

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



Factibilidad de Perforación de pozos
Interubicados-Yacimiento Taiman

T E S I S

Para Optar El Título Profesional De
INGENIERO DE PETROLEO

José Alberto Antayhua Espinoza

PROMOCION – 1989 – 1

Lima– Perú

1991

FACTIBILIDAD DE PERFORACION DE POZOS INTERUBICADOS

YACIMIENTO TAIMAN

SUMARIO

INTRODUCCION

DISCUSION

I.- IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS POTENCIALES PARA EL ESTUDIO DE INTERUBICACIONES

I.1.- Factores a considerar en la Planificación de Perforacion de pozos Interubicados

A.- Comportamiento Productivo

B.- Descripción del Reservorio

(.) Estudios Geológicos

(.) Perfiles Eléctricos

(.) Datos de Sísmica

(.) Pruebas de Presión

(.) Pruebas de Trazadores

C.- Diseño del Proyecto de Interubicaciones

D.- Evaluación Económica

I.2.- Factores Involucrados en el Incremento de las Reservas

A.- Continuidad

B.- Barrido Areal

C.- Barrido Vertical

D.- Limite Económico

I.3.- Ubicación

I.4.- Historia del Area Seleccionada

II.- ELABORACION Y ANALISIS DE INFORMACION GEOLOGICA PARA LA PERFORACION DE INTERUBICACIONES

II.1.- Estratigrafía

II.2.- Continuidad de los Reservorios

II.3.- Mapas de Arena Neta y Secciones Estratigráficas

III.-ANALISIS DE PROPIEDADES PETROFISICAS Y FLUIDOS

III.1.- Propiedades de roca Reservorio

III.2.- Permeabilidad Relativa

III.3.- Propiedades de los Fluidos

IV.- ANALISIS DE RESERVORIOS

IV.1.- Comportamiento Productivo

IV.2.- Presiones de Fondo

IV.3.- Cálculo de Reservas

A.- Petróleo Insitu (OOIP)

B.- Reservas Primarias

C.- Inventario de Ubicaciones

D.- Pronóstico de Producción

V.- EVALUACION ECONOMICA

V.1.- Inversiones

V.2.- Análisis Económico

V.3.- Análisis de Sensibilidad

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TABLAS

FIGURAS

SUMARIO

El presente trabajo, denominado "Factibilidad de Perforación de Pozos Interubicados - Yacimiento Taiman", ha sido efectuado con la finalidad de evaluar la factibilidad de efectuar programas de perforación de pozos interubicados, de profundidad somera, que permitan incrementar la producción y la recuperación final de petróleo; completando así el desarrollo primario del área materia de estudio. Asimismo, la ejecución de este proyecto permitirá obtener información básica la posterior aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada (EOR)

La metodología utilizada en el estudio ha sido

- (1) Revisión y análisis de historiales de pozos; con la finalidad de identificar los Yacimientos Potenciales para la perforación de pozos interubicados.
- (.) Información Geológica (Mapas estructural y arena neta, Secciones estructurales y estratigráficas).
- (.) Información de Ingeniería de Reservorios (Eficiencia de barrido, Comportamiento productivo, Presión de reservorios).

(2) Elaboración y análisis de información Geológica de detalle necesaria para la Evaluación de pozos Interubicados.

Para llevar a cabo lo mencionado, fue necesario preparar:

(.) Correlaciones de registros electricos pozo a pozo para las Formaciones Echino Insitu y Echino Repetido, asi como para cada uno sus miembros presentes.

(.) Elaboración de Mapas de Arena Neta Petrolífera.

Se usó de secciones estructurales reinterpretadas por el Departamento de Geología.

(3) Preparación de Correlaciones para la obtención de las propiedades petrofisicas de roca y fluidos.

En la preparación de las Correlaciones se ha utilizado información obtenida por Petróleos del Perú, asi como de la Compañia Contratista OXY-Bridas.

(4) Evaluación de las reservas primarias a partir de

(.) Petróleo original insitu (OOIP)

(.) Segregación de la producción, en base al análisis de cada Formación, asi como de curvas tipo. Es necesario acotar que los volumenes acumulados de gas y agua no son confiables, debido que no se cuenta con información anterior al año 1950

(.) Evaluación del Factor de Recuperación para el área de estudio, a fin de determinar la factibilidad de ubicar pozos interubicados.

(.) Evaluación de Formaciones no abiertas en pozos perforados por objetivos más profundos (Reacondicionamientos)

(5) Cálculo é Inversiones a realizar.

(6) Evaluación Económica

La implementación del programa evaluado, permitirá perforar cuatro (4) Ubicaciones Interubicadas y efectuar trece (13) trabajos de reacondicionamientos.

La perforación de las cuatro ubicaciones, permitirá incrementar las reservas en 80 Mbls. para la Fm. Echino Insitu y 68 Mbls. para el Echino Repetido del Yacimiento Taiman. Lo que representará obtener un factor de recuperación de 11.6% para el Echino Ins. y 13.9% para el Echino Rep., con una inversión estimada de 1216 MUS\$ y una rentabilidad (VAN) al 20% de 239.79 MUS\$.

INTRODUCCION

El presente informe corresponde al estudio de factibilidad de perforación de pozos interubicados por las Formaciones Echino Insitu y Echino Repetido en el Bloque "F" del Yacimiento Taiman, Area El Alto.

Para la selección del Bloque "F", fué necesario analizar los Yacimientos comprendidos en el área de El Alto; que presentan las mejores condiciones para la perforación de pozos interubicados, habiendo logrado identificarse en el Yacimiento Taiman, las Formaciones Echino Insitu y Echino Repetido, como las más adecuadas.

Los objetivos del presente estudio son los siguientes

- (1) Incrementar la producción y recuperación final de petróleo del área de estudio, completando el desarrollo primario del área de estudio.
- (2) Evaluar el comportamiento primario de las Formaciones Echino Insitu y Echino Repetido del Yacimiento Taiman a un espaciamiento menor y la posibilidad de aplicar en el futuro técnicas de Recuperación Mejorada (EOR).

Finalmente es necesario mencionar que no es factible generalizar esquemas de aplicación a todo el Noroeste Peruano, ya que el comportamiento de la perforación de pozos interubicados en un bloque o área puede ser muy diferente a otra, a pesar de estar relativamente cercanas (para la misma Formación).

DISCUSION

I.- IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS POTENCIALES PARA EL ESTUDIO DE INTERUBICACIONES

Para la identificación de las áreas Potenciales se ha utilizado toda la información disponible de Geología (Mapas Estructurales, Secciones Estructurales y Secciones Estratigráficas y Ingeniería Petróleo (Historiales de pozos, Factores de recuperación de reservorios, etc.).

I.1.- Factores a considerar en la Planificación de Perforaciones Interubicadas.

Los factores que se han considerado para el presente trabajo se detallan a continuación:

A.- Comportamiento Productivo

El comportamiento productivo del reservorio debe ser graficado en mapas, de tal manera que permita identificar tendencias de drenaje; así como poder determinar áreas de drenaje reales y compararlos con áreas de drenaje teóricos. De existir áreas con drenaje insuficiente, esto sería un indicio de potencial para desarrollo adicional, la cual podrá

ser completada con la perforación de pozos interubicados.

Adicionalmente; en áreas drenadas, se puede analizar el comportamiento productivo mediante el factor de recuperación.

En proyectos de inundación de agua se ha observado que en general la pobre eficiencia de barrido inicial, mejorará la oportunidad de la perforación de pozos interubicados. Los Proyectos de Interubicaciones pueden sufrir la misma ineficiencia, a menos que un cuidadoso análisis sea desarrollado para determinar la causa de dicho efecto. Es necesario establecer patrones de flujo y buscar tendencias y anomalías que nos proveerá de información para el diseño de los proyectos.

Cada modelo necesita ser analizado respecto a su comportamiento teórico para determinar la real eficiencia de barrido.

Los patrones de flujo que no correspondan a la heterogeneidad del reservorio, pueden resultar más dañinas que benignas. Es decir; si el patrón de flujo que se está diseñando (en proyectos de inundación de agua) mantiene el patrón de flujo original, no barrera zonas que hayan presentado una baja eficiencia de barrido o que no hayan sido drenados debido a su menor permeabilidad

direccional; y, por consiguiente no se conseguirá el objetivo de barrer dichas zonas no drenadas, causando más bien el incremento del corte de agua en el pozo productor.

B.- Descripción del Reservorio

Es imprescindible una adecuada descripción del reservorio, con la finalidad de minimizar el riesgo de perforar pozos interubicados en reservorios completamente drenados y depletados durante su desarrollo primario.

A pesar que se pueda usar tecnología avanzada; si no se determina con razonable certeza el comportamiento original, no se podrá realizar una apropiada estrategia de interubicaciones.

Con la finalidad de tener una adecuada descripción del reservorio para la perforación de pozos interubicados, es necesario realizar los estudios siguientes

(.) Estudios Geológicos

Es el primer paso en la preparación de una buena descripción del reservorio; para lo cual, la litología deberá ser mapeada, así como también modelos confiables del ambiente depositacional deberán ser desarrollados. Adicionalmente se

deberán preparar Secciones Estructurales Estratigráficas, Mapas de contorno de espesor bruto, espesor neto; tendencias de calidad de reservorio, etc.

(.) Perfiles Eléctricos

Los estudios geológicos están en primer lugar orientados al establecimiento de la estratigrafía y correlaciones de facies de registros de pozos, de las cuales se elaboran mapas que nos dan una síntesis de toda la información disponible.

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

Análisis petrófísicos y correlaciones de arenas entre pozos son de gran ayuda en la determinación de la continuidad de los cuerpos arenosos, así como las propiedades promedias de la roca reservorio tales como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc. Estos valores son de particular interés para calcular el petróleo original insitu (OOIP) o el petróleo actual insitu .

Principio de Causalidad: Establece de que las mismas causas producen los mismos efectos. La aplicación de este principio nos permite afirmar que la persistencia de ciertos criterios de un pozo a otro es prueba de que las causas originales fueron las mismas en ambos puntos.

Concepto de Semejanza: Está esencialmente basado en la forma de la curva, esto es, la frecuencia, la amplitud y posición de eventos registrados en secuencia vertical.

Concepto de Ritmicidad: La sedimentación tiene lugar en secuencias, ritmos o ciclos relacionado a fenómenos geológicos de alguna importancia, y de este modo será caracterizado regionalmente, indiferente del tipo de deposición.

Concepto de Confiabilidad: De la información cuantitativa obtenida por medio de los registros eléctricos de pozos podemos evaluar la calidad de las correlaciones realizadas. Este coeficiente será alto si el grado de confiabilidad es alto en cada registro sobre un intervalo suficientemente grande.

(.) Datos de Sísmica

Los datos sísmicos pueden ser de gran ayuda para delimitar los límites de los reservorios así como la continuidad de los mismos, antes de que el proyecto sea diseñado. En muchos casos, los datos sísmicos originales no están disponibles o no fueron usados para desarrollar una estructura con detalles de fallas en el nivel del patrón de comportamiento.

La sísmica tridimensional, el perfil vertical de sísmica y la tomografía pozo a pozo puede ser empleado con la finalidad de estimar la heterogeneidad areal entre pozos.

(.) Pruebas de Presión

Las pruebas de presión, tomadas en forma individual a los reservorios proporcionan información valiosa de las propiedades promedias en la vecindad del pozo y el tipo de reservorio (porosidad simple o dual, flujo radial o limitado).

Lo ideal sería realizar pruebas de interferencia de pozos con la finalidad de poder obtener información de tendencias de permeabilidad, previo al diseño de interubicaciones.

(.) Pruebas de Trazadores

Es factible utilizar prueba de trazadores, cuando se perfora pozos interubicados, con la finalidad de utilizarlos como pozos de inyección. Estas pruebas de trazadores pueden proporcionar información que no es disponible por alguno de los métodos discutidos previamente.

Las pruebas de trazadores son el único método práctico en determinar la eficiencia de barrido neta areal/vertical en un arreglo determinado. Brigham y Abbaszadeh-Dehghani mostraron que éstas medidas pueden también ser usadas para determinar la respuesta relativa del estrato y determinar la heterogeneidad vertical efectiva. También pueden ser utilizados para determinar si existen barreras de permeabilidad o anisotropía y en que grado.

C.- Diseño del Proyecto de Interubicaciones

Para el diseño se deberá tomar en cuenta la descripción del reservorio, y en base a ello estimar el comportamiento productivo de la interubicación para cada modelo o arreglo propuesto.

En forma paralela se determina los requerimientos de inversión para la perforación de los pozos interubicados.

La evaluación económica, es calculada de acuerdo a los datos anteriores.

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta de acuerdo a la particularidad de cada proyecto, entre otros, son las siguientes:

- (1) Necesidad de un Plan Piloto con la finalidad de obtener buenos datos de perfiles y de cores. Se recomienda incluir una prueba trazador radioactivo con la finalidad de evaluar la heterogeneidad areal y vertical.
- (2) Modelos de pozos interubicados alternativos y selección de la localización. En reservorios altamente heterogéneos, el espaciamiento óptimo de los arreglos puede requerir un estudio secundario.
- (3) Requerimientos de estimulación.
- (4) Estimados de costos de perforación.
- (5) Pronóstico del comportamiento de producción de cada arreglo después de realizada la perforación de pozos interubicados.
- (6) Diseño adecuado de pruebas de presión, en forma continua a través de la vida del proyecto.

D.- Evaluación Económica

Todo proyecto debe tener una rentabilidad que le permita ser atractiva al inversionista. Para lo anterior es necesario tener un claro entendimiento del límite económico real y el impacto de la perforación de pozos interubicados en el nuevo límite económico.

Desde que el proceso de la perforación de pozos interubicados puede resultar en incremento de reservas y/o aceleración de la producción, el análisis económico debera ser cuidadosamente elaborado.

La mejor manera para estimar la producción de los pozos interubicados es a través de alguna forma de modelado, numérico o analítico. La curva de declinación deberá ser utilizado, en caso no poder contar con información más detallada que permita el uso de técnicas de modelado.

I.2.- Factores Involucrados en el Incremento de las Reservas

En un reservorio homogéneo ideal, la perforación de pozos interubicados puede solamente acelerar la producción. Los mecanismos que permiten incrementar la recuperación de hidrocarburos son fácilmente

definidos, pero muy difíciles de evaluar en una situación real de campo. Driscoll V.J., presentó la primera clara discusión de los factores que permiten una recuperación mayor cuando en el arreglo o modelo planificado se realizan perforaciones de pozos interubicados.

Cada uno de los factores que se analizarán pueden contribuir a incrementar la recuperación independientemente entre ellos, y en consecuencia puede ser adicionado para un proyecto específico.

Los principales factores que intervienen en el valor del factor de recuperación de un reservorio, son los siguientes:

A.- Continuidad

Se puede definir como continuidad de un reservorio, al porcentaje de arena petrolífera en un pozo y que es continua hacia otro pozo vecino.

Del análisis de la historia de producción de algunos reservorios, se comprueba que se puede obtener un incremento en la recuperación de petróleo debido a la "mejora" de la continuidad del reservorio, como resultado de aumentar la densidad de pozos. Es decir; se tendrá un incremento progresivo en la continuidad del reservorio a medida que se reduce el

espaciamiento, abarcando zonas de petróleo que no están comunicados con los pozos existentes.

Muchos especialistas consideran que la continuidad lateral del estrato es el único mecanismo de importancia para la perforación de interubicaciones. Una manera de analizar el conocimiento de la continuidad del reservorio, que resulta de la perforación de pozos interubicados, es planteando la fracción del espesor de la formación o reservorio que es continuo entre pozos a varios espaciamientos (Porcentaje de continuidad versus distancia entre pozos).

Es conveniente mencionar la diferencia entre zona continua e inundable; el espesor inundable es menor que el análisis de continuidad debería mostrar debido a la heterogeneidad.

El espaciamiento óptimo de pozos para una determinada área, está dada por el mínimo número de pozos requerido para drenar en forma efectiva un reservorio en un intervalo de tiempo. Entre las consideraciones que se deben tener en cuenta para establecer dicho espaciamiento, están las características de permeabilidad, continuidad areal y continuidad vertical de los reservorios, variaciones laterales de los mismos, barreras debido a cambio de facies y consideraciones económicas. La

perforación de pozos interubicados, involucra la localización de áreas que no han sido convenientemente drenadas con el espaciamiento existente de pozos.

B.- Barrido Areal

En Proyectos de inyección de agua, el agua es inyectada en algunos pozos y producido por otros pozos. En un sentido areal, la inyección y producción toma lugar en puntos. En un patrón simétrico, una línea recta conectando el inyector con el productor es la línea de corriente más corta entre estos dos pozos, y por consiguiente, la gradiente de presión a lo largo de ésta línea sera la más alta. Cuando el agua inyectada, se mueve arealmente a lo largo de ésta línea de corriente (la más corta), alcanza al pozo productor antes que aquella que se esté moviendo a lo largo de cualquier otra línea de corriente. Por consiguiente; al momento que sucede la irrupción del frente (breakthrough) solo una porción del área del reservorio entre estos dos pozos -inyector y productor- ha sido contactado por el fluido desplazante.

Esta fracción contactada es la eficiencia de barrido areal a la irrupción del frente.

En realidad, la interubicación debería efectuarse antes del límite económico, y la cantidad de recuperación incremental dependerá en gran parte de:

- (.) Grado de heterogeneidad areal o anisotropía.
- (.) Corte de agua en el límite económico.
- (.) Corte de agua al que ocurre la interubicación.
- (.) Relación de movilidad de inundación.

El barrido areal puede ser mejorado por el cambio de las líneas de flujo original y el barrido a través de áreas no drenadas previamente.

La figura siguiente muestra el efecto del corte de agua en la perforación de pozos interubicados para el caso de reservorios homogéneos como una función de la relación de viscosidades petróleo/agua (μ_o/μ_w), para un grupo asumido de permeabilidades relativas. Estos resultados están basados en estudios de simulación con un error en la estructura misma de 1 a 2% de recuperación incremental

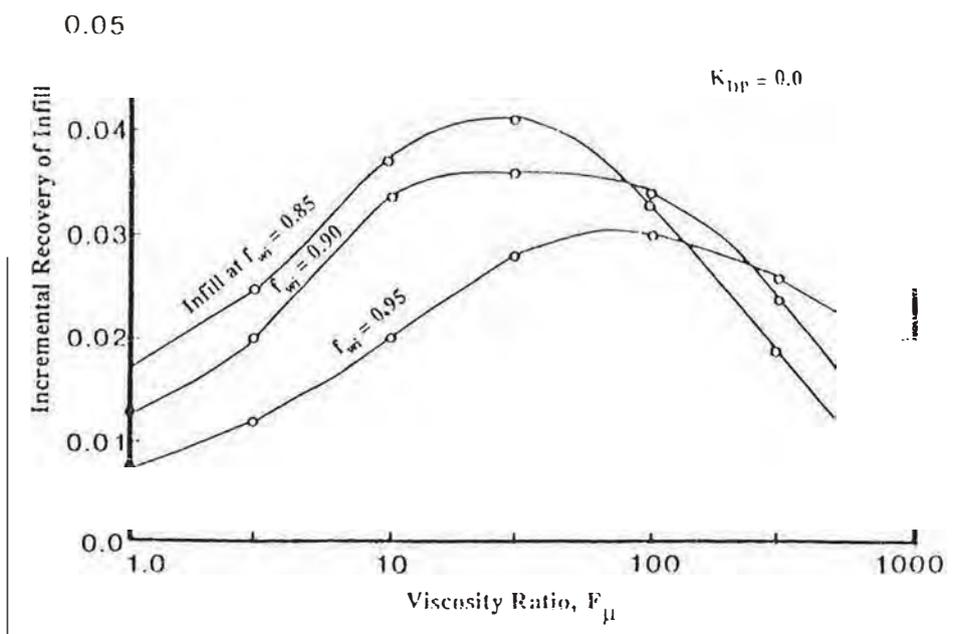


Fig. Efecto del corte de agua en la perforación de pozos Interubicados sobre la recuperación incremental - caso homogéneo

En la figura anterior observa, que la recuperación tiende a incrementar con el aumento de la razón de viscosidades, pero solo hasta un punto. Esta porción de la figura es intuitiva; a mayor razón de viscosidades, menor será la eficiencia de barrido areal. Por lo tanto, la oportunidad del

proyecto de interubicaciones es mayor. A mayores razones de viscosidades, el agua tiende a irrumpir en el pozo productor antes a que un incremento equivalente en el barrido pueda ocurrir.

Analizando el efecto de la permeabilidad direccional y de la razón de viscosidades en la recuperación, caso de simulación basado en la experiencia de campo en Grayburg, se observa que a mayor razón de permeabilidad de la dirección "Y" a la dirección "X", mayor es la recuperación pozo interubicado. La razón para esto es la creación de una "Barrera de agua" o línea originada por la inundación original. Después del pozo interubicado, la inyección es distribuida efectivamente a lo largo de la línea entre el inyector original y el productor. Esto mejora grandemente la eficiencia de barrido, tal como fué predecido por modelo simulación y ha sido confirmado por los datos de campo. La figura siguiente muestra el efecto de la permeabilidad direccional en perforación de pozos interubicados como una función de la relación de viscosidades petróleo/agua.

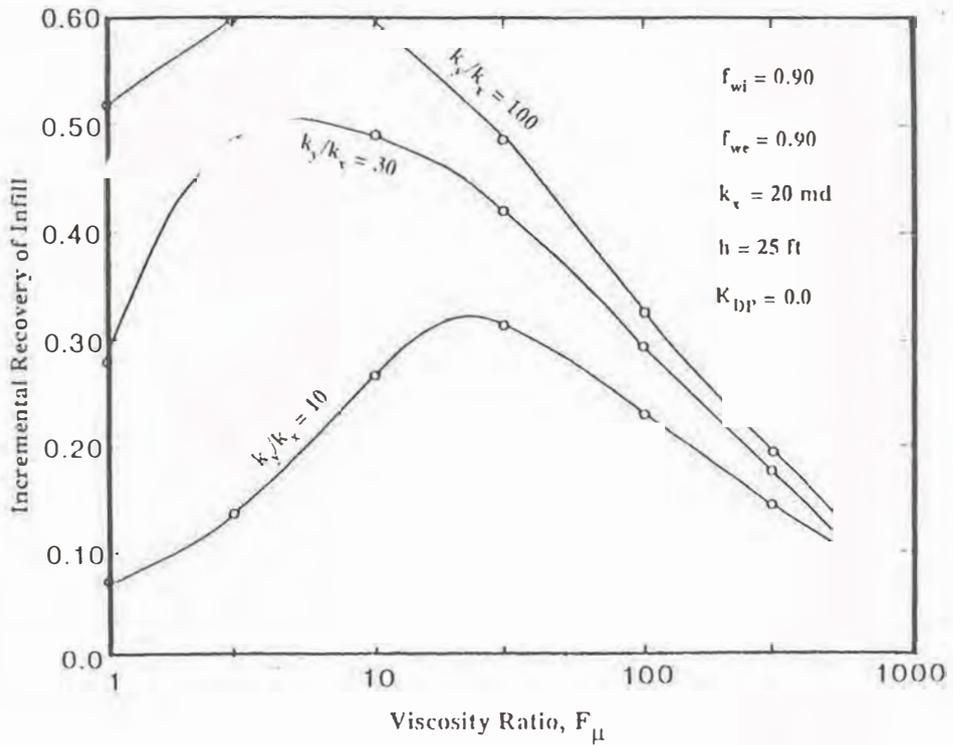


Fig.: Efecto de la heterogeneidad areal en la recuperación incremental

Si un reservorio es demasiado homogéneo, la perforación de pozos interubicados tendrá solo un insignificante impacto sobre la recuperación incremental. El efecto primario de la perforación de pozos interubicados en este es la aceleración de la producción.

Las variaciones areales de la permeabilidad y la porosidad también dejarán depósitos no detectados de

alta saturación de petróleo, los que serán drenados cuando las líneas de flujo sean cambiadas después de la perforación de pozos interubicados.

El grado de incremento en la recuperación dependerá íntegramente de la descripción geológica del reservorio, razón por la cual es necesario una adecuada descripción, que considere, lo siguiente:

- (.) Ambiente depositacional
- (.) Continuidad areal de los reservorios
- (.) Existencia de reservorios limitados.
- (.) Cambios litológicos; que nos indiquen tendencias de permeabilidad.
- (.) Existencia de barreras (fallas, capas de lutitas)
- (.) Buzamiento y rumbo de las capas, a fin de aprovecharlos en el arreglo de pozos.

En realidad, en algunos casos de inyección de agua, la interubicación podría resultar en una reducción de la recuperación final de petróleo, si es que la permeabilidad direccional favorece el modelo patrón original. En este caso, el pozo interubicado alinearía la dirección de máxima permeabilidad a lo largo de una línea que conecte al inyector y al

productor, causando severos acanalamientos del agua de inyección.

C.- Barrido Vertical

Como resultado de la existencia de permeabilidades no uniformes en la dirección vertical, cualquier fluido desplazante se moverá como un frente irregular. En las porciones más permeables del reservorio el fluido desplazante viajará más rápidamente, y en las porciones menos permeables se moverá más lentamente. Una medida de la uniformidad del frente de avance es la eficiencia de barrido vertical, también denominado eficiencia de invasión. Es definido como el área transversal contactada por el fluido desplazante dividido entre el área transversal que encierra todas las capas detrás del frente del fluido desplazante.

Además; se puede afirmar de que la eficiencia de barrido vertical es una medida de los efectos bidimensionales de la no uniformidad del reservorio. En el pasado, el barrido vertical había sido limitado a variación de la permeabilidad en un sistema de un solo o múltiples estratos. Alguna idea de flujo transversal entre estratos es generalmente una consideración adicional.

El flujo cruzado entre estratos es muy difícil de determinar de los datos de campo, pero ello puede tener un significativo efecto en el incremento de la recuperación por la perforación de pozos interubicados.

El efecto del flujo cruzado en el incremento de la recuperación por pozos interubicados puede ser analizado empleando el "Índice de Flujo Cruzado" ICF definido por Zapata y Lake.

Con el incremento de la heterogeneidad vertical, las zonas más permeables son preferentemente barridas, dejando mayores saturaciones de petróleo en las zonas remanentes.

A mayor heterogeneidad, el rango de adición de reservas sería mayor. A límites económicos mayores, el rango de adición de reservas sería menor.

D.- Límite Económico

El punto final de la curva de declinación de la producción de petróleo es comúnmente llamado límite económico. El límite económico es el rate de producción que justamente sufragará los costos directos de operación de un pozo. En conclusión en este límite económico es recomendable analizar el gasto cargado contra el pozo, y determinar cuanto

realmente será economizado si el pozo fuera abandonado.

Una definición de límite económico, desde el punto de vista de Exploración-Producción de petróleo, vendría a ser la razón de los costos operativos entre el precio internacional del barril de petróleo. Siendo los costos operativos aquellos realizados para la producción de petróleo posterior a que el pozo ha sido perforado y completado.

Desde el punto de vista económico, límite económico, vendría a ser el momento en el cual el flujo de fondos comienza a ser negativo. Hasta ese momento se le conoce como vida útil del proyecto.

I.3.- Ubicación

El Yacimiento Taiman se encuentra ubicado en la Cuenca Talara, área El Alto, cubre las cuadrículas F21, F27, M21, M27 del Sistema de Coordenadas Locales. Se encuentra limitado por los Yacimientos Peña Negra al Oeste, Verde al Norte, Central al Este. (FIG. 1)

El área materia de estudio se encuentra ubicado al Nor-Este del Yacimiento Taiman, y abarca una extensión de 560 acres.

El área de estudio fue seleccionado por presentar buenas perspectivas para la perforación de pozos

interubicados, con la finalidad de incrementar las reservas y la producción de petróleo, completando así el desarrollo primario del área.

La selección del área se realizó, teniendo en consideración que ésta reúne entre otras características, lo siguiente:

- (.) Es un Yacimiento con varios reservorios separados por lutitas.
- (.) Presenta fallamiento intenso.
- (.) Los reservorios existentes son heterogéneos.
- (.) Varios reservorios han sido desarrollados originalmente a espaciamentos amplios.
- (.) Las Formaciones evaluadas presentaban bajos factores de recuperación.
- (.) El comportamiento productivo de las formaciones indican la presencia de áreas no drenadas.

I.4.- Historia del Area Seleccionada

El desarrollo del área de El Alto se inició en el año de 1911 con perforación a cable, teniendo como objetivo las Formaciones Echino Repetido, Terebrátula y Hélico, alcanzando profundidades de hasta 2000 pies a espaciamentos de 3 a 22 acres. Siendo la mayoría de estos pozos completados con lina pre-perforada.

Posteriormente con la llegada de la perforación rotaria, su uso se generalizó y se dió inicio a la completación con casing .

El primer pozo productor perforado en el área de estudio fué el 117, el que fué completado con lina perforada en Diciembre de 1925 en la Formación Echino Repetido, con una producción inicial de 28 x 0 x PU .

El primer pozo completado con casing y cementado en el anular fué el 1340 en el año de 1957 en la formación Es.Salina-Mogollon, con una producción inicial de 149x0xSTx734 .

A la fecha se tienen perforados 79 pozos, de los cuales 24 se mantienen como productores. El 19 de Agosto de 1990 se realizó la perforación del último pozo en esta área, el 7709, por los objetivos Ostrea-Echino Insitu, llegando a la profundidad de 3935 pies.

A.- Perforación

En el área de estudio, se han perforado 79 pozos, de los cuales 37 pozos alcanzaron la formación Echino Insitu y 42 pozos alcanzaron la formación Echino Repetido (TABLA N°1)

La profundidad promedio alcanzada mediante la perforación rotaria es de 5500 pies (con

objetivos las formaciones Bs.Sal-Sn.Crist-Mog.), con un tiempo de perforación promedio de 25 días.

Los pozos someros perforados por las formaciones Ostrea-Echino Insitu tienen una profundidad promedia de 3900 pies, con un tiempo promedio de perforación de 15 días. El peso del lodo (tipo semidisperso), utilizado ha sido en promedio de 8.9 a 9.6 lb/gal.

De los 79 pozos perforados, solo un pozo (el 447) fue abandonado a la profundidad de 1812 pies, por no presentar indicios de petróleo

B.- Completación

De los 78 pozos completados como productores de petróleo, a 43 pozos se les asigno RPI en el Echino Repetido, a 5 pozos en conjunto en el Echino Insitu-Echino Repetido (todos pozos antiguos). A los que se les instaló unidades de bombeo mecánico desde el inicio de su vida productiva.

Lo anterior se resume en la TABLA N°2.

La apertura de las arenas se realizaba mediante baleo, con una densidad de 1 a 2 tiros/pie; posteriormente con la nueva tecnología a partir del año 1957, los pozos fueron estimulados

mediante fracturamiento, la completación se generalizó en baleo-fract selectivo.

En la actualidad, el fracturamiento se realiza a regimenes entre 20 y 32 BPM con alta concentración de arena y adicionalmente esta en evaluación el fracturamiento con espuma(CO₂, Nitrogeno).

C.- Estimulación

Los primeros pozos (53 pozos) no fueron estimulados, debido a que fueron completados con lana perforada.

Posteriormente, los pozos fueron completados con casing y cementados en el anular, los que se baleaban y estimulaban mediante fracturamiento hidráulico, empleando en la totalidad crudo como fluido fracturante.

El actual sistema de completación, baleo-fracturamiento, no permite evaluar el aporte de cada formación o cada miembro, debido a que la estimulación se realiza inmediatamente despues de cada baleo.

En la TABLA N°3, se presenta la información del diseño de los trabajos de estimulación efectuados para el Yacimiento Taiman en la

Formación Echino Insitu, Echino Repetido y Helico.

Se puede observar que la formación Echino Insitu se abre a producción en 2 etapas, por etapa se inyecta en promedio 500 Bls. de petróleo y 280 sacos de arena a un rate de 30 BPM.

La estimulación ha permitido incrementar la producción inicial, mejorando el retorno de la inversión.

D.- Reacondicionamientos

En la TABLA N°4, se presenta la información correspondiente a los resultados de los trabajos de reacondicionamiento efectuados en el área de estudio, en las Formaciones Echino Insitu, Echino Repetido y Helico, cuando los pozos tuvieron como objetivo formaciones más profundas.

Con relación a la historia de presiones, existe un grado de depletación variable para cada Formación y dentro de cada Formación para cada reservorio en particular.

II.- ELABORACION Y ANALISIS DE INFORMACION GEOLOGICA NECESARIA PARA LA PERFORACION DE POZOS INTERUBICADOS

El intenso fallamiento, característico de la Cuenca Talara, se incrementa conforme nos acercamos a la superficie debido al dislocamiento generado por la presencia de fallas de repetición de bajo ángulo e incluso por fallas inversas en adición a las fallas normales, que dificultan la interpretación geológica y por consiguiente la de Ingeniería de reservorios. Esta es la razón fundamental por la cual se encuentra la formación Echino hasta con dos repeticiones y por lo tanto lo hace potencial para la perforación de pozos interubicados. A continuación se detallará las principales características geológicas del área, materia del presente estudio.

II.1.- Estratigráfía

La secuencia estratigráfica en el área de El Alto, está representada por formaciones cuyas edades varían desde el Paleozoico (Formación Amotape) hasta el reciente (Formación Tablazo).

La Formación Echinocyamus es de edad Eocénica Inferior. En el área de los Yacimientos Taiman, Verde, Ballena, se han reconocido cinco Miembros: Ballena, Constancia, Somatito, Verde, Cabo Blanco.

(.) Miembro Ballena: Su litología está conformada por areniscas blancas verdosas de cuarzo hialino y lechoso de grano fino a muy fino sucias, algo carbonosas.

(.) Miembro Constancia: Su litología esta conformada por lutita gris verdosa bentonítica no calcárea y limolita gris verdosa micromicácea poco calcárea carbonosa en parte.

(.) Miembro Somatito: Litológicamente está conformado por areniscas blanco-verdosa, cuarzosas de grano fino a medio subredondeado en parte calcárea, con intercalaciones de estratos delgados de lutita gris azulada, micromicáceas, masivas blandas.

Corresponde a un ambiente depositacional litoral a sub-litoral con escasa influencia deltaica y se manifiesta en todas las zonas con un sistema sobrecargado de sedimentos.

(.) Miembro Verde: Litológicamente está conformada por lutita gris claro y verde claro micromicáceas, masivas, blandas, no calcáreas intercalada con arenisca cuarzosa.

(.) Miembro Cabo Blanco: Su litología está conformada por arenisca blancas de cuarzo blanco lechoso e hialino de grano medio a

grueso, sub-redondeado, calcáreas en parte, abundante pirita, conglomerados de cuarzo blanco. Tiene intercalaciones de capas delgadas de lutitas gris clara masivas bentoníticas.

Corresponde a depositos fluvio deltaicos con una dirección de flujo de SE a NO, con canales distributarios sub-paralelos de relleno transversal.

En la FIGURA N°2, se puede observar la columna estratigráfica de la Formación Echino con sus diferentes miembros a través del área El Alto.

II.2.- Continuidad de los Reservorios

Para el análisis de la continuidad de los reservorios, ha sido necesario, primeramente correlacionar los perfiles eléctricos pozo a pozo, paralelamente con la información litológica y paleontológica de cada pozo, identificando la presencia del Echino y de sus Miembros. Posteriormente se procedió a la preparación de secciones estratigráficas asi como a determinar los espesores brutos y netos de la formación Echino.

El espesor máximo encontrado, en el área de estudio, para la Formación Echino Insitu fué de 720 pies (pozo 2451).

En la parte NO estan presentes los cinco miembros del Echino Insitu (pozos 2451, 7279) aunque se encuentran falladas en el cuerpo superior.

El Miembro superior (Ballena), está ausente en gran parte del área de estudio debido al efecto de la discordancia Pre-Talara que causa una disminución del espesor de la Formación de Norte a Sureste. La acción erosiva de esta discordancia es más pronunciada en la parte Sureste del área de estudio.

El Miembro Cabo Blanco, el más prolífico de la formación Echino, presenta su mayor potencia en la parte NO del área, con una potencia bruta de 230 pies (pozo 7249). La correlación realizada se puede apreciar en la FIGURA N°3.

El miembro Somatito, el segundo en importancia después del miembro Cabo Blanco en calidad de reservorio, también presenta su mayor potencia al NO del área, con una potencia bruta de 380 pies (pozo 2451). La correlación respectiva se puede observar en la FIGURA N°4.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir de que geológicamente la parte NO del área de

estudio, es potencialmente atractiva para la ubicación de pozos interubicados.

La Formación Echinocyamus, como reservorio, se puede considerar de buena calidad. Los registros eléctricos que se han tomado en cada pozo permiten observar de que esta formación presenta buenas características de porosidad (Miembros Cabo Blanco y Somatito).

Asimismo; en toda el área de estudio está presente el Echino Repetido. Teniéndose, en el sector NO del área, una buena correlación de perfiles y en la que se logra identificar la presencia del mbo. Cabo Blanco con espesores de hasta 350 pies (pozo 7216). La correlación respectiva se puede observar en las FIGURAS 5a y 5b.

II.3.- Mapas de Arena Neta y Secciones Estratigráficas

El mapa estructural de la Formación Echino Insitu, está confeccionado en contornos a líneas rectas, y está elaborado en la base de la Arena Central del miembro Verde.

El Mapa de arena neta petrolífera se ha levantado con el conteo de la arena neta petrolífera de cada pozo que ha penetrado a la formación productiva. Para lo cual se utilizaron perfiles eléctricos

convencionales de pozos antiguos o el perfil de inducción de los pozos recientes, usando fundamentalmente el perfil del Potencial Espontaneo SP como indicador cualitativo de zonas permeables y porosas.

Para la elaboración de las secciones estratigráficas, se ha considerado:

- (1) Información Litológica y Paleontológica de la formación Echino.
- (2) Formas típicas de perfiles, de cada uno de los miembros de la formación echino.
- (3) Secciones estratigráficas elaboradas por el Dpto. de Geología para el Echino en toda el Area de El Alto.

Fué necesario tener como base previa al contorneo de las curvas de arena neta, secciones estructurales reinterpretadas, así como los mapas estructurales con contornos a líneas rectas. En base a lo anterior se han construido mapas de arena neta para los miembros Cabo Blanco (FIGURA 6) y Somatito (FIGURA 7).

Los espesores de arena neta petrolífera en el área de estudio llegan a 60 pies de arena neta (para el Echino insitu), de 50 pies de arena neta (para el

Echino Repetido I), y de 20 pies de arena neta petrolífera (para el Echino Repetido II). Lo anterior se observa en las FIGURAS N° 8, 9, 10.

El nivel de agua ha sido detectado a -3400 pies, en áreas aledañas. En el Yacimiento Taiman, Formación Echino Insitu, está ausente a causa del complejo fallamiento de los sistemas Taiman-Restín.

III.- ANALISIS DE PROPIEDADES PETROFISICAS Y DE FLUIDOS

Para el análisis de las propiedades de roca reservorio y fluidos, fué necesario recopilar toda la información existente. Sin embargo, fué insuficiente para obtener valores representativos de las propiedades de roca reservorio y de fluidos, razón por la cual se tuvo que recurrir a correlaciones que han sido preparadas para áreas vecinas de características similares, las que fueron extrapoladas al área de estudio en función de los parámetros disponibles de roca reservorio.

III.1.- Propiedades de Roca Reservorio

Una Formación geológica debe presentar dos características principales para ser considerada como un reservorio:

(.) Capacidad de almacenar fluidos (Porosidad)

(.) Capacidad de dejar pasar los fluidos
(Permeabilidad)

Lo anterior significa de que la roca reservorio debe almacenar fluidos y que cuando los pozos sean perforados, los fluidos almacenados deben fluir a través de distancias relativamente grandes bajo la acción de pequeños gradientes de potencial. Aunque se pueden efectuar algunos estimados de estas propiedades de la roca reservorio en forma indirecta a partir de perfiles eléctricos (perfil de densidad, sonico, etc.) y radioactivos, el análisis de las muestras de núcleos (convencionales o de pared) es siempre necesario si se quiere tener valores más representativos de dichas propiedades.

En el Yacimiento Taiman, para la Formación Echino, han sido estimados en base a cores convencionales y laterales de pared. Se han obtenido núcleos -convencionales y muestras laterales - en 12 pozos.

Teniendo en consideración de que las muestras laterales proporcionan valores menos confiables que los núcleos convencionales, por efecto de aplastamiento y fractura al momento del impacto de la herramienta, entonces se les dió mayor

paso a los valores obtenidos mediante núcleos convencionales.

Lo anterior esta resumido en la TABLA N°5.

(.) Porosidad

El espacio poroso en las rocas reservorio está constituido por los espacios intergranulares entre las partículas sedimentarias. Procesos posteriores a la sedimentación (cementación, solución, recristalización, interperización, fracturas, etc.), pueden modificar sustancialmente la proporción y distribución del espacio poroso, por lo que a veces es necesario definir al sistema como de doble porosidad: primaria y secundaria. Las porosidades de menor rango son solo de interés en sistemas de doble porosidad.

La Formación Echino presenta una porosidad intergranular que varía de acuerdo sus miembros, siendo la que presenta mejor porosidad el miembro Cabo Blanco que varía de 11 a 17%, con un promedio de 14%. El miembro Somatito presenta una porosidad que varía de 11 a 15%, con un promedio de 12% .

(.) **Permeabilidad :**

Es una medida de la capacidad de flujo que presenta la roca reservorio.

Es una propiedad anisotrópica de la roca porosa en alguna región definida del sistema, esto es lo que se denomina permeabilidad direccional, por lo que la permeabilidad es considerada un tensor.

La permeabilidad ha sido definida como una propiedad solo de la roca, pero ésta no es necesariamente idéntica en todas las muestras u orientación. La orientación de mayor interés en muestras de reservorio es la paralela al plano de estratificación (permeabilidad horizontal). La dirección perpendicular al plano de estratificación es de considerable interés en los fenómenos gravitacionales tales como segregación de gas, inyección de gas, etc.

Cuando los sedimentos son pobremente sorteados, angulares é irregulares, el proceso de sedimentación asegurará de que la permeabilidad vertical será menor que la permeabilidad horizontal aún en ausencia de capas arcillosas.

Los valores de permeabilidad, para el área de estudio fueron determinados a partir de análisis

de núcleos, debido a la no disponibilidad de pruebas de presión en la Formación de interés. En uno de los pozos del área de estudio (pozo 1915) fué realizada una prueba Build-up (en la Formación Echino Repetido) que no alcanzó el flujo radial, a partir de la cual se realizó un estimado de la permeabilidad de la Formación Echino, obteniéndose un valor que estaba dentro del rango de variación de permeabilidad que nos proporcionó el análisis de cores.

El rango de variación de permeabilidad para la Formación Echino es de 0.7 a 10 md, con un promedio de 2.7 md.

(.) Saturación de agua :

Debido a la no disponibilidad de información de núcleos con análisis especiales de presiones capilares, se tuvieron que utilizar correlaciones desarrolladas para reservorios del Noroeste⁽¹⁾, con la finalidad de obtener la distribución de saturaciones del agua en el reservorio.

Las mencionadas correlaciones fueron ajustadas con información perteneciente a los pozos perforados por la Compañía Contratista OXY-Bridas en el área de Central, vecina al área de

estudio y con datos de porosidad y permeabilidad que son semejantes al determinado para el área de estudio. Los datos utilizados se muestran en la TABLA N°6.

Las correlaciones obtenidas se muestran a continuación:

$$Hr = 5.996632 * (100 - Sw) * Ka^{-0.62426} \dots\dots$$

(Sw > 70%

$$Hr = 5.996632 * (100 - Sw) * Ka^{-0.62426} +$$
$$1.030001 * (70 - Sw)^2$$

(Sw < 70%)

Donde Hr - Nivel del líquido en el reservorio (pies)

Ka - Permeabilidad al aire (md)

Debido a que la permeabilidad a un gas es función de su composición, además de la presión media en el núcleo. Se tiene que realizar la "Corrección Klinkenberg" a los datos de

permeabilidad al aire K_a en las correlaciones desarrolladas previamente.

La Corrección de Klinkenberg disminuye la permeabilidad al gas a un valor de líquido equivalente que varía con la permeabilidad. Por lo tanto, es importante saber si la Corrección Klinkenberg ha sido realizada al reportar los valores de análisis de cores.

Finalmente, se reconstruyó la curva de distribución de saturación de agua (en el reservorio) mediante el uso de las correlaciones establecidas para el área.

Lo anterior se aprecia en la FIGURA N°11.

III.2.- Permeabilidad Relativa

El concepto de permeabilidad relativa provee una extensión de la Ley de Darcy a la presencia y movimiento de más de un solo fluido dentro del espacio poral.

La permeabilidad relativa es adimensional, y esta reportado como una fracción o porcentaje de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta o específica. Donde el termino absoluto está referido a la permeabilidad con la presencia de un solo fluido que satura 100% a la roca porosa.

Cuando una segunda o tercera fase es introducida, el resultado de permeabilidad de cada fase es llamada permeabilidad efectiva.

La forma de la curva de permeabilidad relativa es una función de la distribución de fluidos dentro del medio poroso. La distribución de fluidos es dependiente de la historia de saturación (Imbibición o Drenaje) y con la característica mojante de la roca.

Las características de permeabilidad relativa son importante en el desplazamiento de hidrocarburos por agua, y en el desplazamiento de petróleo y agua por gas.

Los valores de permeabilidades (efectiva y absoluta), y las razones de éstas, usualmente se determinan en el laboratorio mediante análisis de núcleos obtenidos de los reservorios.

Para el efecto de obtención de las curvas de permeabilidades relativas petróleo y agua para el área de estudio se utilizó correlaciones preparadas, a partir de correlaciones empíricas existentes en la literatura para el sistema agua-petróleo (Willie, Pirson, Naar, Honarpur), para los reservorios del Noroeste Peruano⁽¹⁾, las que se extrapoló al área de estudio, debido a que no se disponía de datos de laboratorio.

Las correlaciones empleadas para el efecto se muestran a continuación:

$$K_{rw} = 1.5814 * [(Sw-Swi)/(1-Swi)]^{1.71} - 0.58617 * \\ (Sw-Sor) * (Sw-Swi)/(1-Swi-Sor) - 1.2484 * \\ \phi * (1-Swi) * (Sw-Swi)$$

$$K_{ro} = 0.76067 * [(1-Sw)(1-Sor)/(1-Swi) - Sor]^{1.0} * \\ [(1-Sw-Sor)/(1-Swi-Sor)]^2 + 2.6318 * \phi * \\ (1-Sor) * (So-Sor)$$

Donde Sw -- saturación de agua (fracción)
Swi = saturación de agua inicial (fracción)
So -- saturación de petróleo (fracción)
Sor = saturación residual de petróleo (fracción)
 ϕ -- porosidad (fracción)

Las correlaciones obtenidas fueron comparadas con los resultados obtenidos de los núcleos con análisis especiales en el área, presentaron una desviación, en el cálculo de permeabilidades relativas menores al 30%. Lo cual es

considerado aceptable según la literatura para correlaciones de este tipo.

Parte de los datos usados se muestran en la TABLA N°7.

Las curvas generadas por la correlación, permiten obtener valores más cercanos a los reales, que los proporcionados por las ecuaciones empíricas existentes en la literatura. Dichas curvas se observan en la FIGURA N°12.

III.3.- Propiedades de los Fluidos

Los cálculos de reservas en un reservorio petrolífero o la determinación de su performance requiere un conocimiento de las propiedades termodinámicas del fluido a condiciones del reservorio. Generalmente, estas propiedades son evaluadas de análisis de laboratorio, diseñando las mismas condiciones (presión y temperatura) a las que se encuentra el reservorio. Sin embargo; a veces dichos datos no están disponibles, porque las muestras adecuadas no pueden ser obtenidas o el horizonte productivo no garantiza condiciones iniciales.

En estos casos, las propiedades PVT deberán ser estimadas por analogías o a través del uso de

correlaciones desarrolladas para sistemas de petróleo crudo de varias regiones del mundo (Correlaciones de Standing, Vazquez y Beggs, Glasø, Calhoun, Trube, Beal, Beggs y Robinson). Sin embargo, a causa de las diferencias en composición, el desarrollo de las correlaciones de muestras regionales, puede no proveernos resultados adecuados cuando las aplicamos crudos de otras regiones. Por lo que la correlación que presente menor desviación de los resultados de laboratorio deberá ser corregida y ajustada con la finalidad de que nos proporcione valores más representativos del reservorio materia del estudio.

Debido a que no se obtuvieron muestras de fluidos de fondo en la Formación Echino, Area El Alto, para realizar análisis de PVT y obtener así sus propiedades termodinámicas, se ha tenido que obtener dichos valores a través de correlaciones de Vazquez-Beggs (Pb, FV_{fo}, R_s), Beggs y Robinson (U_o).

Las correlaciones con las que se trabajó se muestran a continuación:

Vazquez-Beggs

$$P_b = [(56.06 * R_s / T_m) * \text{ANTILOG} (-10.393 * \text{°API} / (T + 459.67))]^{1/1.167}$$

$$B_0 = 1 + 4.67 * 10^{-4} * R_s + 1.1 * 10^{-5} * (T - 60) (\text{°API} / T_m) + 1.337 * 10^{-7} * R_s * (T - 60) (\text{°API} / T_m)$$

$$R_s = [(T_m * P_b^{1.167} / 56.06) * \text{ANTILOG} ((10.393 * \text{°API}) / (T + 459.67))]$$

Beggs y Robinson

$$\mu_{ob} = 10^X - 1$$

$$X = Y * T^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * \text{°API}$$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{oa})^b$$

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.335}$$

$$T_m = T_m * [1 + (5.912 * 10^{-5} * \text{°API} * T_s * \ln(P_s / 114.7) / 2.3)]$$

donde

$^{\circ}\text{API}$ - Gravedad del petróleo en el tanque de superficie

(.) 34.3 $^{\circ}\text{API}$ (Echino Insitu)

(.) 36.8 $^{\circ}\text{API}$ (Echino Repetido)

T = Temperatura en el reservorio ($^{\circ}\text{F}$)

(.) 105 $^{\circ}\text{F}$ (Echino Insitu)

(.) 92 $^{\circ}\text{F}$ (Echino Repetido)

τ = Gravedad específica del gas (aire=1),
0.813

T_s - Temperatura en el separador ($^{\circ}\text{F}$), 86 $^{\circ}\text{F}$

P_s = Presión en el separador (psi), 20 psi

τ_s = Gravedad específica del gas en el separador

P_b = Presión en el punto de burbuja (psi)

Bob - FVF de petróleo en pto. de burbuja
(Bbl/STB)

R_s = Razón de solubilidad gas-petróleo
(SCF/STB)

μ_{md} = Viscosidad del petróleo muerto (cp)

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja (cp)

En base a las correlaciones anteriores se han construido las FIGURAS N $^{\circ}$ 13, 14, 15, 16, 17, que muestran los valores obtenidos para las diferentes

propiedades termodinámicas de los fluidos de la formación Echino.

En la TABLA N°8 se puede observar algunas propiedades promedias, establecidas para el área de estudio, en las Formaciones Echino Insitu y Echino Repetido.

IV.- ANALISIS DE RESERVORIOS

En el análisis de reservorios se ha considerado toda la información existente para el área de estudio. En este contexto se ha utilizado los parámetros de roca reservorio (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), propiedades roca-fluido, propiedades de fluidos, el comportamiento histórico de la producción y presión de los reservorios.

IV.1.- Comportamiento Productivo

De acuerdo al análisis realizado de las curvas de producción de los pozos del área de estudio, se observó que la declinación de la producción de los pozos es del tipo hiperbólico al inicio de la vida productiva, con altos rates iniciales; luego, se hace constante el ritmo de declinación mensual (tipo exponencial); probablemente debido al efecto

de segregación gravitacional, observado durante la explotación del reservorio en otras áreas vecinas.

(.) Producción

En las curvas de producción se observó que no se midieron las producciones de gas ni de agua a inicios de la vida productiva de los pozos, razón por la cual se descartó el uso de la ecuación de Balance de Materiales para calcular el Petróleo Insitu Original OOIP.

Luego; se procedió a segregar la producción para el Echino Insitu y Echino Repetido, en pozos donde se abrió producción mas de una arena simultáneamente. Lo anterior se realizó en base al análisis del comportamiento productivo de cada formación, así como de "Curvas Tipo".

Asimismo; se realizó estimados de la Recuperación Final, en cada pozo, para las formaciones Echino Insitu, Echino Repetido y Helico, a un Límite Económico de 3.1 BPD (pozos nuevos) y de 1 BPD (pozos viejos) para el Noroeste.

En la TABLA N°9 se presenta el estado actual de explotación del área de estudio, perteneciente al Yacimiento Taiman.

IV.2.- Presiones de fondo.

La no disponibilidad de datos de pruebas de presiones (BHP's) en el área de estudio, para las formaciones Echino Insitu y Repetido, determinó que no se pudiese evaluar la historia de presión respectiva. Asimismo; las pruebas de presiones tomadas a dos o más formaciones simultáneamente, no permitió calcular la presión en cada formación. El reacondicionamiento de tres pozos del área de estudio (pozos 1915, 2386 y 2421) en la formación Echino Repetido, permitió realizar cálculos de la Presión Promedia de Reservorio en cada pozo, a la fecha en que se dió su RPR respectivo.

Se calculó la presión inicial promedia de la formación Echino Insitu a partir de la gradiente original promedia para la formación Echino⁽²⁾, obteniendo un valor de 1200 psi en el bloque materia de estudio. De últimas pruebas de presión (enero de 1987), la depletación calculada se encuentra en el orden de 15 a 40%

Las pruebas de presión tomadas en el área se encuentran resumidos en la TABLA N°10.

IV.3.- Cálculo de Reservas

A.- Petróleo Original Insitu (OOIP)

Basados en los mapas de arena neta petrolífera, previamente confeccionados, y características petrofísicas de roca reservorio y fluido, se determinó mediante el método volumétrico, el OOIP de las formaciones Echino Insitu y Echino Repetido del área seleccionada para el estudio, obteniéndose aproximadamente 6,070 y 11,448 MBls. respectivamente. Además; se calculó el OOIP para los miembros Cabo Blanco y Somatito independientemente.

Adicionalmente se determinó el OOIP movable para cada caso de los mencionados.

Debido a la no medición de producciones de gas y agua a inicios de la vida productiva de los pozos antiguos, se desestimó usar el método de Balance de Materiales para calcular el OOIP.

En la TABLA N°11 se puede observar los valores obtenidos en el cálculo volumétrico para el área de estudio.

B.- Reservas Primarias

Con las curvas de producción actualizadas a Mayo de 1990, se procedió a estimar las recuperaciones

finales de las formaciones Echino Insitu, Echino Repetido y Hélico por pozo. Para el efecto se utilizó curvas de declinación de cada formación, los cuales permitieron segregar la producción y proyectar su recuperación final hasta un límite económico de 3.1 BOPD/pozo. La recuperación final total, estimada, para las formaciones Echino Insitu, Echino Repetido y Helico con los pozos existentes en el área es de 2,371 MBls.

También, se evaluó el comportamiento primario (producción y reservas) referente a las formaciones Echino Insitu y Echino Repetido, con la finalidad de abrir dichas Formaciones en los pozos que aún no han sido abiertas y que presenten buenas características electrográficas. En este sentido se consideran los proyectos de retrabajo siguientes:

(.) Por la Formación Echino Insitu: Pozos 1340, 1538, 2451, 6586, 6833, 7216, 7249, 7279, 7292 y 7333.

(.) Por la Formación Echino Repetido: Pozos 1724, 2441, 6563, 6586, 7292 y 7333.

En la TABLA N°12 se presenta las reservas asignadas para los retrabajos (workover's) recomendados en el área de estudio.

C.- Inventario de Ubicaciones

De acuerdo las consideraciones analizadas (Geología e Ingeniería de Reservorios), se ha determinado cuatro (4) ubicaciones de pozos interubicados en el área de estudio, por la formación Echino Insitu como objetivo primario, y Echino Repetido como objetivo secundario.

La identificación de estas ubicaciones se muestran en el Mapa de Arena Neta Petrolífera de la Fm. Echino Insitu (FIGURA N°8).

Además; a cada ubicación se le ha asignado las reservas correspondientes teniendo en consideración, lo siguiente:

- (1) Recuperaciones finales, calculadas a un límite económico de 3.1 EOPD/pozo, de pozos vecinos.
- (2) Grado de depletación actualmente en el área de estudio de 15 a 40%.
- (3) Espesores de arena neta petrolífera estimadas a encontrar con las nuevas ubicaciones recomendadas.

Las reservas, profundidades, y espaciamientos estimadas de las cuatro ubicaciones consideradas se muestran en la TABLA N°13

D.- Pronóstico de Producción

En base al análisis de las recuperaciones finales de pozos del Area, declinación de la producción, y del tiempo de vida productiva promedio para un pozo productor de la formación Echino en el Area; se estima que el incremento de reservas, por la perforación de los pozos interubicados, sería del rango de 55 a 115 MBls. Este volumen de reservas se producirá durante un período de 10 años de vida productiva.

Adicionalmente; se está considerando a la formación Echino Repetido como objetivo secundario, debido a que se presenta en el Area con buenas características de almacenamiento de petróleo, y habiendo tenido buenas producciones, los pozos vecinos en dicha formación. Asimismo en el sector SO del área de estudio se tiene la presencia de hasta dos (2) secciones de Echino Repetido.

Estos retrabajos de realizarse incrementarían las reservas en un rango de 40 a 95 MBls. Este volumen de reservas se producirá durante un período de nueve (9) años de vida productiva.

En la TABLA N°14 se muestra los pronósticos mencionados.

Respecto a la asignación de reservas de las ubicaciones recomendadas, tenemos los comentarios siguientes:

- (1) Referente a la formación Echino Insitu (objetivo); al pozo 1 se le ha asignado mayores reservas, debido a que en dicha zona está presente el miembro Cabo Blanco (el más productivo del Echino), con un espesor promedio estimado de 100 pies. Además del miembro Somatito que se encuentra con un espesor promedio de 250 pies.
- (2) Referente a la formación Echino Repetido (retrabajo); al pozo 4 se le ha asignado mayores reservas, debido a que en dicha zona se tiene la presencia de hasta dos (2) Echino Repetido.

Lo anterior se puede observar en los mapas de arena neta petrolífera elaborados.

V.- EVALUACION ECONOMICA

Los proyectos de exploración y producción petrolera, por su especial naturaleza, son considerados como de alto riesgo y por lo tanto están sujetos a una evaluación especial que los diferencia de los demás proyectos.

Para la evaluación económica, del presente estudio de perforaciones de pozos interubicados, se han considerado lo siguiente:

- (.) Perforación y completación de cuatro (4) pozos por la formación Echino Insitu. De los cuales se está considerando que un (1) pozo resulte no exitoso.
- (.) Ejecución de tres (3) trabajos de reacondicionamiento por la formación Echino Repetido.
- (.) Evaluación Económica a Nivel Empresa.

V.1.- Inversiones

Los requerimientos de inversión correspondientes a la ejecución de las ubicaciones de pozos interubicados generados, comprenden lo siguiente:

- (1) Perforación y Completación:
 - (.) Perforación y Completación
 - (.) Facilidades de Producción
 - (.) Unidades de Bombeo
- (2) Retrabajos :
 - (.) Baleo y Fracturamiento

El monto total de la inversión requerida es de aproximadamente 1,216.13 MUS\$.

La TABLA N°15 muestra las inversiones a realizarse.

Los parámetros económicos considerados y que están de acuerdo a las exigencias de PETROPERU S.A., son los siguientes:

Precio del crudo:

(.) Nivel Empresa 21.94 US\$/B1

Gastos Operativos:

(.) Variable 0.07 US\$/B1

(.) Fijo 4.95 MUS\$/Pozo-año

Tasa Impositiva 30 %

Tasa de Descuento 20 %

V.2.- Análisis Económico

Los resultados del análisis económico a Nivel Empresa son los siguientes:

- (1) la rentabilidad del Proyecto es aceptable para la Empresa. La Tasa Interna de Retorno TIR del proyecto es de 41.28 %. El Valor Actual Neto VAN calculado es de 239.79 MUS\$. Además el rendimiento de la inversión calculado es de 19.72 % y el período de recuperación de la inversión (pay out) es de 2.78 años.
- (2) De lo anterior podemos afirmar que si el Proyecto es rentable para la Empresa, mejorará aún mas a nivel país.

V.3.-Análisis de Sensibilidad

Paralelamente, para definir la sensibilidad de la rentabilidad del Proyecto, se efectuó el análisis en función de las reservas, las inversiones y precio del crudo Nivel Empresa obteniéndose los resultados siguientes:

(.) Si las reservas se ven reducidas en 19% o si las inversiones se incrementaran en 24% o si el precio del crudo disminuyese a 17.5 US\$/B1, el Proyecto resultaría no atractivo para la Empresa. Los resultados indicados anteriormente, se pueden apreciar en la FIGURA N°18.

De considerarse el efecto del canon y sobrecanon petrolero los impuestos se incrementarían a un 60%, con lo cual los resultados serían :

VAN (MUS\$)	71.78
TIR (%)	27.12
PAY-OUT (años)	4.49

La rentabilidad del proyecto seguiría siendo aceptable para la Empresa.

CONCLUSIONES

1. El área potencial seleccionada para la perforación de pozos interubicados, se encuentra en el sector Suroeste del Bloque "F" - Fm. Echino - Yacimiento Taiman. Ello por las consideraciones siguientes:
 - (.) Intenso fallamiento.
 - (.) Factor de recuperación bajo.
 - (.) Originalmente se desarrolló a espaciamentos amplios.
 - (.) Comportamiento productivo de la formación Echino indica presencia de áreas no drenadas.

2. La presencia de hasta dos formaciones Echino Repetido, hace más atractiva la perforación de pozos interubicados. Ello debido al dislocamiento, por la presencia de fallas de repetición de bajo ángulo e incluso por fallas inversas y normales.

3. El miembro Ballena de la formación Echino Insitu está ausente en gran parte del área de estudio, debido al efecto de la discordancia Pre-Talara que causa una disminución del espesor de la formación de Norte a Sureste. La acción erosiva de esta discordancia es aún mas pronunciada en la parte Sureste del área de estudio.

4. La zona más adecuada para la perforación de pozos interubicados, se encuentra en la parte Noroeste del área de estudio. Ello, debido a que en dicho sector el miembro Cabo Blanco (el más productivo de la formación Echino), presenta su mayor potencia (230 pies en el pozo 7249); asimismo, el miembro Somatito también presenta su mayor potencia en dicho sector del área de estudio (380 pies en el pozo 2451).

La Formación Echino ha sido evaluada sólo en la parte Noroeste del área materia de estudio, debido a que en el resto del área disminuye la calidad de este reservorio y aparece ocasionalmente en áreas muy localizadas.

5. Existe limitada información de perfiles eléctricos en los pozos anteriores a 1940 así como; análisis de núcleos, análisis PVT, pruebas de presiones para la formación Echino Insitu.

6. El mecanismo de desplazamiento predominante es por Segregación Gravitacional.

7. Para la determinación del Petróleo Original Insitu OOIP de las formaciones Echino Insitu y Repetido, se utilizó el método Volumétrico, obteniéndose 6,070 y 11,448 MBls respectivamente. El factor de recuperación para el Echino Insitu es de 7.5% y para el Echino Repetido es de 12.6%. Debido a la no medición de la producción de gas y agua a inicios de la vida productiva de los primeros pozos, se desestimó usar el método de Balance de Materiales.

8. Las reservas de petróleo estimadas de trabajos reacondicionamientos de pozos existentes en el área de estudio, ascienden a 256 MBbls.

9. La perforación de las cuatro (4) ubicaciones permitirá incrementar las reservas en 80 Mbls para la Fm. Echino Insitu, y 68 MBls para la Fm. Echino Repetido. Lo que representará obtener un Factor de Recuperación de 11.6% para el Echino Insitu y 13.9% para el Echino Repetido al final del desarrollo primario del área de estudio.

10. La evaluación económica, de acuerdo a los parámetros vigentes para la Empresa y considerando la perforación de cuatro (4) ubicaciones interubicadas (con un pozo no exitoso), es la siguiente:

Inversión (MUS\$)	1,216.13
Reservas (MBbls)	113.00
TIR, %	41.28
VAN, MUS\$	239.79
PAY OUT, años	2.78

Del análisis de sensibilidad se determinó que si el precio del crudo disminuye a 17.5 US\$/Bbl o si las reservas se ven reducidas en un 19% o si las inversiones se incrementaran en un 24%, entonces el proyecto dejaría de ser rentable para la Empresa.

11. Considerando el efecto del canon y sobrecanon, los impuestos se incrementarían a un 60%, con lo cual los resultados serían:

VAN (MUS\$)	71.78
TIR (%)	27.12
PAY_OUT (años)	4.49

La rentabilidad del Proyecto seguiría siendo aceptable para la Empresa.

RECOMENDACIONES

1. Implementar el programa de Retrabajos identificados para las formaciones Echino Insitu y Echino Repetido, a fin de obtener información de fluidos, presiones y comportamiento productivo. Con esta información programar las ubicaciones identificadas.

2. Considerar para la perforación, completación y puesta en producción de las nuevas ubicaciones, lo siguiente:
 - (.) No usar pesos de lodo mayores de 9.6 y 9.4 lb/gal para la formación Echino Insitu y Echino Repetido, respectivamente.
 - (.) Efectuar completaciones selectivas y evaluar el aporte productivo de cada formación o miembro.
 - (.) En los trabajos de estimulación por fracturamiento no utilizar agua tratada, si es que no se efectúa un estudio detallado y pruebas de laboratorio que recomiende el uso de dicho fluido.

- (.) Efectuar las coordinaciones pertinentes para reducir los tiempos de asignación de RPI's y que no superen en ningún caso un tiempo de 40 días/pozo. Esta acción facilitará la evaluación de los resultados de perforaciones adicionales a corto plazo. Asimismo, mejorará la economía del proyecto.
 - (.) Instalar las facilidades de producción mínimas requeridas, de tal forma que cada uno de los pozos (luego de asignado el RPI) sean medidos por lo menos tres (3) veces por mes. Asimismo, que sea factible medir las producciones de petróleo, gas y agua.
 - (.) Medir el °API del crudo, viscosidad a 3 temperaturas y salinidad del agua, cuando se tenga producciones de una sola formación. Ello debe efectuarse antes de asignar el RPI y/o RPR.
3. Instalar unidades de levantamiento artificial (unidades de bombeo) una vez realizados los trabajos de estimulación. Ello permitirá mantener la producción esperada.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1 Carrillo L. "Determinación de Correlaciones Para Estimar Permeabilidades Relativas del Noroeste," IT-2063 (Sep. '86) - Dpto. Ingenieria de Petróleo - PETROPERU
- 2 Navarro W., Contreras C., Paredes J. "Estudio de Factibilidad Proyecto El Alto," IT-2303 (Dic. '87) - Dpto. Ingenieria de Petróleo PETROPERU
- 3 Van Everdingen A.F. and Kriss H.S. "A Proposal to Improve Recovery Efficiency," JPT (July '90) 1164-68
- 4 Barber A.H. et al. "Infill Drilling to Increase Reserves - Actual Experience in Nine Fields in Texas, Oklahoma, and Illinois," JPT (Aug. '83) 1530-38
- 5 Barbe J.A. and Schnoebelen D.J. "Quantitative Analysis of Infill Performance: Robertson clearfork Unit," JPT (Dec. '87) 1593-1601
- 6 Gould T.L. and Sam Sarem A.H. "Infill Drilling for Incremental Recovery," JPT (March '89) 229-237
- 7 CORE Laboratories, Inc. "Fundamentals of Core Analysis," MOD. II

- 8 Sutton R.P. and Farshad F.F. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils," paper SPE 13172
- 9 Brown K. "The Technology of Artificial Lift Methods," Vol. I (Pag.104-107)
- 10 Nind T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos de Pteróleo," Cap. 2 (Pag. 53-68)
- 11 "Normas Para Elaborar y Evaluar Proyectos de Inversión," Planeamiento Corporativo (Nov. '84) - PETROPERU

TABLAS

- 1 Topes y Elevaciones - Yac. Taiman
Información de Completación y Abandono de Pozos Yac.
Taiman
- 3 Diseño de Estimulación Empleado - Yac. Taiman (Fm. Echino)
- 4 Resultados de Retrabajos Efectuados Yac. Taiman (Fm.
Echino y Helico)
- 5 Análisis de Cores - Yac. Taiman (Fm. Echino y Helico)
- 6 Datos de Presiones Capilares
- 7 Datos de Permeabilidad Relativa
- 8 Propiedades de Fluidos - Yac. Taiman (Fm. Echino)
- 9 Estado Actual de Explotación - Yac. Taiman (Fm. Echino y
Helico)
- 10 Presiones de Reservorio Promedia - Yac. Taiman
- 11 Cálculo Volumétrico - Yac. Taiman (Fm. Echino)
- 12 Retrabajos (workover's) identificados
- 13 Estimado de Reservas - Yac. Taiman
- 14 Pronóstico de Producción
- 15 Montos de Inversión