacimiento (Véase Fig. N° 11). El valor promedio de porosidad es:

Ostrea Mbro. C	10%
Ostrea Mbro. E	8%

### **Permeabilidad**

La permeabilidad no fue determinada por análisis de núcleos. Los valores fueron obtenidos a partir del caudal inicial de los pozos reparados a través de la ecuación de flujo transitorio. Los rangos que se obtuvieron fueron:

Ostrea Mbro. C	0.1 md - 1.5 md
Ostrea Mbro. E	0.05 md - 0.2 md

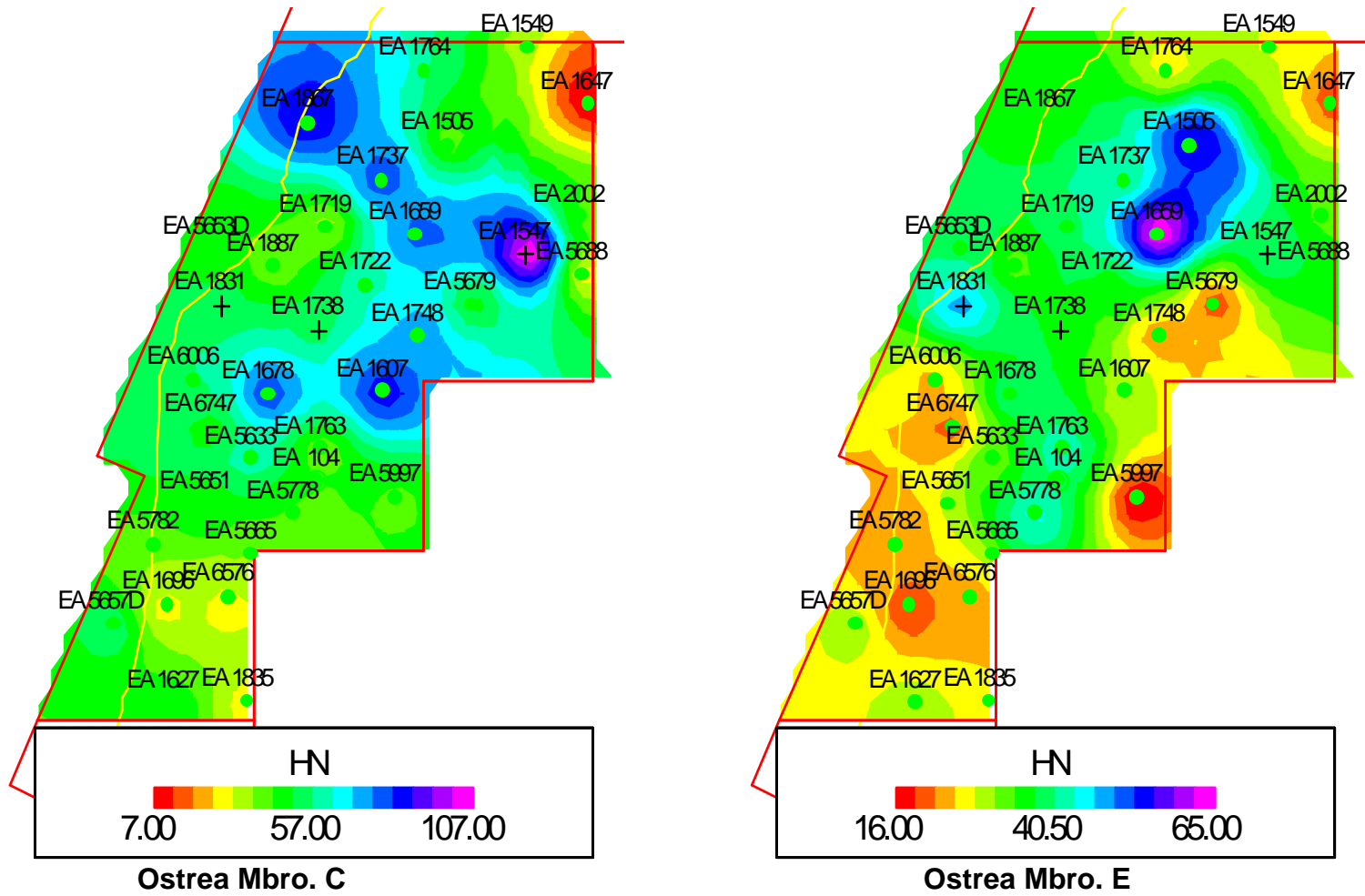
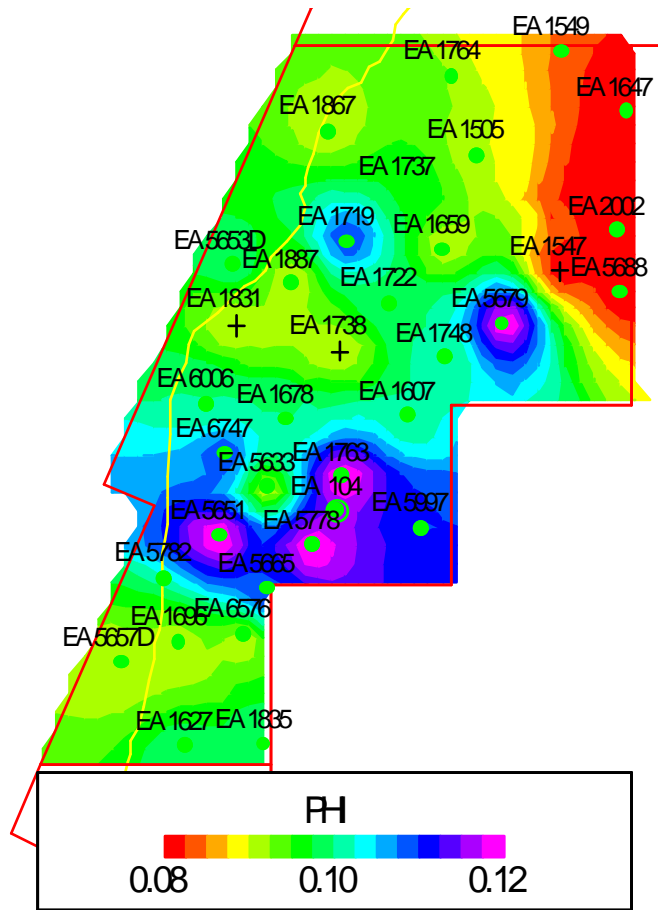
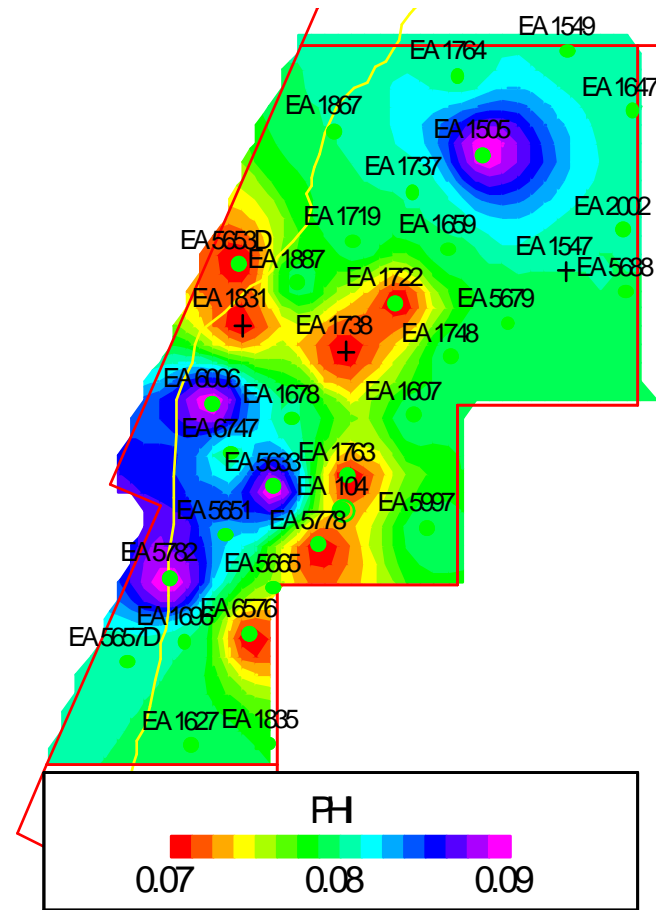


Fig. N° 10 “Mapa Arena Neta Permeable Miembro “C” y “E”





Ostrea Mbro. C



Ostrea Mbro. E

Fig. N° 11 “Mapa Porosidad Miembro “C” y “E”

## Saturación de Agua

Se elaboraron mapas para los miembros C y E de la formación Ostrea, en base a los resultados del análisis petrofísico del yacimiento (Véase Fig. N° 12). El valor promedio de saturación de agua es:

Ostrea Mbro. C	55%
Ostrea Mbro. E	53%

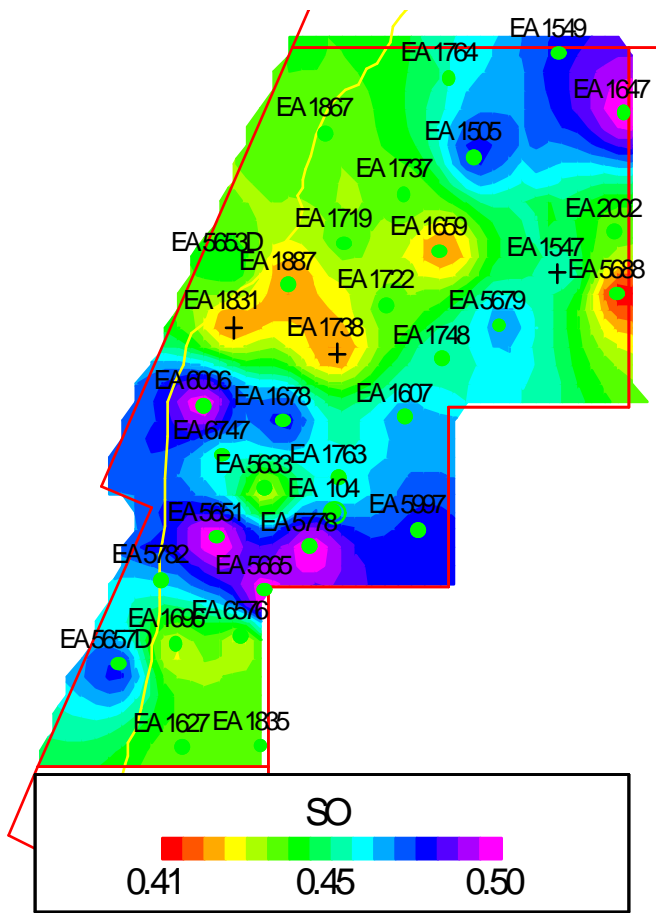
### 3.2.2 Propiedades de los fluidos

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos y contaminantes como nitrógeno, oxígeno y sulfuros, las propiedades físicas y químicas dependen de las concentraciones de los varios tipos de hidrocarburos y contaminantes presentes. La descripción de las propiedades físicas del petróleo es importante para darle solución a los problemas de ingeniería de reservorios.

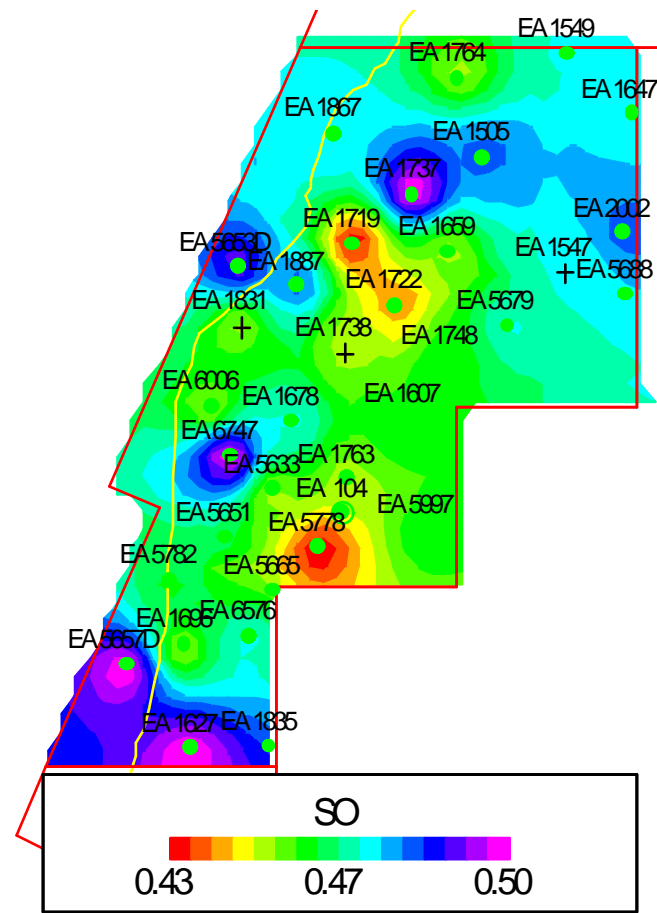
En el área de estudio no existe análisis de laboratorio PVT para la formación Ostrea miembros E, D, C. Con la finalidad de obtener las propiedades de los fluidos de la manera más representativa se utilizó correlaciones existentes. Considerando la gravedad API de 33° y el GOR inicial de producción como  $R_{si}$ . A base a los valores mencionados se utilizó el análisis PVT de la formación Mogollón correspondiente al pozo EA1719 (Yacimiento Peña Negra); para obtener valores representativos para  $\mu_o$ ,  $\mu_g$ , Bo. (Véase Tabla N° I) que fueron posteriormente utilizados en el cálculo de balance de materia.

Las correlaciones que se usaron para determinar los parámetros de los fluidos son:

**Solubilidad Gas**,  $R_s$ ; se define como la cantidad de gas disueltos en un barril de petróleo para una P y T. Esta es en función de P, T, API y  $\gamma_g$ . La curva de  $R_s$  esta en función de la presión, cuando la presión se reduce desde la  $P_i$  hasta  $P_b$ , el  $R_s$  es constante y es el valor máximo, debajo  $P_b$  el  $R_s$  decrece en función de la presión.



Ostrea Mbro. C



Ostrea Mbro. E

Fig. N° 12 “Mapa So Miembro “C” y “E”

## AJUSTE DE PVT - PEÑA NEGRA FM. OSTREA MIEMBROS E, D, C

**POZO** 1719

### Datos

Temperatura del reservorio: **120** °F  
 Gravedad específica del gas (aire=1): **0.630**  
 Gravedad API del petróleo: **33** °API  
 Relación Gas-Petróleo inicial: **275** SCF/STB  
 Temperatura de separador: **78** °F  
 Presión de separador: **80** psia  
 Formación: **Ostrea E D C**  
 Intervalo: **0**

### Factores de ajuste

FO1 **1.01** pb  
 FO2 **1.01** Bo  
 FO3 **1.00** Bo  
 FO4 **0.55** co  
 FO5 **1.00** visc o  
 FO6 **0.55** visc o  
 FO7 **1.00** visc o

### Resultados

Gravedad específica del petróleo (agua=1): **0.860**  
 Presión de burbuja: **1404** psia  
 Bo a la presión de burbuja: **1.142** RB/STB  
 Grav. esp. del gas c/separador a 100 psi: **0.630**  
 Compresibilidad del petróleo subsaturado: **6.576E-06** 1/psi  
 Viscosidad del petróleo a la presión de bu: **1.055** cp

### CORRELACION

Nro	P [PSI]	Bo [rb/stb]	Uo [cp]	Ug [cp]	RS [SCF/stb]	Bg [rb/SCF]
1	14	1.04	2.82	0.01015	1	0.208202
2	31	1.04	2.64	0.01038	10	0.031631
3	168	1.04	2.45	0.01061	21	0.016361
4	246	1.05	2.28	0.01085	34	0.011515
5	323	1.05	2.13	0.01108	47	0.008675
6	400	1.06	1.99	0.01132	61	0.006333
7	477	1.06	1.86	0.01157	75	0.005755
8	555	1.07	1.75	0.01181	90	0.004906
9	632	1.07	1.65	0.01206	105	0.004265
10	709	1.08	1.56	0.01231	121	0.003765
11	786	1.09	1.48	0.01256	137	0.003364
12	864	1.09	1.41	0.01281	153	0.003035
13	941	1.10	1.35	0.01307	170	0.002761
14	1,018	1.11	1.29	0.01333	187	0.002530
15	1,095	1.11	1.23	0.01359	204	0.002332
16	1,173	1.12	1.18	0.01385	221	0.002160
17	1,250	1.13	1.14	0.01412	239	0.002011
18	1,327	1.13	1.09	0.01439	257	0.001880
19	1,404	1.14	1.05	0.01465	275	0.001764
20	1,650	1.14	1.07		275	

### LABORATORIO

P [PSI]	Bo Lab [rb/stb]	Uo Lab [cp]	RS Lab [SCF/stb]
4000			
3000			
2300			
2080			
1820			
1740			
1470		1.10	
1360	1.135		260
1200		1.12	
1000	1.11		171
930		1.35	
695	1.087		117
580		1.71	
380	1.056		77
330		1.96	
220	1.038		55

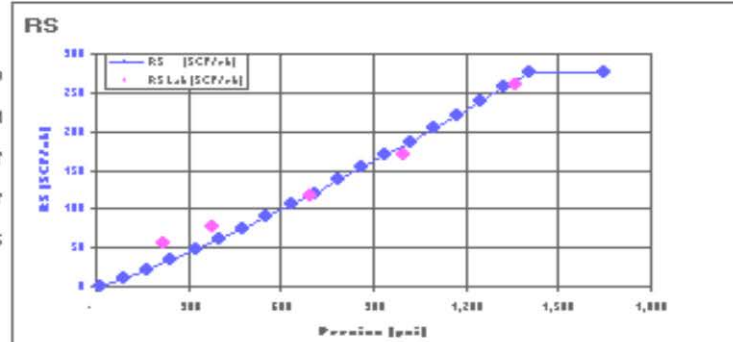
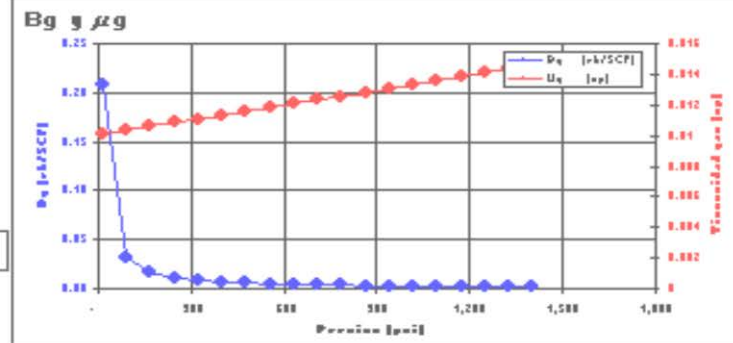
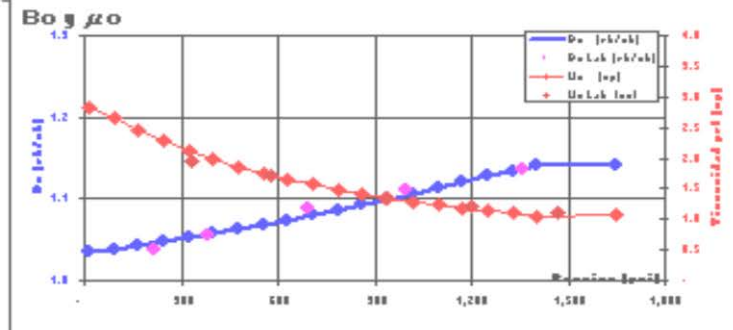
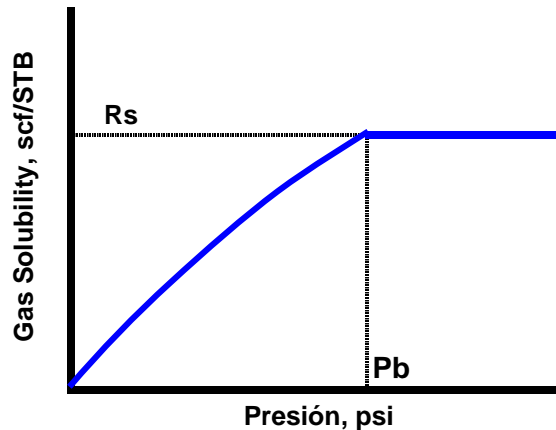


Tabla Nº I " Ajuste de P.V.T."



De las correlaciones existentes: Standing, Vasquez-Beggs, Glaso's, Marhoun's y Petrosky-Farshad, se utilizó la Correlación de Standing (1947):

$$\begin{aligned}
 P > P_b & \quad R_s = R_{si} \\
 P < P_b & \quad R_s = \gamma_g * \left( 10^X \left( \frac{P}{18.2 * F_{01}} + 1.4 \right) \right)^{1.2048} \quad \text{ft}^3 / \text{bls} \\
 X & = 0.0125 * \text{API} - 0.00091 * T \\
 \text{Donde:} \quad T & = \text{Temperatura, } ^\circ\text{F} \\
 P & = \text{Presión, psi} \\
 F_{01} & = \text{Factor de Corrección} = 1.01
 \end{aligned}$$

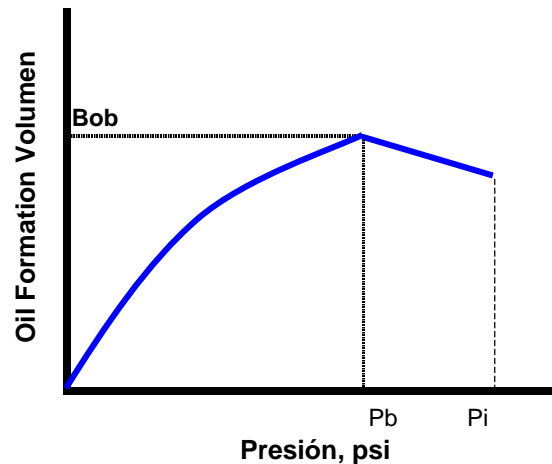
**Presión Burbuja,  $P_b$** ; está definido como la presión que libera la primera burbuja de gas del petróleo. Las correlaciones de  $P_b$  están en función de  $R_s$ ,  $T$ ,  $\text{API}$  y  $\gamma_g$ . La correlación usada es la Standing (1981):

$$\begin{aligned}
 P_b & = 18.2 * F_{01} * \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \quad \text{psi} \\
 a & = 0.00091 * T - 0.0125 * \text{API} \\
 \text{Donde:} \quad \gamma_g & = \text{Gravedad Específica del Gas}
 \end{aligned}$$

**Factor de Volumen de Formación del Petróleo,  $B_o$** ; se define como la relación de volumen de petróleo que prevalece en el reservorio a  $P$  y  $T$  para un volumen en condiciones standard. El  $B_o$  siempre es mayor que la unidad.

La curva tipo  $B_o$ , está en función de  $P$ . Si la presión es reducida por debajo de  $P_i$ , el volumen incrementa por la expansión líquida del petróleo. A  $P_b$ , es el máximo

valor  $B_o$ . Si la presión es reducida por debajo de  $P_b$ , el  $B_o$  reduce por la liberación del gas.



Se uso la correlación de Standing para  $P < P_b$  :

$$P > P_b \quad B_o = B_o_{P_b} * e^{(C_o * (P_b - P))}$$

$$P < P_b \quad B_o = 0.9759 * F02 + 0.00012 * (R_s (\gamma_g)^{0.5} + 1.25 * T)^{1.2}$$

$$\text{Donde:} \quad F02 = \text{Factor de Corrección} = 1.01$$

### **Coeficiente compresibilidad Isotérmica de Petr6leo, $C_o$ ;**

Las correlaciones que tenemos son por encima de  $P_b$ ,: Vasquez-Beggs, Petrosky-Farshad y McCain`s. Se uso la correlaci6n de Vasquez-Beggs:

$$C_o = F04 * \frac{(-1433 + 5 * R_{sb} + 17.2 * T - 1180 * \gamma_{gs} + 12.61 * API)}{10000 * P}$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * (1 + 5.912 * 10^{-5} * API * T_{sep} * \log(\frac{P_{sep}}{114.7}))$$

$$\text{Donde:} \quad F04 = \text{Factor de Correcci6n} = 0.55$$

**Viscosidad,  $\mu_o$ ;** esta propiedad es importante por que controla la influencia del flujo a trav6s de los poros y la tuber6a. Se define como la resistencia interna del fluido al flujo. La viscosidad esta en funci6n de  $P$ ,  $T$ ,  $\gamma_o$ ,  $\gamma_g$  y  $R_s$ .

En funci6n de la presi6n la viscosidad se clasifica en 3 categor6as:

Viscosidad de Petr6leo Muerto  $\mu_{od}$ ; Define como la viscosidad a Patmosf6rica (no hay gas en soluci6n) y temperatura del sistema.

Viscosidad de Petróleo Saturado  $\mu_{ob}$ ; Define como la viscosidad a  $P_b$  y  $T_{reservorio}$ .

Viscosidad Bajo Saturado  $\mu_o$ ; Define como la viscosidad del petróleo encima de  $P_b$  y  $T_{reservorio}$ .

Las correlaciones usadas fueron:

$\mu_{od}$ : Beggs-Robinson Correlación, esta correlación analiza 460 valores medidos de la viscosidad del petróleo muerto.

$$\mu_{od} = 10^X - 1$$
$$X = 10^{(3.0324 - 0.02023 * API) * T^{-1.163}}$$

$\mu_{ob}$ : Beggs-Robinson Correlación,

$$\mu_{ob} = 10.715 * (R_s + 100)^{-0.515} * (\mu_{od})^a$$
$$a = 5.44 * F_{06} * (R_s + 150)^{-0.338}$$

Donde:  $F_{06}$  = Factor de Corrección = 0.55

$\mu_o$ : Beal's-Robinson Correlación,

$$\mu_o = \mu_{ob} + \frac{(2.4 * \mu_{ob}^{1.6} + 3.8 * \mu_{ob}^{0.56}) * (P - P_b)}{100000}$$

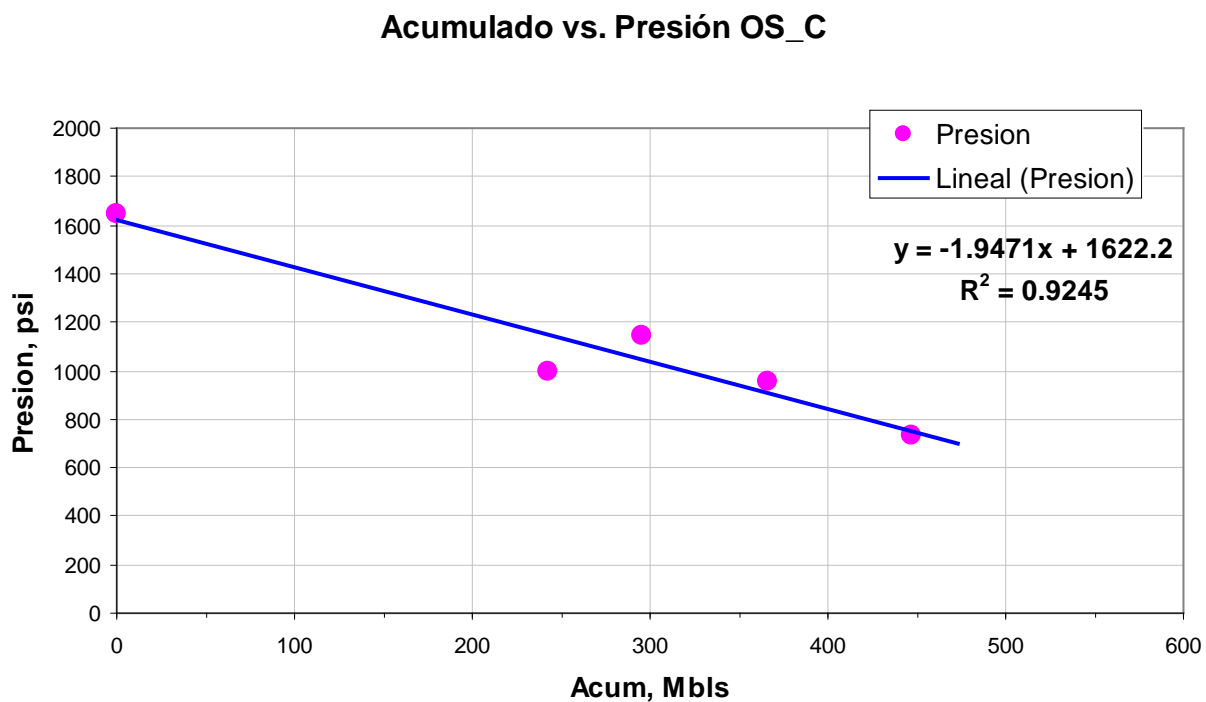
### 3.2.3 Presión de Reservorio

Se recopiló los datos de las pruebas de presión efectuadas en la formación Ostrea. Encontrándose solo 3 pruebas de restauración de presión y 2 pruebas gradiente de fluidos efectuadas en el miembro C de la formación Ostrea. Para Miembro E no se encontró datos.

El nivel de referencia (datum) considerado es de -3200 pbnm, que es la profundidad promedio de los intervalos evaluados. Para los cálculos de las presiones se utilizó la gravedad API de 33°.

Sé graficó Producción Acumulada (Np) vs. Presión (P) y se estimo la Presión Original de 1650 psi, que representa una gradiente de presión de 0.54 psi/ft (Véase Fig. N° 13).

Asimismo se obtuvo la Presión Burbuja (Pb), según datos PVT, obteniéndose 1404 psi.



**Fig. N° 13 “Calculo de Pi a través Np vs P de la Formación Ostrea Miembro C”**

### 3.2.4 Mecanismos de Impulsión

El mecanismo de impulsión natural que gobierna en los reservorios del Lote X es el Mecanismo de Gas en Solución. Se caracteriza por su principal fuente de energía es la liberación del gas del petróleo y la expansión del gas de la solución como consecuencia de la declinación de la presión. Si la presión es menor a Pb, las burbujas de gas son liberadas dentro de los espacios porales microscópicos, las burbujas se expande y fuerza a salir al crudo del espacio poral.



Las características que presentan este tipo de mecanismo son:

- La presión del reservorio declina rápidamente y continuamente, este comportamiento es atribuido a la falta de algún fluido o capa de gas disponible para proporcionar reemplazar al gas.
- El incremento rápido de GOR de los pozos, es indiferente de la posición estructural. Después que la presión de reservorio esta por debajo  $P_b$  el gas se libera de la solución a lo largo del reservorio, una vez que la saturación de gas excede la saturación de gas crítica, el gas libre empieza a fluir hacia el pozo y el GOR aumenta.
- Su factor de recuperación es bajo, esta en función directa a la  $S_g$  de la formación, varían entre 5-30%.

### **3.3 Desarrollo del Yacimiento**

#### **3.3.1 Perforación**

Al 30 de Septiembre del 2004, se han perforado 148 pozos en el Yacimiento Peña Negra.

El pozo descubridor fue el EA36, perforado a percusión y completado en el año 1919, el cual tuvo como objetivo principal la formación Ostrea miembro C alcanzando la profundidad de 2429’.

Se continuó el desarrollo del yacimiento, por el mismo objetivo, en el año 1920 perforándose el segundo pozo (EA54) y en el año 1921 se perforaron 3 pozos adicionales (EA39, EA44, EA62) a un espaciamiento promedio de 5 acres. Entre los años 1922 y 1925 se perforaron 8 pozos adicionales.

En el año 1925, al declinar la producción en el pozo EA21, se reprofundizó alcanzando la profundidad de 3000’ en la Formación Ostrea miembro C (inicialmente fue perforado hasta 1300’).

Al inicio todos los pozos fueron perforados a percusión. Debido a la inestabilidad del sistema y para evitar derrumbes se revestía el pozo con casing conforme se reprofundizaba el mismo. Una completación típica generalmente comenzaba con casing de 12 1/2”, seguido de casings de 10”, 8 ¼”, y 6 5/8”; finalizando con lina perforada de 5 3/16”.

El primero pozo perforado con el Sistema Rotatorio fue el EA1505 en el año 1957 hasta la profundidad de 7821’. Los pozos perforados entre los años 1958-1959 se completaron con casing de superficie 13 5/8” grado J-55 y peso 54 Lbs./Ft y eran cementado a una profundidad promedio 430’ y el casing de producción de 5 ½” grado J-55 y peso 17 Lbs./Ft.

Entre los años 1960 y 1970, los pozos perforados generalmente se completaron con casing de superficie de 9 5/8” grado H-40 y peso 32.3 Lbs./Ft., cementados a

una profundidad entre 300' a 500'. El casing de producción fue de 4 ½" y 5 ½" de grado J-55 y peso 11.6 Lbs./Ft. Se perforaron 6 pozos direccionales con la finalidad de desarrollar las arenas del litoral del yacimiento, el diseño de casing fue 9 5/8" grado H-40 y peso 32.3 Lbs./Ft., cementado a una profundidad promedio 430' y casing de producción de 5 ½" grado N-80 y peso 17 Lbs./Ft. El azimut promedio S 35° W.

A partir de los años 1980 hasta la fecha, la variación con respecto a las completaciones anteriores, es la profundidad de cementación del casing de superficie a 250', (Véase Fig. N° 14).

Ninguno de los pozos verticales tiene registro de desviación, sin embargo al no presentar problemas severos de fricción o atascamientos de los equipos de extracción (Bombeo Mecánico), se considera que los rangos de desviación estuvieron dentro de los rangos permisibles.

Las mejoras en las Técnicas de Perforación así como en la calidad de los fluidos de perforación utilizados, permitieron reducir los tiempos de la perforación.

Para verificar la calidad de la cementación se han tomado Registros CVL-BDL en pozos del Yacimiento Peña Negra. En los pozos perforados con el Sistema Rotario solo se registraron registro de temperatura para determinar el tope de cemento (15 pozos).

### **3.3.2 Completación y Estimulación**

La completación con lana se realizó hasta los primeros años de 1950. A partir de 1957 los pozos perforados en forma rotatoria fueron estimulados hidráulicamente.

En la década del 60 los pozos fueron puestos en producción mediante baleo selectivo de baja densidad, fracturados mediante la Técnica de Perfpac utilizando petróleo como fluido fracturante, a regimen de inyección entre 20-23 bpm, utilizando 180 Sacos de arenas Ottawa de malla 10/20 y 20/40, arena Nacional

de malla 10/30 y 10/20 y bolas de Nylon como material divergente. La mayoría de los pozos fueron fracturados por casing registrando tope de arena de la etapa anterior.

En las décadas del 70 y 80 se realizaron fracturamientos hidráulicos selectivos con intervalos promedios de 250' a regímenes de inyección entre 27-30 bpm, utilizando de 150 a 200 Sacos de arena por etapa.

En la década del 90 se realizaron fracturamientos con agua gelificada, aumentando la cantidad de arena por etapa a 300 sacos en promedio. Los pozos fueron fracturados usando tubing y packer, esto se aplicaba principalmente cuando había casing roto, tope de cemento bajo ó formaciones abiertas por encima del intervalo a estimular.

Actualmente en los intervalos a fracturar son de promedio de 250', se emplea un baleo selectivo a una densidad de 1 tiro/ft, fracturados con agua gelificada a regímenes de inyección de 23 bpm, utilizando un promedio 290 Sacos de arena por etapa, arena blanca de malla 12/20, 16/30 y 20/40 (dependiendo de la profundidad del intervalo a fracturar).

### **3.3.3 Historia de Producción**

El primer pozo productor por la formación Ostrea miembro C, fue el EA36 al noroeste del yacimiento, productor con Laina perforada desde 1919, obteniéndose una producción inicial de 30 bopd con unidad de extracción.

El año 1920 se perfora el segundo pozo EA54 a 42 acres del primer pozo, obteniéndose una producción inicial de 53 bopd. El año siguiente se perforaron 3 pozos (EA39, EA44, EA62) a un espaciamiento promedio de 5 acres.

Entre los años 1922 y 1925 se continuó desarrollando el yacimiento con 8 pozos más, el pozo EA21 se reprofundizó llegando a la Formación Ostrea miembro C obteniéndose una producción inicial de 12 bopd.

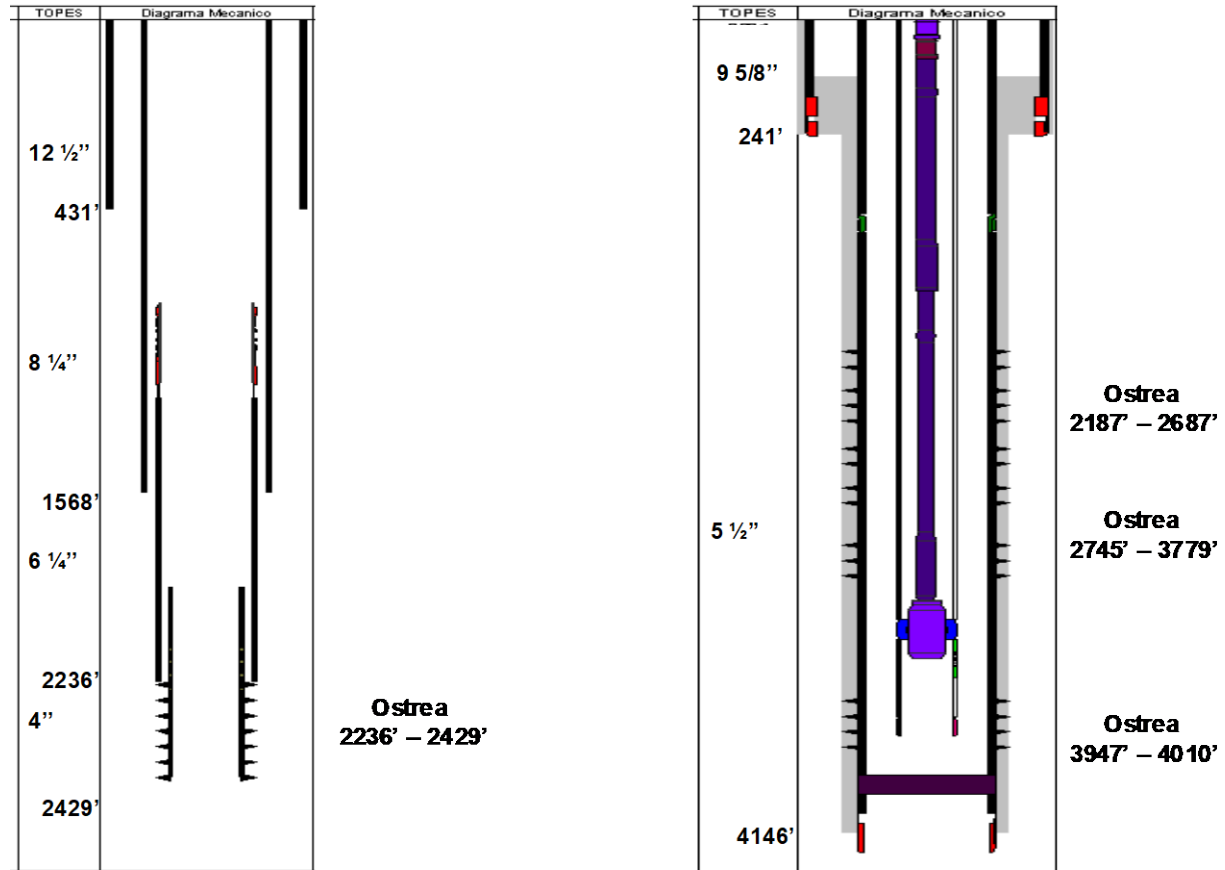


Fig. N° 14 "Tipos de Completaciones de los pozos a través del tiempo "

En el año 1960 se perforó 3 pozos; al sur el EA1627 por la baja productividad del Mogollón se abrió el Ostrea miembro E, C y PN obteniendo una producción inicial de 79 bopd, al sureste el EA1654 probó producción por Ostrea miembro C y PN obteniendo una producción inicial de 139 bopd y al norte el EA1659 probó producción por el Mogollón y Ostrea miembro E obteniendo una producción inicial 1171 bopd, el cual incrementa la producción del yacimiento a 2880 bopd a Diciembre 1960.

El año 1961 se perforan 4 pozos más (EA1678, EA1679, EA1696, EA1722) con buenos aportes destacándose el pozo EA1722 con una producción surgente inicial de 855 bopd de la formación Mogollón y Ostrea miembro E, permitió incrementar la producción del yacimiento a 5302 bopd a Diciembre 1961. El año siguiente se perforan 4 pozos más de buen aporte productivo pero la producción muestra una fuerte declinación, llegando a fines de ese año a 3970 bopd.

Entre años 1964 y 1965 se perforan cuatro pozos por año, la productividad del Mogollón en estos pozos fue baja, sus producciones iniciales son asignadas en conjunto con las formaciones intermedias (Ostrea y Echinocyamus), por ello la producción continuó disminuyendo hasta llegar a 2098 bopd a fines del año 1965.

Entre los años 1968 - 1970 se inicia una campaña de workover en los pozos que llegaron al Mogollón aperturando las arenas del Ostrea, Echinocyamus, Ostrea Repetido y Echinocyamus Repetido para disminuir la caída de la producción.

En año 1974 se perforaron 3 pozos, en el año 1975 se perforaron 4 pozos, en el año 1976 se perforaron 2 pozos dirigidos y 1 vertical, manteniendo la producción del yacimiento en 851 bopd.

Los 7 pozos perforados entre 1977-1978 (3 verticales y 4 dirigidos) no aportaron a la curva de producción continuando la declinación de la producción llegando a 541 bopd a diciembre de 1982.

En el año 1983 entre los meses de Febrero a Agosto los pozos fueron afectados por el fenómeno del El Niño disminuyendo drásticamente la producción adicionalmente se perforo un pozo.

En año 1984 continuo el desarrollo del yacimiento, se perforó 5 pozos de las cuales 2 pozos probaron producción por Ostrea C. En el año 1985 se perforó 7 pozos de los cuales 4 pozos probaron producción por Ostrea miembro C.

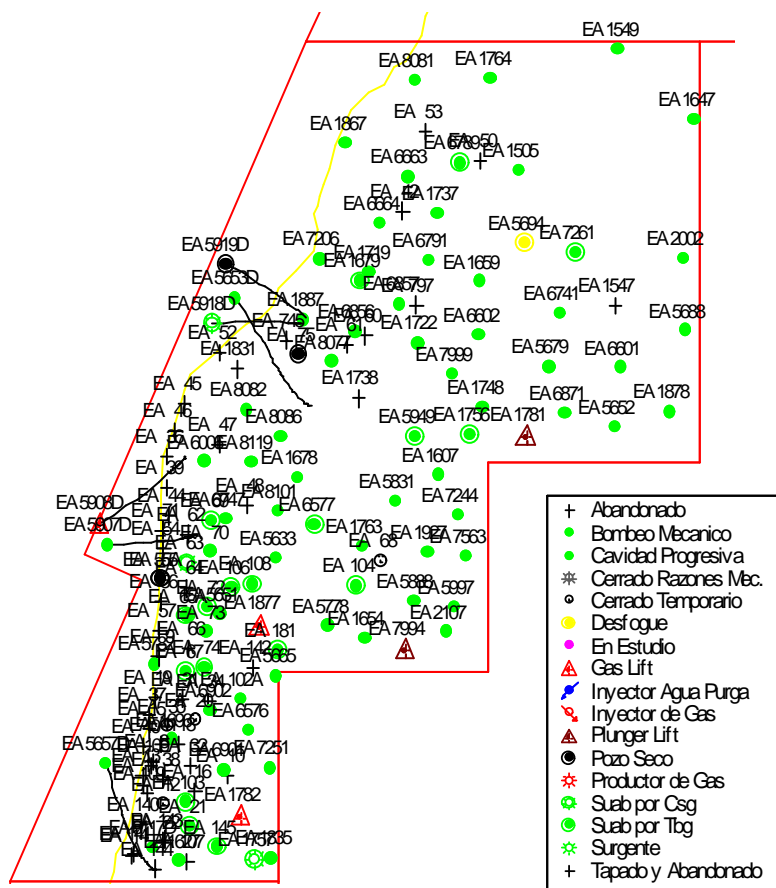
Entre los años 1986-1988 se perforó 6 pozos, el EA7244 probó producción solo por Ostrea miembro C, obteniendo una producción inicial de 40 bopd.

En el año 1995 se perforó 3 pozos de las cuales 2 pozos probaron producción por Ostrea miembro C.

La campaña de Workover se inicia en 2001 con el pozo EA5651, probó producción en Ostrea miembro C y Ostrea Rep. En 2002 aperturó las arenas del Ostrea miembro D y C del pozo EA5778, obteniendo una producción inicial de 40 bopd. A la fecha sé continua aperturando las arenas de la formación Ostrea de los miembros E, D, C.

A la fecha se han perforado 148 pozos en todo el yacimiento, sus estados actuales se muestran en la Fig. N° 15. A Setiembre del 2004 la producción diaria es 571 bopd x 216 bwpd x 0.9 MM scfg y tiene una producción acumulada de 22.5 MMbo x 3.6 MMbw x 13.1 MMM scfg, provenientes de las formaciones: San Cristóbal, Mogollón, Ostrea Insitu, Echinocyamus Insitu, Ostrea Repetido y Echinocyamus Repetido.

La formación Ostrea miembros E, D, C, materia del estudio, tiene producción diaria de 163 bopd y una producción acumulada de 1.1 MM bo.



**Fig. N° 15 “Mapa de estado de Pozos”**

El Comportamiento Productivo del yacimiento y Ostrea miembros E, D, C (Véase Fig. N° 16). Nos muestra que no existe información de producción de agua y gas antes de 1959. Los pozos de mayor acumulada del yacimiento son: EA1659 y EA1722 (Véase Fig. N° 17).

Se observa una comunicación entre los pozos, las producciones iniciales y el comportamiento de cada campaña de perforación está directamente relacionado a la presión del bloque en esa fecha. La performance de la curva de presiones, también fundamenta la comunicación entre pozos.



## YACIMIENTO: PENA\_NEGRA

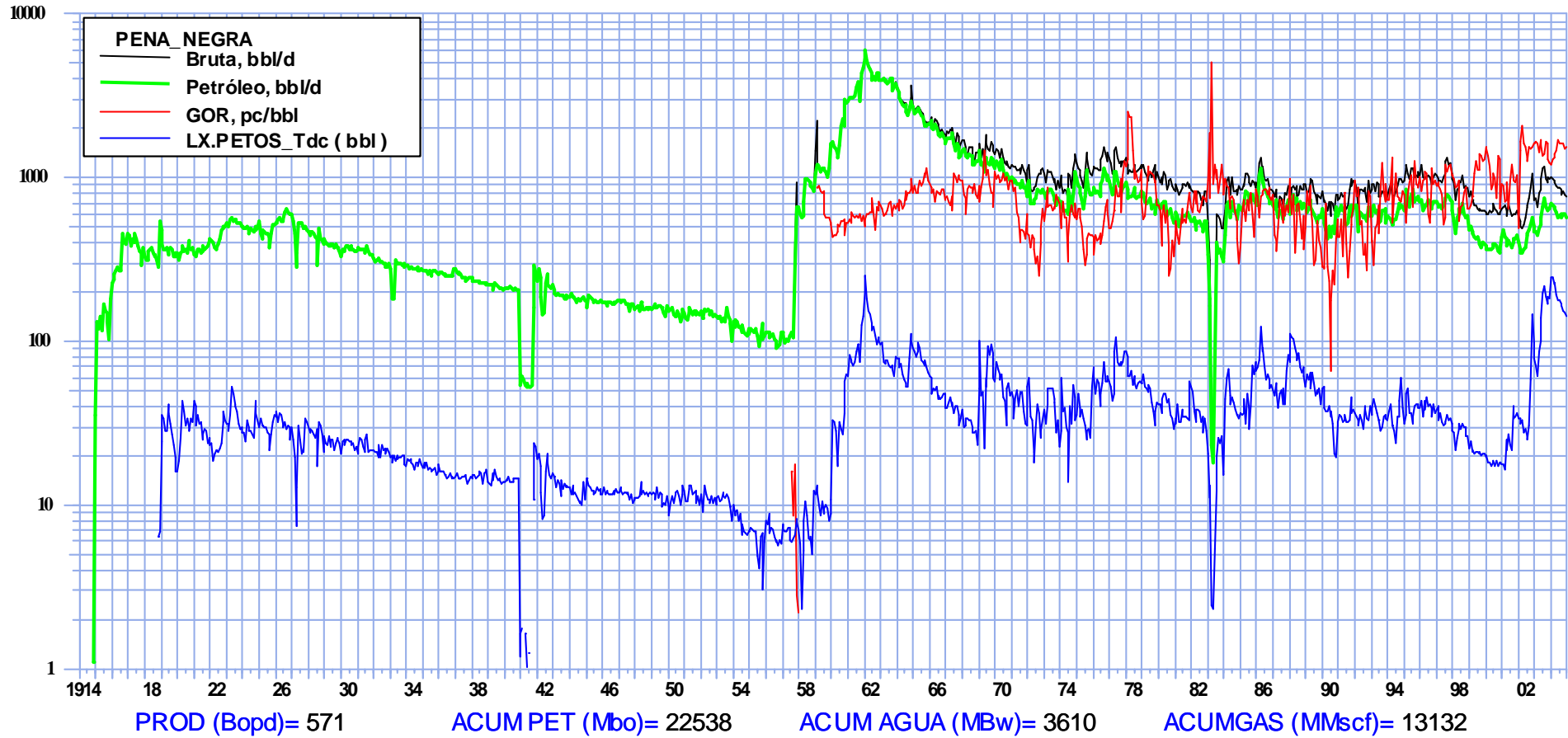
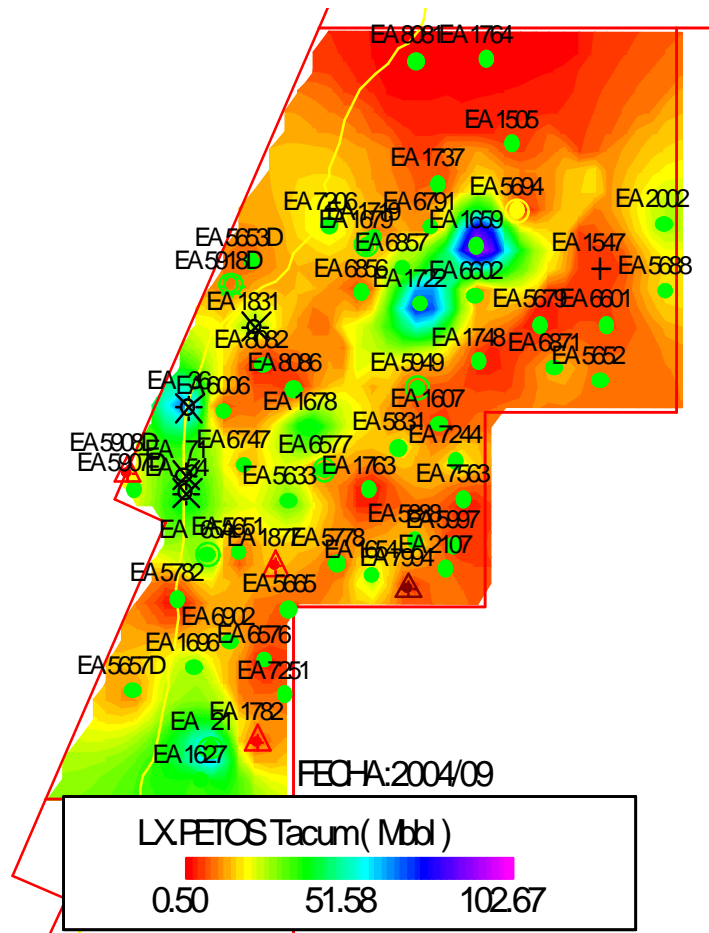


Fig. Nº 16 “Historia de producción del Yacimiento Peña Negra”



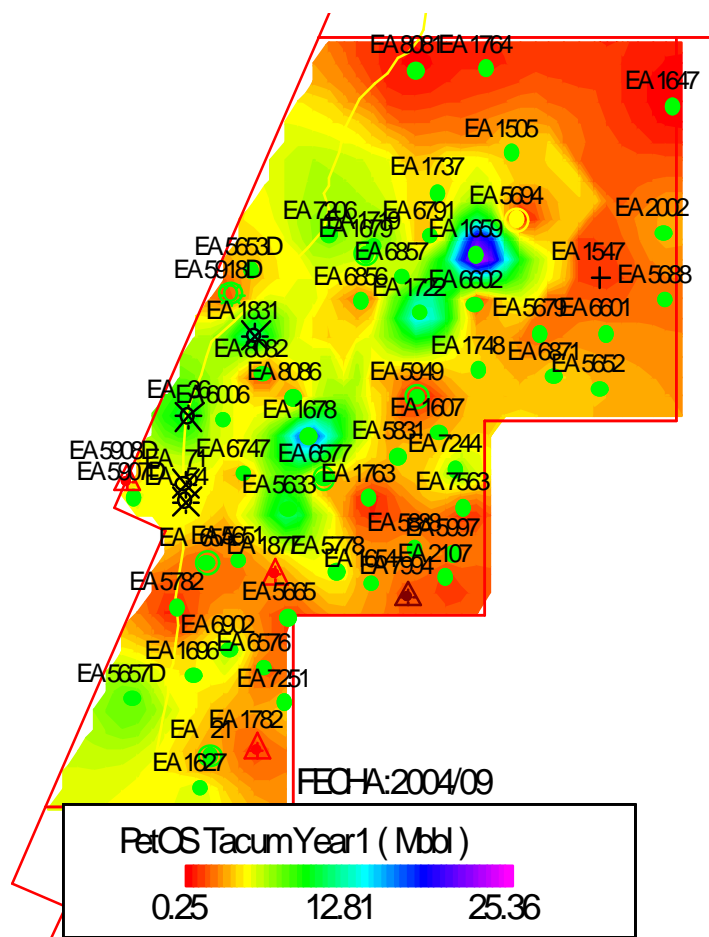
**Fig. N° 17 “Mapa de acumulado de Petróleo”**

### 3.3.4. Segregación de Producción

La Segregación de Producción, se efectuó para la formación Ostrea miembro E, D, C partiendo de la información de historiales de completación y estimulación, usando el software OFM. La metodología que se uso fue:

- Los datos de producción representativos para los miembros de la formación, esto se logro buscando pozos que solo producía de la arena en estudio, usando los datos de los pozos reparados.
- Espesor neto permeable de perfiles eléctricos, a medida que conocíamos la  $K$  (md), la distribución se realiza en función del la capacidad de flujo ( $K \cdot h$ ).

Debido a la ausencia de ensayos de producción individuales por formación, se asignó un porcentaje de la producción total para la formación, según las consideraciones anteriormente mencionadas. Además se tuvo en cuenta, las distintas intervenciones que se realizaban a lo largo de su vida productiva del pozo, esto complicó el análisis por las continuas aperturas y cierres de producción en las distintas formaciones. La data obtenida fue mapeada obteniendo mapas de acumulados, para diferente tiempos como 1° año de producción (Véase Fig. N° 18). Los mapas definen tendencias productivas que fueron complementadas con las características de la roca. Además permitieron identificar pozos cuya producción son anómalas (diferente a la tendencia productiva de la zona).



**Fig. N° 18 “Mapa de acumulado de Petróleo al 1º Año”**

### 3.4. Reservas

#### 3.4.1 Cálculo del POIS

Para poder realizar el cálculo de reservas mediante el Método Volumétrico, se dividió el yacimiento en 3 bloques según el Mapa Estructural del Ostrera miembro C (Véase Fig. N°4).

Para realizar el cálculo del POIS (Petróleo In Situ) mediante el método volumétrico, se utilizaron los mapas de arena neta permeable, porosidad, saturación de fluidos y correlaciones para determinar el factor volumétrico del petróleo. Los resultados se muestran en la tabla siguiente:

<b>Ostrera Mbro. C</b>	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>	<b>Bloque III</b>
Espesor Neto Permeable Promedio, ft	48	41	30
Porosidad Promedio, %	9	10	9
Saturación de agua Inicial, %	57	56	57
Área, acres	438	619	174
<b>POIS Volumétrico, MM bo</b>	<b>5.7</b>	<b>7.7</b>	<b>1.6</b>

Para el miembro E, se utilizó el mapa estructural del miembro D, definiéndose hacer el cálculo volumétrico solo para el bloque central, por estar limitado por fallas (Véase Fig. N° 5). El resultado se muestra en la tabla siguiente:

<b>Ostrera Mbro. E</b>	<b>Bloque C</b>
Espesor Neto Permeable Promedio, ft	33
Porosidad Promedio, %	8
Saturación de agua Inicial, %	53
Área, acres	979
<b>POIS Volumétrico, MM bo</b>	<b>8.5</b>

### **Verificación del POIS por Balance de Materiales**

La verificación del POIS por medio de balance de materiales tuvo como objetivo determinar si el volumen afectado a la producción es aproximado al que se ha calculado volumétricamente. La finalidad fue disminuir las incertidumbres en la determinación de parámetros petrofísicos básicos (porosidad, saturación de fluidos, espesores netos), que existen en pozos que fueron perforados en diferentes años.

Por la escasa información de presiones en el yacimiento se logro hacer Balance de Materiales solo en el miembro C para los bloques I y II.

Se observa una buena comunicación hidráulica entre los pozos del bloque, a pesar de existir fallas internas, pero no son sellos (se comprobó con la declinación similar de los pozos). Durante el proceso de expansión monofásica, se calcularon 20.6 Mbopd y 32.3 Mbopd, correspondientes a cada bloque, los cuales se restaron de la acumulada de cada bloque para el calcular el POIS a partir del punto de burbuja. La presión de burbuja es 1404 psi (información del análisis PVT).

La producción de gas se ajustó multiplicando por un factor, por la incertidumbre de su medición del campo, este factor se controló con valores actuales de GOR del bloque.

Las curvas presión, factor de recuperación primario de petróleo vs. Tiempo y Presión vs. Acumulada se muestra en Fig. N° 19 y Fig. N° 20 de los respectivos bloques.

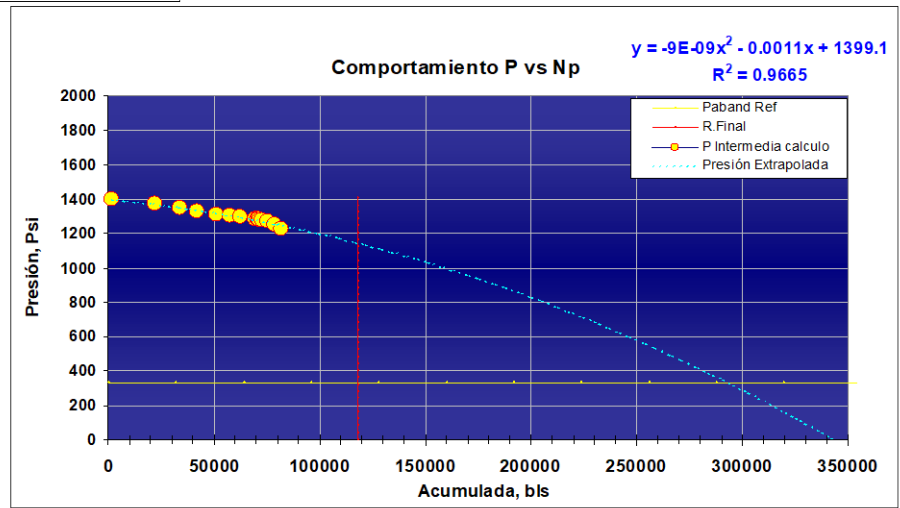
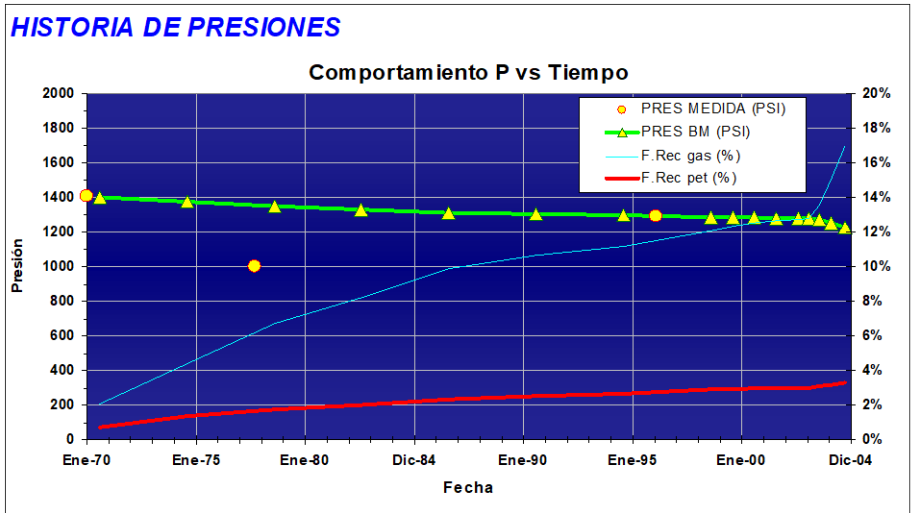


Fig. Nº 19 “Resultados del Balance de Materia del Ostrea C en el Bloque I”

## HISTORIA DE PRESIONES

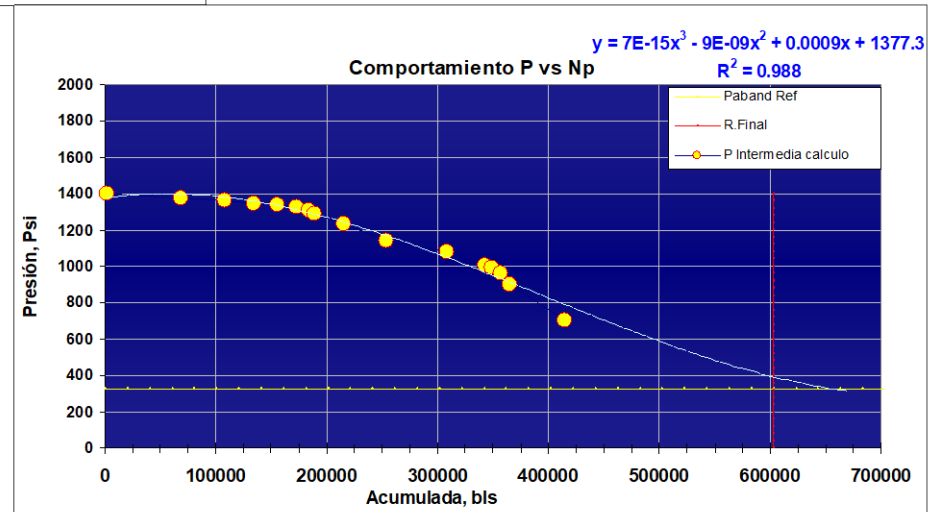
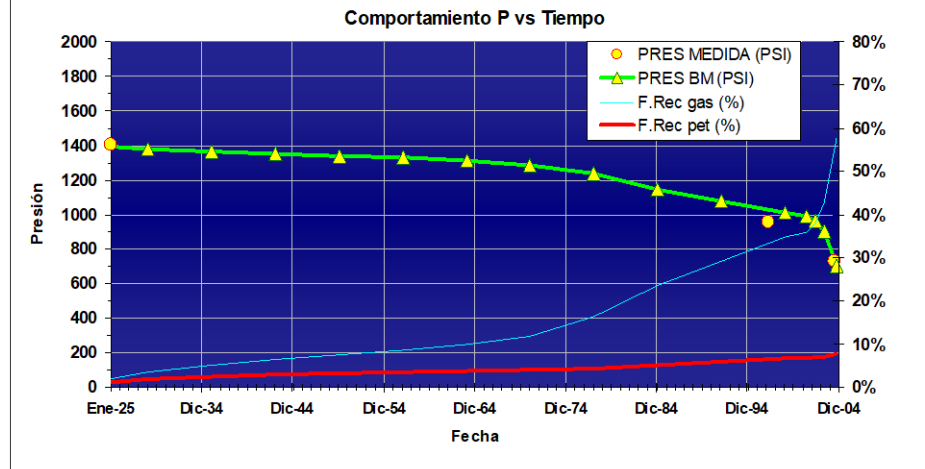


Fig. N° 20 “Resultados del Balance de Materia del Ostrea C en el Bloque II”

El POIS obtenido de los dos bloques es 8.8 MMSTB y los resultados de estos cálculos se muestran en la tabla siguiente:

<b>Fm.Ostrea Mbro.C</b>	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>
Datum, ft. - ss	-3200	-3200
Permeabilidad Promedio, md.	0.1	0.30
Presión Original al Datum, psi	1650	1650
Presión actual, psi	1227	703
Np, MM bo	0.10	0.45
Saturación del oil, %	0.41	0.38
Saturación del gas, %	0.02	0.05
<b>POIS Balance de Materia, MM bo</b>	<b>3.1</b>	<b>5.7</b>

### 3.4.2 Reservas Desarrolladas

A setiembre 2004 se han perforado 148 pozos en el yacimiento Peña Negra, de los cuales actualmente 37 pozos son productores por el Mbro. C y 21 pozos son productores por el Mbro. E.

La producción acumulada para el Mbro. C es 844 Mbo y se espera una recuperación final de 1107 Mbo.

La producción acumulada para el Mbro. E es 269 Mbo y se espera una recuperación final de 386 Mbo.

La producción acumulada y las recuperaciones finales fueron divididas por bloques:

	<b>Ostrea Mbro. C</b>			<b>Ostrea Mbro.E</b>
	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>	<b>Bloque III</b>	<b>Bloque C</b>
Número de Pozos	8	29	9	13
Np, MMbo	0.10	0.45	0.08	0.23
Reservas remanentes, MMbo	0.02	0.16	0.03	0.07
EUR , MMbo	0.12	0.60	0.11	0.30



### 3.4.3 Reservas No desarrolladas

La integración de los mapas de tendencia del índice de hidrocarburo ( $h\phi S_o$ ), capacidad de flujo (Kh), radio de drenaje volumétricos, mapas de producción normalizados y nivel de energía del reservorio obtenido de la data de los pozos reparados, nos permitió identificar posibles ubicaciones de pozos a perforar en el Mbro. C en el Bloque I y II.

Las posibles coordenadas del Bloque I y II se muestran en la tabla siguiente:

<b>POZOS</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>PROF. ( ft)</b>
P1	472300	9527000	3800
P2	472100	9527350	3800
P3	472500	9528100	4000
P4	473300	9527800	4200
P5	473500	9528800	4800
P6	474150	9528400	5000
P7	473750	9528150	4800
P8	473650	9529150	4800

Para las reservas promedio por pozo para el Bloque I y II son 15 Mbo y 20 Mbo respectivamente (Véase Fig. N° 21).

Además de continuar el desarrollo de las repaciones por el Mbro. C, en los pozos EA1505, EA1737, EA1887, EA5653D, EA1835 y por Mbro. E, los pozos EA1887, EA1763, EA1867, EA5778, EA1696. El total de reservas de los pozos mencionados es 102 Mbo y se muestra en la tabla siguiente:

BLOQUE	POZOS	FORMACION	RESERVAS	INTERVALOS
I	EA1505	OS C	11	4050'-4205', 3990'-3750'
I	EA1737	OS C	6	4100'-4300'
II	EA1887	OS C_E	24	OSC: 3650'-4250', OSD: 4600'-4750', OSE: 4950'-5200'
II	EA5653D	OS_C	13	OSC: 3390'-3970', OSD: 4130'-4750'
II	EA1763	OS_E	11	5350'-5200'
III	EA1835	OSC	6	3150'-3400'
C	EA1867	OS_E	7	OSE: 5200'-5500', OSD:4870'-4800'
C	EA5778	OS_E	18	4630'-5200'
C	EA1696	OS_E	7	3650'-3850

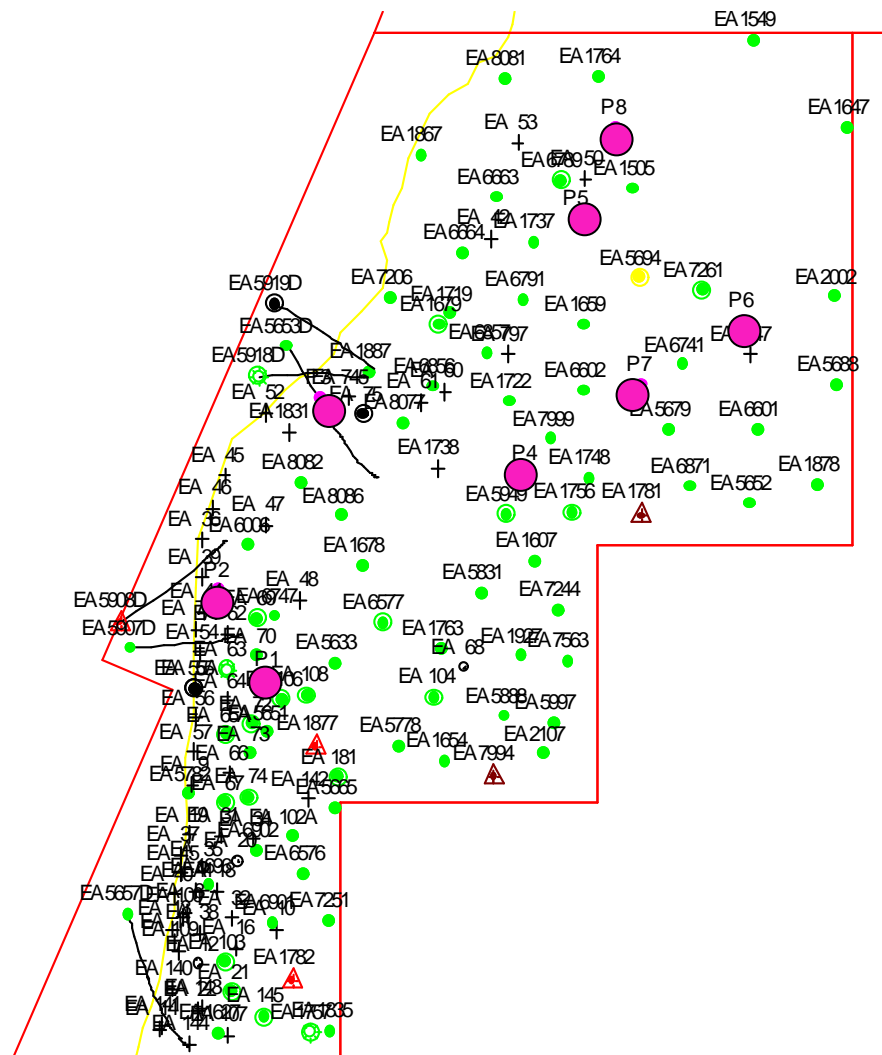
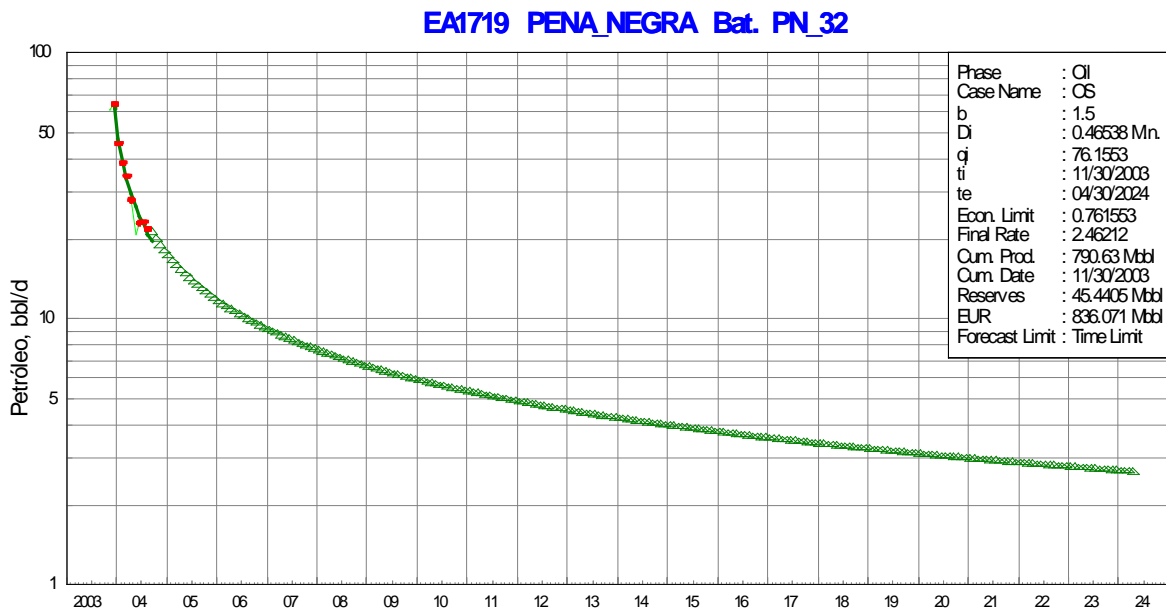


Fig. N° 21 “Pozos Propuestos a Perforar en Miembro C”

### 3.4.4 Curva tipo de Declinación

Para determinar esta curva se uso la data de producción de los pozos reparados a partir de 2001.

Se analizó cada curva segregada a los pozos fracturados hidráulicamente, determinando valores de  $b$  (exponente hiperbólico), de  $D_i$  (Declinación inicial) a través del OFM y obtenemos curvas teóricas de producción por miembro de la formación Ostrea. La finalidad fue de establecer curvas tipos que nos permita pronosticar producciones de los miembros de la formación Ostrea, los datos obtenidos muestran en la Curva Tipo EA1719.



### 3.4.5 Factor de recuperación

Se determino el factor de recuperación por el método empírico API obteniendo valores según la tabla:

<b>Miembro</b>	<b>BLOQUE</b>	<b>FR (%)</b>
C	I	10.0
C	II	12.8
C	III	10.7
E	C	10.1

Los datos obtenidos del POIS por balance de materia, producción acumulada y los pronósticos de producción de los pozos para el Mbro. C de los Bloque I y II, obtenemos un Factor de Recuperación Primaria y nos incentivan a continuar con el desarrollo de los bloques. Los valores se muestran en la tabla siguiente:

<b>Fm.Ostrea Mbro.C</b>	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>
Recuperación Primaria, MM bo (@ Abril 2024)	0.12	0.60
Factor Recuperación Primaria (% POIS)	<b>3.8</b>	<b>10.6</b>

Con el desarrollo de las reservas de reparaciones propuestas y ubicaciones propuestas a perforar por el Mbro. C en el Bloque I y II, se estimo un factor de recuperación final, como se muestra:

<b>Fm.Ostrea Mbro.C</b>	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>
Reparaciones, MMbo	0.02	0.03
Perforaciones, MMbo	0.06	0.08
Factor Recuperación Final (% POIS)	<b>6.2</b>	<b>12.5</b>

Para los bloques que no cuentan con el calculo de POIS mediante Balance de Materia (Bloque III y C), se estimo el factor de recuperación considerando el POIS volumétrico, como se muestra:

	<b>Bloque III Mbro Os. C</b>	<b>Bloque C Mbro Os. E</b>
Factor Recuperación Primaria (%POIS Volumétrico)	<b>7.2</b>	<b>3.5</b>

### **3.5. Trabajos de Reparaciones**

#### **3.5.1 Pozos Reparados**

La campaña de reparaciones de estas arenas se inicia en 2001 con los pozos EA5651 y EA6747 por el miembro C de la formación Ostrea, obteniendo caudales iniciales de 8 bopd y 5 bopd.

En 2002 se efectuaron 5 pozos por el Mbro. C y en 2 de ellos probó el Mbro. E, uno de ellos con buen aporte.

En 2003 se efectuaron 13 pozos aperturando el Mbro. C y E, obteniendo el caudal máximo de 59 bopd en EA1678.

En 2004 se efectuaron 7 pozos aperturando el Mbro. C y E, obteniendo el caudal máximo de 66 bopd en EA6747 (pozo vecino al EA1678).

Con los resultados de los pozos, se trabajó con el caudal inicial para determinar la permeabilidad mediante la ecuación de flujo transitorio. Los resultados obtenidos fueron mapeados como Capacidad de Flujo ( $K \cdot H_n$ ) (Véase Fig. N° 22), el mapa de tendencia fue considerado para la ubicación de las posibles propuestas de perforación

Se integraron los mapas de capacidad de índice de hidrocarburos (HPHISO) y acumulados al 1º año para identificar posibles anomalías productivas.

#### **3.5.2 Reservas Desarrolladas**

Las reservas desarrolladas por los 25 pozos reparados es 488 Mbo, obteniendo un incremento inicial de 520 bopd (Véase Fig. N° 23).

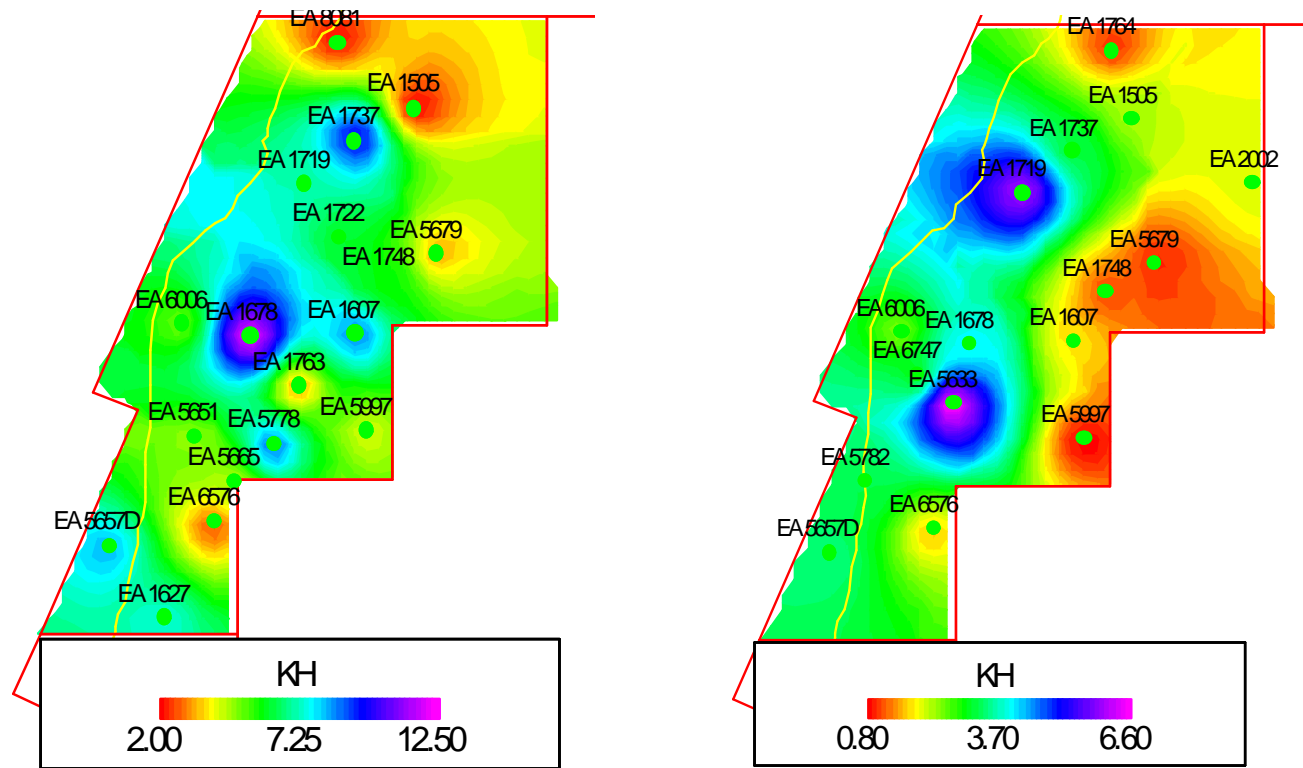
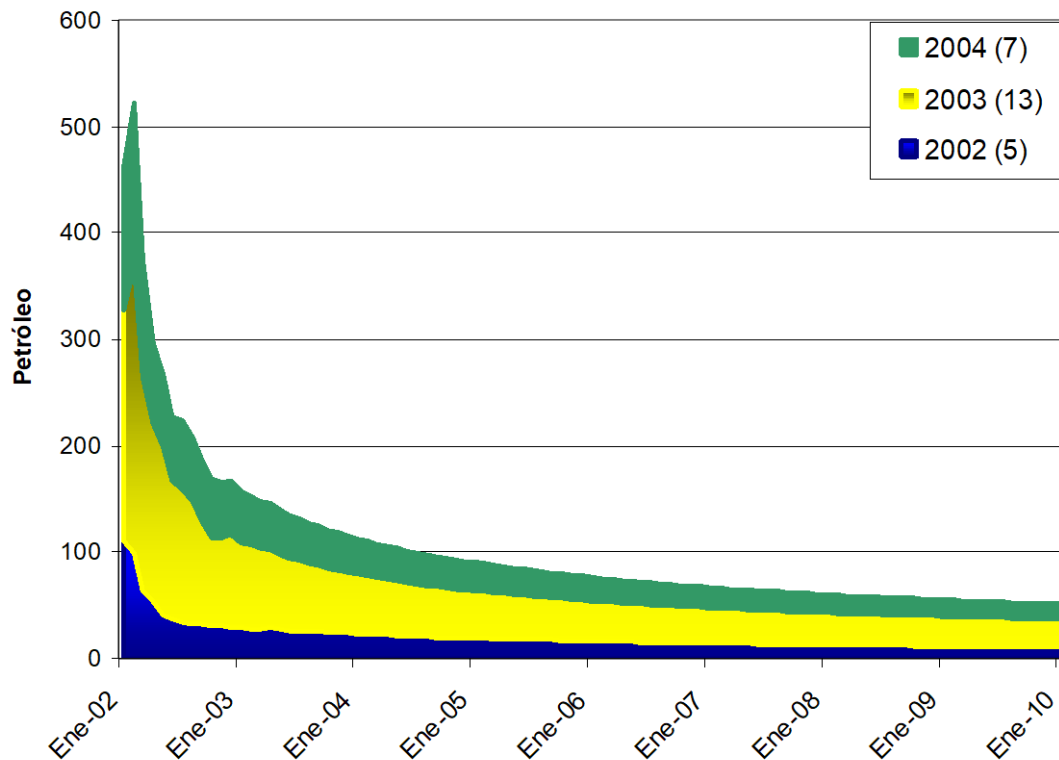


Fig. N° 22 “Capacidad de Flujo ( $K \cdot H$ ) Ostrea Mbros. C y Mbros. E”



**Fig. N° 23 "Aporte de las Reparaciones 2002-2004"**

### 3.5.3 Trabajos de Estimulación

Por la estratigrafía en los miembros E y C de la formación Ostrea, presenta grandes espesores de lutitas con intercalaciones de arenas de grano fino a medio.

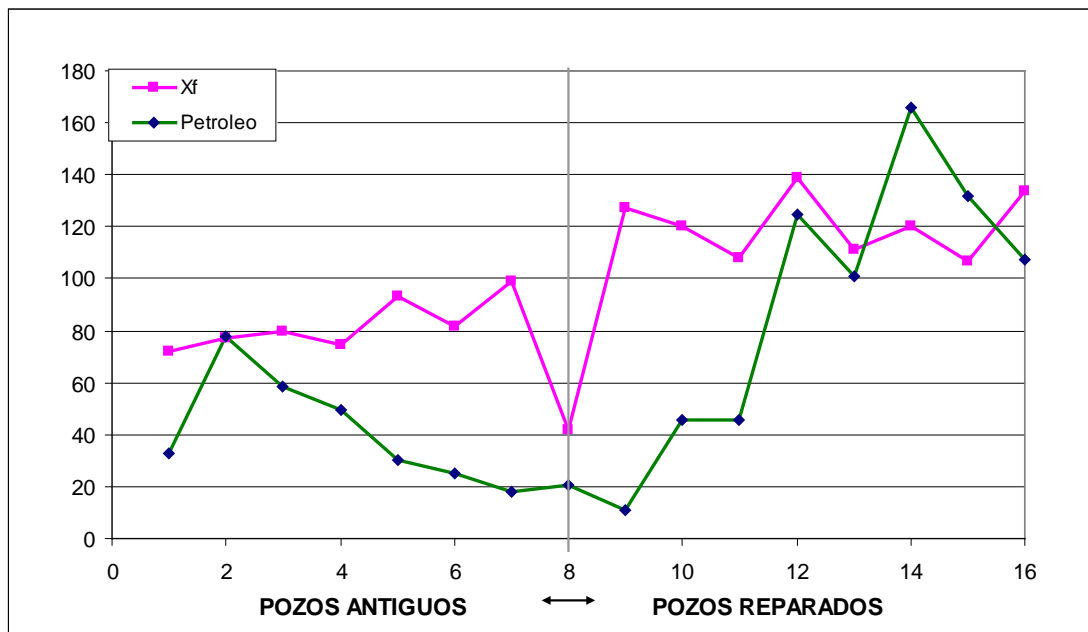
Los trabajos de fracturamiento se efectuaron focalizando estas arenas de poco espesor, empleando un baleo selectivo a una densidad de 1 tiro/ft, para disminuir el daño a la formación se usa gel lineal durante el Minifrac y Pad y gel lineal dosificado durante el empaquetamiento del agente de sostén.

Se analizó la influencia que tendría la estimulación de estos reservorios a través del tiempo, esto fue posible comparando la información de los pozos efectuados

entre los años 1985 - 1990 (Pozos Antiguos) y 2002 - 2003 (Pozos Reparados). Los parámetros analizado se muestra en la tabla siguiente:

	Ht	Hn	Sx/Hn	Vol/Hn	Xf
POZOS REPARADOS	266	40	8	14	120
POZOS ANTIGUOS	185	24	9	22	76

Los parámetros mencionados nos muestran una optimización del volumen utilizado durante la fractura y el número de sacos de arena por espesor permeable. Pero quien esta mejor relacionado con la productividad del reservorio es la longitud de fractura (Xf), como se muestra en Fig. N° 24.

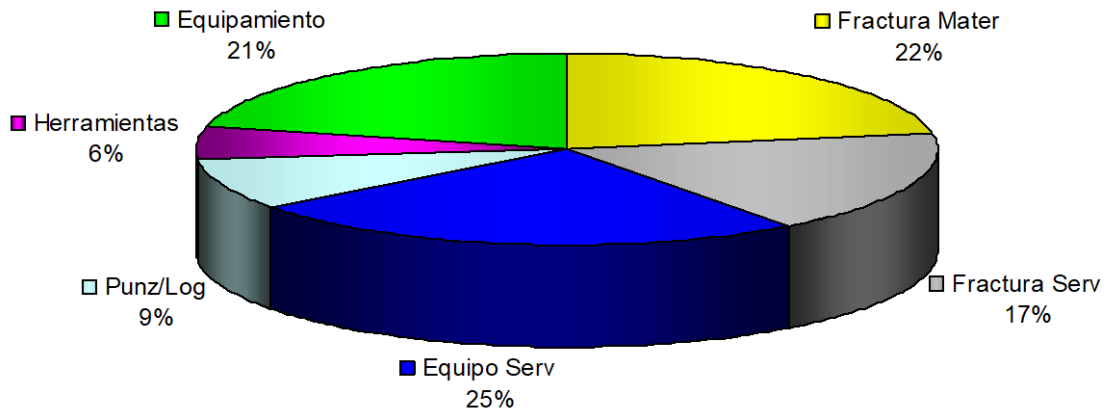


**Fig. N° 24 “Xf relaciona a la producción de los pozos a través del tiempo”**



### 3.5.4 Costos

La distribución de los costos para los pozos reparados se muestra en grafico siguiente:



### 3.5.5 Evaluación Económica

Realizo la evaluación económica para cada campaña de las reparaciones obteniendo los siguientes resultados:

	2002	2003	2004
VAN (10%), MM\$	0.8	1.9	1.3
TIR, %	128	143	
Pay Out, años	1.7	1.6	< 1

### 3.6. Perspectivas de Desarrollo Adicional

Para el área en estudio las perspectivas de desarrollo, se menciona en el capítulo de reservas no desarrolladas.

Por los buenos resultados de las reparaciones de Formación Ostrea en los Miembros E, D, C en el yacimiento Peña Negra, se extendió a los yacimientos vecinos como Taiman, Reventones y Verde.

Los pozos candidatos a estudiar son los pozos que llegaron a Mogollón, actualmente tenemos 61 pozos productores (Véase Fig. N° 25).

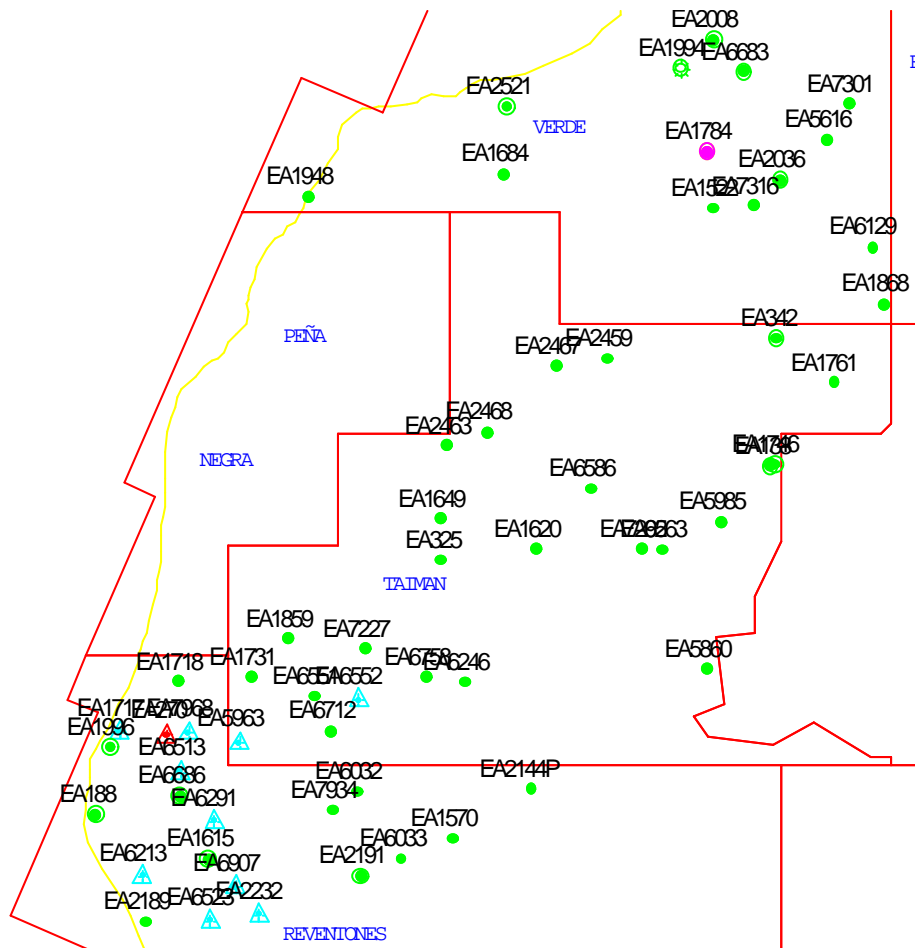


Fig. N° 25 “Pozos Candidatos para Estudio yacimientos vecinos”

#### 4. Conclusiones

El área de estudio se orienta a los miembros Ostrea C y Ostrea E, por presentar paquetes de arenas de mejores características petrofísicas que el Ostrea D, además se considera la continuidad de las arenas.

Los grandes espesores presentes en los miembros Ostrea C, Ostrea D y Ostrea E; son consecuencia de la fase extensional del ambiente deltaico fluvial y lagunar.

El yacimiento presenta fallas principales que limitan el área de estudio. Para el miembro Ostrea C, la presencia de 2 fallas internas, dividió el área de estudio en 3 sub bloques (Bloque I, II, III) y en el miembro Ostrea E estas fallas están presentes originando un sub bloque (Bloque C).

Los miembros del Ostrea en estudio esta constituido por limolitas y lutitas con areniscas de grano fino a medio, de color gris claro. La lectura que muestra en los registros eléctricos son arenas delgadas intercalas con lutitas, es un indicador de baja capacidad de almacenamiento.

Los datos obtenidos de la evaluación de los parámetros de roca, nos indican que estamos estudiando un reservorio de baja capacidad de almacenamiento por su bajo porosidad que presenta y baja capacidad de flujo por los valores de permeabilidad obtenidos de los ensayos de producción.

Se estimaron los POIS mediante el método volumétricos para el Ostrea C en los Bloques I, II, III es de **5.7 MMbo**, **7.7 MMbo** y **1.6 MMbo** respectivamente y para el Ostrea E tenemos **8.5 MMbo**. También sé cálculo por Balance de Materia para el

Ostrea C en los Bloques I y II fueron **3.1 MMbo** y **5.7 MMbo**; no se calculo para los otros bloques por no tener la información necesaria.

La producción acumulada de petróleo a Setiembre del 2004 fue distribuida por miembros y bloques, obteniendo los siguientes resultados:

	<b>Ostrea Mbro. C</b>			<b>Ostrea Mbro.E</b>
	<b>Bloque I</b>	<b>Bloque II</b>	<b>Bloque III</b>	<b>Bloque C</b>
<b>Np, MM bo</b>	0.10	0.45	0.08	0.23
<b>Reservas remanentes, MMbo</b>	0.02	0.16	0.03	0.07
<b>EUR , MMbo</b>	0.12	0.60	0.11	0.30

Para los Bloques I y II del Mbro. Ostrea C se calcularon los Factores de Recuperación obteniéndose 3.8% y 10.6% del POIS (Balance de Materia) respectivamente. Los bajos valores nos permitió continuar con el desarrollo de los bloques mediante las reparaciones y perforación de pozos. Las reservas no desarrolladas se estimaron por reparaciones de pozos son 40 Mbo y la perforación de pozos de 140 Mbo, los cuales nos permite elevar los Factores de Recuperación a 6.2% y 12.5%.

Para el Bloques III del Mbro. Ostrea C y Bloque C del Mbro. Ostrea E se estimo sus Factores de Recuperación de 7.2% y 3.5%, respectivamente; considerando el POIS obtenido por el método volumétrico. Por la incertidumbre de la información no se elaboro un plan de desarrollo para las reservas no desarrolladas.

En el Bloque I, el Ostrea C, las arenas presentan muchas intercalaciones lutaceas, disminuyendo su capacidad de almacenamiento. Además no se evaluó la productividad del tope del Ostrea C, presente en los pozos EA1505, EA1737.

Analizando los mapas integrados de Espesor Permeable y Tendencia de Productividad tendríamos reservas aisladas en los pozos EA1831, EA1887, EA1738, el cual va a ser recuperados con la perforación de pozos nuevos.

La integración de los modelos estáticos y dinámicos ha permitido tener un mayor conocimiento de las características de los reservorios de baja permeabilidad y espesor.

El obtener producción en el reservorio Ostrea miembro C y E ha significado un importante incremento en el inventario de reservas probadas y probables del Lote X.

## **5. Recomendaciones**

Tomar pruebas de presión por el Mbro. C en el Bloque III y Mbro E en el Bloque C, de preferencia a los pozos que fueron reparados (EA5778), con la finalidad de realizar el Balance de Materia y validar el POIS del calculo volumétrico.

En el Bloque I, aperturar las arenas del tope del Ostrea C en los pozos EA1505, EA1737, para definir su productividad en el bloque y definir las posibles perforaciones.

Según los mapas de tendencia del Mbro. C, los pozos reparado EA1722, EA5997 no se ajustan a la tendencia de los pozos vecinos, revisar su productividad.

El uso de esta metodología puede ser aplicada otros reservorios con similares características que se encuentran en el Lote X.

Incentivar el empleo de esta metodología para la puesta en producción de reservorios de muy baja permeabilidad que existe en la Cuenca Talara y prolongar su vida productiva